



ISSN 1727-9895
ISSN 2786-7064 (online)

Праці **Інституту електродинаміки** **Національної академії наук** **України**

Збірник наукових праць

Випуск
74

Київ
2026

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
74**

Київ
2026

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
Щерба А.А.	академік НАН України
Блінов І.В.	член-кор. НАН України
Кондратенко І.П.	член-кор. НАН України
Шидловська Н.А.	член-кор. НАН України
Буткевич О.Ф.	докт. техн. наук, професор
Васецький Ю.М.	заст. гол. ред., докт. техн. наук, професор
Мазуренко Л.І.	докт. техн. наук, професор

Editorial board*:

Shapoval I.A.	Editor-In-Chief, Doctor of engineering sciences
Zharkin A.F.	Member of NAS Ukraine
Kyrylenko O.V.	Member of NAS Ukraine
Shcherba A.A.	Member of NAS Ukraine
Blinov I.V.	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
Kondratenko I.P.	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
Shydlovska N.A.	Corresponding Member of the NAS of Ukraine
Butkevych O.F.	Dr.Sc. (Eng.), Professor
Vasetskyi Yu.M.	Deputy Editor-in-Chief, Dr.Sc. (Eng.), Professor
Mazurenko L.I.	Dr.Sc. (Eng.), Professor

*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:

Artemchuk V., Dr.Sc., Deputy Director for Scientific and Organizational Work, G.E. Pukhov Institute for Modelling in Energy Engineering of the National Academy of Sciences of Ukraine, Ukraine
Bondarenko O., PhD, Associate Professor of the Department of Electronic Devices and Systems, National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Ukraine
Gogolyuk O., Dr.Sc., Professor, Head of Department, Lviv Polytechnic National University, Ukraine
Kovbasa S., Dr.Sc., Head of the Department of Automation of Electromechanical Systems and Electric Drive, National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Ukraine
Kulyk V., Dr.Sc., Professor of the Department of Power Plants and Systems, Vinnytsia National Technical University, Ukraine
Oleschuk V., Dr.Sc., Senior Researcher, Chief Scientist, Technical University of Moldova, Moldova
Pavlov G., Dr.Sc., Professor, Vice-Rector for Research, Admiral Makarov National University of Shipbuilding, Ukraine
Strzelecki R., D.Sc., PhD., Eng. (Dr hab. inż.), Professor, Gdynia Maritime University, Poland
Tolmachov S., Dr.Sc., Professor, Head of the Department of Electromechanics, Kryvyi Rih National University, Ukraine
Vasko P., Dr.Sc., Professor, Head of Department, Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, Ukraine
Zakis J., Dr. Sc. Ing., Assoc. prof. and Senior Researcher, Riga Technical University, Latvia

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.nbuv.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 № 9 від 9 липня 2026 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 Е-mail: mlyv@ied.org.ua; Адреса сайту: <http://prc.ied.org.ua>

ISSN 1727-9895

ISSN 2786-7064 (online)

© Інститут електродинаміки НАН України, 2026

**Праці
Інституту електродинаміки
Національної академії наук України**

Випуск 74

2026 р.

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.74>

ЗМІСТ

ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

Жаркін А.Ф., Гориславець Ю.М., Глухенький О.І.

Робочі характеристики електромагнітного дозатора установки для лиття свинцевих гранул5

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Парус Є.В., Блінов І.В., Євдокімов В.А.

Концепція внутрішнього клірингу смарт-контракту у агрегатора локальної торгової платформи децентралізованого ринку електричної енергії14

Денисюк С.П., Сопель М.Ф., Сподинський О.В.

Модернізація електричних мереж на основі комплексної реалізації принципів спостережуваності та керованості27

Павлов М.В., Мірошник В.О.

Вплив тарифу на профіль навантаження зарядних станцій електромобілів: аналіз реальних даних43

Кацадзе Т.Л., Борсук Д.І.

Аналіз задачі оптимізації роботи розподільчої мережі за допомогою установки зберігання електроенергії49

Буйний Р.О., Красножон А.В., Квицинський А.О.

Визначення економічно виправданих граничних значень активної потужності для повітряних ліній електропередавання напругою 35-750 кВ55

Гуртовий К.С.

Підвищення ефективності функціонування гібридних мереж розподіленої генерації на основі вдосконалення інформаційно-вимірювального забезпечення62

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

Пересада С.М., Стросьвий С.О., Щербаченко В.В.

Розвиток теорії векторного керування асинхронними двигунами на основі декомпозиції «механічна – електрична підсистеми»68

Мазуренко Л.І., Гребеніков В.В., Джура О.В., Шихненко М.О., Подейко П.П.

Аналіз програмних і апаратних засобів розробки систем керування електроприводів з BLDC двигунами77

Акинін К.П., Кіреєв В.Г., Петухов І.С., Філоменко А.А., Лавриненко В.А.

Підходи до побудови мехатронних модулів на основі безконтактних магнітоелектричних двигунів з двопровідним керуванням91

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

Толмачов С.Т., Ільченко О.В.

Деякі проблемні питання теорії і практики асинхронних короткозамкнених двигунів у контексті енергоефективності101

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.74>

CONTENTS

ELECTROTECHNOLOGICAL COMPLEXES AND SYSTEMS

Zharkin A.F., Goryslavets Yu.M., Hlukhenkyi O.I.

Operating characteristics of the electromagnetic doser of the installation for casting lead granules5

ELECTRIC POWER SYSTEMS AND ELECTRICITY MARKETS

*Parus Ye.V., Blinov I.V., Evdokimov V.A.*Concept of internal smart contract clearing for the aggregator of a local trading platform
in a decentralized electricity market14*Denysiuk S.P., Sopel M.F., Spodynskyi O.V.*Modernization of electrical grids based on the integrated implementation of the principles
of observability and controllability27*Pavlov M., Miroshnyk V.*

Tariff impact on EV charging station load profile: analysis of real data43

*Katsadze T., Borsuk D.*Analysis of multi-objective distribution network operation optimization using battery
energy storage systems49*Buinyi R.O., Krasnozhon A.V., Kvytsynskyi A.O.*

Determination of economically justified limits of active power for overhead power lines 35-750 kV55

*Hurtovyi K.*Improving the operational efficiency of hybrid distributed generation networks based
on enhanced information and measurement support62

ELECTROTECHNICAL COMPLEXES AND SYSTEMS

*Peresada S.M., Stroieviy S.O., Shcherbachenko V.V.*Advancement of the theory of field orientation control of induction motors based
on the decomposition of the mechanical and electrical subsystems68*Mazurenko L.I., Grebenikov V.V., Dzhura O.V., Shykhnenko M.O., Podeiko P.P.*Analysis of software and hardware for development of control systems for electric drives
with BLDC motors77*Akinin K.P., Kireyev V.G., Petukhov I.S., Filomenko A.A., Lavrinenko V.A.*Approaches to development mechatronic modules based on brushless magnetoelectric
motors with two-wire control91

ELECTRICAL MACHINES AND APPARATUS

*Tolmachov S.T., Ilchenko O.V.*Some theoretical and practical issues of squirrel-cage induction motors in the context
of energy efficiency101

ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

УДК 621.35.035 : 537.84

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.74.005>**РОБОЧІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ДОЗАТОРА УСТАНОВКИ
ДЛЯ ЛИТТЯ СВИНЦЕВИХ ГРАНУЛ**

А.Ф. Жаркін^{*}, акад. НАН України, **Ю.М. Гориславець**^{**}, докт. техн. наук,
О.І. Глухенький^{***}, канд. техн. наук¹

Інститут електродинаміки НАН України,
Берестейський пр., 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: gai56@ied.org.ua

Для установки лиття свинцевих гранул із метою зменшення перегріву розплаву на виході з електромагнітного дозатора запропоновано виконати його каналну частину у вигляді двох послідовних секцій: безпосередньо каналу з рідким металом, що знаходиться у проміжку електромагніту, і мідної шини. Остання з'єднує закритий фланцем торець каналу з ванною дозатора, формуючи у такий спосіб замкнене електричне коло для індуктивного наведення електричного струму. На основі виконаних раніше експериментальних досліджень визначено робочі характеристики електромагнітного дозатора у вигляді узагальнювальних залежностей електричного струму в рідкому металі каналу дозатора, його оптимальної частоти та витрати розплаву через дозатор від діаметра гранул. Шляхом мультифізичного моделювання досліджено тепловий стан електромагнітного дозатора із запропонованою каналною частиною та визначено його теплові характеристики. Показано, що для такої конструкції дозатора перегрів розплаву на виході з насадка, що формує струмінь металу, відносно температури металу на вході в канал не перевищує гранично припустимого значення для стабільного формування та ефективного охолодження гранул. Бібл. 7, рис. 6.

Ключові слова: установка для лиття свинцевих гранул, електромагнітний дозатор, робочі характеристики, комбінована канална частина, мультифізичне моделювання, перегрів металу.

Вступ. Значний попит на металеві гранули монодисперсного складу викликав необхідність створення оригінальних електромагнітних дозаторів, заснованих на використанні капілярного розпаду циліндричних струменів рідкого металу. Дослідження цього фізичного явища, як відомо, було проведено ще в XIX столітті Релеєм, Плато, Саваром, Магнусом, Вебером та іншими відомими дослідниками [1]. Ними було встановлено, що циліндричний струмінь рідини, що витікає з циліндричного отвору, є нестійким до зовнішніх збурень. Тип збурення, до якого струмінь є найбільш чутливим на виході з отвору, – це збурення, яке створює хвилеподібні осесиметричні коливання його поверхні, що мають довжину $\lambda = \sqrt{2\pi d}$ (d – діаметр струменя, який приблизно дорівнює діаметру отвору). Якщо такі коливання підтримуються хроматичною модуляцією швидкості u витікання рідини з частотою $\nu = u/\lambda$, то розпад струменя стає повністю регулярним.

Свого часу в Інституті електродинаміки НАН України було розроблено та досліджено метод керування капілярним розпадом електропровідних струменів шляхом наведення періодичних збурень за допомогою електромагнітних сил [2]. Такі сили створюються в об'ємі електропровідної рідини на вході в фільтр (насадок із каліброваним отвором), що формує циліндричний струмінь. Проведені дослідження дали змогу створити низку пристроїв та установок для електромагнітного дозування рідких металів, які використовують керований (вимушений) розпад рідкометалевих струменів [3]. Зокрема було створено установку для лиття гранул зі свинцю та свинцевих сплавів, які можуть бути використані при виробництві



мисливського і спортивного дробу, хімічних реактивів, композитного припою, що містить флюс, а також як наповнювач для захисних екранів від радіаційного випромінювання [4]. Установка здійснює плавку свинцю за допомогою індукційної каналної печі, стабілізацію рівня рідкого металу в процесі роботи з використанням електромагнітного насоса, керований розпад струменів розплаву і формування сферичних металевих частинок заданого розміру за допомогою електромагнітного дозатора та кристалізацію останніх у водяних плівках. Кількість струменів, що піддаються дробленню в цій установці, – від одного до трьох. Дозатор живиться від регульованого напівпровідникового перетворювача частоти, що дає змогу дробити струмені металу й отримувати сферичні частки різного діаметру в діапазоні частот від 100 до 400 Гц. Завантажуючи в таку установку твердий метал у вигляді чушок, на її виході одержують готові свинцеві гранули монодисперсного складу.

Керований капілярний розпад струменів розплаву в зазначеній установці реалізує електромагнітний дозатор. У дозаторі електромагнітні сили в рідкому металі над фільєрою наводяться в результаті взаємодії перехресних електричного і магнітного полів. Конструктивно він виконаний у вигляді під'єданого до ванни дозатора замкненого каналу, індуктора для збудження струму в каналі з розплавом та електромагніту постійного струму, в проміжку осердя якого розміщена робоча частина каналу з фільєрами. У результаті взаємодії повздовжнього струму в каналі з поперечним магнітним полем електромагніту в рідкому металі над насадками створюються електромагнітні сили, що змінюються в часі з частотою струму в каналі, яку задає перетворювач частоти. Зазначена частота повинна бути узгоджена з власною частотою коливань поверхні струменя, яка залежить від його швидкості та діаметра. За цієї умови електромагнітні сили, створюючи модуляцію тиску в рідкому металі над насадком, підсилюють осесиметричні коливання поверхні струменя, що витікає з насадка, та сприяють згодом його регулярному розпаду на окремі краплі під дією сил поверхневого натягу.

У роботі [5] для такої установки на основі розробленої мультифізичної математичної моделі проведено дослідження пов'язаних між собою електромагнітних, гідродинамічних і теплових процесів в електромагнітному дозаторі з індукційним збудженням струму в каналі. Визначено електромагнітні та енергетичні параметри дозатора, встановлено особливості теплового стану рідкого металу в його каналі. Показано, що величина струму в каналі, яка необхідна для створення достатнього для регулярного подрібнення струменів рідкого металу періодичного електромагнітного тиску, може призводити до значного перегріву розплаву на виході з дозатора, що є критичним для стабільного формоутворення та ефективного охолодження гранул.

Одним із можливих шляхів зменшення такого перегріву може бути виконання каналної частини дозатора у вигляді двох послідовних секцій: безпосередньо каналу з рідким металом, що знаходиться у проміжку електромагніту, і мідної шини, яка з'єднує закритий фланцем торець каналу з ванною дозатора, формуючи цим замкнене електричне коло для індуктивного наведення електричного струму. За такого комбінованого виконання суттєво скорочуються електричні втрати в каналній частині дозатора та зменшується ділянка, на якій відбувається підігрів рідкого металу в каналі (на шляху від ванни дозатора до насадка), що дає змогу уникнути перегріву металу на виході з нього.

На рис. 1 схематично зображено установку для лиття свинцевих гранул, електромагнітний дозатор якої виконано за зазначеною вище схемою, тобто з комбінованою каналною частиною. Установка складається із чотирьох основних систем: індукційної каналної печі, електромагнітного насоса, електромагнітного дозатора та водяного кристалізатора.

Індукційна піч складається із замкненого каналу 1, плавильного відсіку (ванни печі) 2 та індуктора печі 3 із магнітопроводом 4. Канал і ванна печі виконані з немагнітної нержавіючої сталі. Плавлення металу у печі здійснюється електричним струмом, що наводиться індуктором у каналі.

Електромагнітний насос установки служить для підтримання стабільного рівня рідкого металу H у ванні дозатора 5. В установці використовується відомий насос магнітодинамічного типу [6], який складається з каналу 6 і електромагніту змінного струму 7. Гідродинамічний натиск розплаву в ньому створюється завдяки взаємодії наведеного індуктором

печі в каналі 1 електричного струму з магнітним полем електромагніту. Насос працює в режимі, за яким його напір перевищує різницю рівнів металу Δh між ваннами дозатора і печі. Водночас надлишок розплаву, що утворюється у ванні дозатора, перетікає у ванну печі через гідравлічну засувку 8, яка є рухомою для можливості регулювання її висоти. Отже, через вибір положення засувки та організацію переливу через неї забезпечується стабілізація необхідного для роботи дозатора рівня металу у його ванні, який є незалежним від рівня металу в плавильній ванні печі, де він безперервно змінюється внаслідок періодичної заправки твердого металу (чушок свинцю) та витрати рідкого металу в дозаторі.

Електромагнітний дозатор конструктивно включає ванну дозатора 5, індуктор 9, електромагніт постійного струму 10

та комбіновану каналну частину, до складу якої входить канал 11 із насадками (фільєрами) 12, що формують циліндричні струмені рідкого металу, та мідна шина 13. Насадки montуються на нижній поверхні каналу, робоча частина якого розміщена в проміжку осердя електромагніту. Взаємодія змінного електричного струму, що наводиться індуктором у каналі дозатора, із постійним магнітним полем електромагніту призводить до виникнення електромагнітного тиску в рідкому металі, який гармонічно змінюється з частотою струму каналу. Під дією такого тиску і відбувається регулярний розпад струменів рідкого металу з утворенням монодисперсних частинок, які під дією поверхневого натягу набувають сферичну форму.

Кристалізація отриманих у такий спосіб частинок рідкого металу здійснюється у вод'яному кристалізаторі 14, який формує горизонтальні плівки води, розташовані вертикально одна над одною. Конструкція кристалізатора забезпечує створення плівок шириною до 10 см, що дає змогу охолоджувати в них до трьох струменів металу одночасно. Перетинаючи за вільного падіння послідовно ці плівки, сформовані частинки металу охолоджуються і кристалізуються (затвердівають). Закристалізовані таким чином частинки (гранули) збираються в ємності 15.

Мета цієї роботи – для установки лиття свинцевих гранул на основі раніше отриманих експериментальних даних та за допомогою тривимірного мультифізичного моделювання визначити робочі характеристики електромагнітного дозатора з комбінованою каналною частиною, що реалізує керований капілярний розпад струменів рідкого металу.

Електричні і витратні характеристики електромагнітного дозатора. Як відомо, процес розпаду циліндричного струменя рідкого металу під дією електромагнітних сил залежить від багатьох факторів (параметрів), основними серед яких є діаметр струменя (насадка) d , швидкість витікання струменя u , яка визначається висотою металу над насадком H , рівень електромагнітних сил в каналі та частота подрібнення струменя ν , що дорівнює частоті електромагнітних сил (частоті струму) у каналі електромагнітного дозатора. Якщо зв'язати ці параметри між собою, можна отримати робочі характеристики електромагнітно-

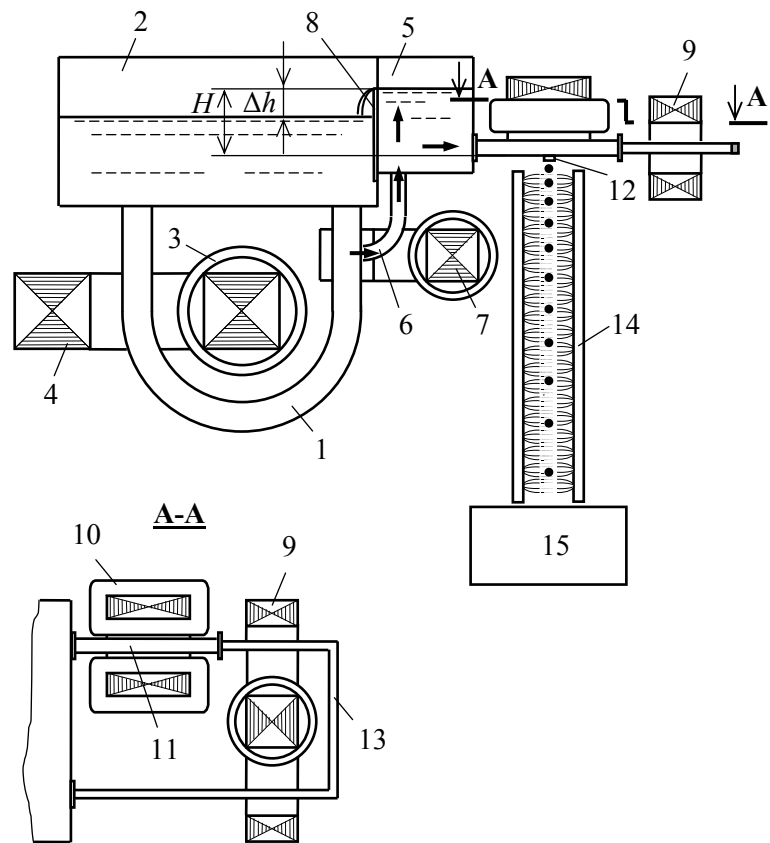


Рис. 1. Конструктивна схема установки для лиття свинцевих гранул із комбінованою каналною частиною дозатора

го дозатора у вигляді узагальнюючих залежностей електричного струму I у рідкому металі каналу дозатора, його оптимальної частоти ν_{opt} та витрати розплаву G через дозатор від діаметра гранул d_{gr} .

При визначенні таких характеристик будемо виходити із основного критерію, що характеризує умови розпаду циліндричного струменя рідкого металу під дією електромагнітних сил, яким, як відомо, є магнітне число Ейлера:

$$Eu_m = \tilde{p} / \rho u^2, \quad (1)$$

де $\tilde{p}$ – амплітуда змінного в часі електромагнітного тиску над отвором насадка, що створюється електромагнітними силами, ρ – густина рідкого металу. Критерій Eu_m визначає відношення електромагнітного тиску до швидкісного натиску струменя.

Як показали виконані раніше експериментальні дослідження, за умови близького збігу частоти електромагнітних сил в каналі із власною частотою коливань поверхні струменя надійний регулярний розпад рідкометалевого струменя безпосередньо у його виток (практично на першій хвилі коливання) відбувається за умови $Eu_m \geq 0,1$. Відповідно до відхилення частоти збурювальних сил від власної частоти коливань струменя для забезпечення чіткого його розпаду рівень силової електромагнітної дії необхідно збільшувати, а проте магнітне число Ейлера може сягати значення 0,5 і навіть більше.

Амплітуду змінного електромагнітного тиску можна приблизно представити як

$$\tilde{p} = \int_0^h j_m B dy, \quad (2)$$

де j_m – амплітудне значення густини струму в рідкому металі каналу дозатора, B – індукція магнітного поля у проміжку електромагніту, h – висота рідкого металу в каналі дозатора, а швидкість струменя як

$$u = \zeta \sqrt{2gH}, \quad (3)$$

де ζ – коефіцієнт швидкості, g – прискорення сил земного тяжіння, H – висота (рівень) металу у ванні дозатора над отвором насадка. Коефіцієнт швидкості ζ залежно від діаметра отвору d експериментально отримано і приведено в роботі [4]. Використовуючи також експериментально визначену в цій же роботі залежність діаметра гранул d_{gr} від діаметра насадка d та приймаючи постійними (константами) магнітне число Ейлера і індукцію магнітного поля в проміжку електромагніту дозатора, можна отримати робочу характеристику дозатора у вигляді залежності значень електричного струму I в рідкому металі каналу, які достатні для забезпечення регулярного розпаду рідкометалевих струменів, від діаметра гранул d_{gr} і висоти металу H у ванні дозатора.

На рис. 2 показано таку характеристику дозатора, яка визначена при $Eu_m = 0,5$, $B = 0,3$ Тл і $h = 20$ мм, у вигляді сімейства кривих $I = \varphi(d_{gr})$ для п'яти значень висоти металу H .

Окрім струму в каналі, другою важливою характеристикою електромагнітного дозатора може бути залежність частоти цього струму від діаметра гранул. Для її встановлення скористаємося результатами експериментального дослідження впливу частоти електромагнітних сил на характер вимушеного розпаду струменя рідкого металу при фіксованих значеннях діаметра насадка і висоти металу над ним. Ці результати представлено в роботі [4], в якій показано, що за відносно малої частоти електромагнітних збурень, коли довжина хвилі λ на поверхні рідкометалевого струменя перевершує ту довжину його відрізка, яка спроможна за заданого діаметра трансформуватися в одну круглу частинку (краплю), поряд з основною (максимально можливою за розміром) частинкою виникає крапля-супутник. Збільшення частоти струму (збурень) ν призводить до зменшення розміру супутника, аж до його повного зникнення. Розмір основної частинки за таких обставин залишається незмінним. Значення частоти, при якому повністю зникає супутник, що супроводжує основну краплю, у цій роботі названо оптимальною частотою ν_{opt} . Власне це та частота, яка дає змогу за заданого діаметра насадка d і висоті металу H , що визначає швидкість витікання струменя, одержати максимально можливі за розміром монодисперсні частинки. Подальше збільшення частоти ν призво-

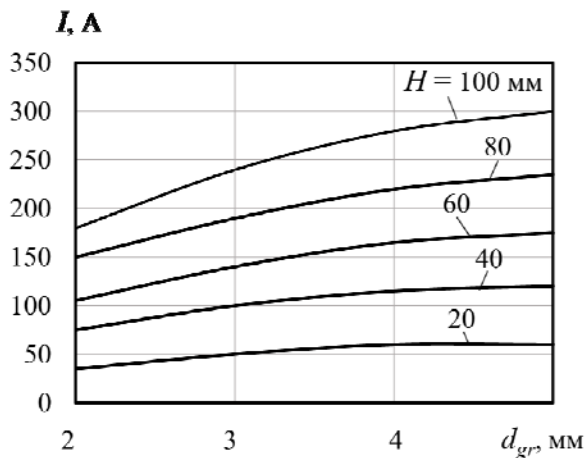


Рис. 2. Залежність достатніх значень струму в рідкому металі каналу дозатора від діаметра гранул

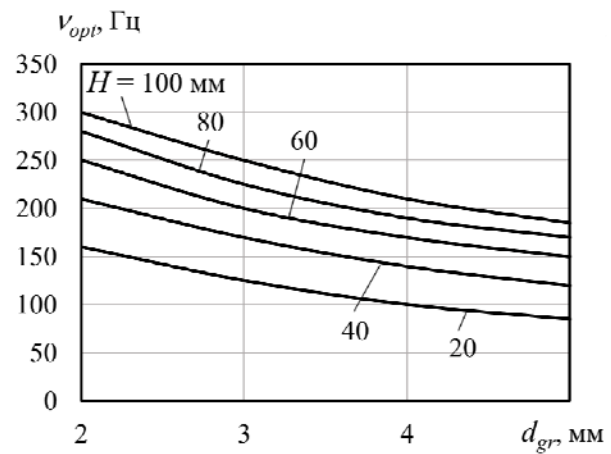


Рис. 3. Залежність оптимальної частоти струму в рідкому металі каналу дозатора від діаметра гранул

дить до зменшення розміру рідких частинок та потребує збільшення рівня електромагнітних сил, необхідного для їх отримання.

У зазначеній роботі наведено залежності оптимальної частоти розпаду струменя v_{opt} від висоти металу H для трьох фіксованих значень діаметра насадка: 1,6; 2,1 і 2,4 мм. Показано, що оптимальна частота керованого розпаду струменя збільшується із зростанням висоти розплаву над насадком і зменшується з ростом діаметра отвору насадка.

На рис. 3 шляхом інтерполяції та екстраполяції наведених у роботі [4] даних показано залежності оптимальної частоти v_{opt} розпаду струменя рідкого металу від розміру (діаметра) гранул d_{gr} , який змінюється в діапазоні від 2 до 5 мм для різних значень висоти металу H . Зображені залежності дають змогу за виставленим рівнем рідкого металу у ванні дозатора визначати для кожного діаметра гранул робочу (оптимальну) частоту струму в каналі дозатора, яка забезпечує отримання монодисперсних гранул відповідного розміру.

Використовуючи визначені у такий спосіб залежності оптимальної частоти, була також визначена витрата рідкого металу через насадок при отриманні гранул різних розмірів за заданої висоти металу H . На рис. 4 показано залежності витрати G рідкого металу (розплаву свинцю) від діаметра гранул у випадку наявності одного насадка в каналі дозатора. Звісно, що при двох або трьох насадках витрата металу через дозатор збільшиться відповідно у два – три рази. Слід зазначити, що те чи інше значення витрати рідкого металу повинно забезпечуватися наявністю відповідної кількості розплаву в установці завдяки роботі плавильної печі, тобто активна потужність індукційної каналної печі установки повинна корелюватися з витратою металу через електромагнітний дозатор (продуктивністю установки). На рис. 4, як приклад, для трьох значень потужності печі $P_{furn} = 5, 10$ і 15 кВт точками позначено відповідно узгоджені (корельовані) значення витрати металу.

Визначені робочі характеристики електромагнітного дозатора разом з експериментальною залежністю розміру гранул від діаметра отвору насадка та відомою залежністю активної потужності індукційної каналної печі від струму індуктора дають змогу знаходити, з огляду на розмір гранул та висоту металу у ванні дозатора, всі основні параметри режиму роботи установки для лиття свинцевих гранул, а саме: струм індук-

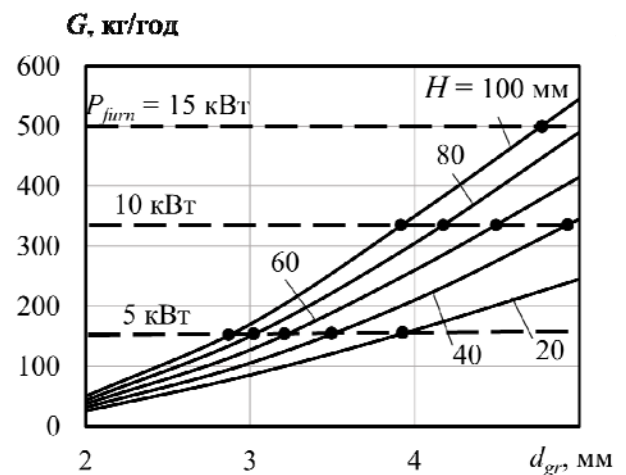


Рис. 4. Витрата рідкого металу через насадок при отриманні гранул різних розмірів

тора печі, струм індуктора дозатора, його частоту, струм електромагніту постійного струму та діаметр отвору насадка.

Теплові характеристики електромагнітного дозатора з комбінованим каналом. Як уже зазначалося, у роботі [5] для установки лиття свинцевих гранул досліджено тепловий стан електромагнітного дозатора з індукційним наведенням електричного струму, канална частина якого виконана у вигляді вигнутої (круглої в поперечному перерізі) труби, обидва кінці якої приєднано до ванни дозатора. За допомогою індуктора в такому каналі (в рідкому металі і стінках каналу) наводиться змінний електричний струм відповідної частоти. Дослідження виконувалися шляхом чисельного моделювання взаємопов'язаних електромагнітних, гідродинамічних і теплових процесів у такій системі. Для цього було розроблено математичну модель, яка реалізована в програмному середовищі Comsol Multiphysics [7]. Адекватність математичної моделі підтверджена шляхом порівняння з експериментальними даними.

Ця ж модель, вихідними даними якої розглядаються струм індуктора дозатора, його частота та масова витрата рідкого металу через насадок, була використана і для дослідження запропонованої конструкції електромагнітного дозатора з комбінованою каналною частиною, схематично зображеної на рис. 1.

У математичній моделі, яка докладно представлена в роботі [5], для розрахунку електромагнітного поля використано рівняння відносно векторного магнітного потенціалу

$$\nabla \times (\mu_0^{-1} \mu_r^{-1} \nabla \times \dot{\mathbf{A}}) + (j\omega\sigma - \omega^2 \epsilon_0 \epsilon_r) \dot{\mathbf{A}} = \dot{\mathbf{J}}_e, \quad (4)$$

де $\dot{\mathbf{A}}$ і $\dot{\mathbf{J}}_e$ – відповідно комплексні амплітуди векторного магнітного потенціалу та густини зовнішнього струму, ω – кутова частота, σ – питома електропровідність, μ_0 і ϵ_0 – магнітна та діелектрична проникність вакууму, μ_r і ϵ_r – відносні магнітні та діелектричні проникності.

За результатами розрахунку електромагнітної задачі обчислювалися електромагнітні сили $\mathbf{f}$ в розплаві, що впливають на рух металу в каналі, та потужність джоулевих тепловиділень q від наведених струмів у розплаві та стінках каналу і ванни дозатора, які задавалися як вихідні данні в гідродинамічній та тепловій задачах відповідно

$$\mathbf{f} = 0,5 \operatorname{Re} (\dot{\mathbf{J}} \times \dot{\mathbf{B}}^*), \quad (5)$$

$$q = 0,5 \dot{\mathbf{J}} \cdot \dot{\mathbf{J}}^* / \sigma, \quad (6)$$

де $\dot{\mathbf{J}}$ – комплексна амплітуда густини струму провідності, $\dot{\mathbf{J}}$ і $\dot{\mathbf{B}}$ – відповідно спряжені комплексні амплітуди густини струму провідності та індукції магнітного поля.

Гідродинамічна задача розв'язувалась для об'єму розплаву, який заповнює ванну та канал дозатора, шляхом чисельного рішення нелінійних рівнянь Нав'є-Стокса для стаціонарної турбулентної течії

$$\rho_m (\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} = -\nabla p + \nabla \cdot (\eta_{\text{eff}} \nabla \mathbf{u}) + \mathbf{f}; \quad (7)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad (8)$$

де $\mathbf{u}$ – швидкість рідкого металу, η_{eff} – коефіцієнт ефективної динамічної в'язкості, ρ_m – густина рідкого металу, p – тиск. Для розрахунку коефіцієнтів ефективної динамічної в'язкості розплаву використовувалась k - ϵ модель турбулентності.

Рух розплаву в каналі на шляху з ванни дозатора до насадка, який пов'язаний з масовою продуктивністю G роботи дозатора, в гідродинамічній задачі вводився за допомогою граничної умови виходу (Outlet) з відповідним заданим значенням масової витрати на вільній поверхні отвору насадка.

Для розрахунку розподілу температури в дозаторі застосовувалось стаціонарне рівняння теплопровідності, яке врахує тепломасоперенос завдяки руху розплаву

$$\rho C_p \mathbf{u} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (\lambda_{\text{eff}} \nabla T) + q, \quad (9)$$

де T – абсолютна температура, C_p – питома теплоємність, λ_{eff} – коефіцієнт ефективної теплопровідності.

Розрахункову область електромагнітного дозатора з комбінованою каналною частиною показано на рис. 5. У конструкції цього дозатора відносно попереднього варіанту [5]

змінено просторове розміщення індуктора та електромагніту відносно ванни дозатора. Комбінована канална частина дозатора виконана із двох стикованих між собою частин: каналу з рідким металом у вигляді круглої нержавіючої труби діаметром 20 мм (товщина стінки 2 мм) і мідної шини поперечним перерізом $(20 \times 5) \text{ мм}^2$.

За такого виконання каналної частини дозатора подача рідкого металу з робочого відсіку до насадка відбувається з одного боку, що сприяє завдяки збільшеному тепломасопереносу стабілізації температури металу вздовж цієї ділянки каналу. Зменшується також ділянка, вздовж якої відбувається підігрів/охолодження рідкого металу в каналі на шляху до насадка. Обидва фактори в запропонованій конструкції дозатора сприяють зменшенню різниці ΔT між температурою металу на виході з насадка T_n та його температурою на вході в канал дозатора T_k ($\Delta T = T_n - T_k$).

Для розрахункового дослідження теплового стану рідкого металу в каналі дозатора приймалося, що комбінована канална частина дозатора по всій довжині була теплоізовльована шаром вати з базальтових волокон товщиною 5 мм.

На рис. 6 подано теплові характеристики електромагнітного дозатора у вигляді залежності різниці температури металу ΔT від діаметра гранул за різних значень висоти металу H у ванні дозатора, які були отримані, виходячи з визначених раніше значень електричного струму I в рідкому металі каналу (рис. 2), його оптимальної частоти $\nu_{\text{опт}}$ (рис. 3) та витрати рідкого металу через один насадок G (рис. 4), які забезпечують отримання гранул відповідного розміру.

Як видно з наведеного рисунка, для запропонованої конструкції електромагнітного дозатора з комбінованою каналною частиною при одержанні гранул розміром від 2 до 5 мм для всіх розглянутих значень висоти металу H у ванні дозатора перегрів розплаву на виході з насадка відносно температури металу на вході в канал не перевищує 10 К. Отже, у разі забезпечення у ванні дозатора на вході в канал температури розплаву T_k , близької до температури плавлення $T_{\text{пл}}$, зазначене значення ΔT цілком задовольняє умову стабільного формоутворення та ефективного охолодження гранул, за якої температура розплаву на виході з насадка T_n не повинна перевищувати $T_{\text{пл}}$ більш ніж на 20 К.

Водночас у дозаторі з комбінованою каналною частиною за режимів роботи з відносно малою висотою металу у ванні дозатора ($H \leq 50$ мм), навпаки, можливе охолодження розплаву в каналі на шляху до насадка, яке, особливо в разі отримання гранул малих розмірів, буде досить значним.

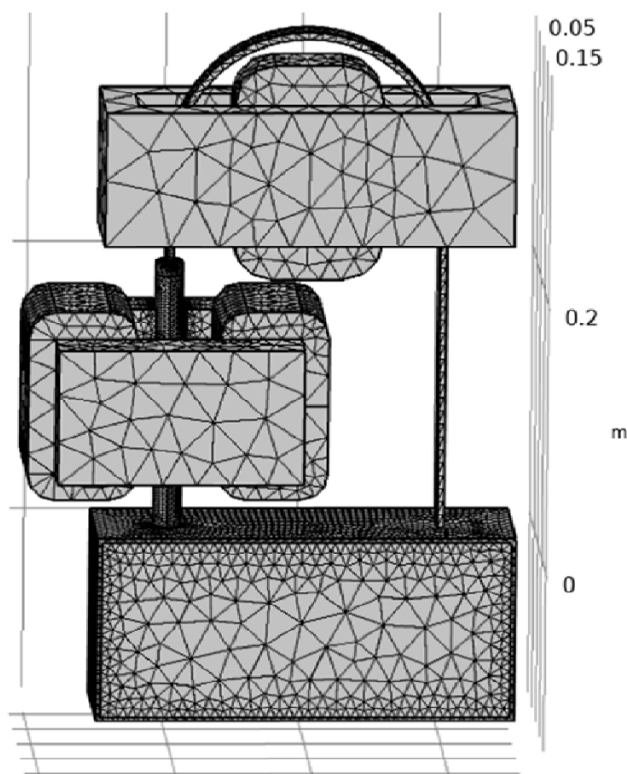


Рис. 5. Розрахункова область дозатора із комбінованою каналною частиною

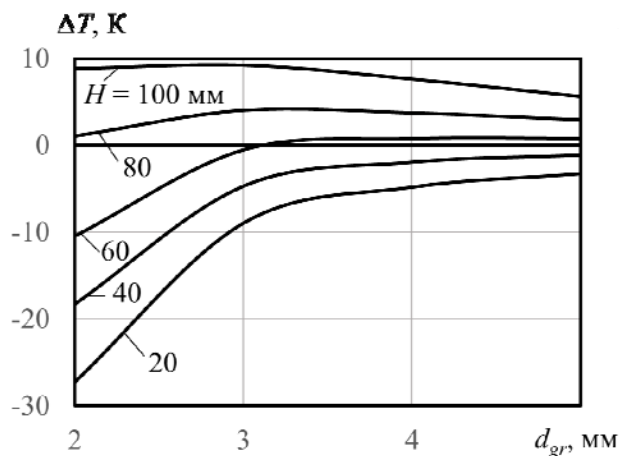


Рис. 6. Різниця температури розплаву на виході з насадка відносно його температури на вході в канал

Так, при $H = 20$ мм та $d_{gr} = 2$ мм у каналі на шляху з ванни дозатора до насадка відбувається охолодження розплаву приблизно на 27 К.

В установці для лиття свинцевих гранул охолодження розплаву в каналі електромагнітного дозатора є не настільки критичним як перегрів, оскільки компенсація охолодження для отримання необхідної температури на виході з насадка можлива через підвищення температури розплаву у ванні дозатора шляхом збільшення потужності плавильної печі. Зрозуміло, що при значному перегріві розплаву в каналі знижати температуру у ванні дозатора нижче температури плавлення не можна, оскільки метал у такому разі перестав бути рідиною.

Одним із шляхів зменшення як перегріву, так і охолодження розплаву в дозаторі з комбінованою каналною частиною при одержанні гранул малих розмірів є його робота з двома або трьома насадками, унаслідок чого відповідно збільшиться витрата металу, що сприятиме завдяки тепломасопереносу стабілізації температури металу в каналі.

Висновки. 1. З метою зменшення перегріву рідкого металу на виході з насадка електромагнітного дозатора запропоновано його каналну частину з індукційним наведенням струму виконати комбінованою у вигляді стикованих між собою нержавіючої труби та мідної шини.

2. На основі раніше отриманих експериментальних даних визначено робочі характеристики електромагнітного дозатора, що реалізує вимушений капілярний розпад циліндричного струменя рідкого металу, у вигляді узагальнювальних залежностей електричного струму в рідкому металі каналу дозатора, його оптимальної частоти та витрати розплаву через дозатор від діаметра гранул та рівня металу у ванні дозатора. Зазначені характеристики разом з експериментальною залежністю розміру гранул від діаметру отвору насадка та відомою залежністю активної потужності індукційної каналної печі від струму індуктора дають змогу визначати, виходячи з розміру гранул та висоти металу у ванні дозатора, всі основні параметри режиму роботи установки для лиття свинцевих гранул, а саме: струм індуктора печі, струм індуктора дозатора, його частоту, струм електромагніту постійного струму та діаметр отвору насадка.

3. Розрахунковим шляхом отримано теплові робочі характеристики електромагнітного дозатора у вигляді різниці температури розплаву на виході з насадка і температури у ванні дозатора залежно від розміру гранул і висоти металу в дозаторі. Установлено, що при отриманні гранул розміром від 2 до 5 мм для діапазону значень висоти металу над насадком 20-100 мм перегрів металу в каналі на шляху з ванни дозатора до насадка не перевищує 10 К. Зазначене значення цілком задовольняє умову стабільного формоутворення та ефективного охолодження гранул, за якої бажана температура розплаву на виході з насадка не перевищувала б температуру плавлення більш ніж на 20 К.

Представлені дослідження проведено завдяки грантовій підтримці Національного фонду досліджень України, конкурс «Наука для зміцнення обороноздатності і національної безпеки України», проєкт №2025.06/0010 «Магнітогідродинамічна установка для виробництва свинцевого дробу для протидронових набойів».

1. Рэлей Дж. Теория звука. М.: Гостехиздат. 1955. Т. 2. 475 с.
2. Колесниченко А.Ф., Казачков И.В., Водянюк В.О., Лысак Н.В. Капиллярные МГД течения со свободными границами. К.: Наук. думка, 1988. 176 с.
3. Шидловский А.К., Гориславец Ю.М., Глухенький А.И. Электромагнитные системы для дозирования жидких металлов. К.: ІЕД НАН України. 2011. 208 с. ISBN 978-966-02-6101-3.
4. Гориславец Ю.М., Глухенький О.І., Михальський В.М., Токаревський А.В. Установка для електромагнітного дозування рідкого металу підвищеної продуктивності. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 5. С. 74–80.
5. Жаркін А.Ф., Бондар О.І., Глухенький О.І., Залозний В.І. Мультифізичне моделювання електромагнітного дозатора установки для виробництва свинцевих гранул. *Технічна електродинаміка*. 2026. № 3. С. 74–80. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2026.03.088>
6. Полищук В.П., Цин М.Р., Горн Р.К., Дубоделов В.И., Погорский В.К., Трефняк В.А. Магнитодинамические насосы для жидких металлов. К.: Наук. думка, 1989. 256 с.
7. Comsol Multiphysics. URL: <https://www.comsol.com/> / (дата звернення 20.02.2026).

OPERATING CHARACTERISTICS OF THE ELECTROMAGNETIC DOSER OF THE INSTALLATION FOR CASTING LEAD GRANULES**A.F. Zharkin, Yu.M. Goryslavets, O.I. Hlukhenkyi**

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

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: gai56@ied.org.ua

For a lead granules casting installation in order to reduce metal overheating at the outlet of an electromagnetic doser, it is proposed to make its channel part in the form of two consecutive sections: directly the channel with liquid metal located in the gap of the electromagnet, and a copper bus. The latter connects the flanged end of the channel with the doser bath, thereby forming a closed electric circuit for inductive induction of electric current. Based on previously performed experimental studies, the operating characteristics of the electromagnetic doser were determined in the form of generalized dependences of the electric current in the liquid metal of the doser channel, its optimal frequency and the melt flow rate through the doser on the diameter of the granules. By means of multiphysical modeling, the thermal state of the electromagnetic doser with the proposed channel part was investigated and its thermal characteristics were determined. It is shown that for this design of the doser, the overheating of the melt at the outlet of the nozzle that forms the metal jet, relative to the temperature of the metal at the inlet to the channel, does not exceed the maximum permissible value for stable shaping and effective cooling of the granules. Ref. 7, fig. 6.

Key words: installation for casting lead granules, electromagnetic doser, operating characteristics, combined channel part, multiphysics modeling, metal overheating.

1. Rayleigh J. Theory of Sound. Moscow: Gostekhizdat. 1955. Vol. 2. 475 p. (Rus)
2. Kolesnichenko A.F., Kazachkov I.V., Vodyanyuk V.O., Lysak N.V. Capillary MHD Flows with Free Boundaries. Kiev: Nauk. Dumka, 1988. 176 p. (Rus)
3. Shidlovskii A.K., Gorislavets Yu.M., Glukhenkii A.I. Electromagnetic systems for batching of liquid metals. Kyiv: Instytut Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy, 2011. 208 p. (Rus)
4. Goryslavets Yu.M., Glukhenkyi O.I., Mikhalskyi V.M., Tokarevskyi A.V. Installation for electromagnetic batching of liquid metal with high productivity. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2012. No 5. Pp. 74–80. (Ukr)
5. Zharkin A.F., Bondar O.I., Hlukhenkyi O.I., Zaliznyi V.I. Multiphysical modeling of electromagnetic doser installation for lead pellets production. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2026. No 3. Pp. 74–80. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2026.03.088>
6. Polischuk V.P., Tsin M.R., Gorn R.K., Dubodelov V.I., Pogorsky V.K., Trefnyak V.A. Magnetodynamic pumps for liquid metals. Kyiv: Nauk. Dumka, 1989. 256 p. (Rus)
7. Comsol Multiphysics. URL: Access mode: <https://www.comsol.com/> (access date 20.02.2026).

Надійшла: 16.02.2026

Прийнята: 26.02.2026

Submitted: 16.02.2026

Accepted: 26.02.2026

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311:338.5:004.75

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.74.014>

КОНЦЕПЦІЯ ВНУТРІШНЬОГО КЛІРИНГУ СМАРТ-КОНТРАКТУ В АГРЕГАТОРА ЛОКАЛЬНОЇ ТОРГОВОЇ ПЛАТФОРМИ ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Є.В. Парус^{1*}, канд. техн. наук, І.В. Блінов^{1**}, чл.-кор. НАН України, В.А. Євдокімов^{2***}, докт. техн. наук

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

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovihor@gmail.com

2 – Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України,
вул. Олега Мудрака, 15, м. Київ, 02000, Україна

e-mail: ievdokimov40@gmail.com

У роботі запропоновано та науково обґрунтовано концепцію смарт-контракту для організації комерційної взаємодії учасників локального децентралізованого ринку електричної енергії. Концепція передбачає застосування технології блокчейн для автоматизації виконання торгових операцій, впровадження внутрішніх розрахункових одиниць (токенів) для обліку скомпенсованих обсягів електричної енергії та забезпечення прозорого механізму розподілу витрат і вигоди через функції агрегатора як сторони, відповідальної за баланс. Особливістю підходу є застосування стабільної (фіксованої) ціни смарт-контракту для ізоляції базових скомпенсованих обсягів від зовнішньої ринкової волатильності. Проведено імітаційне моделювання добового кейсу на основі реальних цінних індикаторів ринку «на добу наперед» (РДН) та тарифів постачальника універсальних послуг України станом на травень 2026 року. Експериментально доведено Парето-ефективність запропонованого підходу: в умовах низьких денних цін зовнішнього ринку внутрішній кліринг за ціною смарт-контракту 5 грн/кВт·год дав змогу збільшити дохід розподіленої генерації на 262% за одночасного зниження витрат споживачів на 34,26%. На основі отриманих результатів сформовано базові вимоги до перспективних адаптивних алгоритмів ціноутворення блокчейн-платформи. Бібл. 30, рис. 8, таблиця.

Ключові слова: децентралізований ринок електроенергії, смарт-контракт, блокчейн, агрегатор, токенизація, локальна енергетична спільнота, ціноутворення, Парето-ефективність.

Вступ. Активний розвиток розподіленої генерації на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), систем накопичення та мікромереж (microgrids) докорінно змінює архітектуру сучасних енергетичних систем, трансформуючи пасивних споживачів на активних учасників ринку. Такий перехід зумовлює зміну парадигми управління та потребує впровадження проактивних систем енергетичного менеджменту нового покоління на базі концепції Smart Grid для комплексної оптимізації локальних режимів [1]. Традиційні ринкові механізми, орієнтовані на велику централізовану генерацію та регламентовані диспетчерські графіки постачання, мають обмежений потенціал для забезпечення необхідної гнучкості, прозорості та економічної привабливості для локальних енергетичних спільнот. Потреба в мінімізації транзакційних витрат та автоматизації розрахунків у децентралізованих системах [2] обумовлює актуальність впровадження технологій розподіленого реєстру (блокчейн) [3] та смарт-контрактів [4].

Аналіз останніх наукових публікацій свідчить, що більшість існуючих рішень у сфері застосування блокчейну в електроенергетиці зосереджено на організації короткострокових (погодинних чи внутрішньодобових) P2P (peer-to-peer) торгових платформ [5]. Базова задача таких торгових платформ полягає в короткостроковому балансуванні енергії та загальному



підвищенні економічної ефективності нерегульованої генерації ВДЕ [6, 7]. Такі моделі характеризуються високою волатильністю цінкових сигналів, що обумовлено залежністю від змін погодних умов та профілів навантаження на короткострокових ринках електроенергії [8, 9, 10]. Додатковим дестабілізуючим чинником тут виступає складна прогнозованість впливу стохастичної генерації ВДЕ на загальну ринкову вартість електричної енергії, що потребує застосування спеціалізованих архітектур імітаційного моделювання [11]. Це створює додаткові фінансові ризики для кінцевих споживачів та активних споживачів через невизначеність майбутніх доходів і витрат [12, 13, 14]. Це зумовлює актуальність розробки математичних моделей оптимального планування графіків купівлі та продажу безпосередньо для активних споживачів з метою максимізації їхньої економічної вигоди [15].

Значна увага в сучасних дослідженнях приділяється ролі агрегатора як посередника між розподіленими енергетичними ресурсами та оптовими сегментами ринку електричної енергії [16]. Основний акцент при цьому робиться на розробленні механізмів взаємодії локальних P2P-платформ із зовнішніми ринками електроенергії, зокрема в частині узгодження балансів попиту та пропозиції, мінімізації загальних дисбалансів та забезпечення ефективної участі розподілених ресурсів у конкурентних ринкових процесах та аукціонах купівлі-продажу [17, 18, 19]. Окремим напрямом досліджень є використання агрегаторів як постачальників гнучкості для підтримки режимів роботи систем розподілу і вирішення задач управління перевантаженнями [20].

Водночас більшість сучасних блокчейн-рішень для локальних ринків електроенергії орієнтовані на автоматизацію P2P-транзакцій між активними споживачами на основі смарт-контрактів [21, 22] та реалізацію механізмів локального клірингу [23, 24]. У таких підходах агрегатором зазвичай розглядається переважно як технічний або організаційний інструмент інтеграції локального ринку із зовнішніми торговими майданчиками. Разом з тим окремі дослідження виділяють агрегатора як самостійного учасника ринку, відповідального за внутрішній кліринг і взаємодію із сегментами ринку «на добу наперед», внутрішньодобового та балансууючого ринків [25].

Аналіз наукових публікацій свідчить, що функції агрегатора в частині стабілізації цінкових умов для учасників локальної торгової платформи та забезпечення довгострокової прогнозованості фінансових результатів залишаються недостатньо дослідженими. Зокрема, у відомих роботах практично не розглядаються механізми реалізації смарт-контрактів, які б поєднували функції внутрішнього балансування попиту і пропозиції із забезпеченням фіксованих або обмежено волатильних цін для учасників локальної енергетичної спільноти.

Метою статті є розроблення та верифікація концепції смарт-контракту для локальної торгової платформи децентралізованого ринку електричної енергії, який забезпечує стабільність фінансових розрахунків для збалансованих обсягів споживання та генерації, підвищує економічну ефективність функціонування енергетичної спільноти в умовах асиметрії ринкових цін, а також визначає функціональні вимоги до механізмів внутрішнього ціноутворення та коригування контрактної ціни.

Архітектура локальної торгової платформи

Запропонована екосистема включає чотири основні групи учасників:

- виробників електричної енергії;
- споживачів електричної енергії;
- операторів установок зберігання енергії;
- агрегатора, який виконує функції сторони, відповідальної за баланс.

Агрегатор виступає оператором локальної торгової платформи та забезпечує взаємодію із зовнішнім ринком електроенергії і постачальником універсальних послуг. У межах локальної платформи відбувається погодження попиту та пропозиції між учасниками, а дефіцитні або надлишкові обсяги врегульовуються через зовнішній ринок.

Така багаторівнева структура дозволяє поєднати переваги локальної кооперації учасників із можливістю залучення зовнішніх ресурсів для підтримання енергетичного балансу.

Відповідно до зображеної на рис. 1 архітектури, а також з урахуванням гармонізованої рольової моделі ENTSO-E та систем інформаційної взаємодії учасників ринку [26], комерційні потоки між суб'єктами структуровані за трьома ключовими рівнями:

1. Рівень 1 (Ринок електроенергії): охоплює зовнішні організовані сегменти: ринок «на добу наперед» (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) та балансуючий ринок (БР). На цьому рівні здійснюється купівля/продаж електроенергії для покриття загального сальдованого профілю платформи, а також визначення обсягів та вартості небалансів для всієї агрегованої групи.



Рис. 1. Архітектура та рівні взаємодії локальної торгової платформи

2. Рівень 2 (Електропостачальник): є суб'єктом роздрібного ринку електричної енергії, який здійснює комерційне врегулювання не компенсованих усередині платформи обсягів попиту та пропозиції на основі публічних або індивідуальних договорів із кінцевими та активними споживачами, а також для нарахування плати за небаланси між контрактними та фактичними значеннями.

3. Рівень 3 (Агрегатор): безпосередньо управляє локальною торговою платформою та координує внутрішні фінансово-енергетичні потоки між учасниками.

Економічна взаємодія на рівні локальної платформи (Рівень 3) диференційована за трьома групами суб'єктів:

- покупці (споживачі): забезпечують баланс попиту за фіксованою ціною смарт-контракту, здійснюють платежі за некомпенсований попит за ринковими цінами зовнішніх сегментів та покривають витрати на небаланси у разі відхилення фактичного споживання від контрактного;

- продавці (ВДЕ, когенерація): отримують дохід за скомпенсовану пропозицію за ціною смарт-контракту, реалізують надлишки некомпенсованої пропозиції за ринковими цінами та несуть фінансову відповідальність за власні небаланси;

- послуги зберігання (оператори УЗЕ): залучаються до внутрішнього енергетичного арбітражу за ціною смарт-контракту, беруть участь у зовнішньому ціновому арбітражі за ринковими цінами, а також забезпечують технологічну підтримку при врегулюванні небалансів платформи, що вимагає детального оцінювання економічного ефекту та строків окупності таких систем при наданні послуг балансування [27].

Представлена на рис. 1 архітектура передбачає взаємодію агрегатора із електропостачальником, що доцільно для невеликих енергетичних спільнот. Для об'єднань із значними обсягами генерації/споживання електроенергії, або для територіально відокремлених об'єднань можлива безпосередня участь агрегатора у сегментах торгівлі електроенергією.

Концепція смарт-контракту

Основою функціонування платформи є смарт-контракт, який визначає правила торгівлі електричною енергією між учасниками та автоматизує виконання фінансових розрахунків.

Смарт-контракт реалізує три ключові принципи:

- автоматичне виконання правил торгівлі без залучення сторонніх реєстраторів;
- незмінність та прозорість обліку транзакцій завдяки використанню технології блокчейн;
- дискретний погодинний облік операцій купівлі-продажу електроенергії.

Кожна транзакція реєструється в розподіленому реєстрі, що забезпечує достовірність інформації про контрактні та фактичні обсяги енергії. Загальну логіку функціонування, а також взаємозв'язок інформаційних та фінансових потоків у межах запропонованого річного смарт-контракту показано на рис. 2.

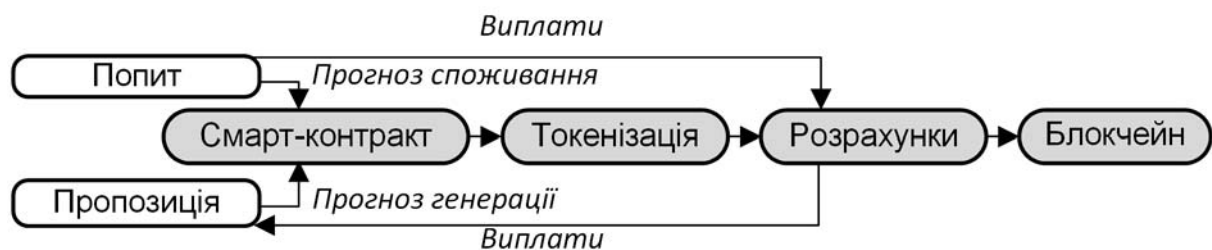


Рис. 2. Логіка функціонування та інформаційно-фінансові потоки смарт-контракту

Відповідно до наведеної блок-схеми (рис. 2), первинним етапом є формування та подача вхідних даних, а саме: прогнозу споживання (від суб'єктів попиту) та прогнозу генерації (від суб'єктів пропозиції) безпосередньо до ядра смарт-контракту. На цьому етапі в автоматичному режимі відбувається алгоритмічне погодження та кліринг погодинних графіків.

Наступний рівень передбачає токенизацію виключно скомпенсованих обсягів електричної енергії за фіксованою ціною, що дає змогу трансформувати фізичні величини (кВт·год) у внутрішні розрахункові одиниці платформи. Сформовані токени виступають основою для проведення взаєморозрахунків.

Водночас архітектура чітко розмежовує зовнішні фінансові контури: споживачі (блок «Попит») здійснюють виплати та покриття небалансів у модуль розрахунків, звідки після фінансового врегулювання спрямовуються цільові виплати на адресу виробників (блок «Пропозиція»). Фінальним етапом циклу є трансляція результатів розрахунків та фіксація транзакцій у розподіленому реєстрі (блокчейн), що гарантує незмінність даних та прозорість для всіх учасників локального ринку.

Механізм токенизації

Під механізмом токенизації у межах запропонованого підходу розуміється процес цифрової конвертації фізичних обсягів електричної енергії у внутрішні розрахункові одиниці розподіленого реєстру. Водночас один токен відповідає одиниці узгодженої електричної енергії (1 кВт·год), яка була успішно клірингована між учасниками локальної платформи. Вартість таких обсягів визначається єдиною ціною смарт-контракту. На відміну від спекулятивних криптоактивів, токени виконують виключно функцію внутрішньої розрахункової одиниці та мають безпосередню прив'язку до фізичних обсягів електричної енергії.

Такий підхід забезпечує передбачуваність витрат покупців і доходів виробників протягом усього періоду дії контракту. Графічну інтерпретацію моделі токенизації та розподілу погодинних обсягів електричної енергії в межах локальної торгової платформи представлено на рис. 3.

Як видно з наведеного добового профілю (рис. 3), запропонований підхід передбачає чітку сегментацію фізичних обсягів електричної енергії на кожному погодинному інтервалі дії смарт-контракту. Внутрішній кліринг платформи дозволяє виділити скомпенсовану пропозицію та скомпенсований попит, які взаємно покривають одне одного на інтервалах спільного функціонування генерації та споживання (переважно з 6 по 18 годину). Саме ці скомпенсовані обсяги підлягають токенизації та розраховуються за єдиною фіксованою ціною смарт-контракту, що гарантує фінансову стабільність для учасників спільноти.

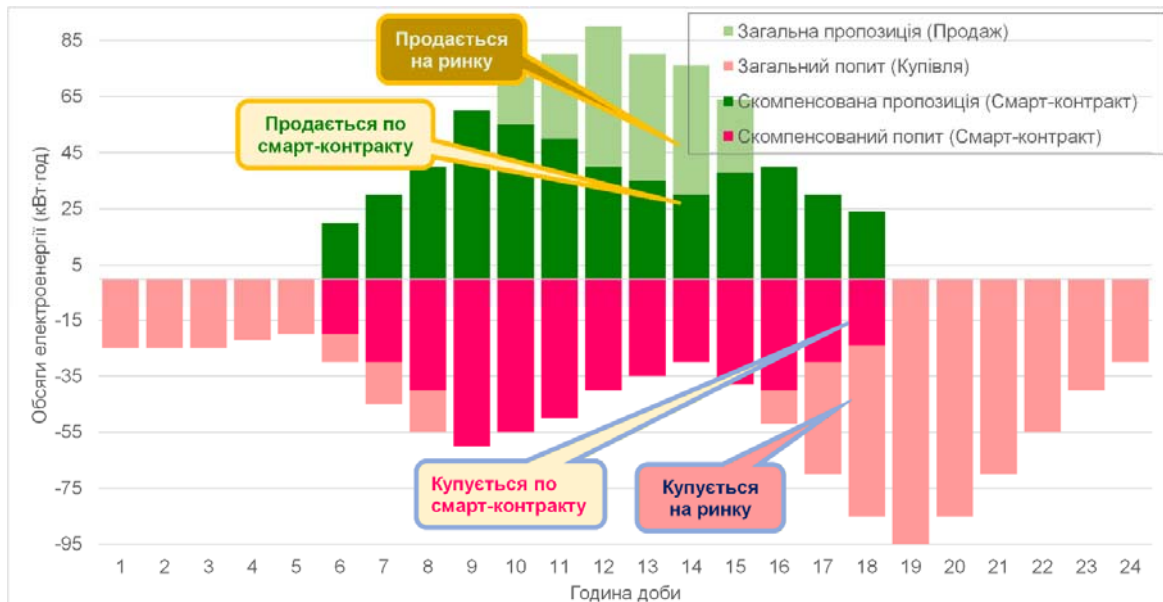


Рис. 3. Модель токенизації скомпенсованих обсягів та взаємодії з електропостачальником на добовому профілі

Усі інші обсяги, які не знайшли внутрішнього покриття через асиметрію графіків споживання та розподіленої генерації, класифікуються як некомпенсовані:

- Надлишкова (некомпенсована) генерація (години 9–14) формує профіцит платформи і реалізується на зовнішньому ринку через електропостачальника.
- Дефіцитний (некомпенсований) попит (нічні та вечірні години) формує дефіцит платформи і закуповується у електропостачальника для повного забезпечення потреб споживачів.

Таким чином, запропонований механізм смарт-контракту дозволяє ізолювати комерційні ризики для учасників платформи. Це досягається шляхом узгодження прогнозованих графіків попиту і пропозиції, де скомпенсована частина отримує фіксовану ціну смарт-контракту, чим нівелює фінансові ризики, пов'язані з волатильністю ринкових цін. Для внутрішнього клірингу ця ціна не враховує тарифи на передачу та маржу електропостачальника, а для територіально розташованих компактно енергетичних спільнот – також і тариф на розподіл. Водночас волатильні ринкові ціни з супутніми системними та мережевими платежами застосовуються виключно для некомпенсованих обсягів попиту та пропозиції, що формують сальдовані відхилення платформи.

Механізм ринкової рівноваги

У межах локальної платформи всі скомпенсовані обсяги попиту та пропозиції отримують єдину ціну смарт-контракту. У випадку виникнення дефіциту агрегатор здійснює закупівлю необхідних обсягів у електропостачальника або на організованих сегментах ринку. У разі надлишку електроенергії агрегатор реалізує невикористані обсяги.

Вартість дефіциту розподіляється між покупцями пропорційно їхньому споживанню, а вартість надлишків – між продавцями пропорційно обсягам генерації. Вартість небалансів розподіляється між учасниками, які допустили відхилення від погоджених графіків.

Запропонований механізм дає змогу відокремити стабільну частину розрахунків за смарт-контрактом від ризиків, пов'язаних із коливаннями ринкових цін. Графічну інтерпре-

тацію процесу управління ринковою рівновагою та взаємодії локальної платформи із зовнішнім ринковим середовищем показано на рис. 4.

З наведеної схеми (рис. 4) видно, що внутрішній кліринг локальної торгової платформи дозволяє чітко розділити загальні профілі учасників на скомпенсовану та некомпенсовану частини. Помаранчеві блоки на лівих діаграмах попиту та пропозиції тотожні за обсягом, що відображає паритет внутрішнього балансування. Ця частина енергії повністю ізольована від зовнішніх коливань і розраховується за фіксованою ціною смарт-контракту.

Взаємодія локальної торгової платформи із зовнішнім середовищем виникає виключно для врегулювання сальдованих залишків через електропостачальника на роздрібному ринку або шляхом участі агрегатора у відповідних сегментах ринку електроенергії. При цьому РДН в Україні залишається базовим індикатором погодинних ринкових цін, відносно якого, спираючись на чинні підходи до моделювання тарифо- та ціноутворення на роздрібному ринку [28], з урахуванням супутніх інфраструктурних тарифів та маржі постачальника визначаються кінцеві ціни купівлі і продажу енергії для споживачів та активних споживачів на роздрібному ринку (рис. 4):

1. Нескомпенсований попит (сині блоки на діаграмі споживання) трансформується у заявку на купівлю електроенергії на РДН. Як продемонстровано на правому графіку, ціна купівлі для споживачів (синя лінія) є вищою за граничну ціну РДН через додаткові платежі оператору ринку, а також операторам систем передачі і розподілу.

2. Нескомпенсована пропозиція (зелені блоки на діаграмі генерації) формує заявку на продаж надлишків енергії на РДН. Водночас ціна продажу для виробників (зелена лінія) є нижчою за ринковий індикатор (граничну ціну РДН), що відображає дисконт при реалізації некомпенсованого профіциту.

Така модель створює економічні стимули для учасників локальної спільноти: оскільки зовнішня купівля є дорожчою, а зовнішній продаж – менш вигідним, суб'єкти зацікавлені в максимальному внутрішньому вирівнюванні власних графіків та залученні установок зберігання енергії для мінімізації некомпенсованих обсягів, зниженні витрат на закупівлю зовнішнього ресурсу та підвищенні загальної готовності мікромережі до збалансованого функціонування [29].

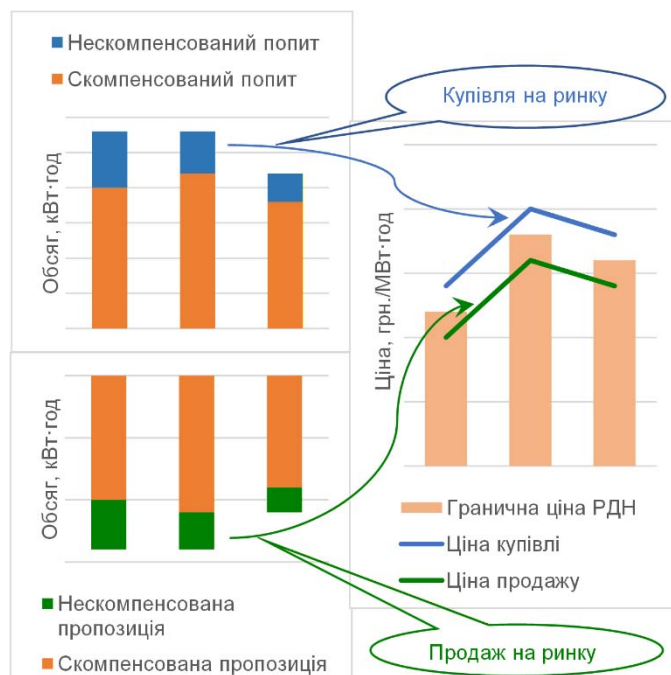


Рис. 4. Механізм балансування локального ринку та формування цінових сигналів на зовнішньому ринку

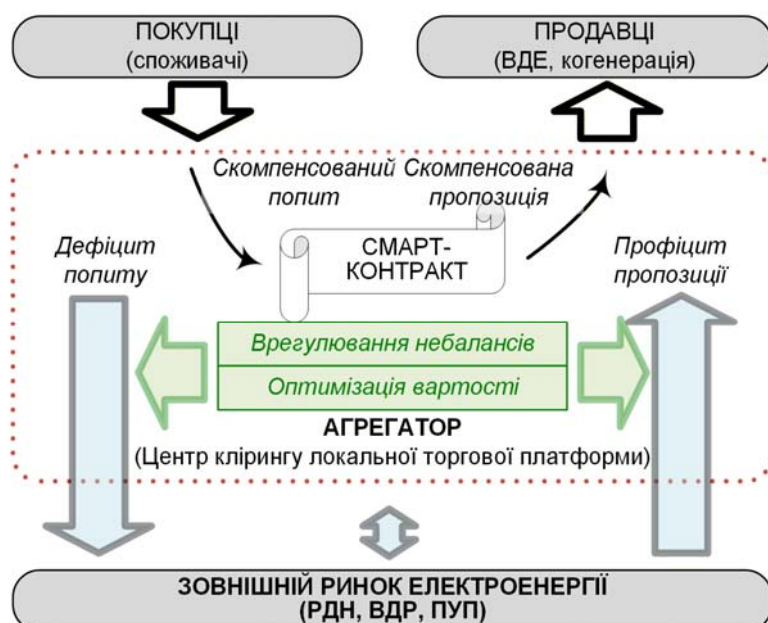


Рис. 5. Структурно-логічна схема розподілу витрат, вигоди та фінансових потоків на локальній торговій платформі

На основі описаного механізму ринкової рівноваги та взаємодії із зовнішніми сегментами ринку формується замкнена фінансова екосистема локальної торгової платформи. Представлена на рис. 5 архітектура наочно ілюструє рух виключно фінансових потоків (коштів та розрахункових зобов'язань) між учасниками ринку, де Агрегатор виступає центральним ядром управління. Процес комерційного клірингу розподіляється на два ключові рівні:

1. внутрішній контур смарт-контракту: реалізує розрахунки за скомпенсованими обсягами електроенергії. Суб'єкти попиту (споживачі) спрямовують фінансовий потік до платформи для оплати скомпенсованого попиту, тоді як суб'єкти пропозиції (ВДЕ, когенерація) отримують гарантовані виплати за скомпенсовану пропозицію за фіксованою ціною смарт-контракту;

2. зовнішній контур ринкового врегулювання: координується Агрегатором через модулі «Врегулювання небалансів» та «Оптимізація вартості» для покриття сальдованих відхилень локального ринку. У разі виникнення загального дефіциту попиту фінансові кошти спрямовуються з платформи на зовнішній ринок (РДН, ВДР, ПУП) для оплати купленої ззовні електроенергії. У випадку формування профіциту пропозиції Агрегатор забезпечує продаж надлишків, а результуючий фінансовий потік (виручка) надходить із зовнішнього ринку в локальну платформу для подальшого розподілу між виробниками.

Таким чином, Агрегатор виконує роль комерційного буфера, який ізолює базові фіксовані розрахунки всередині локальної енергетичної спільноти, перерозподіляючи зовнішні цінові ризики та витрати виключно на некомпенсовані сегменти графіків.

Приклад моделювання добового кейсу смарт-контракту

Постановка задачі експериментальних досліджень. Для демонстрації особливостей застосування висвітленої концепції смарт-контракту як основи локальної торгівельної платформи, виконано імітаційне моделювання процесів ціноутворення на локальній платформі за реальних ринкових умов України станом на 5 травня 2026 року. Вартість електроенергії розраховано для трьох сценаріїв участі на роздрібному ринку електроенергії:

а) базовий сценарій «Ціноутворення ПУП»: взаємодія з постачальником універсальних послуг по регульованим тарифам із фіксованою ціною для покупців і погодинним ціноутворенням для продавців, функції Агрегатора обмежені формуванням агрегованого попиту і агрегованої пропозиції;

б) сценарій «Ціноутворення РДН»: взаємодія з електропостачальником, тарифоутворення якого прив'язано до погодинної вартості електроенергії на РДН, функції Агрегатора обмежені формуванням агрегованого попиту і агрегованої пропозиції;

в) локалізація балансів попиту і пропозиції (сценарій «Смарт+ПУП»): Агрегатор локальної платформи здійснює внутрішній кліринг попиту і пропозиції за ціною смарт-контракту, дефіцит покриття попиту і надлишок пропозиції відповідно купуються і продаються за базовим сценарієм «Ціноутворення ПУП».

Для моделювання ціноутворення з прив'язкою до РДН обрано погодинні граничні ціни цього ринкового сегмента за 5 травня 2026 року. Для сценарію «ціноутворення ПУП» обрано тарифи постачальника універсальних послуг ТОВ «Хмельницькенергозбут», чинні у травні 2026 року, а саме:

– для купівлі електроенергії 8,98 грн/кВт·год;

– для продажу електроенергії граничні ціни РДН, але не більше за 8,98 грн/кВт·год.

Для моделювання ціноутворення смарт-контракту, за результатами попередніх пробних розрахунків, обрано ціну збалансованих попиту і пропозиції 5 грн/кВт·год, якою гарантується сумарна за добу чиста вигода і для покупців, і для продавців. Тарифи на передачу і розподіл електроенергії, а також маржа електропостачальника в розрахунках не враховані.

Розрахунки за всіма трьома сценаріям виконані з дискретизацією розрахункових періодів одну годину на добовому горизонті дії ціни смарт-контракту.

Внутрішній кліринг та токенизація скомпенсованих обсягів. На рис. 6 наведено інтегральні добові графіки агрегованого попиту і пропозиції локальної торгової платформи, а також виділено вектор внутрішнього клірингу.

Аналіз отриманих траєкторій (рис. 6) чітко ілюструє фізичний зміст процесу токенізації. У часовому діапазоні з 08:00 до 20:00 спостерігається інтенсивне перетинання графіків індивідуального споживання та розподіленої генерації ВДЕ. Заштриховані стовпчики (скомпенсований попит та пропозиція) відображають обсяг енергії, який взаємно покривається всередині локальної торгової платформи. Саме ці скомпенсовані обсяги повністю вилучаються із зовнішнього комерційного контуру та конвертуються у внутрішні розрахункові токени за стабільною ціною смарт-контракту, ізолюючи учасників від зовнішньої волатильності.

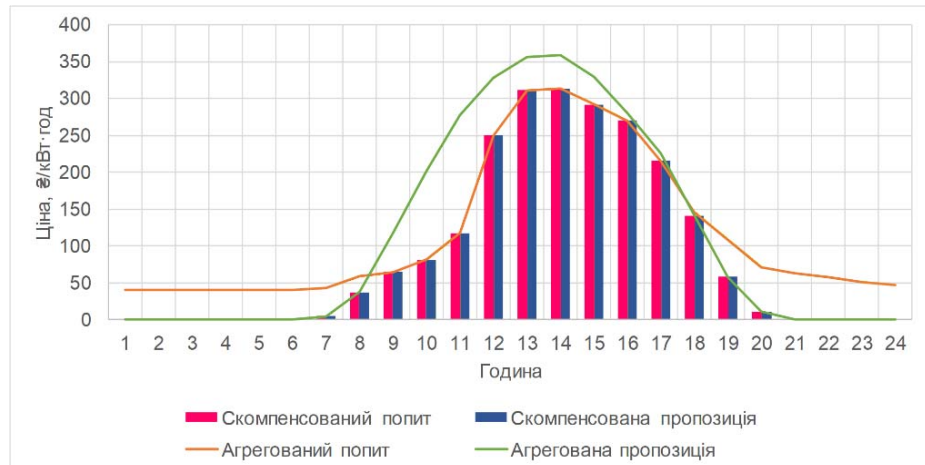


Рис. 6. Агреговані та скомпенсовані профілі попиту й пропозиції в межах локальної торгової платформи

Компенсація дефіциту (Вектор покупця). У години, коли внутрішнього профілю генерації недостатньо для покриття навантаження, Агрегатор здійснює балансування дефіциту за рахунок купівлі електроенергії у постачальника. Динаміку купівлі некомпенсованих обсягів попиту відображено на рис. 7.

Як видно з цього графіку, у денні години (09:00–17:00) обсяги зовнішньої купівлі дорівнюють нулю, оскільки локальний попит повністю задовольняється внутрішніми джерелами. Проте в ранкові та вечірні піки (особливо з 19:00 до 24:00) споживачі змушені імпортувати енергію через Агрегатора. Водночас ціна купівлі у ПУП зафіксована на рівні 8,98 грн/кВт·год, тоді як ціна РДН демонструє суттєві коливання з піковим стрибком до понад 11,00 грн/кВт·год у районі 22:00. Для інших годин доби тарифікація з прив'язкою до цін РДН більш приваблива для покупців електроенергії.

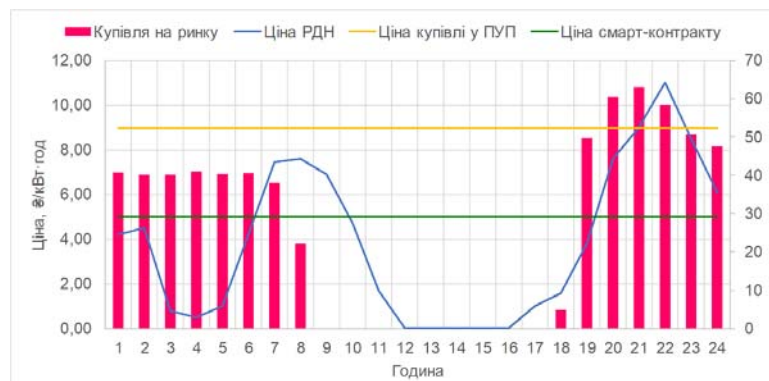


Рис. 7. Погодинний графік купівлі некомпенсованих обсягів попиту на зовнішньому ринку та порівняння цінових сигналів

Реалізація профіциту (Вектор продавця). Процес управління надлишками локальної генерації, які не знайшли внутрішнього споживача в межах платформи, зображено на рис. 8.

Надлишки генерації (рис. 8) виникають у період максимальної інсоляції (09:00–17:00), досягаючи піку обсягом понад 160

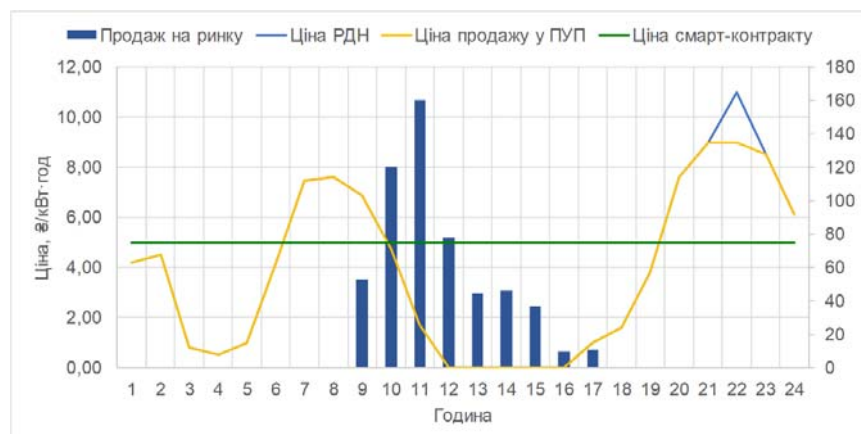


Рис. 8. Погодинний графік продажу некомпенсованих обсягів пропозиції на зовнішньому ринку та порівняння цінових сигналів

кВт·год об 11:00. Проте аналіз траєкторії ціни продажу у ПУП показує критичну системну ваду чинного ринкового ціноутворення: через масовий профіцит сонячної генерації в ОЕС України зовнішня ціна РДН та відповідна їй ціна викупу ПУП у години 12:00–16:00 падають до 0,01 грн/кВт·год. Така ціна купівлі надлишків генерації не покриває суму нарахувань за передачу і розподіл і фактично збиткова для операторів ВДЕ, які не працюють на стимулюючих «зелених» тарифах. Зазначений чинник актуалізує потребу у використанні Агрегатором моделей оптимального добового планування режимів роботи УЗЕ із застосуванням адаптивних фільтрів для відсікання фінансово нерентабельних циклів арбітражу в умовах низького ринкового спреду [30].

Сумарні показники вартості електроенергії за добу для покупців і продавців електроенергії за трьома розрахованими сценаріями зведені у таблицю.

Тип участі	Тарифні сценарії				
	ПУП	РДН		Смарт+ПУП	
	грн	грн	%	грн	%
Споживачі (купівля)	25 205,37 ₴	5 766,14 ₴	-77,12%	16 570,15 ₴	-34,26%
Виробники (продаж)	3 329,86 ₴	3 329,86 ₴	100,00%	12 057,82 ₴	262,11%

За результатами аналізу розрахунків по трьох тарифних сценаріях зроблено такі висновки:

1. *Обмеженість стимулюючого потенціалу чинного ціноутворення для ВДЕ:* Експериментально доведено, що існуючі принципи ціноутворення на зовнішніх сегментах (РДН та ПУП) станом на 2026 рік повністю втратили стимулюючу функцію щодо розвитку розподіленої генерації ВДЕ. Ситуація, за якої надлишкова денна генерація змушена експортуватися в зовнішню мережу за майже нульовою вартістю (рис. 8), максимізує терміни окупності та знижує інвестиційну привабливість об'єктів для потенційних інвесторів.

2. *Парето-ефективність смарт-контракту:* Застосування запропонованої локальної торгової платформи дозволяє обійти цей ринковий бар'єр. Завдяки токенизації скомпенсованих обсягів, енергія, яка на зовнішньому ринку коштує 0,01 грн, всередині спільноти реалізується за ціною смарт-контракту (5,00 грн/кВт·год). Це забезпечує пряме Парето-покращення: виробники отримують стабільний дохід (приріст до 262% порівняно з базовим сценарієм), а споживачі суттєво знижують витрати порівняно з регульованим тарифом електропостачальника (який затверджується Регулятором і в окремі сезони чи періоди доби може суттєво перевищувати поточну ринкову вартість збалансованої енергії).

3. *Необхідність адаптивного ціноутворення:* Значний фінансовий перекис результатів на користь продавців свідчить про доцільність переходу від статичної компромісної ціни до адаптивних моделей. Врахування структурної асиметрії попиту і пропозиції, та регулювання часток розподілу маржі між окремими учасниками локальної торгової платформи надаватиме Агрегатору гнучкий інструмент для балансування інтересів покупців і продавців залежно від динаміки розвитку конкретної локальної громади.

Слід підкреслити, що у рамках цього дослідження платежі за розподіл електричної енергії для скомпенсованих обсягів свідомо не враховувалися, що обумовлено значним розмаїттям варіантів їхнього нарахування залежно від технічних умов приєднання та умов комерційних угод. Для об'єднань споживачів та активних споживачів, які окрім індивідуальних засобів вимірювання мають спільну точку комерційного обліку на межі балансової належності (наприклад, садові чи гаражні кооперативи, мікромережі), внутрішній кліринг дозволяє повністю уникнути сплати тарифу оператору системи розподілу на внутрішньогруповий баланс, що забезпечує максимальне розширення спреду економічної вигоди для учасників. У разі ж здійснення торгівлі через загальну мережу системи розподілу обов'язкові нарахування за розподіл звужують цей спред, проте залишають потенціал для економічної оптимізації. Крім того, на роздрібному ринку України існує значна асиметрія в тарифоутворенні постачальників (зокрема, різне нарахування плати за розподіл на імпорт та експорт для активних

споживачів із установами зберігання енергії). Така варіативність умов додатково зумовлює актуальність розробки засобів оцінки доцільності зміни індивідуального ринкового статусу учасників на користь участі в локальній торговій платформі з колективними контрактними угодами.

Висновки. Запропоновано та теоретично обґрунтовано архітектуру локальної торгової платформи децентралізованого ринку електричної енергії, яка через механізм смарт-контракту та токенизацію скомпенсованих обсягів дозволяє відокремити внутрішні розрахунки енергетичної спільноти від волатильності зовнішнього ринкового середовища.

Шляхом імітаційного моделювання добового профілю на основі реальних умов функціонування ринку України станом на травень 2026 року експериментально підтверджено неефективність класичних механізмів ціноутворення ПУП та РДН для стимулювання розподіленого розвитку ВДЕ в періоди денного профіциту генерації.

Доведено, що впровадження річного смарт-контракту забезпечує виражений ефект Парето-покращення. За паритетної ціни внутрішнього клірингу 5 грн/кВт·год локальні виробники без «зеленого» тарифу збільшили чисту вигоду на 262%, а споживачі зменшили загальні витрати на закупівлю електроенергії на 34,26% порівняно з базовим сценарієм взаємодії з постачальником на добовому горизонті планування.

Визначено, що виявлена асиметрія розподілу чистої вигоди зумовлює актуальність переходу від статичного ціноутворення до адаптивних моделей. Сформульовано ключові вимоги до перспективного алгоритму ціноутворення блокчейн-платформи, серед яких пріоритетними є сезонно-профільна динамічність, гнучке керування маржинальністю та інтеграція послуг накопичувачів енергії.

Отримані результати досліджень та сформовані функціональні вимоги є науково-практичною основою для подальшої розробки математичних моделей та архітектури оптимізаційного модуля адаптивного коригування ціни смарт-контракту в децентралізованих енергетичних системах.

Роботу виконано в межах наукової роботи «Розвиток розподіленої енергетики в умовах ринку електричної енергії України з використанням технологій та систем цифровізації. Розділ 1. Організаційні та математичні моделі взаємодії учасників децентралізованого ринку електроенергії» (шифр. Цифровізація).

1. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блінов І.В. Енергетичний менеджмент: нові пріоритети XXI століття. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2024. № 1. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297508>
2. Xia Y. Q. Xu, S. Li. Reviewing the peer-to-peer transactive energy market: Trading environment, optimization methodology, and relevant resources. *Journal of Cleaner Production*. 2023. Vol. 383. 135441. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135441>
3. Du P., Z. Liu, B. Huang. Blockchain Based Peer-To-Peer Energy Trading Between Wind Power Producer and Prosumers in Short-Term Market. *Front. Energy Res.* 2022. Vol. 10. 923292. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.923292>
4. Sivaram T., B. Saravanan. Recent developments and challenges using blockchain techniques for peer-to-peer energy trading. *Results in Engineering*. 2024. Vol. 24. 103666. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.103666>
5. Soto E. A., L. B. Bosman, E. Wollega. Peer-to-peer energy trading: A review of the literature. *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. 116268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>
6. Esmat A., M. de Vos, Y. Ghiassi-Farrokhfal A novel decentralized platform for peer-to-peer energy trading market with blockchain technology. *Applied Energy*. 2021. Vol. 282. Part A. 116123. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116123>
7. Thukral M. K. Emergence of blockchain-technology application in peer-to-peer electrical-energy trading. *Clean Energy*. 2021. Vol. 5. Iss. 1. Pp. 104–123. DOI: <https://doi.org/10.1093/ce/zkaa033>
8. Ketterer J. C. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*. 2014. Vol. 44. Pp. 270–280. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.003>
9. Kyritsis E., J. Andersson, A. Serletis Electricity prices, large-scale renewable integration, and policy implications. *Energy Policy*. 2017. Vol. 101. Pp. 550–560. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.014>

10. Ziel F., R. Steinert. Electricity price forecasting using sale and purchase curves: The X-Model. *Energy Economics*. 2016. Vol. 59. Pp. 435–454. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.008>
11. Ivanov H., Blinov I., Parus Y. Architecture of Tools of Estimating the Influence of Renewable Sources on the Electricity Cost in Ukraine. Science and Education a New Dimension. *Natural and Technical Sciences*. 2020. No. 244. Pp. 49–52. DOI: <https://doi.org/10.31174/SEND-NT2020-244VIII30-12>
12. Tushar W., T. K. Saha, C. Yuen. Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2020. Vol. 11. No. 4. Pp. 3185–3200. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2969657>
13. Sousa T., T. Soares, P. Pinson. Peer-to-peer and community-based markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 104. Pp. 367–378. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036>
14. Soto E. A., B. Bosman, E. Wollega Peer-to-peer energy trading. *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. 116268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>
15. Блінов І. В., Парус С. В., Артемчук В. О. Модель планування роботи активного споживача на роздрібно-му ринку електричної енергії. *Технічна електродинаміка*. 2026. № 1. С. 50–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2026.01.050>
16. Burger S., J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle. A review of the value of aggregators in electricity systems. *Energy Reviews*. 2017. Vol. 77. Pp. 395–405. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.014>
17. Nunna H. K., S. Doolla. Multiagent-Based Distributed-Energy-Resource Management for Intelligent Microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2013. Vol. 60. Pp. 1678–1687. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2193857>
18. Siano P. Demand response and smart grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. Pp. 461–478. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
19. Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус С. В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. *Системні дослідження в енергетиці*. 2010. № 3 (23). С. 5–12. URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/395>
20. Esmat A., J. Usaola, M. Moreno. Distribution-Level Flexibility Market for Congestion Management. *Energies*. 2018. Vol. 11. 1056. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11051056>
21. Saeed N. Decentralized peer-to-peer energy trading in microgrids: Leveraging blockchain technology and smart contracts / N. Saeed, F. Wen, M. Zeshan Afzal. *Energy Reports*. 2024. Vol. 12. P. 1753–1764. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.07.053>
22. Nazir I., N. Mushtaq, H. Ishfaq. Blockchain Enabled Reserved Pricing and Privacy Preserving Model for Peer-to-Peer Energy Trading in Smart Grid. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*. 2025. Vol. 71. No. 3. Pp. 8716–8726. DOI: <https://doi.org/10.1109/TCE.2025.3596907>
23. Nazari M. H., A. K. Biswas. Decentralized P2P Trading based on Blockchain for Retail Electricity Markets. *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. Washington, DC, USA, 2024. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT59692.2024.10454178>
24. Tanis Z., A. Durusu, N. Altıntaş. A Comprehensive Review on Peer - to - Peer Energy Trading: Market Structure, Operational Layers, Energy Cooperatives and Multi - energy Systems. *IET Renewable Power Generation*. 2025. Vol. 19. DOI: <https://doi.org/10.1049/rpg2.70075>
25. Dong J., P. Ning, H. Zhao Decentralized peer-to-peer energy trading: A blockchain-enabled pricing paradigm. *Journal of King Saud University Computer and Information Sciences*. 2025. Vol. 37. DOI: <https://doi.org/10.1007/s44443-025-00025-2>
26. Блінов І.В., Парус С.В., Шкарупило В.В. Структура та моделі інформаційної взаємодії учасників ринку електричної енергії : монографія. Видавничий дім «УКРЛОГОС Груп», 2021. 114 с. ISBN 978-617-8037-31-4. DOI: <https://doi.org/10.36074/stmivyree-monograph.2021>
27. Парус С.В., Блінов І.В., Олефір Д.О. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України. *Праці ІЕД НАНУ*. 2021. Вип. 60. С. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
28. Куцан Ю.Г., Блінов І.В., Іванов Г.А. Моделювання тарифо- та ціноутворення на роздрібному ринку електричної енергії України в нових умовах функціонування. *Електронне моделювання*. 2017. Т. 39. № 5. С. 71–79. URL: <https://nasplib.isofts.kiev.ua/handle/123456789/127524>
29. Парус С.В., Блінов І.В. Оптимізація використання доступних енергоресурсів мікромережі за умов підтримки готовності до ізолюваного режиму. *Технічна електродинаміка*. 2025. № 5. С. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056>
30. Havva O., Parus Y., Blinov I., Evdokimov V. Construction of a Model for Optimal Scheduling of Energy Storage Systems in the Day-Ahead Market Considering Market Strategies and Technical Constraints. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2026. Vol. 2. No. 2 (140). Pp. 94–101. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2026.355330>

CONCEPT OF INTERNAL SMART CONTRACT CLEARING FOR THE AGGREGATOR OF A LOCAL TRADING PLATFORM IN A DECENTRALIZED ELECTRICITY MARKET

Y. Parus¹, I. Blinov¹, V. Evdokimov²

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

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovihor@gmail.com

2 – G. E. Pukhov Institute for Modelling in Energy Engineering, National Academy of Sciences of Ukraine, Olega Mudraka str., 15, Kyiv, Ukraine, 02000

e-mail: ievdokimov40@gmail.com

The paper proposes and scientifically substantiates the concept of a smart contract for organizing commercial interaction among participants in a local decentralized electricity market. The concept envisages the application of blockchain technology to automate trade execution, the introduction of internal accounting units (tokens) to account for offset electricity volumes, and the provision of a transparent cost and benefit allocation mechanism through the functions of an aggregator acting as a Balance Responsible Party (BRP). A key feature of the approach is the use of a stable (fixed) smart contract price to isolate baseline offset volumes from external market volatility. Simulation modeling of a daily case study was conducted based on real price indicators of the Day-Ahead Market (DAM) and universal service provider tariffs in Ukraine as of May 2026. The Pareto efficiency of the proposed approach has been experimentally proven: under conditions of low daytime prices in the external market, internal clearing at a smart contract price of 5 UAH/kWh made it possible to increase distributed generation revenue by 262% while simultaneously reducing consumer expenses by 34.26%. Based on the obtained results, basic requirements for prospective adaptive pricing algorithms of the blockchain platform were formulated. Ref. 30, fig. 8, table.

Keywords: decentralized electricity market, smart contract, blockchain, aggregator, tokenization, local energy community, pricing, Pareto efficiency.

1. Kyrylenko O. V., Denysiuk S. P., Blinov I. V. Energy management: new priorities of the 21st century. *Power Engineering: economics, technique, ecology*. 2024. No. 1. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297508> (Ukr)
2. Xia Y. Reviewing the peer-to-peer transactive energy market: Trading environment, optimization methodology, and relevant resources. Y. Xia, Q. Xu, S. Li. *Journal of Cleaner Production*. 2023. Vol. 383. 135441. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135441>
3. Du P. Blockchain Based Peer-To-Peer Energy Trading Between Wind Power Producer and Prosumers in Short-Term Market. P. Du, Z. Liu, B. Huang. *Front. Energy Res.* 2022. Vol. 10. 923292. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.923292>
4. Sivaram T. Recent developments and challenges using blockchain techniques for peer-to-peer energy trading. T. Sivaram, B. Saravanan. *Results in Engineering*. 2024. Vol. 24. 103666. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.103666>
5. Soto E. A. Peer-to-peer energy trading. E. A. Soto, L. B. Bosman, E. Wollega. *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. 116268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>
6. Esmat A. A novel decentralized platform for peer-to-peer energy trading market with blockchain technology. A. Esmat, M. de Vos, Y. Ghiassi-Farrokhfal. *Applied Energy*. 2021. Vol. 282. Part A. 116123. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116123>
7. Thukral M. K. Emergence of blockchain-technology application in peer-to-peer electrical-energy trading. *Clean Energy*. 2021. Vol. 5. Iss. 1. Pp. 104–123. DOI: <https://doi.org/10.1093/ce/zkaa033>
8. Ketterer J. C. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*. 2014. Vol. 44. Pp. 270–280. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.003>
9. Kyritsis E. Electricity prices, large-scale renewable integration, and policy implications. E. Kyritsis, J. Andersson, A. Serletis. *Energy Policy*. 2017. Vol. 101. Pp. 550–560. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.014>
10. Ziel F. Electricity price forecasting using sale and purchase curves: The X-Model. F. Ziel, R. Steinert. *Energy Economics*. 2016. Vol. 59. Pp. 435–454. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.008>
11. Ivanov H., Blinov I., Parus Y. Architecture of Tools of Estimating the Influence of Renewable Sources on the Electricity Cost in Ukraine. Science and Education a New Dimension. *Natural and Technical Sciences*. 2020. No. 244. Pp. 49–52. DOI: <https://doi.org/10.31174/SEND-NT2020-244VIII30-12>
12. Tushar W. Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks. W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2020. Vol. 11. No. 4. Pp. 3185–3200. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2969657>
13. Sousa T. Peer-to-peer and community-based markets. T. Sousa, T. Soares, P. Pinson. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 104. Pp. 367–378. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036>
14. Soto E. A. Peer-to-peer energy trading. E. A. Soto, L. B. Bosman, E. Wollega. *Applied Energy*. 2021. Vol. 283. 116268. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116268>

15. Blinov I. V., Parus Ye. V., Artemchuk V. O. Prosumer operation planning model in the retail electricity market. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2026. No. 1. Pp. 50–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2026.01.050> (Ukr)
16. Burger S. A review of the value of aggregators in electricity systems. S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 77. Pp. 395–405. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.014>
17. Nunna H. K. Multiagent-Based Distributed-Energy-Resource Management for Intelligent Microgrids. H. K. Nunna, S. Doolla. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2013. Vol. 60. Pp. 1678–1687. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2193857>
18. Siano P. Demand response and smart grids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. Pp. 461–478. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
19. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V. Determination of the results of the auction on a purchase and sale of electricity. *System Research in Energy*. 2010. No. 3 (23). Pp. 5–12. URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/395> (Ukr)
20. Esmat A. Distribution-Level Flexibility Market for Congestion Management. A. Esmat, J. Usaola, M. Moreno. *Energies*. 2018. Vol. 11. 1056. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11051056>
21. Saeed N. Decentralized peer-to-peer energy trading in microgrids: Leveraging blockchain technology and smart contracts. N. Saeed, F. Wen, M. Zeshan Afzal. *Energy Reports*. 2024. Vol. 12. Pp. 1753–1764. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.07.053>
22. Nazir I. Blockchain Enabled Reserved Pricing and Privacy Preserving Model for Peer-to-Peer Energy Trading in Smart Grid. I. Nazir, N. Mushtaq, H. Ishfaq. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*. 2025. Vol. 71. No. 3. Pp. 8716–8726. DOI: <https://doi.org/10.1109/TCE.2025.3596907>
23. Nazari M. H. Decentralized P2P Trading based on Blockchain for Retail Electricity Markets. M. H. Nazari, A. K. Biswas. *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. Washington, DC, USA, 2024. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT59692.2024.10454178>
24. Tanis Z. A Comprehensive Review on Peer - to - Peer Energy Trading: Market Structure, Operational Layers, Energy Cooperatives and Multi - energy Systems. Z. Tanis, A. Durusu, N. Altintaş. *IET Renewable Power Generation*. 2025. Vol. 19. DOI: <https://doi.org/10.1049/rpg2.70075>
25. Dong J. Decentralized peer-to-peer energy trading: A blockchain-enabled pricing paradigm. J. Dong, P. Ning, H. Zhao. *Journal of King Saud University Computer and Information Sciences*. 2025. Vol. 37. DOI: <https://doi.org/10.1007/s44443-025-00025-2>
26. Blinov I.V., Parus Y.V., Shkarupilo V.V. Structure and models of information interaction between electricity market participants : monograph. Publishing House UKRLOGOS Group, 2021. 114 p. ISBN 978-617-8037-31-4. DOI: <https://doi.org/10.36074/stmivvyree-monograph.2021> (Ukr)
27. Parus E.V., Blinov I.V., Olefir D.O. Assessment of the economic effect of energy storage system providing the balancing services in the IPS of Ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NANU*. 2021. No. 60. Pp. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028> (Ukr)
28. Kutsan Yu. H., Blinov I. V., Ivanov H. A. Modelling of tariff and price formation on retail market of electrical energy of Ukraine in new conditions of its functioning. *Electronnoe Modelirovanie*. 2017. Vol. 39. No. 5. Pp. 71–79. URL: <https://nasplib.isofts.kiev.ua/handle/123456789/127524> (Ukr)
29. Parus Ye.V., Blinov I.V. Optimization of the use of available energy resources of the microgrid under the condition of supporting readiness for isolated mode. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2025. No. 5. Pp. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.05.056> (Ukr)
30. Havva O., Parus Y., Blinov I., Evdokimov V. Construction of a Model for Optimal Scheduling of Energy Storage Systems in the Day-Ahead Market Considering Market Strategies and Technical Constraints. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2026. Vol. 2. No. 2 (140). Pp. 94–101. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2026.355330>

Надійшла: 05.08.2026

Прийнята: 20.08.2026

Submitted: 05.08.2026

Accepted: 20.02.2026

УДК 621.311

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.74.027>

МОДЕРНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА ОСНОВІ КОМПЛЕКСНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРИНЦИПІВ СПОСТЕРЕЖУВАНOSTІ ТА КЕРОВАНOSTІ

С.П. Денисюк*, докт. техн. наук, **М.Ф. Сопель****, докт. техн. наук, **О.В. Сподинський*****

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: spdens@ukr.net, regina@regina.org.ua, a.spodynskyi@gmail.com

Показано, що спостережуваність та керованість – це два ключові принципи побудови електроенергетичних систем, які визначають, наскільки легко зрозуміти стан системи (спостережуваність) та впливати на її поведінку (керованість), а моніторинг та керування електричною мережею – основа її оптимізації. Визначено, що моніторинг та керування електричною мережею є основою оптимізації її структури та режимів роботи. На сьогодні сформувалася парадигма еволюції систем моніторингу: SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) → WAMS (Wide-Area Measurement Systems) / PMU (Phasor Measurement Unit) → WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, and Control) / WMU (Waveform Measurement Unit) → Smart-моніторинг, що має враховуватися при модернізації електромереж України. Підтверджено, що комплексний моніторинг та керування в кінцевому результаті забезпечують ефективну автоматизацію електромереж, основними напрямками якої визначено комплексну реалізацію концепції Smart Grid, підвищення надійності, дистанційне керування та моніторинг, інтеграцію відновлюваних джерел енергії, оптимізацію передачі та розподілу енергії, підвищення безпеки, побудова цифрових підстанцій. Досліджено перспективний підхід аналізу особливості оркестрації електромережі, як процесу автоматизації та централізованого керування складними мережевими інфраструктурами та сервісами для забезпечення їхньої ефективної роботи, масштабування та безпеки. Розгортання платформи оркестрації електричних мереж на сьогодні є вирішальним, проактивним кроком, який електромережіві компанії повинні використати для оптимізації енергетичних процесів. Визначено, що системний підхід на вищому рівні моніторингу та керування електричними мережами має забезпечувати захист цілісності системи, зокрема завдяки System Integrity Protection Schemes (SIPS). Успішна реалізація процедур моніторингу та протиаварійного керування в ОЕС України підтверджена прикладом ідентифікації та усунення знеструмлення (блекаутів) в ОЕС України, коли система WAMS та пристрої PMU відіграли критичну роль у запобіганні повному розвалу української енергосистеми під час інциденту 31 січня 2026 року. Бібл. 22, рис. 2, табл. 2.

Ключові слова: електричні мережі, спостережуваність, керованість, моніторинг, керування, автоматизація, оркестрація електромережі, захист цілісності системи.

Вступ. Українська енергетика сьогодні опинилася в складних умовах війни та водночас переживає процеси модернізації й поглибленої інтеграції з енергетичною системою Європи. Вона перестала бути просто економічною сферою. Нині енергетики тримають енергетичний фронт у боротьбі з масованими атаками російського агресора [1]. Так, енергетика України зазнала масованих атак на інфраструктуру (понад 70 % пошкоджено), що спричинило дефіцит і стабілізаційні чи аварійні відключення. Але водночас акцент розвитку ОЕС України змістився на оптимальне керування та децентралізовану генерацію, системну автоматизацію, широкомасштабний моніторинг та інтелектуальне керування, швидкі аварійно-відновлювальні роботи за міжнародної допомоги для забезпечення стійкості й незалежності. У рамках модернізації електромережі Україна переходить до більш гнучкої та розподіленої системи при широкому застосуванні децентралізації, відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), формуванні «розумних мереж», інтеграції з Європою, міжнародній допомозі [1].

Модернізація електричних мереж України передбачає [1, 2]: підвищення рівнів надійності та стійкості, енергоефективності, величини генерованої потужності; реалізацію комплексу заходів із впровадження нових технологій та матеріалів для підвищення ефективності, безпеки, стабільності та інтелектуальності енергосистеми, що включає оновлення інфраструктури, автоматизацію, інтеграцію «розумних» рішень, підвищення якості енергопостачання та відповідність новим стандартам; оптимізацію процесів генерації та споживання електроенергії. Ключові аспекти модернізації:

– «розумні» мережі (Smart Grid): автоматизація, цифровий моніторинг і керування по-



токами електроенергії для підвищення надійності та зниження втрат;

- інфраструктурні оновлення: заміна старого обладнання, модернізація підстанцій та ліній електропередачі, що фінансується через інвестиційні програми (наприклад, RAB-модель);

- підвищення якості параметрів електроенергії та якості енергопостачання: зменшення перепадів напруги та частоти, що важливо для чутливої техніки, об'єктів критичної інфраструктури;

- інтеграція ВДЕ: створення умов для підключення ВДЕ;

- забезпечення гнучкості та балансування на системному рівні з урахуванням проактивної поведінки споживачів.

Власне модернізація електромереж має ґрунтуватися на системному підході, базою якого є комплексна оптимізація техніко-економічних показників. Визначено, що моніторинг та керування електричною мережею – основа оптимізації електричної мережі. Теоретичною основою такого підходу є сумісна реалізація принципів спостережуваності та керованості [2–5].

Метою статті є формування наукового забезпечення техніко-економічних напрямків модернізації українських електромереж на основі комплексної реалізації принципів спостережуваності та керованості, аналіз дієвості моніторингу та протиаварійного керування при фактичній ідентифікації випадків знеструмлення в ОЕС України.

Спостережуваність та керованість

Спостережуваність (Observability) та керованість (Controllability) – це фундаментальні поняття теорії керування та системного аналізу в електроенергетиці, базові елементи сучасної модернізації електромереж, що визначають, наскільки ефективно можна контролювати динамічні системи, якими є електроенергетичні системи [3, 4].

Спостережуваність – це здатність системи надавати інформацію про свій внутрішній стан, щоб зрозуміти її поведінку, а керованість – здатність впливати на поведінку системи та змінювати її стан. Система вважається спостережуваною, якщо за моніторингом стану протягом певного часу можна однозначно визначити її початковий внутрішній стан. Важливо визначити, чи достатньо у системі «датчиків» (виходів), щоб повністю розуміти, що відбувається всередині системи. Якщо ж зміни внутрішніх параметрів системи ніяк не відображаються на її виході, то така система є неспостережуваною.

Ключові аспекти спостережуваності [3, 4]:

- систематичне спостереження (безперервний процес збирання даних, що дає змогу відстежувати зміни в системі з часом);

- цілеспрямованість (спостереження проводиться з конкретною метою, наприклад, для оцінки продуктивності, виявлення аномалій або прогнозування майбутнього стану системи);

- інструменти для збору даних (сенсори, журнали подій, метрики та інші технічні засоби для отримання інформації про внутрішній стан системи);

- аналіз даних (зібрані дані аналізуються для отримання знань про роботу системи, виявлення закономірностей та прийняття обґрунтованих рішень).

Спостережуваність системи обумовлює появу нових функцій (нових сенсів) моніторингу в електроенергетиці, зокрема здатність системи бути об'єктом постійного, цілеспрямованого та систематичного спостереження, а також можливість збирати та аналізувати дані про її стан, процеси та поведінку [2, 5].

Система вважається керованою, якщо її можна перевести з будь-якого початкового стану в будь-який інший цільовий стан за скінченний проміжок часу за допомогою відповідних вхідних сигналів. Важливо визначати, чи достатньо «важелів впливу» (входів), щоб змусити систему поводитися так, як нам потрібно. Якщо певна частина внутрішнього стану системи не реагує на вхідні команди, така система є некерованою. Система «зберігає керованість», коли попри серйозні пошкодження, диспетчери та системи керування здатні підтримувати роботу основних елементів мережі, організовувати відновлення та мінімізувати наслідки для споживачів.

Керованість електромережі означає здатність енергосистемних операторів (як НЕК «Укренерго») підтримувати стабільність, надійність та ефективність роботи, забезпечуючи

безперебійну передачу та розподіл електроенергії шляхом балансування генерації та споживання, використовуючи диспетчерські команди для регулювання потоків та застосування контрольованих вимкнень (графіків) замість аварійних, інтелектуального керування мережею (Smart Grid) та реагування на аварійні ситуації, особливо в умовах зовнішніх загроз, що дає змогу уникнути повного колапсу, особливо під час високих навантажень чи після атак, зокрема російського агресора.

Основні аспекти (елементи) керованості:

- балансування системи (підтримка балансу між виробництвом і споживанням електроенергії в реальному часі);
- реалізація концепції інтелектуальних електромереж (концепції Smart Grid) (використання інформаційно-комунікаційних технологій для автоматизації, моніторингу та керування передачею і розподілом енергії, що сприяє підвищенню гнучкості системи);
- надійність та стійкість (здатність системи протистояти пошкодженням, наприклад, від фізичних атак чи кібератак, та швидко відновлювати роботу);
- реагування на кризові ситуації (здатність оперативно реагувати на пошкодження інфраструктури, як це відбувалося після обстрілів, переходячи від аварійних відключень до стабілізаційних графіків);
- оперативне керування (можливість швидко реагувати на зміни, перемикаючи навантаження та перенаправляти потоки енергії);
- диспетчерське керування (диспетчери ухвалюють рішення про перерозподіл навантаження та застосування графіків відключень, щоб не допустити аварій);
- контрольовані відключення (розглядаються не як хаотичні знеструмлення, а заплановані дії для захисту системи від перевантаження та відновлення стабільності після фізичних пошкоджень);
- технічні засоби (сукупність електростанцій, ліній електропередачі, підстанцій та систем автоматики, що надає можливість керувати системою).

Таким чином, керована електромережа – це система, яка попри виклики, зберігає можливість функціонування, хоч і з обмеженнями, завдяки злагодженій роботі операторів та сучасних технологій керування.

Спостережуваність і керованість тісно пов'язані [1–4 4]: дані з моніторингу (спостережуваність) допомагають приймати рішення про те, як керувати системою; можливість керованих змін (керованість) дає змогу вносити коригування на основі спостережень. Для побудови ефективної автоматики енергетична система має бути як спостережуваною, щоб мати інформацію про її поточний стан, так і керованою, щоб була можливість виправити цей стан, якщо він відхилився від норми.

Отже, спостережуваність та керованість – це два ключові принципи побудови сучасних інтелектуальних систем, які визначають, наскільки легко зрозуміти стан системи (спостережуваність) та наскільки легко впливати на її поведінку (керованість). Поняття спостережуваності та керованості є дуальним (взаємопов'язаним). Водночас спостережуваність в електричних мережах може розглядатися у глобальному масштабі, а керованість системою – у локальному масштабі [1, 2].

Спостережуваність та керованість у сучасних електромережах

Базовим елементом спостережуваності в електричних мережах на сьогодні розглядається широкомасштабний моніторинг (Wide-Area Measurement, WAM) [1, 5–7].

До появи синхрофазорних технологій (Synchrophasor Technologies, ST) на основі пристроїв вимірювання комплексної амплітуди (фазорів) (Phasor Measurement Unit, PMU) для моніторингу енергосистеми використовувалася SCADA [1, 6, 7]. Однак вимірювання на основі програмно-апаратних комплексів для збору даних, моніторингу та диспетчерського керування технологічними процесами в реальному часі (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA) традиційно базуються на аналізі потоку потужності в стаціонарному режимі і тому не можуть спостерігати динамічні характеристики електроенергетичної системи. Деякі ключові відмінності між вимірюваннями SCADA та PMU представлені в табл. 1 [8].

Таблиця 1

Атрибут	SCADA	PMU
Роздільна здатність	1 вибірка кожні 2–4 с	До 60 вибірок/с
Спостережуваність	Стаціонарний режим	Динамічна
Вимірювання	$ U , I$	$ U , \delta, I$, частота, ROCOF
Синхронізація	Ні	Так
Фазовий кут	Ні	Так
Фокус	Локальний моніторинг та керування	Моніторинг та керування широкою зоною

Частотний склад різних подій в електромережі, кожна з яких представлена смужкою, що охоплює діапазон необхідних частот дискретизації Найквіста на лівій осі, а права вісь показує необхідну частоту звітності нестиснених вимірювань та необхідний коефіцієнт стиснення (відносно частоти звітності PMU 256 Гц), наведено на рис. 1 [9–11]).



Рис. 1. Частотний склад подій мережі, кожна з яких представлена смужкою, що охоплює діапазон необхідних частот дискретизації Найквіста (ліва вісь); права вісь показує необхідну частоту звітності нестиснених вимірювань та необхідний коефіцієнт стиснення (відносно частоти звітності PMU 256 Гц).

На сьогодні системи широкомасштабного моніторингу (Wide-Area Measurement Systems, WAMS) є невід'ємною частиною сучасного керування енергосистемою, зокрема для покращення спостереження за мережею, підтримки процесів розширення мережі та узгодження з вимогами Smart Grid Architecture Model (SGAM) [12]). Здатність WAMS виконувати динамічне виявлення несправностей у реальному часі відрізняє її від традиційних технологій захисту, включаючи оцінку стану на основі SCADA. У той час як традиційні системи покладаються на періодичні вимірювання та методи інтерполяції для оцінки станів системи, WAMS використовує PMU для отримання даних високої роздільної здатності, синхронізованих за часом, що дає змогу точніше та своєчасніше ідентифікувати несправності [6, 7, 10–12]). Ця можливість значно підвищує стійкість електричних мереж передачі та розподілу електроенергії, сприяючи швидшому виявленню несправностей, скороченню часу їхнього усунення та покращенню стабільності системи.

WAMS складається з різних компонентів, таких як динамічні реєстратори, передові системи зв'язку та методи обробки сигналів [6, 7, 10–13]). Досягнення в сенсорних технологіях та платформах збору даних призвели до величезних обсягів даних, які необхідно інтегрувати для ефективного та точного моніторингу енергосистеми. Ці дані надають нові можливості для моніторингу та оцінки стану й цілісності енергосистеми, але також зумовлюють нові виклики для аналізу, які необхідно вирішити.

WAMS збирають та аналізують високошвидкісні, синхронізовані за часом дані з великої географічної області, переважно в межах електромереж, щоб забезпечити ситуаційну обізнаність у режимі реального часу та підвищити стабільність і надійність мережі [13]. WAMS пропонують дані високої роздільної здатності, які перетворюються на практичну інформацію для кращого керування мережею, реагування на надзвичайні ситуації та аналізу після подій. PMU у різних точках електроенергетичної системи вимірюють величину та фазовий кут синусоїд напруги та струму на дуже високих частотах (наприклад, 50 разів на секунду). Ці дані синхронізовані за часом, що дає змогу проводити точні порівняння в різних місцях електромережі. Синхронізовані дані потім надсилаються до центрів керування електромережами для аналізу та інтерпретації за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення, що дає можливість операторам виявляти та вирішувати потенційні проблеми, такі як міжзонові колювання або наближення проблем зі стабільністю [11–13].

На сьогодні проведено широкі дослідження щодо інтеграції WAMS у передові архітектури інтелектуальних електромереж з особливим акцентом на посиленні інтеграції ВДЕ [13], що сприяє підвищенню їхньої адаптивності щодо розміщення ВДЕ, надаючи інформацію про стабільність напруги, колювання частоти та динаміку потоків потужності в реальному часі, здійснюючи інтелектуальне керування енергетичними потоками, адаптивне балансування навантаження та підвищення операційної стійкості.

З погляду поширення і розвитку сучасних WAMS при визначенні фазора (амплітуди та фази) у WAMS величин $\Delta\delta_i$ доцільно застосовувати умови значення (вибору) базового генератора («нульової точки»). Покладемо, що в системі реалізовано N PMU. Нехай їхні показники (амплітуди та фази) визначаються множинами $\{U_i; i = 1, \dots, N\}$ та $\{\varphi_i; i = 1, \dots, N\}$. Як відносну точку відліку можна розглядати або базову генерацію, де розміщено відповідну PMU, або визначену «опорну» PMU (позначимо їх, наприклад, номером 1). За умови синхронізації за часом запишемо наведені множини, нормовані за показниками U_1 та φ_1 , визначені як точки відліку за умов $\Delta U_i = U_i - U_1$; $\Delta\varphi_i = \varphi_i - \varphi_1$; $\Delta U_1 = 0$; $\Delta\varphi_1 = 0$: $\{0, \Delta U_i; i = 2, \dots, N\}$ та $\{0, \Delta\varphi_i; i = 2, \dots, N\}$. За сформульованими множинами може бути здійснена оцінка загального стану електроенергетичної системи, «вимог» до необхідності регулювання на загальносистемному рівні, а також стійкості чи стабільності роботи електромереж.

Для двох вузлів i_1 та i_2 за величинами $\{\Delta U_{i1}; \Delta\varphi_{i1}\}$ та $\{\Delta U_{i2}; \Delta\varphi_{i2}\}$ можна оцінити процеси в системі як реакції «ємнісна», «індуктивна» та «змішана», «перевантажених» та «недовантажених» вузлів. Наприклад, для двох вузлів i_1 та i_2 , де підключення ВДЕ здійснено через інверторні блоки, може бути оцінена амплітудна та / чи фазова асиметрія.

Подальша перспектива розвитку систем моніторингу полягає у використанні блоків вимірювання хвильової форми (Waveform Measurement Unit, WMU) [7, 9]. Технологія синхронних хвиль (Synchronous Wave Technology, SWT) генерує прямі та синхронно дискретизовані вимірювання хвиль струму та напруги. Пристрій, який виконує такі прямі вимірювання, називається блоком WMU. WMU – це датчик інтелектуальної мережі, який фіксує форми хвиль напруги та струму з високою роздільною здатністю, синхронізовані за часом, надаючи детальнішу інформацію, ніж традиційні датчики, такі як PMU. WMU використовуються для розширеного моніторингу електричних мереж, включаючи ситуаційну обізнаність, виявлення несправностей та відстеження динаміки систем з ресурсами на основі інвертора.

Зазначимо, що цифрові датчики, інтелектуальні електронні пристрої, PMU, цифрові реле та цифрові реєстратори несправностей за своєю суттю генерують дані дискретизованої форми хвиль із достатньо високою частотою дискретизації, щоб відображати високодинамічні форми подій мережі, що визначаються високочастотними колюваннями, перш ніж перетворювати їх на статистику (наприклад, фазори) для завдань моніторингу. Часто висуваються два ключові аргументи проти впровадження технології синхронізованих хвиль з вищою роздільною здатністю [9]. Перший – це вартість інвестицій в інфраструктуру та вимоги до пропускної здатності для потокової передачі даних WMU. Однак цей аргумент стає дедалі менш переконливим з огляду на досягнення в технологіях стиснення, зв'язку та мережевих технологій з початку XXI ст. Так, з моменту винаходу PMU швидкість зв'язку зросла майже на шість порядків. Твердження про те, що потокова передача даних синхронізованих хвиль є неможли-

вою, більше не є переконливим [9].

Другий аргумент стосується передбачуваних переваг використання синхронних даних. Так, технологію PMU критикували за те, що вона сприяє «потопу даних» під час нормальної роботи мережі. Технологія WMU генерує до 100 разів більше даних, що здається, є значною марною витратою ресурсів, які виділяються на відносно рідкісні випадки. Однак електромережа не завжди перебуває в нормальному або аварійному стані; часто перехід від нормального до аварійного стану включає послідовності початкових несправностей, які є спорадичними та іноді взаємо- або самокомпенсуються (самоочищаються). Виявлення конкретних типів несправностей вимагає вимірювань із високою роздільною здатністю. Потенціал технології таких вимірювань є критично важливим для надійності та стійкості мережі.

Практичним рішенням для балансування потреби в даних високої роздільної здатності та уникнення перевантаження даними є ієрархічна мережа типу «push-pull»: пересилання даних з WMU до центру керування, коли виявляються локальні події, та отримання даних із WMU, коли необхідна глобальна оцінка.

Проблеми перевантаження електромережі та збоїв в усьому світі підкреслили необхідність удосконалення електромереж за допомогою систем глобального моніторингу, захисту та контролю (Wide Area Monitoring, Protection, and Control, WAMPAC) як економічно ефективного рішення для покращення планування, експлуатації, обслуговування та торгівлі енергією [1, 7, 14]. Системи WAMPAC використовують переваги останніх досягнень у сенсорних, комунікаційних, обчислювальних, візуалізаційних і алгоритмічних методах. Технологія синхронізованих вимірювань (Synchronized Measurement Technology, SMT), яка включає одиниці PMU і її програми, є важливим елементом і чинником WAMPAC. Наявний досвід створення великомасштабних систем WAMPAC показав, що ключовим елементом у створенні системи WAMPAC є розробка відповідної стратегії та створення детального плану встановлення [7, 14]. WAMPAC має численні переваги, такі як стабільність, надійність і безпека постачання. Крім того, це має економічний ефект, якщо система працює ближче до меж стабільності та потужності мережі, що призводить до збільшення передачі енергії.

Зі свого боку Smart-моніторинг розглядається як нова якість у прийнятті управлінських рішень, як комплексний та системний моніторинг, що на сучасному інноваційному рівні забезпечує спостереження поточної технологічної та економічної ефективності функціонування елементів системи та системи в цілому [2, 15, 16]. Впровадження систем Smart-моніторингу сприяє оптимізації енергетичних процесів в електромережах, побудові децентралізованих систем енергозабезпечення, підвищенню їхньої ефективності за техніко-економічних показників.

Отже, на сьогодні сформувалася парадигма еволюції систем моніторингу: SCADA → WAMS (PMU) → WAMPAC (WMU) → Smart-моніторинг. Така ситуація має враховуватися при модернізації електромереж України.

У відділі автоматизації електричних систем Інституту електродинаміки НАН України розроблена автоматизована система моніторингу технологічних параметрів високовольтних елегазових вимикачів, яка на сьогодні широко впроваджена на підстанціях 750 кВ: Західноукраїнська, Вінницька, Північноукраїнська, Запорізька, Дніпровська, Донбаська, Південнодонбаська, Каховська.

Як приклад представимо систему моніторингу та керування електричною мережею [17]. У роботі [17] запропоновані цифрові енергетичні рішення забезпечують оптимізацію електричної мережі, зокрема комплексний моніторинг та керування енергоспоживанням, надаючи можливість контролювати споживання енергії в режимі реального часу, зменшувати втрати в системі та підвищувати загальну ефективність. Система моніторингу та керування електричною мережею надає можливість переглядати профілі навантаження, контролювати якість електроенергії та відстежувати споживання енергії, що дає змогу проактивно керувати електроенергетичними системами [17]. Ця функціональність є ключовою для підтримки стабільної видачі енергії та забезпечення надійного та ефективного розподілу електроенергії.

Визначено, що інструменти моніторингу в режимі реального часу, вбудовані в систему

моніторингу та керування електричною мережею, повинні сприяти виявленню проблеми в міру їхнього виникнення. Розбіжності в якості електроенергії, неефективний розподіл навантаження та інші потенційні проблеми можна виявити на ранній стадії, що дає змогу швидко вживати коригувальних заходів, значно знижує ризик незапланованих відключень або дороговартісних збоїв системи.

Комплексний моніторинг та керування зрештою забезпечують ефективну автоматизацію електромереж [1, 2, 18].

Автоматизація електромереж – це комплекс технологій для автоматичного моніторингу, керування та, як наслідок, оптимізації генерації, розподілу та споживання електроенергії, що підвищує надійність, безпеку та ефективність, забезпечуючи безперебійну роботу мережі та обладнання, захист від аварій та автоматичний облік []. Перспективи автоматизації електромереж включають створення «розумних» мереж (Smart Grid) для підвищення надійності, ефективності та гнучкості, що досягається шляхом інтеграції сучасних інформаційних та комунікаційних технологій та автоматизованого керування, що дає можливість швидше реагувати на аварії, оптимізувати розподіл енергії та інтегрувати нові джерела (наприклад, відновлювані).

Системна автоматизація дає змогу керувати конфігураціями пристроїв, контролювати їхній стан та реагувати на події з більшою ефективністю та повторюваністю, ніж традиційні методи, що безпосередньо призводить до більш надійної, інноваційної та, зрештою, більш прибуткової інфраструктури [15]. Згідно з даними precedenceresearch.com, світовий ринок мережевої автоматизації досягне приблизно 43,40 млрд. дол. до 2034 року зі складним річним темпом зростання (CAGR) 23,15 % протягом прогнозованого періоду з 2024 по 2034 рік.

Системна автоматизація значно покращує моніторинг та діагностику електромережі, оскільки надає можливість виявляти проблеми та повідомляти про них до того, як вони стануть критичними. У результаті цих сукупних покращень адміністратори мережі мають можливість перейти від реактивного до проактивного підходу в керуванні інфраструктурою. Основні напрямки та переваги автоматизації [19]:

- комплексна реалізація концепції Smart Grid (ключова перспектива, яка передбачає створення інтелектуальної мережі, здатної до самодіагностики, саморегулювання та самовідновлення);

- підвищення надійності (автоматизація дає змогу миттєво виявляти та локалізувати пошкодження, а також автоматично перемикає живлення, що значно скорочує час відключень);

- дистанційне керування та моніторинг (оператори отримують можливість контролювати роботу мережі з центральних пунктів, що покращує ефективність керування);

- інтеграція ВДЕ («розумні мережі» можуть гнучко та успішно інтегрувати великі обсяги відновлюваної енергії (сонце, вітер), оптимізуючи її розподіл та забезпечуючи стабільність системи);

- оптимізація передачі та розподілу енергії (автоматизація дає змогу краще керувати потоками енергії, зменшуючи втрати та забезпечуючи ефективне використання ресурсів);

- підвищення безпеки (автоматичні системи можуть усувати людину від виконання небезпечних робіт, пов'язаних із високою напругою, що підвищує безпеку персоналу);

- побудова цифрових підстанцій (використання цифрових технологій сприяє створенню більш гнучких та інтелектуальних підстанцій, що є важливим елементом модернізації мережі).

Запропонована фахівцями відділу автоматизації електричних систем Інституту електродинаміки НАН України сучасна автоматизована система керування технологічними процесами впроваджена на підстанціях 750 кВ: Київська та Каховська (НЕК «Укренерго»), підстанціях 330 кВ: Пічна (завод INTERPIPE), підстанціях 110 кВ: Олімпійська (ДТЕК), Таврія (СЕС Таврія 100 МВт) та Прогресівка (СЕС Прогресівка 148 МВт).

Однак на сьогодні енергетичні компанії постійно стикаються з тим, що впровадження систем керування розподіленими енергетичними ресурсами (Distributed Energy Resource Management System DERMS) та систем керування динамічними ресурсами (Dynamic Resource Management System, DRMS) не досягають цілей забезпечення загальносистемного

керування піковими навантаженнями, точного керування з урахуванням місцезнаходження, яке енергопостачальні компанії потребують для підтримки сталого зростання навантаження [20, 21]. Щоб ліквідувати цей недолік, спеціально для керування мережею за допомогою локальних ресурсів був розроблений новий клас програмних систем для енергопостачальних підприємств, які називаються платформами оркестрації електромережі (Grid Orchestration) [19, 21].

Оркестрація електромережі – це інтелектуальне, скоординоване керування різноманітними енергетичними ресурсами для балансування попиту та пропозиції в режимі реального часу, що забезпечує надійність, ефективність та сталий розвиток мережі, особливо з урахуванням зростання ВДЕ та децентралізованих електроенергетичних систем. Таке скоординоване керування виходить за межі традиційного – воно допомагає інтегрувати різні компоненти мережі та джерела даних, дозволяючи енергетичним компаніям проактивно розподіляти локальні ресурси та оптимально керувати для більш стійкого, декарбонізованого енергетичного майбутнього.

Для досягнення зазначеної мети платформа оркестрації мережі поєднує чотири ключові можливості в одному інтерфейсі [21]:

- обізнаність про мережу (моніторинг стану електромережі в режимі реального часу для виявлення впливу розподілених енергетичних ресурсів (PER) та можливостей їхнього використання для підтримки мережі);
- прогнозування (аналіз даних енергопостачальних підприємств, енергетичних ресурсів та даних третіх сторін для прогнозування стану електромережі в найближчому майбутньому та інформування операцій у кожній точці мережі);
- контроль PER (регулювання PER для підтримки роботи мережі за допомогою механізмів керування, таких як DERMS, DRMS, стандартні протоколи керування та сторонні агрегатори);
- аналітика планування (моделювання впливу розподілених енергетичних ресурсів за різними сценаріями впровадження, включно з імовірністю модернізації обладнання та можливістю для ефективного розподілу капіталу).

Ключові концепції та функції оркестрації електромережі [19, 21]: керування складністю, централізоване керування, проактивне керування, забезпечення застосування ВДЕ, підвищення стійкості. Основні можливості оркестрації: інтеграція даних, керування активами, прогнозування, участь на ринках електроенергії. Оркестрація доповнює різні підходи енергетичних компаній до керування PER шістьма ключовими способами [21]:

- 1) використання даних про доступну гнучкість;
- 2) додавання обізнаності до DERMS та DRMS;
- 3) побудова розумніших віртуальних електростанцій (VPP), що керуються енергетичними компаніями;
- 4) додавання елементів керування для енергетичних ресурсів на рівні лічильника (кінцевого споживача);
- 5) проактивна взаємодія зі сторонніми VPP;
- 6) перетворення даних PER на інформацію для планування.

Замість того, щоб покладатися на майже ідеальні моделі електромережі та обмежені можливості локальних або гібридних хмарних обчислень, платформа оркестрації електромережі використовує підхід, орієнтований на дані для керування впливом різних типів PER. Платформа використовує будь-які дані – від клієнтів, пристроїв, енергопостачальних систем та сторонніх джерел – для ідентифікації обладнання, підключеного до мережі, їхньої роботи та впливу на мережу в режимі реального часу та найближчим часом.

Основні аспекти процесу оркестрації електричною мережею [19]:

- автоматизація (автоматизує рутинні завдання, як-от збір даних про загрози, аналіз інцидентів та виконання стандартних процедур реагування);
- інтеграція (об'єднує різні інструменти та системи безпеки в єдиний робочий процес);
- реагування на інциденти (дає змогу швидше та ефективніше реагувати на кібератаки, зменшуючи час реакції та усуваючи недоліки захисту);

– підвищення продуктивності (зменшує навантаження на аналітику безпеки).

Оркестрація (зосередження уваги на окремих пристроях) більше не є сталим, коли метою є швидке та надійне надання складних, комплексних послуг. Замість керування пристроями чи завданнями здійснюється керування процесами на системному рівні. Оркестрація забезпечує цей стратегічний рівень для контролю процесів, що охоплюють кілька систем для забезпечення повноцінного виконання функцій.

Власне на сьогодні використовуються такі види оркестрації [19]:

– *автоматизація на основі політик (PBA)* – це підхід, який керує та автоматизує мережеві процеси на основі попередньо визначених політик;

– *програмно-визначені мережі (SDN)* – це мережева архітектура, яка відокремлює площину керування від площини даних, що дає змогу централізовано керувати мережею за допомогою програмного забезпечення; в SDN функцію керування виконує центральний контролер, який керує мережевим трафіком;

– *мережеві системи на основі намірів (IBNS)* – це підхід, коли мережеві адміністратори визначають бажаний результат високого рівня («намір»), а платформа оркестрації автоматично перетворює його на необхідні робочі процеси, конфігурацію мережі та політики для досягнення цього стану.

Основний принцип оркестрації – чим складніший процес, тим більша цінність його оркестрації завдяки складовим:

– централізація (керування всіма пристроями (маршрутизаторами, комутаторами, серверами) та їхніми конфігураціями з єдиної точки);

– автоматизація (автоматичне виконання завдань, як-от розгортання додатків, оновлення ПЗ, керування доступом, що зменшує ручну роботу);

– масштабування (легке масштабування ресурсів);

– інтеграція (API-оркестрація) (об'єднання різних API-викликів для створення складних, безшовних рішень та користувацьких досвідів);

– реагування на інциденти кібербезпеки (Security Orchestration, Automation, and Response, SOAR) (автоматизоване реагування на кіберзагрози та інциденти безпеки).

Зазначимо, що API-оркестрація (API orchestration) – це процес керування, координації та об'єднання викликів до декількох API (посередник між програмами, який задає правила «спілкування») та сервісів для виконання складних бізнес-процесів або завдань, що створює єдиний робочий потік, де різні програми обмінюються даними та взаємодіють, а не просто викликають один одного, забезпечуючи масштабованість та автоматизацію, часто за допомогою low-code платформ.

У табл. 2 наведено ключові відмінності між автоматизацією та оркестрацією електромережі [19].

Таблиця 2

	Автоматизація	Оркестрація
Визначення	Виконання окремих завдань без втручання людини	Керування та координація кількох автоматизованих завдань як єдиного процесу
Сфера застосування	Зосереджена на одному завданні або робочому процесі	Керування кількома завданнями та їхніми взаємозалежностями.
Втручання людини	Потребує ручних кроків між завданнями.	Мінімальне втручання людини; здебільшого самокерування.
Масштабованість	Обмежена окремими завданнями	Висока масштабованість у різних системах та процесах
Рівень складності	Від низької до середньої складності	Висока складність з кількома залежностями
Обробка помилок	Базове звітування про помилки; часто потребує ручного втручання	Розширена обробка помилок з автоматичним відновленням

	Автоматизація	Оркестрація
Час впровадження	Коротші цикли впровадження	Довше впровадження, але значні довгострокові переваги
Системна інтеграція	Працює в межах однієї системи або обмеженої області застосування	Інтегрування кількох систем, інструментів та платформ
Можливості моніторингу	Базовий моніторинг конкретних завдань	Комплексний моніторинг усіх робочих процесів
Вплив на бізнес	Локалізовані підвищення ефективності	Оптимізація процесів у масштабі всієї організації

Отже, оркестрація електромережі – це процес автоматизації та централізованого керування складними мережевими інфраструктурами та сервісами для забезпечення їхньої ефективної роботи, масштабування та безпеки, подібно до диригента в оркестрі, що координує роботу різних музичних інструментів, у нашому випадку – мережових компонентів, додатків і процесів. Вона об'єднує різні інструменти та протоколи, даючи змогу автоматизувати розгортання, конфігурацію, моніторинг та реагування на інциденти, що критично важливо для сучасних хмарних середовищ та ІТ-безпеки [21].

Практичне застосування принципів оркестрації електромереж в Україні: керування хмарними додатками; автоматизація безпеки (SOAR); створення інтегрованих корпоративних платформ (API-оркестрація); моніторинг та адміністрування мереж доступу (НЕК «Укренерго» та корпоративні мережі).

Сучасний системний підхід на вищому рівні моніторингу та керування має забезпечувати захист цілісності системи, зокрема завдяки схемам захисту цілісності системи» (System Integrity Protection Schemes, SIPS).

У документі [22] коротко викладено стандарт IEEE C37.250™-2020 щодо проектування, впровадження та керування схемами захисту цілісності системи (SIPS). На сьогодні SIPS широко використовуються для вирішення проблем надійності енергосистеми та інших проблем експлуатації енергосистеми. Регуляторні органи, такі як NERC, розробили вимоги до надійності, яким повинні відповідати кілька типів SIPS. Наведено вичерпну добірку практичних концепцій та підходів, що використовуються для проектування, впровадження та керування високонадійними та безпечними SIPS для задоволення таких регуляторних вимог до надійності [22]. Висока надійність є критично важливим елементом SIPS, щоб уникнути каскадних відключень, пошкодження обладнання від непередбачених умов енергосистеми, що виходять за межі аварійних характеристик обладнання, провалу напруги, кутової нестабільності або інших системних проблем.

SIPS служить для підвищення безпеки та запобігання поширенню завад в електричних мережах у разі серйозних аварійних ситуацій системи, спричинених неприйнятними умовами експлуатації, і використовується для стабілізації енергосистеми шляхом впровадження керівних заходів для пом'якшення цих системних умов. Вона також охоплює системи спеціального захисту (Special Protection Systems, SPS), схеми коригувальних дій (Remedial Action Schemes, RAS), схеми захисту від зниженої частоти (underfrequency, UF), зниженої напруги (undervoltage, UV) та несинхронізації (out-of-step, OOS) захисних схем.

Потреба в SIPS та конкретні дії SIPS зазвичай визначаються за допомогою досліджень системного планування, таких як моделювання потоку потужності, стабільності та/або інших аспектів енергосистеми, зокрема непередбачених обставин, які призводять до проблем (порушують вимоги до продуктивності) із вразливістю, що базується на навантаженнях, генерації та конфігурації системи (критерії активації) [22].

Характеристика проблем, які вирішуються за допомогою механізмів SIPS в електромережі, наведена на рис. 2.

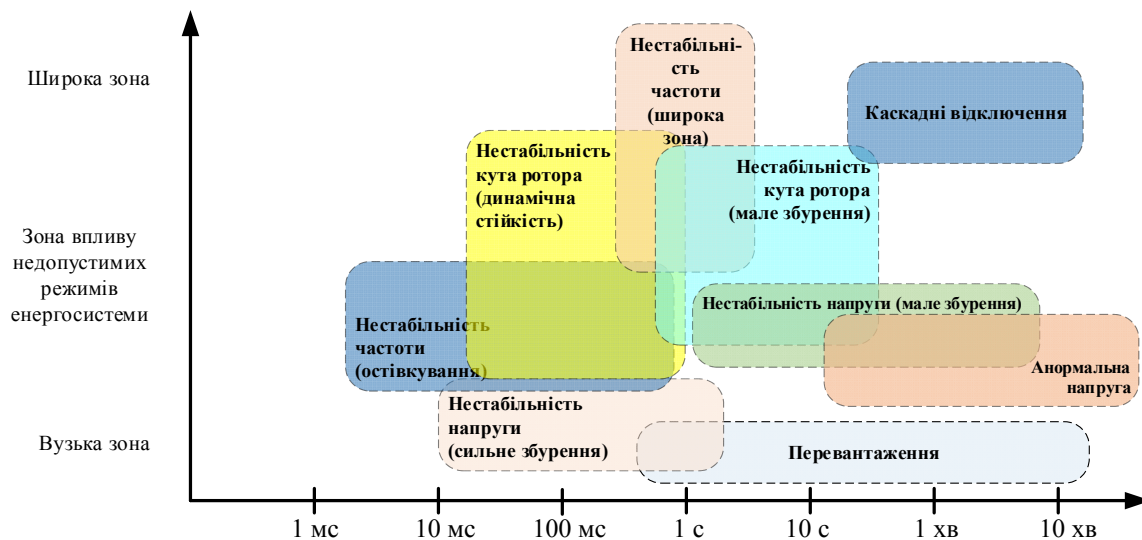


Рис. 2. Характеристика проблем, які вирішуються за допомогою механізмів SIPS

Основними операційними елементами SIPS можна визначити [22]:

- активацію (увімкнення дії SIPS, коли це може знадобитися);
- виявлення надзвичайних ситуацій (визначення потреби пом'якшення наслідків);
- вибір дій щодо пом'якшення наслідків;
- виконання дій (впровадження вибраних дій);
- забезпечення оптимального взаємозв'язку (з'єднання всіх компонентів разом).

Кілька способів класифікації SIPS: рівень надзвичайних ситуацій, для якого розроблено пом'якшення наслідків; тип проблеми, яку усуває SIPS; географічний масштаб події, яку усуває SIPS; електричний масштаб події, яку усуває SIPS; робота SIPS на основі подій та на основі реагування; тип дій, що виконуються SIPS. Керування SIPS: керування операціями, змінами та технічне обслуговування, операційні оцінки, періодичні оцінки планування. Перелік звичайних дій SIPS [22]:

- відхилення генератора;
- скидання навантаження;
- скидання навантаження за низької частоти;
- скидання навантаження за низької напруги;
- адаптивне зменшення навантаження;
- нестандартне відключення;
- попередження про нестабільність напруги;
- попередження про кутову стабільність;
- зменшення перевантаження;
- реконфігурація електромереж, у т. ч. розділення системи;
- балансування навантаження та генерації;
- перемикання шунтуючих конденсаторів та реакторів;
- керування перемикачами відгалужень;
- керування SVC/STATCOM;
- керування турбінними клапанами;
- керування постійним струмом високої напруги (HVDC);
- керування стабілізатором енергосистеми;
- дискретне збудження;
- динамічне гальмування;
- зворотний пуск генератора;
- байпасний режим для послідовного компенсатора реактивної потужності;
- запуск газової турбіни;
- здійснення стабілізації напруги (AGC, Automatic Gain Control);

- розділення шин;
- реконфігурація системи;
- швидке керування елементами електроенергетичної системи, зокрема, фотоелектричними інверторами, контролерами вітрових турбін, контролерами накопичувачів енергії;
- синхронне керування конденсатором.

Завдання щодо проєктування SIPS: обмін даними між SIPS та системами керування; координація SIPS з іншими системами захисту та керування; масштаб збоїв (якщо елемент системи не контролюється, припустити найгірший можливий стан; наслідки дій SIPS: відключення генерації – гідро-, вугільної, газової або відновлюваної, блоків електростанції); алгоритми перемикачів. При проєктуванні SIPS об'єкт повинен підтверджувати функціональність схеми як для апаратного, так і для програмного забезпечення; забезпечувати періодичне тестування без шкоди для надійності енергосистеми або SIPS; для складніших SIPS логіка схеми може бути розроблена так, щоб включати тестовий режим, забезпечувати можливість відтворення наявних сценаріїв подій на SIPS та мінімізувати ймовірність людської помилки.

Приклад застосування SIPS. *Умови:* новий фотоелектричний або вітровий ресурс має вищу потужність, ніж теплова потужність будь-якої лінії окремо; одна лінія несправна, а інша перевантажена; вітрова, сонячна та деякі інші ресурси можуть швидко знизити продуктивність установки. *Результати дії SIPS:* контролює обидва кінці обох ліній (стан і витрату); очікує на спробу повторного вмикання лінії (якщо використовується); визначає безпечне навантаження лінії та надсилає сигнал «зниження потужності» на електростанцію; підтримує обмеження генерації, доки лінія не буде розвантажена.

Як приклад ефективної реалізації сучасного моніторингу та протиаварійного керування в ОЕС України при ідентифікації та усуненні знеструмлення (блекаутів) наведемо успішну роботу системи WAMS та пристроїв PMU, які відіграли критичну роль у запобіганні повному розвалу енергосистеми під час інциденту 31 січня 2026 року. Так, 31 січня 2026 року о 10:42 відбулося масштабне технологічне порушення, що призвело до одночасного відключення ключових магістральних ліній. Хоча основний удар припав на надпотужні зв'язки 750 кВ та 400 кВ, це спровокувало ланцюгову реакцію в мережах нижчої напруги, розвантаження блоків атомних електростанцій. За офіційними даними НЕК «Укренерго» та уряду основними лініями, відключення яких спричинило блекаут, були:

- лінія 750 кВ «Західноукраїнська – Вінницька»: її відключення розірвало основне «кільце» передачі потужності від АЕС до центральних регіонів;
- транскордонна лінія 400 кВ «Ісакча – Вулканешти – МДРЕС»: через аварію на цій лінії стався стрибок частоти, що вплинув на синхронну роботу енергосистем України, Молдови та Румунії.

За попередніми оцінками Міненерго України це сталося через обмерзання ліній та обладнання. ENTSO-E підтвердила, що з 9:45 до 10:05 за центральноєвропейським часом енергосистеми України та Молдови були відокремлені від континентальної Європи. Під час масштабного збою 31 січня 2026 року пристрої PMU та система WAMS зафіксували аномальні показники о 10:42:01:

- 1) 10:42:01.000 – 10:42:01.200: датчики PMU зафіксували різке розходження фазових кутів напруги між підстанціями Заходу (Хмельницька АЕС) та Центру (ПС Київська). Це був момент фізичного відключення лінії 750 кВ;
- 2) 10:42:02: система WAMS відобразила критичне падіння частоти нижче порогу 49,5 Гц у Центральному та Південному регіонах;
- 3) 10:42:05: завдяки даним PMU диспетчери побачили «електричне хитання» (осциляції), що дало змогу автоматиці САВН (система автоматичного запобігання порушенню стійкості) від'єднати пошкоджені ділянки до того, як аварія стала некерованою.

Саме завдяки PMU диспетчери НЕК «Укренерго» побачили реальний кут розходження фаз між західним енерговузлом (де працювала Рівненська АЕС) та центральною частиною України за лічені мілісекунди після розриву лінії 750 кВ. Система WAMS зафіксувала різке зростання амплітуди коливань на міждержавному перетині з Польщею. Це дало можливість

зрозуміти, що надлишкова потужність РАЕС пішла «транзитом» через європейську мережу ENTSO-E, створюючи ризик каскадної аварії вже в Європі. Оскільки WAMS показала критичне коливання частоти, автоматика миттєво дала команду на розвантаження блоків РАЕС, не очікуючи ручних команд диспетчера. Після стабілізації ситуації саме дані WAMS/PMU стали головним джерелом для розслідування; вони підтвердили, що причиною був технічний збій на підстанції, а не зовнішнє втручання.

31 січня 2026 року через ПС 400 кВ «Мукачево» здійснювалися активні технічні перебої, проте вони були частиною загальносистемного збою, що призвів до тимчасового від'єднання української та молдовської мереж від енергосистеми Континентальної Європи (ENTSO-E). Саме завдяки датчикам PMU на Мукачівському вузлі диспетчери НЕК «Укренерго» змогли бачити «чисту» синусоїду європейської мережі та підлаштувати під неї роботу ГЕС і ТЕС України. Це дало змогу виконати ресинхронізацію всього за 20 хв., що є надзвичайно коротким терміном для аварій такого масштабу. Напруга 408,5 кВ на ПС «Мукачево» стала опорною точкою, від якої почалося «підняття» всієї енергосистеми України після блекауту. Якби напруга в Мукачеві не втрималася вище 380 кВ, синхронізація була б неможливою.

Державний оператор системи передачі електроенергії в Польщі (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, PSE S.A.) під час відокремлення української енергосистеми від континентальної Європи зі свого боку спостерігали:

- стрибок фазового кута: PMU зафіксували різницю фаз між вузлами; різке збільшення кута між Хмельницькою АЕС (Україна) та Жешувом (Польща) сигналізувало про те, що енергія «шукає вихід» через транскордонні лінії;

- низькочастотні коливання (Oscillations): система WAMS дала змогу побачити «розкачування» енергосистеми; польські диспетчери бачили коливання амплітуди потужності, які могли перекинутися на їхні внутрішні мережі;

- векторні вимірювання (Synchrophasors): вони бачили точний вектор напруги; це допомогло PSE миттєво зрозуміти, що проблема в Україні є технологічним розділенням мережі, а не дефіцитом палива чи системною аварією в самій Польщі;

- колосальний «кільцевий перетік»: WAMS показала, що потужність від РАЕС увійшла в Польщу, але не була там спожита, а транзитом через Словаччину намагалася повернутися в Україну, перевантажуючи інтерконектори.

Отже, без даних WAMS/PMU польська сторона могла б розцінити такий стрибок як загрозу своїй безпеці та автоматично відключити лінії з Україною, що призвело б до повного блекауту західних областей України.

Висновки. 1. На сьогодні моніторинг та керування електричною мережею є основою оптимізації їхньої структури та режимів роботи; на сьогодні сформувалася парадигма еволюції систем моніторингу: SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) → WAMS (Wide-Area Measurement Systems) / PMU (Phasor Measurement Unit) → WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, and Control) / WMU (Waveform Measurement Unit) → Smart-моніторинг, що має враховуватися при модернізації електромереж України.

2. Комплексний моніторинг та керування в електричних мережах в остаточному підсумку забезпечують ефективну автоматизацію електромереж, основними напрямками якої визначено комплексну реалізацію концепції Smart Grid, підвищення надійності, дистанційне керування та моніторинг, інтеграцію відновлюваних джерел енергії, оптимізацію передачі та розподілу енергії, підвищення безпеки, побудову цифрових підстанцій.

3. Визначено доцільність застосування таких переваг оркестрації електромереж в Україні:

- оркестрація робить мережу більш гнучкою та готовою до швидкого реагування на зміни, незалежно від того, чи це заплановане розширення, чи раптова потреба адаптуватися до нових умов, зокрема керування доступними ресурсами, щоб отримати від них максимальну віддачу, одночасно зменшуючи втрати;

- масштабованість, здатність адаптувати мережеву інфраструктуру до потреб бізнесу, координація в режимі реального часу, яка обробляє складний графік та послідовність завдань

у різних системах, що стає можливим завдяки сумісності, оскільки оркестрація інтегрує різноманітні інструменти та платформи в єдиний, злагоджений робочий процес;

– покращена безпека та прозорість, оскільки система може автоматично виявляти подію, як-от загроза безпеці або зниження продуктивності, реагувати, виправляючи конфігурацію, а потім повідомляти про дію без негайного втручання людини.

4. Системний підхід щодо забезпечення захисту цілісності системи завдяки SIPS досягається режимами активації (увімкнення дії SIPS, коли це може знадобитися); виявлення надзвичайних ситуацій (визначення потреби пом'якшення наслідків); вибору дій щодо пом'якшення наслідків (вибір правильних дій щодо пом'якшення наслідків); виконання дій (впровадження вибраних дій); забезпечення оптимального взаємозв'язку (об'єднання всіх компонентів разом).

5. Успішна реалізація сучасного моніторингу та протиаварійного керування в ОЕС України підтверджена прикладом ідентифікації та усунення знеструмлення (блекаутів) в ОЕС України, коли система WAMS та пристрої PMU відіграли критичну роль у запобіганні повному розвалу української енергосистеми під час інциденту 31 січня 2026 року.

Роботу виконано в рамках теми “Розвиток цифровізації енергосистем та розробка засобів адаптації протиаварійного автоматичного керування електричними режимами при переході до синхронної роботи ОЕС України з енергосистемою континентальної Європи ENTSO-E” (Шифр: АРПАКЕР).

1. Блінов І.В., Денисюк С.П., Лежнюк П.Д., Ущатовський К.В., Слободян Р.О., Козачук О.І., Мірошник В.О., Сподинський О.В. Цифрова трансформація електроенергетики України. Реалізація в умовах воєнного стану та повоєнного відновлення. Одеса: Видавничий дім «Гальветика», 2024. 362 с.
2. Белоха Г.С., Денисюк С.П., Дерев'янко Д.Г., Жуйков В.Я., Сопель М.Ф., Сподинський О.В. SMART-моніторинг ефективності функціонування локальних електроенергетичних систем. Одеса: Видавничий дім «Гальветика», 2025. 280 с.
3. Крак Ю.В., Шатирко А.В. Теорія керування для інформатиків: підручник. К.: ВПЦ «Київський університет», 2015. 175 с.
4. Корнієнко В.І., Гусєв О.Ю., Герасіна О.В., Щокін В.П. Теорія систем керування: підручник. М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. Дніпро: НГУ, 2017. 497 с.
5. Стогній Б.С., Сопель М.Ф. Основи моніторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу. *Техн. електродинаміка*. 2013. № 1. С. 62–69
6. Стогній Б.С., Сподинський О.В. Оцінка впливу сумарної векторної похибки та проблем синхронізації часу на функціонування широкомасштабних систем моніторингу енергосистем. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2026. Вип. 73. С. 5-11.
7. Mohsenian-Rad H., Kezunovic M., Rahmatian F. Synchro-Waveforms in Wide-Area Monitoring, Control, and Protection: Real-World Examples and Future Opportunities. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2025. Vol. 23. No 1. Pp. 69–80. DOI: <https://doi.org/10.1109/MPE.2024.3403800>
8. Usman Muhammad Usama, Faruque M. Omar. Applications of synchrophasor technologies in power systems. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*. 2019. No 7(2). Pp. 211–226. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40565-018-0455-8>
9. Tong, L., Wang, X. & Zhao, Q. Grid monitoring with synchro-waveform and AI foundation model technologies. *Energy Syst*. 2025. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12667-025-00726-7>
10. Wang X., Liu Y., Tong L. Adaptive sub band compression for streaming of continuous point on wave and PMU data. *IEEE Trans. Power Syst*. 2021. No 36 (6). Pp. 5612–5621. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3072882>
11. Silverstein A., Follum J. High-Resolution, Time-Synchronized Grid Monitoring Devices. Technical Report NASPI-2020-TR-004, North American Synchrophasor Initiative. 2020. URL: https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/pnnl_29770_naspi_hires_synch_grid_devices_20200320.pdf
12. Ogbogu C.E., Thornburg J., Okozi S.O. Smart Grid Fault Mitigation and Cybersecurity with Wide-Area Measurement Systems: A Review. *Energies*. 2025. No 18. Pp. 994. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18040994>
13. Overview modern wide area monitoring systems. URL: https://ebrary.net/207029/engineering/overview_modern_wide_area_monitoring_systems#google_vignette
14. Денисюк С.П., Сопель М.Ф., Белоха Г.С. Особливості реалізації Smart-моніторингу при генерації, передачі та розподілу електроенергії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2025. № 2. С. 87–98. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2025.327373>
15. Кириленко О.В., Стогній Б.С., Денисюк С.П., Сопель М.Ф. Smart-моніторинг електроенергетичних си-

- стем. *Техн. електродинаміка*. 2024. № 5. С. 48–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.048>
16. Kyrylenko O., Denysiuk S., Bielokha H., Dyczko A., Stecula B., Pazynich Y. Smart Monitoring and Management of Local Electricity Systems with Renewable Energy Sources. *Energies*. 2025. 18 (16).
 17. Electrical Network Monitoring and Control Systems.
URL: <https://4sight.cloud/electrical-network-monitoring-and-control-system>
 18. Ed Hough. The power of automation in modern enterprise networks. 7 May 2025. URL: <https://www.oneadvanced.com/resources/the-power-of-automation-in-modern-enterprise-networks/>
 19. Network Automation and Orchestration: A Practical Guide to Tools and Real-World Challenges.
URL: <https://codilime.com/blog/network-automation-and-orchestration-guide-to-tools-and-challenges/>
 20. Денісюк С.П., Стржелецьки Р. Формування складових інтелектуальної платформи керування енергетичними системами та мережами. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2019. № 3. С. 7–22.
 21. What is Grid Orchestration and how does it differ from DERMS? URL: <https://www.camus.energy/gridorchestration>
 22. C37.250-2020 - IEEE Guide for Engineering, Implementation, and Management of System Integrity Protection Schemes. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/C37.250/5889/>

MODERNIZATION OF ELECTRICAL GRIDS BASED ON THE INTEGRATED IMPLEMENTATION OF THE PRINCIPLES OF OBSERVABILITY AND CONTROLLABILITY

S.P. Denysiuk, M.F. Sopol, O.V. Spodynsky

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

Beresteiskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: spdens@ukr.net, regina@regina.org.ua, a.spodynskyi@gmail.com

It is shown that observability and controllability are two key principles of power system construction, determining how easily the system state can be understood (observability) and how easily its behavior can be influenced (controllability), while grid monitoring and control form the basis for power grid optimization. It is established that monitoring and control of the electrical grid are fundamental to optimizing its structure and operating modes; currently, a paradigm for the evolution of monitoring systems has emerged: SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) → WAMS (Wide-Area Measurement Systems) / PMU (Phasor Measurement Unit) → WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, and Control) / WMU (Waveform Measurement Unit) → Smart-monitoring, which must be considered during the modernization of Ukraine's power grids. It is confirmed that comprehensive monitoring and control ultimately ensure effective power grid automation, the main directions of which include the comprehensive implementation of the Smart Grid concept, reliability enhancement, remote control and monitoring, integration of renewable energy sources, optimization of energy transmission and distribution, safety improvement, and the construction of digital substations. As a promising approach, the features of power grid orchestration are considered – a process of automation and centralized management of complex network infrastructures and services to ensure their efficient operation, scaling, and security. The deployment of a power grid orchestration platform is currently a decisive, proactive step that grid companies must take to optimize energy processes. It is determined that a systems approach at the higher level of power grid monitoring and control should ensure the protection of system integrity, particularly through System Integrity Protection Schemes (SIPS). The successful implementation of monitoring and emergency management procedures in the United Energy System of Ukraine is confirmed by the example of identifying and eliminating power outages (blackouts) in the United Energy System of Ukraine, when the WAMS system and PMU devices played a critical role in preventing the complete collapse of the Ukrainian power system during the incident on January 31, 2026. Ref. 22, fig. 2, tables 2.

Keywords: electrical grids, observability, controllability, monitoring, control, automation, power grid orchestration, System Integrity Protection Schemes (SIPS).

1. Blinov I.V., Denysiuk S.P., Lezhniuk P.D., Ushchapovskyi K.V., Slobodian R.O., Kozachuk O.I., Miroshnyk V.O., Spodynskyi O.V. Digital Transformation of the Electric Power Industry of Ukraine: Implementation under Martial Law and Post-War Recovery. Odesa: Galvetika Publishing House, 2024, 362 p. (Ukr)
2. Bielokha H.S., Denysiuk S.P., Derevianko D.H., Zhuikov V.Y., Sopol M.F., Spodynskyi O.V. SMART Monitoring of the Operational Efficiency of Local Electric Power Systems. Odesa: Galvetika Publishing House, 2025, 280 p. (Ukr)
3. Krak Yu.V., Shatyрко A.V. Control Theory for Computer Scientists: a textbook. Kyiv: VPC Kyivskyi Universytet. 2015. 175 p. (Ukr)
4. Korniienko V.I., Husiev O.Yu., Herasina O.V., Shchokin V.P. Control Systems Theory: a textbook. Ministry of Education and Science of Ukraine, National Mining University. Dnipro: NMU, 2017. 497 p. (Ukr)
5. Stognii B.S., Sopol M.F., Fundamentals of monitoring process in electroenergy. About the concept of monitoring process. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2013. No 1. Pp. 62–69. (Ukr)
6. Stognii B.S., Spodynskyi O.V. Assessment of the impact of total vector error and time synchronization issues on the operation of wide area power system monitoring systems. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2026. Iss. 73. Pp. 5–11. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.73.005>

7. Mohsenian-Rad H., Kezunovic M., Rahmatian F. Synchro-Waveforms in Wide-Area Monitoring, Control, and Protection: Real-World Examples and Future Opportunities. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2025. Vol. 23. No 1. Pp. 69–80. DOI: <https://doi.org/10.1109/MPE.2024.3403800>
8. Usman Muhammad Usama, Faruque M. Omar. Applications of synchrophasor technologies in power systems. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*. 2019. No 7(2). Pp. 211–226. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40565-018-0455-8>
9. Tong, L., Wang, X. & Zhao, Q. Grid monitoring with synchro-waveform and AI foundation model technologies. *Energy Syst.* 2025. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12667-025-00726-7>
10. Wang X., Liu Y., Tong L. Adaptive sub band compression for streaming of continuous point on wave and PMU data. *IEEE Trans. Power Syst.* 2021. No 36 (6). Pp. 5612–5621. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3072882>
11. Silverstein A., Follum J. High-Resolution, Time-Synchronized Grid Monitoring Devices. Technical Report NASPI-2020-TR-004, North American Synchrophasor Initiative, 2020. URL: https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/pnnl_29770_naspi_hires_synch_grid_devices_20200320.pdf
12. Ogbogu C.E., Thornburg J., Okozi S.O. Smart Grid Fault Mitigation and Cybersecurity with Wide-Area Measurement Systems: A Review. *Energies*. 2025. No 18. Pp. 994. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18040994>
13. Overview modern wide area monitoring systems. URL: https://ebrary.net/207029/engineering/overview_modern_wide_area_monitoring_systems#google_vignette
14. Denysiuk S.P., Sopel M.F., Bielokha H.S. Features of Smart-monitoring implementation during electricity generation, transmission, and distribution. *Energy: Economics, Technologies, Ecology*. 2025. No 2. Pp. 87–98. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2025.327373> (Ukr)
15. Kyrylenko O.V., Stognii B.S., Denysiuk S.P., Sopel M.F. Smart-monitoring of electrical power systems. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 5. Pp. 48–62. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.048>
16. Kyrylenko O., Denysiuk S., Bielokha H., Dyczko A., Stecula B., Pazynich Y. Smart Monitoring and Management of Local Electricity Systems with Renewable Energy Sources. *Energies*, 2025. 18 (16).
17. Electrical Network Monitoring and Control Systems. URL: <https://4sight.cloud/electrical-network-monitoring-and-control-system>
18. Ed Hough. The power of automation in modern enterprise networks. 7 May 2025. URL: <https://www.oneadvanced.com/resources/the-power-of-automation-in-modern-enterprise-networks/>
19. Network Automation and Orchestration: A Practical Guide to Tools and Real-World Challenges. URL: <https://codilime.com/blog/network-automation-and-orchestration-guide-to-tools-and-challenges/>
20. Denysiuk S. P., Strzelecki R. Formation of components of an intelligent platform for power systems and grids management. *Energy: Economics, Technologies, Ecology*. 2019. No 3. Pp. 7–22. (Ukr)
21. What is Grid Orchestration and how does it differ from DERMS? URL: <https://www.camus.energy/gridorchestration>
22. IEEE C37.250-2020 IEEE Guide for Engineering, Implementation, and Management of System Integrity Protection Schemes. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/C37.250/5889/>

Надійшла: 07.01.2026

Прийнята: 18.02.2026

Submitted: 07.01.2026

Accepted: 18.02.2026

ВПЛИВ ТАРИФУ НА ПРОФІЛЬ НАВАНТАЖЕННЯ ЗАРЯДНИХ СТАНЦІЙ ЕЛЕКТРОМОБІЛІВ: АНАЛІЗ РЕАЛЬНИХ ДАНИХ

М.В. Павлов, В.О. Мірошник*, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: maksym@220-km.com, miroshnyk.volodymyr@gmail.com

Досліджено вплив диференційованого тарифу на формування профілю навантаження комерційної зарядної станції електромобілів у контексті використання зарядної інфраструктури як інструменту керування попитом в ОЕС України. Для аналізу використано первинні дані зарядних сесій станції змінного струму потужністю 7 кВт, розміщеної у м. Південноукраїнськ, за період липень–вересень 2025 року. Тарифна модель передбачала істотне зниження вартості заряджання в інтервалі 12:00–17:00 до 2,2 грн/кВт·год порівняно з базовим тарифом 16 грн/кВт·год, що відповідало періоду потенційного надлишку генерації сонячних електростанцій. За результатами обробки транзакційних даних встановлено зростання місячного обсягу споживання з 128 кВт·год у липні до 383 кВт·год у серпні з подальшим зниженням до 189 кВт·год у вересні, що свідчить про наявність поведінкової реакції користувачів на тарифний стимул. Показано, що адаптивне ціноутворення може сприяти концентрації частини зарядного навантаження в заданих часових інтервалах, однак кількісна оцінка ефекту потребує врахування структури обліку зарядних сесій, сезонності, кількості користувачів і доступності альтернативних станцій. Отримані результати підтверджують доцільність подальшого розвитку динамічних тарифів для зарядної інфраструктури як складової програм Demand Response та формування керованого навантаження, здатного підвищувати гнучкість електроенергетичної системи. Бібл. 10, рис. 2, таблиця.

Ключові слова: ОЕС України, динамічне ціноутворення, зарядні станції, електромобілі, керування попитом, балансування енергосистеми, відновлювані джерела енергії.

Вступ. Світовий перехід транспортного сектору до електротяги та зміщення генерації у бік відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) створює нові виклики для балансування режимів енергосистем – як через нестабільність генерації від ВДЕ, так і через зростання попиту на електроенергію, зокрема на заряд електромобілів [1]. Об'єднана енергосистема України функціонує в умовах підвищеної нестабільності через повномасштабне вторгнення Росії: обстріли високовольтних розподільчих пунктів, трансформаторних підстанцій та генеруючих потужностей. За даними Міністерства енергетики України, 9 ГВт потужностей знищені або потребують тривалого відновлення.

Згідно зі Стратегією розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року [2] посилення стійкості ОЕС України передбачає збільшення потужності об'єктів відновлюваної енергетики, розвиток установок зберігання енергії та модернізацію мережевої інфраструктури. Динамічне ціноутворення та механізми реагування на попит (Demand Response) дають змогу модулювати споживання відповідно до стану енергосистеми та балансу потужності [3].

За аналітичними даними платформ 220-km.com та evboost.com.ua, електромобілі споживають близько 40 ГВт·год/міс (7 із них – на комерційних станціях), що становить 0,33% від загального споживання України (~12 000 ГВт·год/міс). Розвиток програм реагування на попит для зарядних станцій електротранспорту дасть змогу знизити вартість кілометра пробігу, що сприяє декарбонізації транспортного сектору, особливо в умовах дедалі більшої частки ВДЕ в енергетичному балансі [4].

Наявні мережі електрзарядних станцій (ЕЗС) часто функціонують як ізольовані інфраструктурні вузли без інтеграції з автоматизованими системами диспетчерського управління. Відсутність протоколів керування попитом призводить до некоординованих одночасних зарядних сесій, зростання пікового навантаження та зниження операційної рівноваги енергосистеми [5].

Метою цього дослідження є аналіз ефективності динамічного ціноутворення для балансування режимів енергосистеми через управління навантаженням комерційних зарядних станцій електромобілів, виявлення закономірностей формування добових профілів споживання на основі реальних даних та оцінка потенціалу зміщення навантаження завдяки адаптивним тарифам.

Огляд підходів до динамічного ціноутворення. Мікромережі, що поєднують локальну генерацію, установки зберігання енергії та гнучке навантаження механізмами динамічного ціноутворення, мають потенціал для задоволення попиту на послугу балансування енергосистеми [6]. Здатність зміщувати зарядне навантаження в часі визначає можливість підтримувати баланс між генерацією та споживанням і забезпечувати енергопостачання критичних споживачів.

Для системного оператора динамічне ціноутворення означає зменшення потреби в швидкодіючих резервних потужностях через зміщення частини навантаження з пікових годин [7]. Для операторів розподільчих мереж – зниження витрат на закупівлю електроенергії завдяки переносу споживання на години з низькою оптовою ціною [8]. Для операторів зарядних станцій – зменшення витрат та можливість участі в ринках допоміжних послуг підтримання частоти.

Вибір інструментів динамічного ціноутворення (тарифи за годинами доби, сигнали у режимі, близькому до реального часу, інтеграція з ринком на добу наперед) визначається завданнями енергоменеджменту [9, 10]. Добові та тижневі профілі цін є ключовими для планування та стимулювання заряджання в години низького навантаження.

МЕТОДИКА ЕКСПЕРИМЕНТУ

1. Опис експериментальної установки. Експеримент відбувався у м. Південноукраїнськ протягом трьох місяців: з липня по вересень 2025 року. Зарядні сесії проводилися на порту № 2005 зарядної станції українського виробника «Окта Енерджі» потужністю 7 кВт Type 2 AC для електромобілів на платформі 220-km.com (<https://220-km.com/start?station=2005>).

Технічні характеристики: тип зарядного порту – Type 2 AC; максимальна потужність – 7 кВт; платформа управління – 220-km.com.

2. Тарифна політика

Для дослідження впливу динамічного ціноутворення впроваджено «сонячний тариф», значно нижчий за базовий тариф 16 грн/кВт·год. Структуру тарифів наведено в таблицю.

Тарифний період	Динамічний тариф, грн/кВт·год	Зниження відносно базового (16 грн)
10:00 – 12:00	7,0	56%
12:00 – 17:00	2,2	86%
17:00 – 10:00	11,0	31%
Період дії граничних цін	Граничні ціни РДН НКРЕКП, грн/кВт·год	
23:00-07:00, 11:00 – 17:00	5,6	
07:00 – 11:00	6,9	
17:00 – 23:00	15,0	

Найнижчий тариф у період 12:00–17:00 відповідає піку генерації сонячних електростанцій, що забезпечує синхронізацію попиту на заряджання з доступністю ВДЕ.

Для чистоти експерименту не було задіяно додаткової реклами або стимулювання користувачів. Зміна тарифу була єдиним фактором впливу на поведінку споживачів, що дало змогу ізолювати ефект динамічного ціноутворення від інших маркетингових заходів.

РЕЗУЛЬТАТИ ЕКСПЕРИМЕНТУ

1. Динаміка споживання. На рис. 1 зображено сумарні місячні обсяги споживання електричної енергії для зарядки електромобілів.

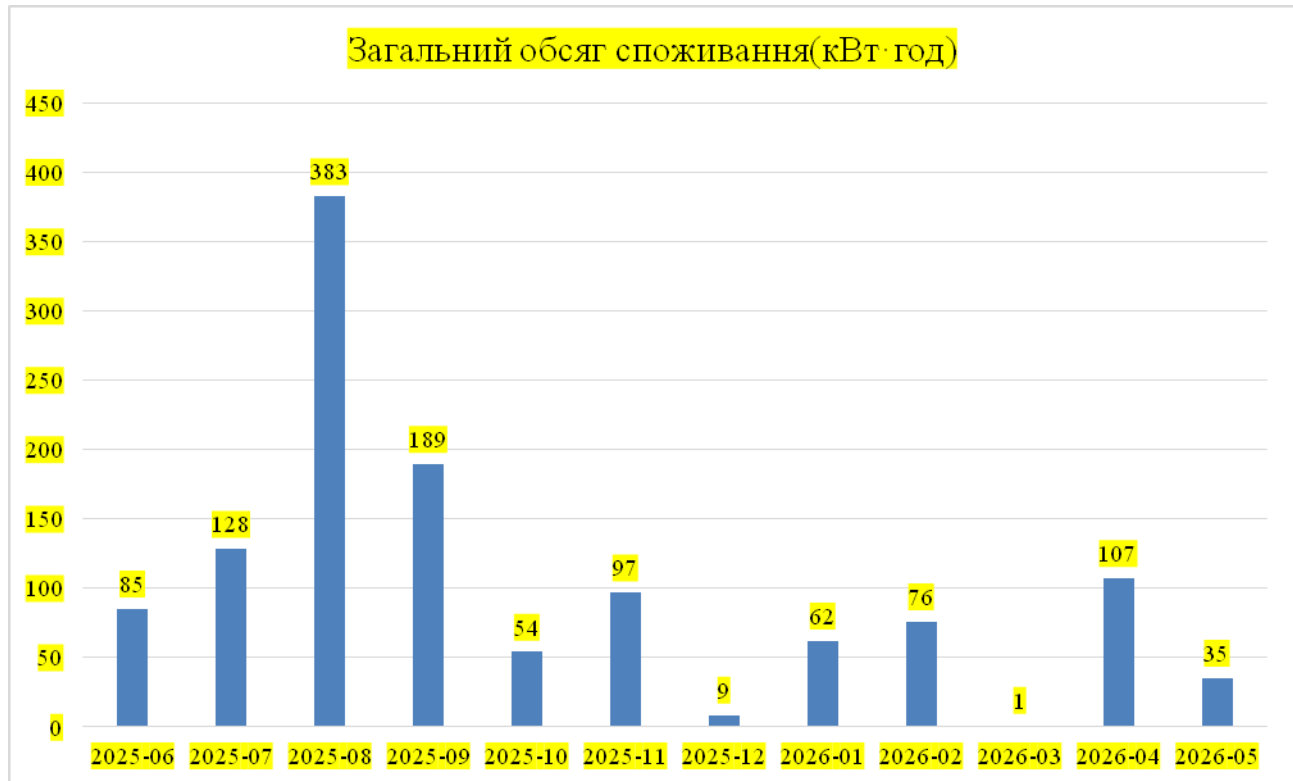


Рис. 1. Місячна динаміка споживання порту №2005 (кВт·год), 2025-2026 рр.

Отримані дані показують поступове органічне зростання споживання електроенергії до вересня 2025р.

- Липень 2025: 128 кВт·год;
- Серпень 2025: 383 кВт·год (зростання у 3,0 раза);
- Вересень 2025: 189 кВт·год (зниження на 51% від піку).

Майже трикратне зростання споживання протягом липня–серпня свідчить про високу цінову еластичність попиту на послуги заряджання електромобілів та здатність користувачів адаптувати свої графіки до економічних стимулів.

Зниження споживання до 189 кВт·год у вересні, незважаючи на сформований попит, пояснюється введенням графіків відключень унаслідок інтенсифікації обстрілів енергетичної інфраструктури України Російською Федерацією. Навіть за цих умов збережено рівень споживання, що у 1,5 раза перевищує початковий (липень), демонструючи стійкість сформованих споживчих звичок.

2. Аналіз добових профілів споживання. Для оцінки впливу тарифного сигналу на часовий розподіл споживання було побудовано добові профілі навантаження порту № 2005 у трьох часових горизонтах: до впровадження «сонячного тарифу» (червень 2025 р.), під час його дії (липень–вересень 2025 р.) та після його скасування (жовтень 2025 – травень 2026 р.). Результати дослідження наведено на рис. 2.

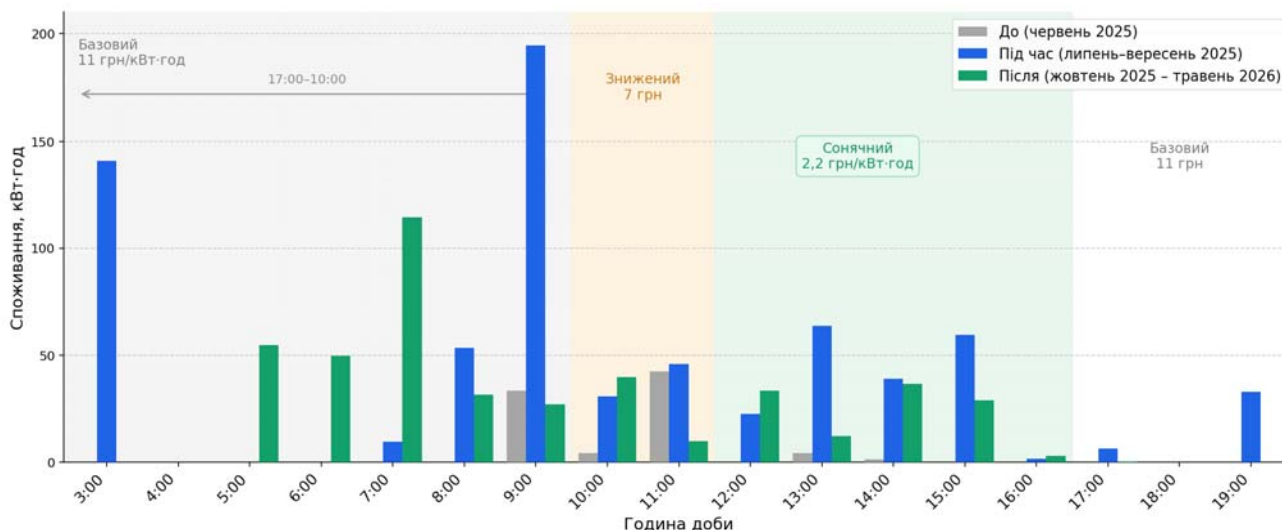


Рис. 2. Добові профілі споживання по місяцях та тарифні зони (кВт·год)

Чітко видно зміщення навантаження в часовий діапазон 12:00–17:00, що відповідає найнижчому тарифу – 2,2 грн/кВт·год. Особливо яскраво це виражено в серпні – місяці максимального споживання.

У період до впровадження тарифу (червень 2025 р.) станція фактично не функціонувала в повноцінному режимі: зафіксовано лише поодинокі сесії у проміжку 09:00–14:00. Розподіл носить випадковий характер і не дає змогу виявити виражений добовий патерн.

Під час дії «сонячного тарифу» (липень–вересень 2025 р.) сформувалися два характерних максимуми споживання. Перший – у ранкові години (3:00–9:00). Чотири сесії з початком о 3:00–4:00 та тривалістю до 7–10 годин забезпечували заряджання, яке перекривало як нічний, так і «сонячний» часовий проміжок. Другий максимум – у проміжку 9:00–15:00, що частково збігається з цільовою зоною «сонячного тарифу» (12:00–17:00).

Після скасування «сонячного тарифу» (жовтень 2025 – травень 2026 р.) добовий профіль суттєво змінився: пік споживання змістився в ранкові години (5:00–8:00) і вже не збігався з колишньою «сонячною» зоною. Відсутність стійкого денного патерну після скасування тарифного стимулу свідчить про те, що сформована поведінкова звичка була прив'язана до цінового сигналу, а не до часу доби як такого. Водії адаптували графік заряджання до тарифного розкладу, однак після його зміни повернулися до зручнішого для них ранкового часового вікна, а не до денної «сонячної» зони.

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ТА ОБГОВОРЕННЯ

Зростання місячного споживання порту № 2005 у липні–серпні 2025 р. узгоджується з гіпотезою про цінову еластичність попиту в сегменті заряджання ЕМ. Водночас аналіз добового профілю показує, що лише 27% сукупного споживання реалізовано безпосередньо у «сонячній» зоні 12:00–17:00, тоді як 62% припадає на зону 17:00–10:00, де діє базовий тариф. Тарифний сигнал стимулював загальне зростання обсягу заряджання більшою мірою, ніж цільове зміщення навантаження у денні години. Обмежена вибірка (46 сесій на одному порту) не дає змогу кількісно оцінити еластичність у широкому діапазоні умов.

Різниця граничних цін РДН (таблиця) між вечірнім піком (15,0 грн/кВт·год) і «сонячною» зоною (5,6 грн/кВт·год) становить 9,4 грн/кВт·год – кількісна оцінка системної вартості кожного кВт·год, перенесеного з вечора на день. Ця величина майже втричі перевищує витрати оператора на субсидування «сонячного» тарифу (3,4 грн/кВт·год). За три місяці експерименту в «сонячній» зоні відпущено 186 кВт·год, що відповідає системній економії порядку 1 750 грн лише на одному порту. Невідповідність між приватними витратами оператора та суспільною вигодою для мережі вказує на значний потенціал ринкових механізмів компенсації: участі зарядних станцій у ринках допоміжних послуг або програмах реагування на попит системного оператора.

За умови масштабування підходів динамічного ціноутворення на всю мережу зарядних станцій (понад 250 000 електромобілів в Україні) потенціал зміщення навантаження може досягти 15+ МВт керованого попиту. Це дасть змогу зменшити потребу в швидкодіючих резервних потужностях, оптимізувати використання генерації від сонячних електростанцій, знизити навантаження на розподільчі мережі в години максимуму та забезпечити додаткову гнучкість енергосистеми без капітальних інвестицій у нову генерацію.

Найнижчий тариф у період 12:00–17:00 (2,2 грн/кВт·год) ефективно узгоджує навантаження зарядних станцій з піком генерації сонячних електростанцій, що сприяє інтеграції ВДЕ в енергобаланс та зменшує потребу в регулюванні частоти. Така синхронізація попиту та пропозиції є критично важливою для підвищення стабільності роботи енергосистеми з високою часткою ВДЕ.

Висновки. У роботі виконано аналіз первинних даних зарядних сесій комерційної зарядної станції електромобілів із метою оцінювання можливого впливу диференційованого тарифу на часову структуру електроспоживання. Розглянутий підхід передбачає істотне зниження вартості заряджання в денному інтервалі, що відповідає періоду потенційно підвищеної генерації сонячних електростанцій та підвищення тарифу в інші години доби. Така тарифна конфігурація може розглядатися як спрощений практичний варіант механізму керування попитом, орієнтованого на зміщення частини зарядного навантаження у фіксовані часові інтервали.

За результатами обробки даних за липень–вересень 2025 року встановлено зростання місячного обсягу електроспоживання зарядної станції з 128 кВт·год у липні до 383 кВт·год у серпні з подальшим зниженням до 189 кВт·год у вересні. Отримана динаміка свідчить про наявність помітної зміни інтенсивності використання зарядної інфраструктури після впровадження тарифного стимулу, однак не може однозначно інтерпретуватися як ізольований ефект ціни, оскільки на обсяг заряджання могли одночасно впливати сезонність транспортної активності, поінформованість користувачів, доступність альтернативних зарядних пунктів, структура обліку зарядних сесій та інші поведінкові чинники.

Аналіз часової структури зарядних сесій показує, що диференційований тариф потенційно здатний формувати економічні передумови для перенесення частини споживання в денні години.

Отримані результати доцільно розглядати як попереднє емпіричне підтвердження практичної можливості застосування тарифних сигналів для впливу на поведінку користувачів електромобілів. Водночас масштабування таких висновків на рівень усієї зарядної інфраструктури України потребує ширшої вибірки станцій різної потужності, регіонального розміщення та типу використання, а також зіставлення з контрольними періодами або контрольними станціями, на яких тарифні умови не змінювалися.

Подальші дослідження доцільно спрямувати на формування репрезентативної бази таких зарядних сесій, розділення ефектів тарифу, сезонності та користувацької активності, а також на побудову моделей короткострокового прогнозування керованого зарядного навантаження. Це дасть змогу більш обґрунтовано оцінити потенціал зарядної інфраструктури електромобілів як ресурсу Demand Response, що може використовуватися для підвищення гнучкості режимів ОЕС України та інтеграції змінної генерації з відновлюваних джерел енергії.

TARIFF IMPACT ON EV CHARGING STATION LOAD PROFILE: ANALYSIS OF REAL DATA

M. Pavlov, V. Miroshnyk

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

Beresteiskiy ave., 56 Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: maksym@220-km.com , miroshnyk.volodymyr@gmail.com

The paper investigates the influence of a differentiated tariff on the load profile formation of a commercial electric vehicle charging station in the context of using charging infrastructure as a demand response resource in the Integrated Power System of Ukraine. The study is based on primary transaction data from a 7 kW AC charging station located in Pivdennoukrainsk for the period from July to September 2025. The applied tariff model provided a substantial reduc-

tion in the charging price during the daytime interval from 12:00 to 17:00, down to 2.2 UAH/kWh compared with the base tariff of 16 UAH/kWh, which corresponded to the period of potential surplus generation from solar power plants. Processing of the charging session data showed an increase in monthly electricity consumption from 128 kWh in July to 383 kWh in August, followed by a decrease to 189 kWh in September, indicating a behavioral response of users to the tariff incentive. It is shown that adaptive pricing can contribute to the concentration of part of the charging demand within predefined time intervals; however, a quantitative assessment of this effect requires consideration of the charging session accounting structure, seasonality, number of users, and availability of alternative charging stations. The obtained results confirm the feasibility of further development of dynamic tariffs for charging infrastructure as an element of Demand Response programs and as a means of forming controllable load capable of increasing the flexibility of the power system. Ref. 10, fig. 2, table.

Keywords: unified power system of Ukraine, dynamic pricing, charging stations, electric vehicles, demand management, grid balancing, renewable energy sources.

1. International Energy Agency (IEA). Global EV Outlook 2024: Towards a sustainable future for electric mobility. Paris: IEA Publications, 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>
2. Cabinet of Ministers of Ukraine. Strategy for the development of distributed generation for the period up to 2035. Order No 948-r dated 17.08.2022. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/948-2022-%D1%80> (Ukr)
3. Siano P. Demand response and smart grids A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 30. Pp. 461–478. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
4. Lund H., Ostergaard P.A., Connolly D., Mathiesen B.V. Smart energy and smart energy systems. *Energy*. 2017. Vol. 137. Pp. 556–565. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.123>
5. Veldman E., Verzijlbergh R.A. Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2015. Vol. 6. No 1. Pp. 333–342. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2355494>
6. Palensky P., Dietrich D. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2011. Vol. 7. No 3. Pp. 381–388. DOI: <https://doi.org/10.1109/TII.2011.2158841>
7. Verzijlbergh R.A., De Vries L.J., Dijkema G.P.J., Herder P.M. Institutional challenges caused by the integration of renewable energy sources in the European electricity sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 75. Pp. 660–667. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.039>
8. Clement-Nyns K., Haesen E., Driesen J. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *Transactions on Power Systems*. 2010. Vol. 25. No 1. Pp. 371–380. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036481>
9. Deilami S., Masoum A.S., Moses P.S., Masoum M.A. Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2011. Vol. 2. No 3. Pp. 456–467. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2159816>
10. Mwasilu F., Justo J.J., Kim E.-K., Do T.D., Jung J.-W. Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 34. Pp. 501–516. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.031>

Надійшла: 08.06.2026

Прийнята: 22.06.2026

Submitted: 08.06.2026

Accepted: 22.06.2026

АНАЛІЗ ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ЗА ДОПОМОГОЮ УСТАНОВКИ ЗБЕРІГАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Т.Л. Кацадзе^{1,2 *}, канд. техн. наук, Д.І. Борсук^{1 **}, асп.

1 – Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського", Берестейський пр., 37, Київ, 03056, Україна

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

e-mail: borsuk.denis@iil.kpi.ua

Досліджено задачу багатокритеріальної оптимізації роботи розподільної електричної мережі за допомогою установок зберігання енергії (УЗЕ). Для тестової моделі мережі виконано оптимізацію розміщення та потужності УЗЕ за критеріями мінімізації втрат електроенергії, а також показників надійності SAIDI, SAIFI та eENS. Розрахунки проводилися із застосуванням квазидинамічного моделювання та методу перебору станів, а в якості оптимізаційних методів використано алгоритми NSGA-II, NSGA-III, CMOPSO та SMSEMOA.

Виконано порівняльний аналіз збіжності та результативності метаевристичних алгоритмів. Показано, що генетичні алгоритми забезпечують більш повне дослідження простору пошуку та формують ширшу множину недомінантних рішень, проте потребують більшого обчислювального ресурсу. Встановлено статистично значущий вплив відстані до точок секціонування мережі, відстані до живлячих підстанцій та топологічної центральності вузлів на ефективність встановлення УЗЕ. Показано, що найбільший позитивний ефект від використання УЗЕ досягається у віддалених та топологічно периферійних ділянках мережі з обмеженими можливостями резервування. Отримані результати дозволяють сформулювати підхід до попереднього вибору вузлів-кандидатів перед застосуванням обчислювано складних метаевристичних алгоритмів, що дає можливість суттєво скоротити простір пошуку та прискорити процес оптимізації роботи мережі шляхом встановлення УЗЕ. Бібл. 8, рис. 4, табл. 2.

Ключові слова: установка зберігання енергії, оптимізація надійності, топологічний аналіз, генетичний алгоритм, алгоритм рою часток, багатокритеріальна задача.

Вступ. В останні роки спостерігається стійка тенденція розвитку технологій зберігання електроенергії. Разом з тим, існуючі дослідження показують суттєвий вплив установок зберігання енергії (УЗЕ) на підвищення надійності електропостачання [1, 2]. Наразі існує велика кількість досліджень щодо оптимізації роботи електричних мереж за допомогою УЗЕ [3, 4]. Підходи до вирішення даної задачі поділяються на два типи: аналітичні методи та метаевристичні [3]. Аналітичні методи передбачають розрахунки метрик чутливості вузлів мережі за рівнями напруги, втратами потужності, економічними метриками з подальшим ранжуванням та відбором вузлів-кандидатів до приєднання УЗЕ [3]. Метаевристичні підходи передбачають застосування методів стохастичної оптимізації, таких як генетичний алгоритм з його модифікаціями, алгоритм рою часток та ін. Перевагою цих методів є необов'язковість строгої формалізації задачі, а недоліком – значна тривалість обчислення [3]. Задачі моделювання роботи електричних мереж є складними та нелінійними, а задачі, що стосуються оптимізації роботи мереж часто є багатокритеріальними. Існуючі метрики попереднього відбору точок приєднання УЗЕ не враховують топологічні особливості мереж та часто засновані на аналізі чутливості техніко-економічних показників, а метаевристичні підходи можуть виявитись занадто важкими або тривалими для розрахунку.

Метою даної роботи є порівняння найбільш відомих метаевристичних підходів оптимізації роботи мережі із застосуванням УЗЕ, а також аналіз топологічних та режимних залежностей оптимальних рішень для виявлення нових метрик попереднього відбору точок приєднання.

Виклад основного матеріалу. У цій роботі було використано демонстраційну модель розподільчої мережі 20 кВ міста Тюбінген, Німеччина, що є частиною програмного комплексу DigSILENT PowerFactory [5]. Дана модель складається з чотирьох підстанцій та 862 односекційних трансформаторних підстанцій. Оптимізація роботи мережі шляхом приєднання УЗЕ виконувалася за критеріями річних втрат електроенергії та показниками надійності:

SAIDI, SAIFI, eENS (expected Energy Not Supplied). В якості змінних для пошуку оптимуму використовувалися індекс вузла для приєднання та номінальна потужність УЗЕ. Оскільки це моделювання є тестовим, то були застосовані наступні спрощення [6]:

- передбачається, що УЗЕ облаштовано grid-forming інвертором, який у разі аварії має змогу підтримувати роботу частини мережі в острівному режимі;
- у випадках відмов нова УЗЕ враховується як ідеальний компонент з погляду надійності;
- передбачається, що УЗЕ працює в режимі згладжування піків навантаження, а не в режимі арбітражу.

Для розрахунку втрат електричної енергії використовувалися квазідинамічне імітаційне моделювання в діапазоні одного року з дискретністю в 5 годин. Для розрахунку показників надійності було застосовано метод перебору станів з врахуванням відмови ЛЕП відповідно до їхньої частоти відмов та часу ремонту. Оптимізація виконувалася за постановками задачі та методів, наведених в табл. 1.

Таблиця 1

№ задачі	Критерії оптимізації	Метод(и) оптимізації
1	Втрати електроенергії, eENS	NSGA-II, CMOPSO
2	Втрати електроенергії, SAIDI	NSGA-II, CMOPSO
3	Втрати електроенергії, SAIFI	NSGA-II, CMOPSO
4	Втрати електроенергії, eENS, SAIDI, SAIFI	NSGA-III, SMSEMOA

Для досягнення кращого покриття простору пошуку запуск оптимізаційних розрахунків проводився до 3 разів для кожної задачі. Аналіз збіжності процесів багатокритеріальної оптимізації зручно проводити за характеристикою гіперобсягу (див. рис. 1).

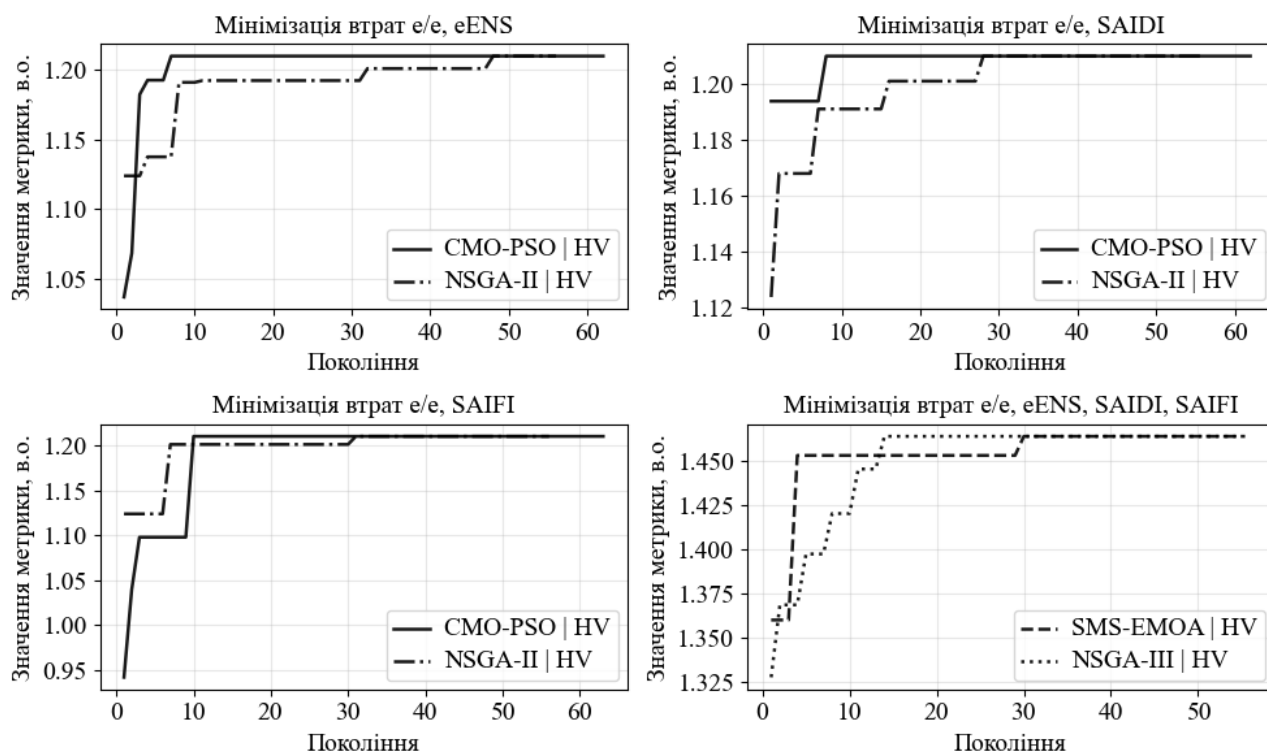


Рис. 1. Розрахункові метрики гіперобсягу оптимізаційних задач

З рис. 1 видно, що в задачах № 1, 2 та 4 використання алгоритмів NSGA-II та NSGA-III дає більш повне дослідження простору пошуку, це видно з динамічної зміни характеристики та пізнішого виходу на плато, ніж використання алгоритмів CMOPSO та SMSEMOA. Проте в задачі № 3 динаміка зміни гіперобсягу для обох алгоритмів ідентична, але характеристика для NSGA-II виходить на плато пізніше. Таким чином, при виборі алгоритму потріб-

но обирати компроміс між тривалістю роботи алгоритму та його результативністю. Для цього проаналізуємо простір результатів оптимізації [7]. З метою аналізу побудовано діаграми з результатами оптимізації в просторі критеріїв оптимізації, представлені на рис. 2.

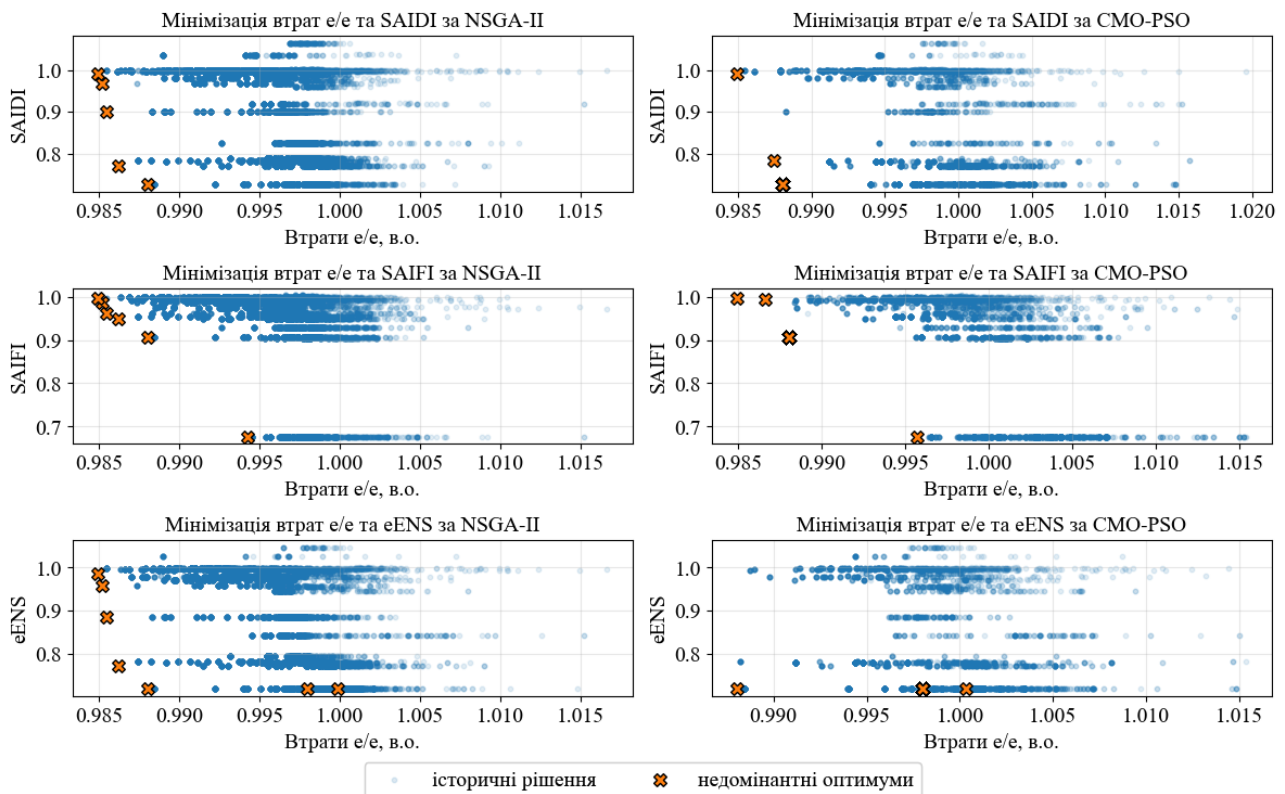


Рис. 2. Отримані рішення оптимізації в просторі критеріїв оптимізації

З рис. 2 видно, що множина недомінантних рішень при застосуванні NSGA-II більша, ніж при застосуванні CMOPSO. Проте рішення, знайдені за CMOPSO, також були знайдені за NSGA-II. Таким чином, NSGA-II характеризується більшою складністю та тривалістю пошуку, проте його застосування виправдано. Крім того, на рис. 2 видно, що обидва алгоритми мають точки-атрактори, що відповідають локальним домінантним оптимумам [7].

З метою забезпечення в подібних задачах можливості попереднього відбору вузлів-кандидатів проаналізуємо наявність топологічних залежностей знайдених оптимумів. Для критеріїв втрат та надійності з погляду топології важливими є відстань до найближчої точки секціонування мережі та найближчої живлячої підстанції. Для рішень недомінантних оптимумів побудовано залежності критеріїв оптимізації від відстані до найближчої точки секціонування мережі, що представлені на рис. 3.

З метою виявлення як самої залежності, так і її характеру аналіз доповнено середніми значеннями з їхніми стандартними відхиленнями, локальною поліноміальною та лінійною регресіями. Для кожної з залежностей розраховано та нанесено на діаграму коефіцієнти кореляції Пірсона та Спірмена. Варто відмітити, що відстань до найближчої точки секціонування розраховувалася в тому числі й через шини живлячої підстанції, у випадках приєднання УЗЕ до вузла нерезервованого фідеру.

На всіх діаграмах на рис. 3 спостерігаються залежності, які можна апроксимувати прямою. Втрати електроенергії характеризуються коефіцієнтами кореляції Пірсона та Спірмена 0,403 в.о. та 0,388 в.о. відповідно, що свідчить про зростання втрат електроенергії при віддаленні від точок секціонування. Для критерію eENS ті ж коефіцієнти кореляції складають -0,24 в.о. та -0,358 в.о., що вказує на зниження (покращення) метрики при віддаленні від точок секціонування. У випадку індексу SAIFI спостерігається майже аналогічна залежність. Водночас SAIDI, на відміну від eENS та SAIFI, має найкращу кореляцію, знижуючись при віддаленні точки приєднання УЗЕ від точки нормального розрізу.

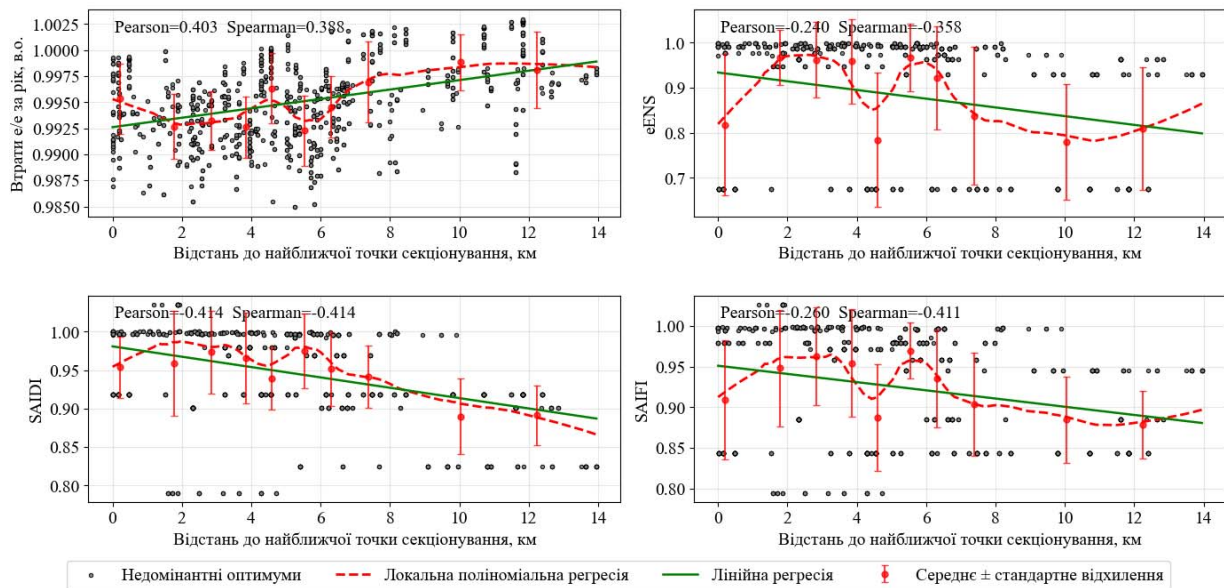


Рис. 3. Залежність недомінуючих оптиміумів від відстані між точкою приєднання УЗЕ та найближчою точкою секціонування мережі

Залежність втрат електроенергії від відстані до точки секціонування не перевищує 1% від втрат до приєднання УЗЕ, тобто дана залежність не має суттєвого впливу на оптимізацію. Проте показники надійності залежать від віддаленості УЗЕ значно сильніше і матимуть вплив на попередній відбір вузлів-кандидатів.

Загалом, отримані залежності можна пояснити наступним чином. У розподільчій радіальній мережі у випадку аварії на ділянці фідера від живлячої підстанції до точки секціонування споживачі отримують живлення завдяки переключенню навантаження фідера на резервуючий фідер. У такому випадку приєднання УЗЕ в зазначену частину фідера має низький вплив на надійність. У випадку аварії в нерезерованій ділянці фідера приєднання УЗЕ на початку цієї ділянки сприяє підвищенню показників надійності та зменшенню втрат. У цьому разі втрати електроенергії знижуються і в нормальному режимі роботи мережі.

Аналогічно для перевірки залежності критеріїв оптимізації від відстані до найближчої живлячої підстанції побудовано діаграми (див. рис. 4).

На всіх діаграмах на рис. 4 також спостерігаються залежності, що апроксимовані лінійною регресією. Втрати електроенергії характеризуються коефіцієнтами кореляції 0,23 в.о. та 0,137 в.о., це свідчить про незначне зростання втрат електроенергії при віддаленні від живлячої підстанції (в межах 1%). Для критерію eENS ті ж коефіцієнти кореляції складають -0,592 в.о. та -0,343 в.о., що вказує на суттєве зниження метрики при віддаленні від живлячої підстанції. Для SAIDI та SAIFI коефіцієнти кореляції є низькими (не більше 0,15 в.о.), що свідчить про слабку або відсутню залежність.

Отже, при попередньому відборі вузлів-кандидатів потрібно виходити з того, за яким показником проводиться оптимізація. Функція втрат електроенергії має слабку залежність від точки приєднання УЗЕ та змінюється в межах 1%. Показник eENS зменшується при збільшенні відстані як від точки секціонування, так і від живлячої підстанції. SAIDI, хоча й слабо, корелює з відстанню до живлячої підстанції, може зростати, тому потрібно обирати вузли-кандидати зважено, узгоджено як з відстанню до живлячої підстанції, так і з відстанню до точки секціонування. Виконуючи оптимізацію за SAIFI можна не брати до уваги відстань від живлячої підстанції, адже така залежність є незначною.

Разом з врахуванням особливостей топології мережі, необхідно зважати на величину потоку потужності, що виходить з вузла-кандидата. В отриманому результаті спостерігається слабка залежність функції втрат електроенергії від величини потоку потужності (коефіцієнт кореляції 0,146 в.о.). Функція eENS відповідно до кореляції Спірмена -0,06 в.о. також слабо корелює з потоком потужності через вузол. Проте функції SAIDI та SAIFI суттєво корелю-

ють з коефіцієнтами Спірмена 0,356 в.о. та 0,333 в.о. відповідно. Таким чином, при оптимізації за SAIDI та SAIFI на етапі попереднього відбору точок приєднання додатково можна врахувати величину потужності, що перетікає через вузол.

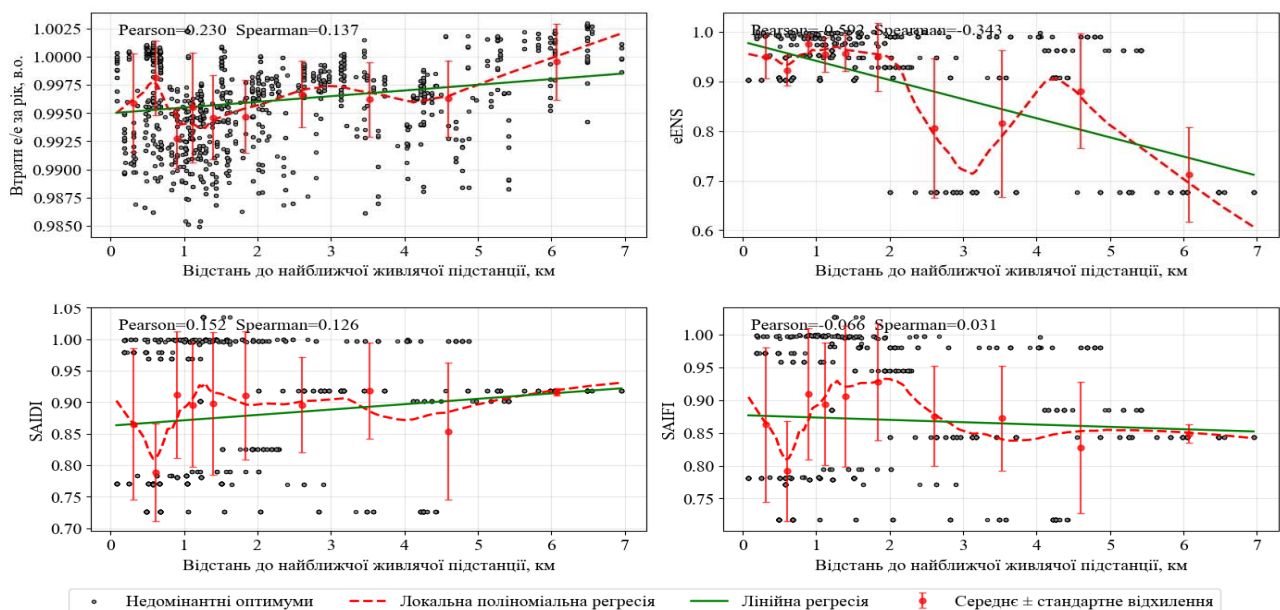


Рис. 4. Залежність недомінантних оптимумів від відстані між точкою приєднання УЗЕ та найближчою живлячою підстанцією

Для розуміння того, які вузли можуть бути виключені з процесу оптимізації, окрім кореляційних залежностей Парето-оптимальних рішень необхідно дослідити їхні структурні відмінності від неоптимальних рішень. З цією метою за допомогою U-критерію Манна-Уїтні [8] було складено характеристику структурної відмінності Парето-оптимальних вузлів від неоптимальних (табл. 2).

Таблиця 2

Метрика	Середня вихідна потужність, кВт	Відстань до живлячої підстанції, км	Відстань до точки секціонування, км	Ступінь центральності, в.о.
Різниця медіан груп Парето-оптимальних та неоптимальних рішень	4,10	0,26	1,30	-0,000172
U-критерій Манна-Уїтні	112000,00	122081,00	106511,00	94939,00
Рівень статистичної значущості	0,68	0,01	0,0000005	0,0007168
Напрямок ефекту	Оптимальні > Неоптимальні	Оптимальні > Неоптимальні	Оптимальні > Неоптимальні	Оптимальні < Неоптимальні

За даними табл. 2 видно статистично значущу різницю між множиною вузлів з Парето-оптимальними рішеннями та загальною множиною вузлів мережі за ознаками відстані до живлячої підстанції, відстані до точки секціонування мережі та топологічною центральністю. Зокрема, Парето-оптимальні рішення характеризуються більшою віддаленістю від точок нормального розрізу та джерел живлення, а також нижчими значеннями топологічної центральності, тобто тупикові вузли, кінці фідерів або відгалужень ліній. Це свідчить про те, що найбільший ефект від встановлення УЗЕ досягається у віддалених та топологічно периферійних ділянках мережі, які мають обмежені можливості резервування за рахунок оперативних перемикачів. Водночас статистично значущого зв'язку між оптимальністю вузла та величиною середньої вихідної потужності виявлено не було. Це свідчить про те, що ефективність розміщення УЗЕ в розглянутій задачі визначається переважно топологічними особливостями мережі та доступністю резервування, а не лише рівнем локального навантаження та потоку потужності.

Висновки. Оптимізація режимів роботи мережі за допомогою метаевристичних методів може бути тривалою та обтяжливою за обчислювальними ресурсами. При оптимізації надійності роботи мережі для збереження точності метаевристичних алгоритмів та суттєвого прискорення їхньої роботи слід виконувати попередній зважений відбір вузлів відповідно до їхньої віддаленості від живлячої підстанції, до точок секціонування та їхньої топологічної центральності.

Проведене дослідження показало вагому структурну закономірність впливу топології мережі на результати багатокритеріальної оптимізації, що дозволяє змогу в подальшому використовувати це в аналітичних підходах як обмеження для метаевристичних алгоритмів та в комплексних оптимізаційних задачах та задачах планування розвитку мережі.

1. Dratsas P. A., Psarros G. N., Papathanassiou S. A. Battery energy storage contribution to system adequacy. *Energies*. 2021. Vol. 14, No 16. Art. 5146. DOI: <https://doi.org/10.3390/en1416514>
2. Islam M. M., et al. Improving reliability and stability of the power systems: A comprehensive review on the role of energy storage systems to enhance flexibility. *IEEE Access*. 2024. Vol. 12. Pp. 152738–152765. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3476959>
3. Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network / L. A. Wong та ін. *Journal of energy storage*. 2019. Т. 21. Pp. 489–504. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.12.015>
4. Jaradat T., Khatib T. Optimal sizing of battery energy storage system in electrical power distribution network. *Energy exploration & exploitation*. 2024. DOI: <https://doi.org/10.1177/01445987241300183>
5. DIgSILENT GmbH – Power System Solutions. PowerFactory - MV distribution network - reliability assessment, 2024. *YouTube*. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=RTiCEVJL62Y> (дата звернення: 11.05.2026)
6. F. Calero et al. A review of modeling and applications of energy storage systems in power grids *Proceedings of the IEEE*. 2022. Pp. 1–26. URL: <https://doi.org/10.1109/jproc.2022.3158607>
7. Blank J., Deb K. Pymoo: multi-objective optimization in python. *IEEE access*. 2020. Т. 8. Pp. 89497–89509. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2020.2990567>
8. MacFarland T. W., Yates J. M. Introduction to nonparametric statistics for the biological sciences using R. Cham : Springer International Publishing, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-30634-6>

ANALYSIS OF MULTI-OBJECTIVE DISTRIBUTION NETWORK OPERATION OPTIMIZATION USING BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS

T. Katsadze^{1,2}, D. Borsuk¹

1 – National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, Ukraine, Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

2 – Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine, Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: borsuk.denis@iit.kpi.ua

This paper investigates the problem of multi-objective optimization of a distribution network using BESS. For a test network model, the placement and capacity of BESS were optimized based on criteria such as energy losses, as well as the reliability metrics SAIDI, SAIFI and eENS. Calculations were carried out using quasi-dynamic simulation and Monte Carlo simulation, whilst the NSGA-II, NSGA-III, CMOPSO and SMSEMOA algorithms were used as optimization methods. The paper presents a comparative analysis of the convergence and performance of meta-heuristic algorithms. It is shown that genetic algorithms ensure a more thorough exploration of the design space and generate a broader set of non-dominant solutions, but require greater computational resources. A statistically significant influence of the distance to network tie open points, the distance to power supply centers, and the topological centrality of nodes on the effectiveness of BESS deployment has been established. It is shown that the greatest positive effect from the use of BESS is achieved in remote and topologically peripheral network parts with limited restoration capabilities. The results obtained allow for the development of an approach to the preliminary selection of candidate nodes prior to running computationally complex meta-heuristic algorithms, which makes it possible to significantly reduce the design space and accelerate network optimization through the deployment of BESSs. Ref. 8, fig. 4, tables 2.

Keywords: BESS, reliability optimization, topological analysis, genetic algorithm, particle swarm algorithm, multi-criteria problem.

Надійшла: 22.07.2026

Прийнята: 03.08.2026

Submitted: 22.07.2026

Accepted: 03.08.2026

ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНО ВИПРАВДАНИХ ГРАНИЧНИХ ЗНАЧЕНЬ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ НАПРУГОЮ 35-750 кВ

Р.О. Буйний^{1,2*}, канд. техн. наук, А.В. Красножон^{1**}, канд. техн. наук, А.О. Квицинський², канд. техн. наук

1 – Національний університет «Чернігівська політехніка»,

вул. Шевченка, 95, Чернігів, 14035, Україна

e-mail: buinyiroman@gmail.com

2 – НЕК «Укренерго»,

вул. Дорогожицька, 11/8, Київ, 04112, Україна

Встановлено, що довідкові граничні значення потужностей та відповідні граничні довжини для повітряних ліній (ПЛ) електропередавання напругою 35-750 кВ не відповідають вимогам чинних в Україні Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), які унормовують значення густини струму в алюмінієвих та сталевалюмінієвих проводах на рівні 0,8 А/мм². Така невідповідність обумовлює достатньо великі технологічні витрати електричної енергії під час її передавання та розподілу. Отримано цільову функцію залежності коефіцієнта корисної дії ПЛ від її режимних та структурних параметрів. Цільова функція дозволила визначити граничні довжини передавання економічно виправданої потужності через ПЛ 35-750 кВ за коефіцієнта корисної дії (ККД) 0,98 в.о. та густини струму, яка унормована ПУЕ. Отримано аналітичний вираз, який зв'язує величину економічно виправданої потужності ПЛ із максимальною потужністю річного графіка навантаження та тривалістю максимальних втрат, що дає змогу забезпечити економічно виправдані річні технологічні витрати електричної енергії у ПЛ операторів систем розподілу (ОСР) та оператора системи передачі (ОСП) шляхом вибору відповідних перерізів проводів під час формування планів та схем перспективного розвитку електричних мереж. Бібл. 12, рис. 2, таблиця.

Ключові слова: повітряна лінія, натуральна потужність, густина струму, коефіцієнт корисної дії, економічно виправдана потужність.

Вступ. Існує велика кількість робіт, у яких досліджуються питання ефективності розподілу та передачі електричної енергії. Зокрема, у [1] виконується оцінка вартості життєвого циклу сучасних мереж оператора системи передачі (ОСП) із урахуванням невизначеності вихідної інформації; розглянутий метод дає змогу отримати точку беззбитковості. У [2] запропоновано метод визначення оптимальних перерізів проводів, який потребує як вихідну інформацію величини інвестицій у спорудження та величини експлуатаційних витрат, що не зовсім зручно під час формування планів та схем перспективного розвитку електричних мереж ОСП та операторів систем розподілу (ОСР). У роботі [3] аналізується вартість передачі, розподілу та адміністрування в електричних мережах американських ОСП та ОСР, а у роботах [4, 5] – витрати на розподіл електричної енергії. У роботах [3, 4] показано, що в разі скорочення електроспоживання та обумовлених цим перетоків енергії відносні операційні витрати на обслуговування електричних мереж можуть зрости. За останні декілька років в Україні також спостерігається тенденція до зменшення перетоків енергії як через скорочення споживання електричної енергії промисловими і сільськогосподарськими підприємствами, так і через спорудження нових децентралізованих джерел енергії користувачами систем розподілу. Зменшення навантаження у мережах ОСР призводить до відносного збільшення операційних витрат, що припадають на одного користувача мережі, а непередбачене плановими розрахунками збільшення перетоків окремими ПЛ мережі ОСП погіршує її ефективність.

Під час виконання планів та схем перспективного розвитку ОСР та ОСП повинні закладати енергоефективні економічно виправдані заходи, які мають базуватися на вимогах чинних нормативних документів. В Україні ПУЕ [6] унормовують значення густини струму в алюмінієвих та сталевалюмінієвих проводах ПЛ на рівні 0,8 А/мм² (за тривалості використання максимального навантаження до 5000 год/рік). Слід зазначити, що проєктними організаціями досі використовуються орієнтовні значення потужностей, які можна передавати ПЛ



за густини струму $1,1 \text{ А/мм}^2$ та ККД $0,9$ в.о. [7]. Це призводить до вибору перерізів проводів, які будуть обумовлювати достатньо великі технологічні витрати електричної енергії під час її передавання та розподілу. У закордонних нормативних документах, зокрема у [8], замість граничних довжин ПЛ та передаваних потужностей наводяться моменти навантажень для відповідного класу напруги (у МВт·км) без зазначення, за якої густини струму та ККД вони визначені.

Із вищезазначеного випливає, що потребують коригування наведені в [7] граничні значення активних потужностей, які економічно доцільно передавати ПЛ у сучасних умовах з урахуванням вимог чинних ПУЕ [6].

Мета статті. Обґрунтування граничних значень активної потужності та граничної довжини ПЛ напругою $35\text{-}750 \text{ кВ}$ для забезпечити економічно виправданих річних технологічних витрат електричної енергії.

Основні матеріали дослідження. Як відомо, найбільшого ККД ПЛ досягає за передавання через неї натуральної потужності, яка для електропередачі «без втрат потужності» визначається виразом [9]:

$$P_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{\sqrt{x_0}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{z_{\text{хв}}}, \quad (1)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга ПЛ; x_0 , b_0 – питомі індуктивний опір та ємнісна провідність ПЛ; $z_{\text{хв}}$ – хвильовий опір ПЛ.

Економічно виправдану потужність для ПЛ будь-якого класу напруги можна оцінити за величиною нормованої ПУЕ [6] економічної густини струму $j_{\text{ек}}$ за формулою:

$$P_{\text{ек}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{ек}} \cdot F \cdot N \cdot \cos \varphi_{\text{сер}}, \quad (2)$$

де F – переріз проводу; N – кількість проводів у фазі; $\cos \varphi_{\text{сер}}$ – середній коефіцієнт потужності.

Проте первинним критерієм є ККД, який визначається фізичними процесами, що відбуваються під час передавання та розподілу електричної енергії. Як відомо, ПЛ різних класів напруги мають свої схеми заміщення [9], зображені на рис. 1.

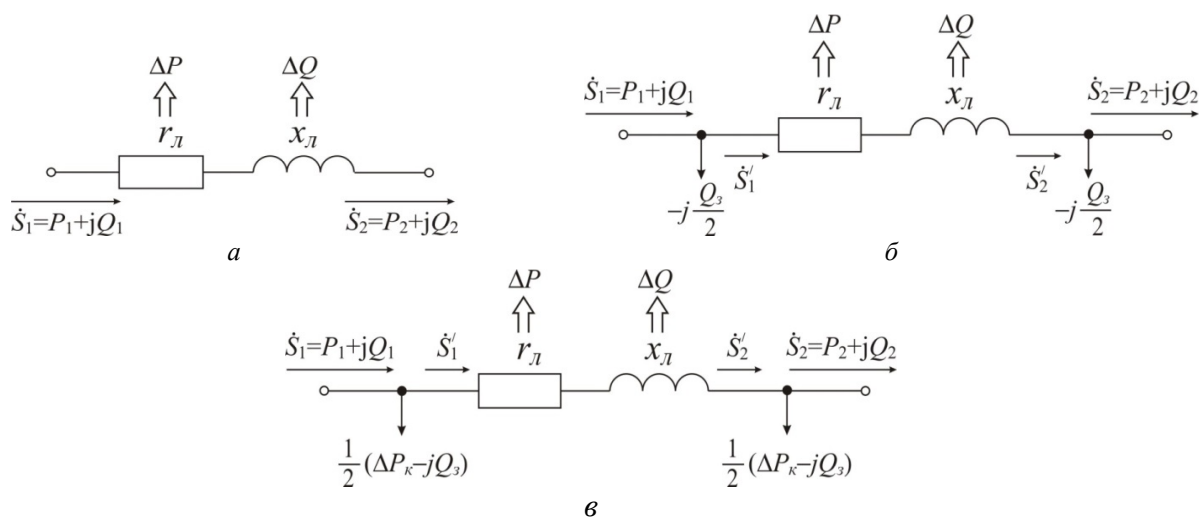


Рис. 1. Схеми заміщення ПЛ: *а* – напругою до 35 кВ включно; *б* – напругою $110\text{-}150 \text{ кВ}$; *в* – напругою 220 кВ та більше

ККД ПЛ можна визначити за їхніми режимними параметрами за формулою:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + \Delta P_{\Sigma}}, \quad (3)$$

де P_1 , P_2 – активні потужності, які протікають на початку та в кінці ПЛ; ΔP_{Σ} – сумарні втрати активної потужності у ПЛ.

Слід зазначити, що величина ΔP_{Σ} є функцією від довжини ПЛ l . Вона дає змогу визначити ККД електропередачі для ПЛ різних класів напруги, враховуючи як втрати потужності на нагрів проводів, так і втрати активної потужності, які викликані явищем корони [10-12].

Так, для ПЛ напругою до 35 кВ включно втрати потужності на корону мізерні, а зарядна потужність ПЛ Q_3 також може не враховуватися під час розрахунку режимів роботи та для визначення ККД (рис. 1 а). Тому

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot r_0 \cdot l, \quad (4)$$

де r_0 – питомий активний опір фази ПЛ; U_2 – напруга в кінці ПЛ; Q_2 – реактивна потужність, яка протікає в кінці ПЛ. Остання може бути визначена як

$$Q_2 = P_2 \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad \varphi = \arccos(\cos \varphi).$$

Для ПЛ напругою 110-150 кВ, окрім активної та реактивної потужностей, також потрібно враховувати зарядну потужність, яка обумовлена ємнісною провідністю b_0 та вносить суттєвий вплив на режимні параметри (рис. 1 б). Втрати активної потужності ΔP_{Σ} будуть визначатися за формулою, яка враховує часткову компенсацію реактивного навантаження Q_2 зарядною потужністю ПЛ Q_3 :

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_2^2 + \left(Q_2 - \frac{Q_{30} \cdot l}{2}\right)^2}{U_2^2} \cdot r_0 \cdot l; \quad (5)$$

$$Q_{30} = b_0 \cdot U_2^2,$$

де Q_{30} – питома зарядна потужність ПЛ.

Для ПЛ напругою 220-750 кВ під час розрахунку ККД потрібно враховувати як втрати потужності на корону ΔP_{κ} так і зарядну потужність Q_3 , які обумовлені активною та ємнісною провідностями фаз ПЛ відповідно (рис. 1 в). Втрати потужності на корону залежать не тільки від конструкції фази ПЛ, але й від погодних умов. Тому для вирішення подібних задач їх представляють середньорічним значенням [10]. Втрати активної потужності ΔP_{Σ} будуть визначатися за формулою, яка враховує як збільшення потоку активної потужності через втрати потужності на корону, так і часткову компенсацію реактивного навантаження зарядною потужністю ПЛ:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{\left(P_2 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\kappa 0} \cdot l\right)^2 + \left(Q_2 - \frac{1}{2} \cdot Q_{30} \cdot l\right)^2}{U_2^2} \cdot \frac{r_0}{N} \cdot l + \Delta P_{\kappa 0} \cdot l, \quad (6)$$

де $\Delta P_{\kappa 0}$ – середньорічні питомі втрати потужності на корону; N – кількість проводів у фазі.

За формулою (3) з урахуванням (4), (5) або (6) (залежно від напруги ПЛ) можуть бути отримані залежності ККД від режимних (P_2, Q_2, U_2) та структурних ($\Delta P_{\kappa 0}, N, r_0, b_0, l$) параметрів ПЛ:

$$\eta = f(P_2, Q_2, U_2, \Delta P_{\kappa 0}, N, r_0, b_0, l). \quad (7)$$

Значення натуральних потужностей (формула (1)) та економічно виправданих потужностей, які слід передавати ПЛ 35-750 кВ (формула (2)) за економічних густин струму 1,1 та 0,8 А/мм², зведені до таблиці.

Ці значення розраховані за типових (найбільш поширених) мінімальних та максимальних перерізів проводів, які застосовуються на ПЛ відповідного класу напруги: АС-50/8 та АС-120/19 – для ПЛ 35 кВ; АС-70/11 та АС-240/32 – для ПЛ 110 кВ; АС-150/19 та АС-300/39 – для ПЛ 150 кВ; АС-240/32 та АС-400/51 – для ПЛ 220 кВ; 2×АС-240/32 та 2×АС-400/51 – для ПЛ 330 кВ; 3×АС-300/39 та 3×АС-400/51 – для ПЛ 400 кВ; 3×АС-300/39 та 3×АС-500/64 – для ПЛ 500 кВ; 5×АС-300/66 та 5×АС-400/51 – для ПЛ 750 кВ.

Напруга, кВ	Переріз про- воду, мм ²	Потужність, МВт			Довжина ПЛ, км	
		натуральна ¹⁾	$P_{ек}$ яка передається ²⁾ за густини струму, А/мм ²		гранична за ККД = =0,98 ³⁾	середня між ПС в наявних мережах
			1,1	0,8		
35	50 - 120	3,1-3,3	3,3-8,0	2,4-5,8	10/14	12
110	70 - 240	30,2-33,4	15-50	11-37	33/46	28
150	150 - 300	58,7-62,0	43-86	31-63	45/63	40
220	240 - 400	122-127	100-168	73-122	64/87	78
330	2×240 - 2×400	348-357	302-503	220-367	96/127	115
400	3×300 - 3×400	561-567	686-916	500-665	115/156	197
500	3×300 - 3×500	861-873	857-1429	624-1040	143/194	180
750	5×300 - 5×400	2137-2151	2143-2858	1560-2080	220/305	300

¹⁾ Натуральна потужність ПЛ 35-220 кВ розрахована за розміщення проводів «у вершинах трикутника», а для ПЛ 330-750 кВ – за розміщенням проводів «у площині»;
²⁾ Економічно виправдана потужність $P_{ек}$, яка передається за певної густини струму, що розрахована за коефіцієнта потужності $\cos\varphi = 1$;
³⁾ Чисельник – за густини струму 1,1 А/мм², знаменник – за густини струму 0,8 А/мм²

Отримані з цільової функції (7) залежності ККД ПЛ від її довжини за передавання економічно виправданих потужностей, які відповідають густинам струмів 1,1 та 0,8 А/мм², зображені на рис. 2 а (для ПЛ 110 кВ) та рис. 2 б (для ПЛ 330 кВ). Також були отримані подібні залежності для ПЛ інших стандартних класів напруги від 35 кВ до 750 кВ, які тут не наведені. Під час побудови залежностей прийнято, що напруга U_2 дорівнює номінальній напрузі ПЛ.

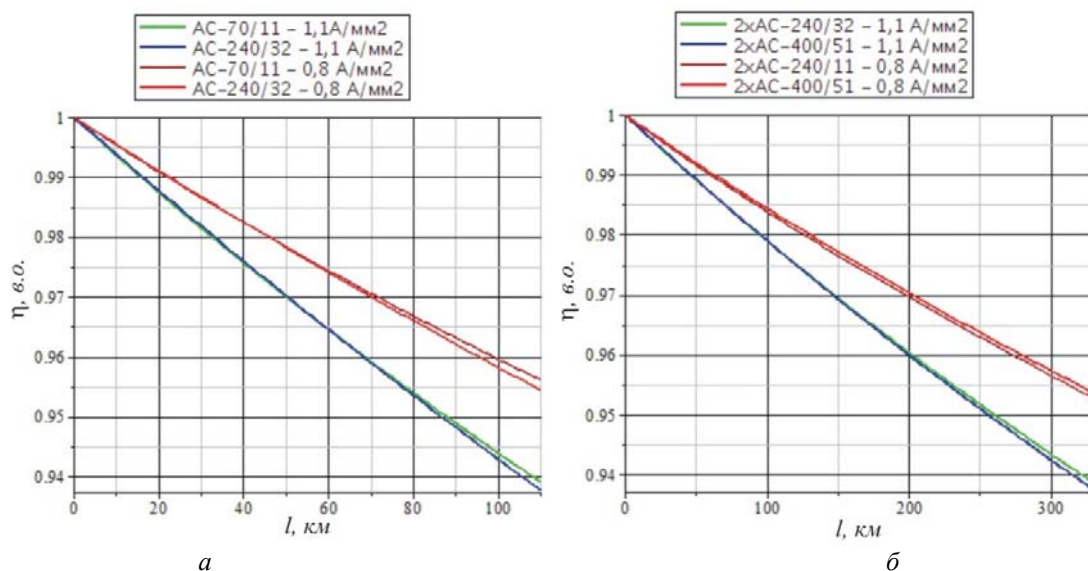


Рис. 2. Залежності ККД від довжини ПЛ за передавання економічно виправданих потужностей, які відповідають густинам струмів 1,1 та 0,8 А/мм²: а – для ПЛ 110 кВ; б – для ПЛ 330 кВ

На рис. 2 а видно, що за передавання економічно виправданих потужностей через ПЛ залежності $\eta = f(l)$ за незмінної густини струму майже не залежать від перерізу (марки) про-
воду.

Такі залежності також дозволяють визначити граничні довжини передавання економічно виправданої потужності через ПЛ 35-750 кВ за потрібного ККД. Значення граничних довжин таких ПЛ за густин струму 0,8 та 1,1 А/мм² та ККД 0,98 в.о. зведені до таблиці. За збільшення густини струму з 0,8 до 1,1 А/мм² та незмінного ККД гранична довжина переда-

вання економічно виправданої потужності буде зменшуватися, оскільки сама потужність зростає (див. формулу (2)).

За потреби визначення граничних довжин ПЛ 35-750 кВ за інших значень густини струму та інших значень ККД слід скористатися цільовою функцією (7).

Оскільки величина потужності в кінці ПЛ є функцією часу $P_2 = f(t)$, то і густина струму через ПЛ буде змінюватися протягом року $j = f(t)$ і тільки для певних проміжків часу $j = j_{ек}$. Тому бажано, щоб протягом року усереднене значення густини струму забезпечувало економічно виправдане значення технологічних витрат електричної енергії. Річні технологічні витрати електричної енергії в ПЛ за протікання через неї незмінного економічно виправданого струму $I_{ек}$ будуть дорівнювати:

$$\Delta W_{ек} = \int \Delta P \cdot dt = 3 \cdot I_{ек}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 8760 = \Delta P_{ек} \cdot 8760, \quad (8)$$

де $\Delta P_{ек}$ – втрати активної потужності в ПЛ за протікання через неї струму $I_{ек}$.

Оскільки насправді струм навантаження змінюється за певним графіком, то, знаючи такий річний графік навантаження за тривалістю, можна отримати такі параметри, як-от тривалість максимального навантаження T_{max} та максимальних втрат τ . Для умов експлуатації ПЛ бажано, щоб за роботи зі змінним графіком навантаження технологічні витрати електричної енергії ΔW не перевищували економічно виправданих $\Delta W_{ек}$. Тобто

$$\Delta P_{max} \cdot \tau \leq \Delta P_{ек} \cdot 8760, \quad (9)$$

де ΔP_{max} – втрати активної потужності в ПЛ за протікання через неї максимальної потужності S_{max} .

Тому

$$\Delta P_{max} \leq \Delta P_{ек} \cdot \frac{8760}{\tau}. \quad (10)$$

Оскільки $\Delta P_{max} = \frac{S_{max}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_0 \cdot l$, а $\Delta P_{ек} = 3 \cdot I_{ек}^2 \cdot r_0 \cdot l = 3 \cdot j_{ек}^2 \cdot F^2 \cdot r_0 \cdot l$, тому

$$\frac{S_{max}^2}{U_{ном}^2} \cdot r_0 \cdot l \leq 3 \cdot j_{ек}^2 \cdot F^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \frac{8760}{\tau}.$$

Звідси можна отримати:

$$S_{max} \leq \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot j_{ек} \cdot F \cdot \sqrt{\frac{8760}{\tau}}.$$

Оскільки $S_{max} = P_{max} / \cos \varphi_{сер}$, тому

$$P_{max} \leq \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot j_{ек} \cdot F \cdot \cos \varphi_{сер} \cdot \sqrt{\frac{8760}{\tau}}. \quad (11)$$

З (11) видно, що для забезпечення економічно виправданих річних технологічних витрат електричної енергії максимальна потужність графіка навантаження не повинна перевищувати:

$$P_{max} \leq P_{ек} \cdot \sqrt{\frac{8760}{\tau}}, \quad (12)$$

де $P_{ек}$ – значення економічно виправданої потужності, яке наведено в таблиці.

Рівняння (12) та значення економічно виправданих потужностей за густини струму 0,8 А/мм² (таблиця) можуть бути використані ОСР та ОСП для визначення перерізів проводів для нових ПЛ та ПЛ, які підлягають реконструкції під час підготовки планів та схем перспективного розвитку. Для перспективних ПЛ, які будуть використовуватися для видавання потужності електростанцій із кількістю годин використання встановленої потужності до 2500 год/рік (вітрових, сонячних, пікових газотурбінних чи газопоршневих тощо), слід застосовувати значення економічно-виправданих потужностей за густини струму 1,1 А/мм².

Висновки. 1. Отримано функціональну залежність ККД ПЛ від її режимних та структурних параметрів, що дає змогу визначити граничні значення активної потужності та довжини ПЛ напругою 35-750 кВ, за яких забезпечується економічно виправданий рівень річних технологічних витрат електричної енергії за заданого ККД.

2. Обґрунтовано межі раціонального застосування ПЛ напругою 35-750 кВ залежно від активної потужності, яка передається по ним, та їхньої довжини. Визначені граничні значення параметрів можуть бути використані для обґрунтованого вибору класу номінальної напруги під час проектування нових та реконструкції існуючих електричних мереж.

3. Встановлено функціональну залежність максимальної потужності графіка навантаження від економічно виправданої потужності та тривалості максимальних втрат. Отримана залежність може бути використана оператором систем розподілу та оператором системи передачі для визначення перерізів проводів ПЛ під час розроблення планів та схем перспективного розвитку електричних мереж.

4. Результати дослідження використано під час підготовки проекту нормативного документа СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2026 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище».

1. Kishore T.S., Sunil S. Economic Analysis of Power Transmission Lines using Interval Mathematics. *Journal of Electrical Engineering and Technology*. 2015. 10(4). Pp. 1472–1480. DOI: <https://doi.org/10.5370/JEET.2015.10.4.1472>
2. Guseva S., Petrichenko L. Choice of the Optimum Cross-Sections for 20-110-330 kV Overhead Lines Under Market Conditions. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*. 2012. Vol. 49, Iss. 6-I. Pp. 13–22. DOI: <https://doi.org/10.2478/v10047-012-0031-3>
3. Fares R.L., King C.W. Trends in transmission, distribution, and administration costs for U.S. investor-owned electric utilities. *Energy Policy*. 2017. Vol. 105. Pp. 354–362. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.036>
4. Rauschkolb N., Limandibhratha N., Modi V., Mercadal I., Estimating electricity distribution costs using historical data. *Utilities Policy*. 2021. Vol. 73. 101309. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101309>
5. Буйний Р.О., Красножон А.В., Зорін В.В., Квицинський А.О. Обґрунтування області використання класу напруги 20 кВ у міських електричних мережах України. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 1. С. 68–71. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.01.068>
6. Правила улаштування електроустановок. К.: Міненерго України, 2026. 710 с.
7. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотьяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
8. REGULAMENT privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public. Document de discuție, aprilie 2015.
9. Зорін В.В., Штогрин Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи (окремі розділи). Ніжин: Аспект-Поліграф, 2011. 247 с.
10. Кучанський В.В., Гай О.В., Бодунов В.М., Ворущило А.О., Гай Г.А. Оцінка втрат електроенергії на корону в ПЛ 220-750 кВ з урахуванням конструктивних параметрів опор. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2025. Вип. 72. С. 15–25. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.015>
11. Blinov I., Zaitsev I.O. and Kuchansky V.V. Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. *Systems, Decision and Control in Energy I. Studies in Systems, Decision and Control*, 2020. Vol. 298. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8
12. Кацадзе Т., Чижевський В., Буслова Н., Черкашина В. Визначення складових втрат активної потужності в дальній електропередачі змінного струму. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 54–58. <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.054>

DETERMINATION OF ECONOMICALLY JUSTIFIED LIMITS OF ACTIVE POWER FOR OVERHEAD POWER LINES 35-750 kV

R.O. Buinyi^{1,2}, A.V. Krasnozhan¹, A.O. Kvytsynskyi²

1 – Chernihiv Politechnic National University,
str. Shevchenko, 95, Chernihiv, 14035, Ukraine

E-mail: buinyiroman@gmail.com.

2 – PJSC NPC UKRENERGO,
str. Dorohozhytska, 11/8, Kyiv, 04111, Ukraine

It has been established that the reference power limits and corresponding maximum lengths for 35-750 kV overhead power lines do not comply with the requirements of the current Ukrainian Electrical Installation Code. The use of such reference data results in significantly high process losses of electrical energy during its transmission and distribution. The current Electrical Installation Code standardize the current density in aluminum and steel-aluminum conductors at 0.8 A/mm². A target function was obtained for the dependence of the overhead line efficiency on its operating and structural parameters. This target function allowed us to determine the maximum lengths for economically justified power of 35-750 kV overhead lines with an efficiency of 0.98 p.u. and a current density standardized by the Electrical Installation Code. This expression allows for the economic justification of annual technological losses of electric power in overhead lines of distribution and transmission system operators by selecting the appropriate cross-sections of conductors when developing long-term plans for the development of electrical networks. Ref. 12, fig. 2, table.

Key words: overhead power line, natural load, current density, efficiency, economically justified capacity.

1. Kishore T.S., Sunil S. Economic Analysis of Power Transmission Lines using Interval Mathematics. *Journal of Electrical Engineering and Technology*. 2015. 10(4). Pp. 1472–1480. DOI: <https://doi.org/10.5370/JEET.2015.10.4.1472>
2. Guseva S., Petrichenko L. Choice of the Optimum Cross-Sections for 20-110-330 kV Overhead Lines Under Market Conditions. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*. 2012. Vol. 49, Iss. 6-I. Pp. 13–22. DOI: <https://doi.org/10.2478/v10047-012-0031-3>
3. Fares R.L., King C.W. Trends in transmission, distribution, and administration costs for U.S. investor-owned electric utilities. *Energy Policy*. 2017. Vol. 105. Pp. 354–362. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.036>
4. Rauschkolb N., Limandibhratha N., Modi V., Mercadal I., Estimating electricity distribution costs using historical data. *Utilities Policy*. 2021. Vol. 73. 101309. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101309>
5. Buinyi R.O., Krasnozhan A.V., Zorin V.V., Kvytsynskyi A.O. Justification for use of voltage class 20 kV in urban electrical networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*, 2019. No 1. Pp. 68–71. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.01.068>
6. Electrical Installation Rules. Kyiv: Minenerho Ukrainy, 2026. 710 p. (Ukr)
7. Rokotian S.S., ShapYRO Y.M. Handbook of Electrical Power System Design. Moscow: Energoatomizdat, 1985. 352 p. (Rus)
8. REGULAMENT privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public – Document de discuție - aprilie 2015.
9. Zorin V.V., Shtohryn Ye.A., Buinyi R.O. Electrical networks and power systems (separate sections). Nizhyn: Aspekt-Polihraf, 2011. 247 p. (Ukr)
10. Kuchanskyi V.V., Hai O.V., Bodunov V.M., Vorushylo A.O., Hai H.A. Estimation of corona electricity losses in 220–750 kV overhead lines taking into account the design parameters of supports. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2025. Vol. 72. Pp. 15–25. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.72.015>
11. Blinov I., Zaitsev I.O. and Kuchansky V.V. Problems, methods and means of monitoring power losses in overhead transmission lines. *Systems, Decision and Control in Energy I. Studies in Systems, Decision and Control*. 2020. Vol. 298. Springer, Cham. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_8
12. Katsadze T., Chyzhevskyi V., Buslova N., Cherkashyna V. Determination of active power losses components in long-distance AC power Transmission. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 4. Pp. 54–58. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.054>

Надійшла: 04.06.2026

Прийнята: 17.06.2026

Submitted: 04.06.2026

Accepted: 17.06.2026

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ГІБРИДНИХ МЕРЕЖ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ НА ОСНОВІ ВДОСКОНАЛЕННЯ ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

К.С. Гуртовий, асп.

Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»,

вул. Кирпичова, 2, м. Харків, Україна, 61002

e-mail: Klymentii.Hurtovyi@ieee.khpi.edu.ua

У роботі розглянуто проблему підвищення ефективності функціонування гібридних мереж розподіленої генерації шляхом удосконалення інформаційно-вимірювального забезпечення. Показано, що ефективне керування такими мережами потребує достовірних, синхронізованих та достатньо деталізованих даних про режими роботи джерел розподіленої генерації, накопичувачів енергії, локальних навантажень та точки приєднання до зовнішньої електричної мережі. На основі аналізу наукових джерел і вимог профільних стандартів обґрунтовано доцільність побудови інформаційно-вимірювального забезпечення, як багаторівневої системи, що включає до себе вимірювання електричних параметрів, перевірку достовірності даних, оцінювання показників якості електроенергії, виявлення позаштатних режимів та передавання узагальненої інформації до системи керування енергетичними потоками мікромережі (EMS) або мікромережевого контролера. Запропоновано структурну організацію такої системи та визначено набір показників, за якими доцільно оцінювати її вплив на ефективність роботи потенційної гібридної мережі. Бібл. 15, рисунок, таблиця.

Ключові слова: гібридна мережа, розподілена генерація, інформаційно-вимірювальне забезпечення, мікромережа, моніторинг, EMS мікромережі, якість електроенергії.

Вступ. Інтеграція розподілених енергетичних ресурсів у розподільні електричні мережі змінює характер їх функціонування: мережа перестає бути лише пасивним каналом передавання електроенергії від централізованого джерела до споживача і набуває ознак активної системи з двосторонніми потоками потужності. У науковій літературі мікромережі розглядають як локальні електроенергетичні системи, що об'єднують розподілені джерела, накопичувачі та навантаження і можуть працювати, як у приєднаному до мережі, так і в автономному режимі [1, 4]. Для гібридної мережі розподіленої генерації така властивість є дуже важливою, оскільки в її складі можуть одночасно функціонувати відновлювані джерела енергії, електрохімічні накопичувачі, силові електронні перетворювачі та керовані або некеровані навантаження. Узагальнену структурну модель такого інформаційно-вимірювального забезпечення наведено на рисунку.

Об'єкти контролю: джерела РГ накопичувач енергії локальні навантаження силові перетворювачі точка приєднання / межа автономної роботи
↓
Вимірювальний рівень: датчики, лічильники, аналізатори ЯЕЕ, DPMU, U, I, f, P, Q, SOC, THD, події
↓
Комунікаційний рівень: канали моніторингу, оперативного керування та архівних даних; синхронізація часу
↓
Перевірка й обробка даних: фільтрація, валідація, перевірка повноти, синхронізація часових міток, розрахунок похідних показників
↓
Аналітичний рівень та підтримка керування: оцінювання режиму, контроль ЯЕЕ, виявлення подій, оцінювання втрат, передавання даних до EMS / контролера

Узагальнена структурна схема інформаційно-вимірювального забезпечення
гібридної мережі розподіленої генерації

З огляду на змінність генерації відновлюваних джерел і змінність споживання, ефективність гібридної мережі не може визначатися лише встановленою потужністю джерел або ємністю накопичувачів. Вона значною мірою залежить від якості інформації про поточний режим, стан обладнання, параметри напруги, струму, частоти, активної та

реактивної потужності, а також показників якості електроенергії. Оглядові роботи з керування мікромережами підкреслюють, що керування, система керування енергетичними потоками та моніторинг є взаємопов'язаними функціями, а реалізація централізованих, децентралізованих або ієрархічних стратегій потребує надійного інформаційного забезпечення [2-6].

Метою роботи є обґрунтування структури інформаційно-вимірювального забезпечення, яка створює передумови для підвищення ефективності функціонування гібридних мереж розподіленої генерації за рахунок підвищення достовірності моніторингу, якості оцінювання режиму та підтримки керувальних рішень.

Постановка проблеми. Гібридна мережа розподіленої генерації є технічно складною системою, у якій джерела енергії, накопичувачі та навантаження взаємодіють через електричні та інформаційні канали. У такій системі недостатньо вимірювати лише сумарне споживання або потужність у точці приєднання. Для оцінювання поточного стану мережі необхідні дані про режими окремих джерел, стан накопичувача, профіль навантаження, параметри якості електроенергії та режим взаємодії із зовнішньою мережею.

Проблема полягає в тому, що неповна, несинхронізована або недостатньо достовірна вимірювальна інформація знижує якість оцінювання режиму і обмежує можливості системи керування енергетичними потоками мікромережі (Energy Management System, EMS). У роботах, присвячених ієрархічному керуванню мікромережами, виділяють первинні, вторинні і третинні рівні керування, кожен з яких потребує відповідних даних про локальні параметри, відхилення напруги та частоти, а також режими обміну потужністю із зовнішньою мережею [2, 3]. Саме тому інформаційно-вимірювальне забезпечення має розглядатися не як допоміжна частина, а як базова умова реалізації ефективного керування.

У межах цієї роботи під удосконаленням інформаційно-вимірювального забезпечення розуміється не довільне збільшення кількості вимірювальних пристроїв, а раціональне формування набору вимірюваних параметрів, точок контролю, процедур перевірки достовірності даних і способів використання цих даних у системі керування. Такий підхід узгоджується з вимогами IEEE 1547-2018 щодо інтеоперабельності, інформаційного обміну та взаємодії розподілених енергетичних ресурсів з електроенергетичною системою [8], а також з IEEE 2030.7-2017, де мікромережевий контролер визначається через функції керування режимами та переходами між ними [9]. Додатково для формування вимог до якості напруги та методів її вимірювання доцільно враховувати EN 50160 і IEC/EN 61000-4-30 [11, 12], а для опису інформаційного обміну та часової синхронізації IEC 61850-7-420 і IEC/IEEE 61850-9-3 [13, 14].

Структура інформаційно-вимірювального забезпечення. Запропонована структура інформаційно-вимірювального забезпечення гібридної мережі розподіленої генерації може бути подана як сукупність п'яти взаємопов'язаних рівнів: вимірювального, комунікаційного, перевірки й обробки даних, аналітичного та рівня підтримки керування. На вимірювальному рівні доцільно контролювати напругу, струм, частоту, активну та реактивну потужність, коефіцієнт потужності, показники гармонічного спотворення, стан заряду накопичувача, потужність заряджання або розрядження, а також параметри генерації та навантаження.

Критичними точками вимірювання є: точка приєднання до зовнішньої мережі, вузли підключення джерел розподіленої генерації, вузол накопичувача енергії, вузли основних груп навантажень і місця встановлення силових електронних перетворювачів. У точці приєднання доцільно контролювати не тільки активну та реактивну потужність, а й показники якості електроенергії. Стандарт IEEE 519-2022 встановлює цілі щодо контролю гармонічних спотворень в електричних системах і пов'язує оцінювання напруги та струму з точкою спільного приєднання [10].

Комунікаційний рівень забезпечує передавання вимірювальної інформації від локальних пристроїв до системи моніторингу або мікромережевого контролера. Для гібридної мережі важливо, щоб вимірювання різних параметрів були узгоджені в часі настільки, наскільки це потрібно для конкретної задачі: оперативного моніторингу, виявлення подій, оцінювання якості електроенергії або формування керувальних дій. У роботах щодо

використання розподільчих синхрофазорних вимірювань показано, що фазорні дані можуть застосовуватися для виявлення подій у мікромережах та відокремлення реальних подій від аномалій вимірювання [7].

Рівень перевірки й обробки даних повинен виконувати фільтрацію некоректних значень, перевірку повноти набору даних, синхронізацію часових міток, розрахунок похідних параметрів і формування узагальнених показників для аналітичного рівня. Саме на цьому етапі доцільно відокремлювати технічні порушення режиму від збоїв вимірювальної системи, оскільки помилкова інтерпретація вимірювань може призвести до неефективних або небажаних керувальних дій.

Аналітичний рівень використовує підготовлені вимірювальні дані для оцінювання режиму мережі, виявлення відхилень, аналізу втрат, контролю якості електроенергії, оцінювання стану накопичувача та підготовки інформації для EMS мікромережі. Енергоменеджмент гібридних відновлюваних систем у літературі пов'язують з координацією потоків енергії, підтриманням живлення навантажень та оптимізацією використання енергоресурсів [5]. Для мікромереж системи енергоменеджменту розглядають як засіб оптимального використання розподілених ресурсів у координований спосіб [6].

Рівень підтримки керування повинен передавати до мікромережевого контролера узагальнену інформацію про поточний стан мережі та допустимі режими роботи. Відповідно до IEEE 2030.7-2017, контролер мікромережі має забезпечувати керування системою, здатною працювати автономно або в приєднаному до мережі режимі, а також виконувати переходи між цими режимами [9]. Отже, інформаційно-вимірювальне забезпечення має бути інтегроване з функціями диспетчеризації джерел, керування накопичувачем, контролю навантаження та взаємодії з точкою приєднання. Система моніторингу повинна розрізняти принаймні два стани: паралельну роботу із зовнішньою електроенергетичною системою та автономний режим. У першому випадку точка приєднання є місцем контролю обміну потужністю та якості електроенергії, у другому – межею електричного відокремлення мікромережі, для якої ключовими стають частота, напруга, баланс потужності та стан комутаційного обладнання.

Показники оцінювання ефективності. Підвищення ефективності функціонування гібридної мережі не слід ототожнювати лише зі зменшенням споживання енергії. Для таких систем доцільно оцінювати комплекс показників, які відображають технічний стан мережі, якість електропостачання та можливість коректного керування. До таких показників належать: технічні втрати електричної енергії у внутрішній мережі, зумовлені передаванням активної потужності, або інтегральна оцінка втрат активної потужності за заданий інтервал часу, відхилення напруги у контрольних вузлах, відхилення частоти в автономному режимі, рівень гармонічних спотворень у точці спільного приєднання, швидкість виявлення нештатних режимів, достовірність вимірювальних даних, а також ефективність використання накопичувача енергії.

У таблиці наведено зв'язок між функціональними блоками інформаційно-вимірювального забезпечення та очікуваним впливом на функціонування гібридної мережі. Очікуваний ефект сформульовано якісно, без наведення непідтверджених числових значень, оскільки кількісна оцінка потребує моделювання або експериментальної перевірки для конкретної конфігурації мережі.

Обговорення результатів. Запропонований підхід не передбачає твердження, що саме встановлення додаткових вимірювальних засобів автоматично забезпечує підвищення ефективності. Вимірювальна інформація впливає на ефективність лише тоді, коли вона є достатньо повною, достовірною, придатною для обробки та інтегрованою з функціями EMS мікромережі та керування. Тому головним результатом удосконалення є створення інформаційної основи для прийняття обґрунтованих керувальних рішень.

Практична цінність запропонованої структури полягає в тому, що вона дозволяє узгодити вимірювання електричних параметрів з функціями керування гібридною мережею. На відміну від підходу, за якого вимірювання виконуються лише для комерційного обліку або загального спостереження, запропонована структура орієнтована на використання даних у

задачах оцінювання режиму, виявлення подій, контролю якості електроенергії та підтримки диспетчеризації розподілених ресурсів. Водночас ефективність такого підходу залежить не тільки від складу вимірювальних пристроїв, а й від параметрів інформаційних каналів: затримки, втрат пакетів, доступності каналу зв'язку, точності часової синхронізації та сумісності форматів даних між локальними контролерами, засобами моніторингу та EMS.

Функціональний блок	Основні дані	Використання в системі	Очікуваний ефект
Контроль джерел розподіленої генерації	P, Q, U, I, f, стан перетворювача	Оцінювання доступної потужності та режиму джерела	Координація генерації та зменшення невизначеності режиму
Контроль накопичувача енергії	SOC, Pзар/Проз, напруга, струм, стан обмежень	Вибір режиму заряджання або розряджання	Рациональніше використання накопичувача
Моніторинг навантаження	Профіль споживання, критичні та некритичні групи	Прогнозування та керування навантаженням	Покращення балансу потужності
Контроль точки приєднання у паралельному режимі	P, Q, U, I, f, напрямок потоків потужності, показники якості електроенергії	Оцінювання взаємодії із зовнішньою мережею, контроль обміну потужністю та виконання умов приєднання	Підтримка вимог інтероперабельності та якості електроенергії
Контроль межі мікромережі в автономному режимі	U, f, баланс генерації та навантаження, стан комутаційного апарата, резерв потужності	Підтримання автономного балансу, контроль переходу між режимами та виявлення відхилень	Підвищення стійкості автономної роботи та коректності керувальних рішень
Виявлення подій та аномалій	Синхронізовані вимірювання, часові мітки	Розрізнення режимних подій і помилок вимірювання	Підвищення достовірності керувальних рішень

Обмеженням роботи є те, що кількісні показники підвищення ефективності не можуть бути універсальними для всіх гібридних мереж. Вони залежать від складу джерел, схеми мережі, характеристик накопичувача, структури навантаження, алгоритмів керування та якості каналів зв'язку. Тому подальший розвиток дослідження доцільно спрямувати на побудову імітаційної або експериментальної моделі конкретної гібридної мережі, в якій можна порівняти режими роботи з базовим і вдосконаленим інформаційно-вимірювальним забезпеченням. Для етапу експериментальної перевірки доцільно передбачити тестування функцій мікромережевого контролера з урахуванням підходів IEEE 2030.8-2018 [15].

Висновки. Гібридні мережі розподіленої генерації потребують інформаційно-вимірювального забезпечення, яке охоплює не лише точку приєднання до зовнішньої мережі, а й вузли джерел генерації, накопичувачів енергії, силових перетворювачів і основних груп навантажень.

Ефективність функціонування таких мереж залежить від здатності системи отримувати достовірні та узгоджені в часі дані про електричні параметри, якість електроенергії, стан обладнання та режим обміну потужністю із зовнішньою мережею.

Запропонована структура інформаційно-вимірювального забезпечення включає вимірювальний, комунікаційний, обробний, аналітичний і керувальний рівні, що дозволяє використовувати вимірювальні дані як основу для EMS мікромережі та мікромережевого керування.

Кількісне підтвердження підвищення ефективності повинно виконуватися для конкретної схеми гібридної мережі за показниками технічних втрат електричної енергії або інтегральних втрат активної потужності, відхилень напруги та частоти, якості електроенергії, швидкості виявлення нештатних режимів і ефективності використання накопичувача енергії.

1. Ahmed I., Rehan M., Basit A., Ahmad H., Ahmed W., Ullah N., Piecha M., Blazek V., Prokop L. Review on microgrids design and monitoring approaches for sustainable green energy networks. Scientific Reports. 2023. Vol. 13. Article 21663. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-023-48985-7>
2. Guerrero J.M., Vasquez J.C., Matas J., de Vicuña L.G., Castilla M. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids – A general approach toward standardization. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2011. Vol. 58. No 1. Pp. 158–172. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2066534>
3. Bidram A., Davoudi A. Hierarchical structure of microgrids control system. IEEE Transactions on Smart Grid. 2012. Vol. 3. No 4. Pp. 1963–1976. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2197425>
4. Olivares D.E., Mehriizi-Sani A., Etemadi A.H., Cañizares C.A., Iravani R., Kazerani M., Hajimiragha A.H., Gomis-Bellmunt O., Saeedifard M., Palma-Behnke R., Jiménez-Estévez G.A., Hatziargyriou N.D. Trends in microgrid control. IEEE Transactions on Smart Grid. 2014. Vol. 5. No 4. Pp. 1905–1919. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
5. Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M.S., Moghavvemi M. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 62. Pp. 821–835. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>
6. Zia M.F., Elbouchikhi E., Benbouzid M. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. Applied Energy. 2018. Vol. 222. Pp. 1033–1055. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>
7. Som S., Dutta R., Gholami A., Srivastava A.K., Chakrabarti S., Sahoo S.R. DPMU-based multiple event detection in a microgrid considering measurement anomalies. Applied Energy. 2022. Vol. 308. Article 118269. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118269>
8. IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>
9. IEEE Std 2030.7-2017. IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. IEEE, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8340204>
10. IEEE Std 519-2022. IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9848440>
11. EN 50160:2022. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks.
12. IEC 61000-4-30:2015. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods. IEC, 2015.
13. IEC 61850-7-420:2021. Communication networks and systems for power utility automation. Part 7-420: Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes. IEC, 2021.
14. IEC/IEEE 61850-9-3:2016. Communication networks and systems for power utility automation. Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation. IEC/IEEE, 2016.
15. IEEE Std 2030.8-2018. IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers. IEEE, 2018.

IMPROVING THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF HYBRID DISTRIBUTED GENERATION NETWORKS BASED ON ENHANCED INFORMATION AND MEASUREMENT SUPPORT

K. Hurtovyi

National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”,

2, Kirpychova St., Kharkiv, 61002, Ukraine

e-mail: Klymentii.Hurtovyi@ieee.khpi.edu.ua.

The paper considers the problem of improving the operational efficiency of hybrid distributed generation networks by enhancing their information and measurement support. It is shown that effective operation of such networks requires reliable, time-coordinated and sufficiently detailed data on distributed generation units, energy storage systems, local loads and the point of common coupling with the external power grid. Based on peer-reviewed scientific literature and relevant IEEE standards, the paper substantiates the feasibility of representing information and measurement support as a multi-level system that includes electrical parameter measurement, data validation, power quality assessment, abnormal event detection and the transfer of aggregated information to a microgrid energy management system (EMS) or a microgrid controller. A structural organization of such a system is proposed, and a set of indicators is defined for assessing its influence on the efficiency of hybrid network operation. Ref. 15, figure, table.

Keywords: hybrid network, distributed generation, information and measurement support, microgrid, monitoring, microgrid EMS, power quality.

1. Ahmed I., Rehan M., Basit A., Ahmad H., Ahmed W., Ullah N., Piecha M., Blazek V., Prokop L. Review on microgrids design and monitoring approaches for sustainable green energy networks. Scientific Reports. 2023. Vol. 13. Article 21663. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-023-48985-7>

2. Guerrero J.M., Vasquez J.C., Matas J., de Vicuña L.G., Castilla M. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids – A general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2011. Vol. 58. No 1. Pp. 158–172. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2066534>
3. Bidram A., Davoudi A. Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2012. Vol. 3. No 4. Pp. 1963–1976. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2197425>
4. Olivares D.E., Mehrizi-Sani A., Etemadi A.H., Cañizares C.A., Iravani R., Kazerani M., Hajimiragha A.H., Gomis-Bellmunt O., Saeedifard M., Palma-Behnke R., Jiménez-Estévez G.A., Hatziaargyriou N.D. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2014. Vol. 5. No 4. Pp. 1905–1919. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
5. Olatomiwa L., Mekhilef S., Ismail M.S., Moghavvemi M. Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 62. Pp. 821–835. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>
6. Zia M.F., Elbouchikhi E., Benbouzid M. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Applied Energy*. 2018. Vol. 222. Pp. 1033–1055. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>
7. Som S., Dutta R., Gholami A., Srivastava A.K., Chakrabarti S., Sahoo S.R. DPMU-based multiple event detection in a microgrid considering measurement anomalies. *Applied Energy*. 2022. Vol. 308. Article 118269. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118269>
8. IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>
9. IEEE Std 2030.7-2017. IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. IEEE, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8340204>
10. IEEE Std 519-2022. IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2022.9848440>
11. EN 50160:2022. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks.
12. IEC 61000-4-30:2015. Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods. IEC, 2015.
13. IEC 61850-7-420:2021. Communication networks and systems for power utility automation. Part 7-420: Basic communication structure – Distributed energy resources logical nodes. IEC, 2021.
14. IEC/IEEE 61850-9-3:2016. Communication networks and systems for power utility automation. Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation. IEC/IEEE, 2016.
15. IEEE Std 2030.8-2018. IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers. IEEE, 2018.

Надійшла: 13.07.2026

Прийнята: 23.07.2026

Submitted: 13.07.2026

Accepted: 23.07.2026

ЕЛЕКТРОТЕХНОЛОГІЧНІ КОМПЛЕКСИ ТА СИСТЕМИ

УДК 681.5:52

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.74.068>

РОЗВИТОК ТЕОРІЇ ВЕКТОРНОГО КЕРУВАННЯ АСИНХРОННИМИ ДВИГУНАМИ НА ОСНОВІ ДЕКОМПОЗИЦІЇ «МЕХАНІЧНА – ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСИСТЕМИ»

С.М. Пересада^{*}, докт. техн. наук, **С.О. Строевий**^{**}, асп., **В.В. Щербаченко**^{***}, асп.
Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ-56, 03056, Україна
e-mail: Peresada.Sergiy@iit.kpi.ua, stroieviy.serhiy@iit.kpi.ua, shcherbachenko.vladyslav@iit.kpi.ua

Теорія векторного керування асинхронними двигунами, що сформувалася на початку 2000-х, базується на фундаментальній властивості методу полеорієнтування, який полягає в декомпозиції вихідної моделі двигуна за рахунок керування на дві квазірозв'язані підсистеми: електромеханічну і електромагнітну. Перша забезпечує керування механічними координатами, а друга вектором потокозчеплення ротора (статора) для полеорієнтування і формування його модуля. Така декомпозиція де-факто є стандартною як для непрямого, так і прямого векторного керування, оскільки алгоритм керування при цьому найбільш простий, а також прозорий з точки зору фізики роботи електричної машини. Водночас механізм формування декомпозиції передбачає компенсацію внутрішніх зворотних зв'язків моделі асинхронного двигуна, що негативно впливає на властивості робастності системи керування до параметричних і координатних збурень. Альтернативним розглядається енергетичний напрям, який базується на тому, що електрична частина асинхронної машини є натуральною асимптотично стійкою, тобто пасивною, і відповідно має функцію Ляпунова, за допомогою якої доводиться стійкість. Враховуючи цю властивість, в роботі представлено доступний з інженерної точки зору шлях синтезу системи векторного керування моментом і вектором потокозчеплення асинхронного двигуна на основі другого методу Ляпунова, який безпосередньо використовує натуральну декомпозицію у вигляді «механічна – електрична підсистеми». Дві нові форми функцій Ляпунова знайдено для конструювання керувань з орієнтацією за вектором потокозчеплення ротора і статора. Синтезовані системи керування забезпечують асимптотичне відпрацювання заданих траєкторій моменту і модуля вектора потокозчеплення, мають фізично обґрунтовану структуру, оскільки зберігають структуру моделі асинхронного двигуна. Бібл. 19.

Ключові слова: асинхронний двигун, векторне полеорієнтоване керування, теорія Ляпунова, стійкість системи.

Вступ. Системи векторного полеорієнтованого керування де-факто є промисловим стандартом сучасних асинхронних електроприводів. Починаючи з винайдення векторного керування, застосовуються два методи полеорієнтування: пряме (DFOC – Direct Field Oriented Control) та непряме (IFOC – Indirect Field Oriented Control). Оскільки математична модель асинхронних двигунів (АД) є нелінійною і багатовимірною, то керування ними набагато складніше, ніж для двигунів постійного струму та синхронних двигунів зі збудженням від постійних магнітів. Піонерські рішення [1], [1] ґрунтувалися на фундаментальній властивості методу полеорієнтування, який за рахунок полеорієнтованого керування забезпечує формування квазірозв'язаних електромеханічної і електромагнітної підсистем. Така декомпозиція має властивості двох зв'язаних нелінійних підсистем з білінійними нелінійностями і тому дозволяє спрощений розгляд у вигляді лінійної апроксимації. Перші промислові рішення базувалися саме на цій концепції. Узагальнення основ векторного керування представлено у першому виданні [3].

Починаючи з 1990-х років, було представлено строге теоретичне обґрунтування методів векторного полеорієнтованого керування, яке базується на сучасній теорії нелінійного керування [4], [5], що сформувалась до цього часу і стала доступною для інженерного співтовариства. Головною методологічною основою сучасної теорії нелінійних систем є другий метод Ляпунова у сучасній трактовці, який було успішно застосовано до синтезу алгоритмів



векторного керування АД, що дозволило не тільки теоретично обґрунтувати їхню структуру, але і отримати рішення з підвищеними динамічними властивостями і робастністю до параметричних збурень, створити основу для розробки адаптивних систем, алгоритмів ідентифікації і оцінювання невимірюваних змінних [6–8].

Рішення [6], [7] базуються на використанні класичної декомпозиції вихідної моделі АД на електромеханічну та електромагнітну підсистеми і гарантують глобальне асимптотичне експоненційне відпрацювання заданих траєкторій механічних координат і модуля вектора потокозчеплення ротора, їхню динамічну розв'язку і асимптотичну лінеаризацію підсистеми моменту (швидкості, положення) і потокозчеплення. У роботі [6] представлено синтез на основі глобальної функції Ляпунова, що призводить до складної структури алгоритму керування. Декомпозиційний підхід запропоновано у [7] з використанням локальних простих функцій Ляпунова, результуючий алгоритм керування більш простий, а також робастний до варіації активного опору роторного кола, забезпечуючи завдяки цьому покращену ефективність процесу електромеханічного перетворення енергії. Аналіз методів нелінійного керування надано в [8]. Альтернативна концепція, запропонована в [9], [10], безпосередньо використовує вихідну модель АД у вигляді натуральної декомпозиції «механічна – електрична підсистеми» і базується на енергетичному розгляді процесів керування, яка отримала назву керування за принципом пасивності (passivity based control). Властивість пасивності для конструювання алгоритмів керування завжди передбачає існування функції Ляпунова, хоча, можливо, і не в явному вигляді. Подальший розвиток теорії векторного керування АД в основному базується на використанні цих двох напрямів забезпечення полеорієнтування для адаптації [11], систем генерації [12], оптимізації [13], керування іншими типами електричних машин змінного струму [14], робастифікації алгоритмів [15–19].

Велика кількість досліджень, як теоретично, так і технічно орієнтованих співтовариств сформували сучасну теорію векторного керування АД, комерційні рішення векторно керованих електроприводів задовольняють вимоги більшості технологічних застосувань. В той же час в останні роки відновився інтерес до електротехнічних систем на базі асинхронних машин, оскільки вони не використовують рідкоземельні постійні магніти, які мають дуже обмежене природне розповсюдження і регульовану ринкову доступність, завдяки чому постійно зростають ціни.

Метою роботи є представлення подальшого розвитку концепції векторного полеорієнтованого керування АД, яка базується на натуральній декомпозиції системи на «механічну – електричну підсистеми», може вважатися більш загальною по відношенню до традиційної полеорієнтованої у вигляді «електромеханічна – електромагнітна» і може застосовуватись для всіх типів електричних машин.

Синтез за другим методом Ляпунова для натурально стійких об'єктів керування

Розглянемо лінійну неавтономну систему з частково вимірювальним вектором стану

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}(t)\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u}, \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\mathbf{x},\end{aligned}\tag{1}$$

де $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$, $\mathbf{u} \in \mathbb{R}^m$, $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^q$ – вектор вимірюваних змінних, $m < n$, $\mathbf{A}(t)$ – стійка матриця Гурвіца, яка задовольняє рішення рівняння Ляпунова.

Визначимо вектор заданих змінних $\mathbf{x}^*$, так що $\tilde{\mathbf{x}} = \mathbf{x} - \mathbf{x}^*$ – вектор похибок відпрацювання; вектори регульованих змінних $\mathbf{y}_1 = \mathbf{h}(\mathbf{x})$, $\mathbf{y}_1 \in \mathbb{R}^r$, $r \leq n$ і завдань для регульованих змінних $\mathbf{y}_1^*, \tilde{\mathbf{y}}_1 = \mathbf{y}_1 - \mathbf{y}_1^*$. Нехай вектор-функція виходу може бути інвертована у вигляді $\mathbf{x}^* = \mathbf{h}^{-1}(\mathbf{y}_1^*)$ і є функцією не виродженою, а також диференційованою і задовольняє умови $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\mathbf{y}}_1 = 0$ якщо $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\mathbf{x}} = 0$.

Рівняння похибок відпрацювання для об'єкту (1) запропоновано представити у формі

$$\dot{\tilde{\mathbf{x}}} = \mathbf{A}(t)\tilde{\mathbf{x}} + \mathbf{A}(t)\mathbf{x}^* + \mathbf{B}\mathbf{u} - \dot{\mathbf{x}}^*,\tag{2}$$

де $\dot{\mathbf{x}}^*$ розраховується з функції інверсії $\mathbf{x}^* = \mathbf{h}^{-1}(\mathbf{y}_1^*)$.

Припустимо, що система алгебраїчних рівнянь

$$\dot{\mathbf{x}}^* - \mathbf{A}(t)\mathbf{x}^* - \mathbf{B}\mathbf{u} + \mathbf{G}(t)\mathbf{C}\tilde{\mathbf{x}} = 0, \quad (3)$$

має розв'язок відносно вектора керуючих дій $\mathbf{u}$ з матрицею коригувальних зворотних зв'язків $\mathbf{G}(t)$ такою, що результуюча замкнена система (2) в силу рішень (3) описується рівнянням $\dot{\tilde{\mathbf{x}}} = (\mathbf{A}(t) + \mathbf{G}(t)\mathbf{C})\tilde{\mathbf{x}} \triangleq \mathbf{A}_1(t)\tilde{\mathbf{x}}$ з матрицею $\mathbf{A}_1(t)$, що задовольняє розв'язкам рівняння Ляпунова. Оскільки з умови $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\mathbf{x}} = 0$ слідує $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\mathbf{y}}_1 = 0$, то цілі керування регульованими змінними досягаються.

У загальному випадку $m \leq n$, тому для знаходження розв'язків відповідно до методу, що розглядається, необхідно задати $(n - m)$ співвідношень, які встановлюють взаємозв'язок між проміжними координатами.

Математична модель АД, формування проблеми полеорієнтованого керування

Еквівалентна двофазна модель асинхронного двигуна за умови лінійних магнітних контурів, представлена в синхронній системі координат, має вигляд [8]

$$\begin{aligned} \dot{\omega} &= (T - T_L)/J, T = \mu_1 (\psi_d i_q - \psi_q i_d), \\ \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}(\omega, \omega_0)\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u}, \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\mathbf{x}, \\ \dot{\varepsilon}_0 &= \omega_0, \varepsilon_0(0) = 0, \end{aligned} \quad (4)$$

де $\mathbf{x} = (\psi_d, \psi_q, i_d, i_q)^T$ – вектор стану електричної підсистеми; $\mathbf{u} = (u_d, u_q)^T$ – вектор напруг статора; $(\psi_d, \psi_q)^T$, $(i_d, i_q)^T$ – вектори потокозчеплення ротора і струмів статора; ω , ω_0 – кутова швидкість ротора та синхронна швидкість поля АД; $\mathbf{y} = (i_d, i_q)^T$ – вектор вимірюваних змінних; T – електромагнітний момент; T_L – момент навантаження; ε_0 – кутове положення системи координат $(d - q)$ відносно системи координат статора $(a - b)$. Електрична підсистема $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}(\omega, \omega_0)\mathbf{x}$ в (4) є асимптотично стійкою [9],[10]; матриці $\mathbf{A}(\omega, \omega_0)$, $\mathbf{B}$, $\mathbf{C}$ дорівнюють

$$\mathbf{A}(\omega, \omega_0) = \begin{pmatrix} -\alpha & (\omega_0 - \omega) & \alpha L_m & 0 \\ -(\omega_0 - \omega) & -\alpha & 0 & \alpha L_m \\ \alpha\beta & \beta\omega & -\gamma & \omega_0 \\ -\beta\omega & \alpha\beta & -\omega_0 & -\gamma \end{pmatrix}, \mathbf{B} = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 1/\sigma & 0 \\ 0 & 1/\sigma \end{pmatrix}, \mathbf{C} = \text{diag}(0, 0, 1, 1). \quad (5)$$

Додатні константи в (5), які залежать від параметрів асинхронного двигуна, визначено наступним чином

$$\alpha = \frac{R_2}{L_2}, \beta = \frac{L_m}{L_2\sigma}, \mu_1 = \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_2}, \gamma = \frac{R_1}{\sigma} + \alpha L_m \beta, \sigma = L_1 \left(1 - \frac{L_m^2}{L_1 L_2} \right), \quad (6)$$

де (R_1, R_2) , (L_1, L_2) – активні опори та індуктивності статора та ротора, L_m – індуктивність контуру намагнічування, J – момент інерції. Без втрати загальності припускається одна пара полюсів.

Задача векторного керування асинхронними двигунами полягає у відпрацюванні модуля вектора потокозчеплення ротора та електромагнітного моменту, що відбувається за допомогою вектора напруг статора та на основі інформації про вектор вимірюваних змінних $\mathbf{y}$

$$\mathbf{y}_1 = \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \begin{pmatrix} \sqrt{\psi_d^2 + \psi_q^2} \\ \mu_1 (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \end{pmatrix} \triangleq \begin{pmatrix} |\psi| \\ T \end{pmatrix}. \quad (7)$$

Вектор заданих траєкторій зміни модуля вектора потокозчеплення та моменту визначимо наступним чином $\mathbf{y}_1^* = (\psi^*, T^*)^T$, тоді вектор похибок відпрацювання буде

$$\tilde{\mathbf{y}}_1 = \mathbf{y}_1 - \mathbf{y}_1^* \triangleq (\tilde{\psi}, \tilde{T})^T. \quad (8)$$

Для досягнення умови полеорієнтування $\psi_q = 0$ вектор заданих траєкторій для $\mathbf{x} = (\psi_d, \psi_q, i_d, i_q)^T$ визначається як $\mathbf{x}^* = (\psi^*, 0, i_d^*, i_q^*)^T$, тоді вектор похибок відпрацювання буде

$$\tilde{\mathbf{x}} = \mathbf{x} - \mathbf{x}^* = (\tilde{\psi}_d, \tilde{\psi}_q, \tilde{i}_d, \tilde{i}_q)^T. \quad (9)$$

Задача відпрацювання моменту та потокозчеплення формуються за умови наступних припущень:

- a1) параметри динамічної моделі АД (4), (5) відомі та постійні;
- a2) кутова швидкість ω є обмеженою;
- a3) задані траєкторії потокозчеплення та моменту $\psi^* > 0$, T^* обмежені та мають обмежені похідні $\dot{\psi}^*$, $\dot{\psi}^*$, $\dot{T}^*$.

При виконанні цих припущень необхідно синтезувати регулятор відпрацювання заданих траєкторій $\mathbf{y}_1^* = (\psi^*, T^*)^T$, який гарантує досягнення наступних цілей керування:

- c1) глобальне відпрацювання моменту та потокозчеплення $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{T} = 0$, $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\psi} = 0$;
- c2) асимптотичне розв'язання процесів керування вихідними координатами;
- c3) асимптотичне полеорієнтування $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\psi}_q = 0$.

Враховуючи, що електрична підсистема АД в (4) є натурально асимптотично експоненційно стійкою, то застосування методу синтезу, який розглянуто в (1) – (3), дозволяє синтезувати алгоритми непрямого векторного керування в умовах полеорієнтування для декомпозиції системи на механічну та електричну підсистеми. Для цього необхідно знайти рішення системи рівнянь (3), які задовольняють розв'язкам рівняння Ляпунова $\mathbf{A}_1^T(t)\mathbf{P} + \mathbf{P}\mathbf{A}_1(t) = -\mathbf{Q}$, $\mathbf{A}_1(t) = (\mathbf{A}(t) + \mathbf{G}(t)\mathbf{C})$, $\mathbf{P}^T = \mathbf{P} > 0$, $\mathbf{Q}^T = \mathbf{Q} > 0$, де матриці $\mathbf{A}(t) = \mathbf{A}(\omega, \omega_0)$ та $\mathbf{C}$ визначені в (5), а знаходження матриць $\mathbf{G}(t)$, $\mathbf{Q}$, $\mathbf{P}$ є задачею синтезу на основі функції Ляпунова $V = \tilde{\mathbf{x}}^T \mathbf{P} \tilde{\mathbf{x}} > 0$.

Синтез непрямого полеорієнтованого керування моментом і модулем потокозчеплення

Орієнтація за вектором потокозчеплення ротора. Рівняння динаміки похибок відпрацювання струмів і потокозчеплень в електричній підсистемі запишуться з рівнянь (4) та (5) у вигляді

$$\dot{\tilde{\psi}} = -(\alpha \mathbf{I} + (\omega_0 - \omega) \mathbf{J}) \tilde{\psi} + \alpha L_m \tilde{\mathbf{i}} - (\alpha \mathbf{I} + (\omega_0 - \omega) \mathbf{J}) \psi^* + \alpha L_m \mathbf{i}^* - \dot{\psi}^*, \quad (10)$$

$$\dot{\tilde{\mathbf{i}}} = -(\gamma \mathbf{I} + \omega_0 \mathbf{J}) \tilde{\mathbf{i}} + (\alpha \beta \mathbf{I} - \beta \omega \mathbf{J}) \tilde{\psi} - (\gamma \mathbf{I} + \omega_0 \mathbf{J}) \mathbf{i}^* + (\alpha \beta \mathbf{I} - \beta \omega \mathbf{J}) \psi^* - \dot{\mathbf{i}}^* + \frac{1}{\sigma} \mathbf{u}, \quad (11)$$

$$\text{де } \tilde{\psi} = (\tilde{\psi}_d, \tilde{\psi}_q)^T, \quad \tilde{\mathbf{i}} = (\tilde{i}_d, \tilde{i}_q)^T, \quad \psi^* = (\psi^*, 0)^T, \quad \mathbf{i}^* = (i_d^*, i_q^*)^T, \quad \mathbf{I} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}.$$

З рівняння (10) сформуємо регулятор модуля вектора потокозчеплення ротора у вигляді

$$\begin{aligned} i_d^* &= (\alpha \psi^* + \dot{\psi}^*) / \alpha L_m, \\ \dot{\epsilon}_0 &= \omega_0 = \omega + \alpha L_m i_q^* / \psi^*. \end{aligned} \quad (12)$$

З рівняння для моменту $T = \mu_1 (\psi_d i_q - \psi_q i_d)$ знаходиться вираз для розімкненого регулятора моменту за умови ідеального полеорієнтування $\psi_q = 0$

$$i_q^* = T^* / (\mu_1 \psi^*). \quad (13)$$

Відпрацювання заданих траєкторій струмів статора з (11) забезпечується наступними регуляторами струмів:

$$\mathbf{u} = \sigma \left((\gamma \mathbf{I} + \omega_0 \mathbf{J}) \mathbf{i}^* - (\alpha \beta \mathbf{I} - \beta \omega \mathbf{J}) \psi^* + \dot{\mathbf{i}}^* - k_i \tilde{\mathbf{i}} + \mathbf{v}_i \right), \quad (14)$$

де $k_i > 0$ коефіцієнти пропорційних складових регуляторів струму, $\mathbf{v}_i = (v_{id}, v_{iq})^T$ – додаткові коригуючі зворотні зв'язки для формування динаміки контурів регулювання струмів.

Результуючі рівняння динаміки похибок відпрацювання поточкозчеплень і струмів з рівнянь (10), (11) з керуваннями (12) – (14) набувають загального вигляду

$$\dot{\tilde{\Psi}} = -(\alpha \mathbf{I} + (\omega_0 - \omega) \mathbf{J}) \tilde{\Psi} + \alpha L_m \tilde{\mathbf{i}}, \quad (15)$$

$$\dot{\tilde{\mathbf{i}}} = -((\gamma + k_i) \mathbf{I} + \omega_0 \mathbf{J}) \tilde{\mathbf{i}} + (\alpha \beta \mathbf{I} - \beta \omega \mathbf{J}) \tilde{\Psi}. \quad (16)$$

Для дослідження стійкості системи (15), (16) розглянемо функцію Ляпунова

$$\mathbf{V} = \tilde{\mathbf{x}}^T \mathbf{P} \tilde{\mathbf{x}} > 0 \quad (17)$$

з матрицею $\mathbf{P}^T = \mathbf{P} > 0$, яка дорівнює

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & \varepsilon & 0 \\ 0 & 1 & 0 & \varepsilon \\ \varepsilon & 0 & \varepsilon/\beta & 0 \\ 0 & \varepsilon & 0 & \varepsilon/\beta \end{pmatrix}, \quad (18)$$

за умови $1/\beta > \varepsilon > 0$.

Похідна від $\mathbf{V}$ в силу рішень (15), (16) має вигляд

$$\dot{\mathbf{V}} = -\tilde{\mathbf{x}}^T \mathbf{Q} \tilde{\mathbf{x}} = -\frac{\varepsilon}{\beta} \left(\frac{R_1}{\sigma} + k_i \right) \tilde{\mathbf{i}}^2 - \alpha (1 - \varepsilon \beta) \tilde{\Psi}^2 < 0, \quad (19)$$

за умови $\mathbf{v}_i = 0$, $\varepsilon = \alpha L_m / \left(\frac{R_1}{\sigma} + \alpha L_m \beta + k_i \right)$.

З результату (18) – (19), слідує, що положення рівноваги $\tilde{\mathbf{x}} = (\tilde{\Psi}_d, \tilde{\Psi}_q, \tilde{\mathbf{i}}_d, \tilde{\mathbf{i}}_q)^T = 0$ є глобально експоненціально стійким, тобто

$$\|\tilde{\mathbf{x}}(t)\| \leq c_1 \|\tilde{\mathbf{x}}(0)\| e^{-c_2 t}, (c_1, c_2) > 0, \quad (20)$$

тому цілі векторного керування c1) – c3) досягаються. Умови $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\Psi}_q = 0$ та $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\Psi} = 0$ безпосередньо слідує з $(\tilde{\Psi}_d, \tilde{\Psi}_q)^T = 0$, а умова $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\mathbf{T}} = 0$ з розгляду виразу $\tilde{\mathbf{T}} = \mu_1 \left(\Psi^* \tilde{\mathbf{i}}_q + \tilde{\Psi}_d (\mathbf{i}_q^* + \tilde{\mathbf{i}}_q) \mathbf{i}_q^* - \tilde{\Psi}_q (\mathbf{i}_d^* + \tilde{\mathbf{i}}_d) \right)$. Необхідно відмітити, що структура рівнянь (15), (16) зберігає фізично існуючу структуру АД.

Відмітимо, що властивість (20) забезпечується і для розімкненого керування за струмами статора, коли $k_i = 0$, при цьому стійкість визначається натуральними властивостями стійкості електричної підсистеми АД.

Зауваження. Структура рівнянь динаміки похибок (15), (16) така, що дозволяє доповнити алгоритм регулювання струмів (14) інтегральними компонентами у вигляді $\mathbf{v}_i = (x_d, x_q)^T$, $\dot{x}_d = -k_{ii} \tilde{\mathbf{i}}_d$, $\dot{x}_q = -k_{ii} \tilde{\mathbf{i}}_q$, де $k_{ii} > 0$ – коефіцієнт інтегральної складової регуляторів струму. Властивість асимптотичної стійкості при цьому зберігається так, що $\lim_{t \rightarrow \infty} \left(\tilde{\mathbf{x}}^T, (x_d, x_q)^T \right)^T = 0$.

Структурна схема алгоритму керування (12) – (14) схожа з типовою для IFOC з орієнтацією за вектором поточкозчеплення ротора, яку наведено в [7].

Орієнтація за вектором поточкозчеплення статора. Математична модель АД, яка представлена у термінах поточкозчеплень і струмів статора, отримується з (4) та (5) за допомогою лінійного перетворення

$$\mathbf{z} = \mathbf{i} + \beta \Psi, \quad (21)$$

в силу якого рівняння моменту набуває вигляду

$$\mathbf{T} = \mu_1 (\mathbf{z}_d \mathbf{i}_q - \mathbf{z}_q \mathbf{i}_d), \quad (22)$$

а структура (1) формується з $\mathbf{x} = (\mathbf{z}_d, \mathbf{z}_q, \mathbf{i}_d, \mathbf{i}_q)^T$, $\mathbf{y} = (\mathbf{i}_d, \mathbf{i}_q)^T$, $\mathbf{u} = (\mathbf{u}_d, \mathbf{u}_q)^T$,

$$\mathbf{A}(t) = \begin{pmatrix} 0 & \omega_0 & -R_1 / \sigma & 0 \\ -\omega_0 & 0 & 0 & R_1 / \sigma \\ \alpha & \omega & -(\gamma + \alpha) & \omega_2 \\ -\omega & \alpha & -\omega_2 & -(\gamma + \alpha) \end{pmatrix}, \mathbf{B} = \begin{pmatrix} 1 / \sigma & 0 \\ 0 & 1 / \sigma \\ 1 / \sigma & 0 \\ 0 & 1 / \sigma \end{pmatrix}, \mathbf{C} = \text{diag}(0, 0, 1, 1), \omega_2 = \omega_0 - \omega, \quad (23)$$

де $\mu_1 = 1.5\sigma$, $\mathbf{z} = (\mathbf{z}_d, \mathbf{z}_q)^T = (\sigma\psi_d, \sigma\psi_q)^T$ – масштабований вектор потокозчеплення статора.

Відповідно до задачі полеорієнтованого відпрацювання моменту і потокозчеплення статора визначимо: $\mathbf{x}^* = (\mathbf{z}^*, 0, \mathbf{i}_d^*, \mathbf{i}_q^*)^T$, $\tilde{\mathbf{x}} = \mathbf{x} - \mathbf{x}^* = (\tilde{\mathbf{z}}_d, \tilde{\mathbf{z}}_q, \tilde{\mathbf{i}}_d, \tilde{\mathbf{i}}_q)^T$, $\mathbf{y}_1 = (\mathbf{T}, |\mathbf{z}|)^T$, $\mathbf{y}_1^* = (\mathbf{T}^*, \mathbf{z}^*)^T$, $\tilde{\mathbf{y}}_1 = \mathbf{y}_1 - \mathbf{y}_1^* = (\tilde{\mathbf{T}}, \tilde{\mathbf{z}})^T$.

Для подальшого синтезу математичну модель електричної частини АД зручно переписати у вигляді

$$\dot{\mathbf{z}} = -\omega_0 \mathbf{J} \mathbf{z} - \frac{R_1}{\sigma} \mathbf{i} + \frac{1}{\sigma} \mathbf{u}, \quad (24)$$

$$\dot{\mathbf{i}} = -((\gamma + \alpha) \mathbf{I} + ((\omega_0 - \omega) \mathbf{J})) \mathbf{i} + (\alpha \mathbf{I} - \omega \mathbf{J}) \mathbf{z} + \frac{1}{\sigma} \mathbf{u}, \quad (25)$$

в похибках відпрацювання запишеться у вигляді

$$\tilde{\mathbf{T}} + \mathbf{T}^* = 1.5\sigma (\mathbf{z}^* \mathbf{i}_q^* + \mathbf{z}^* \tilde{\mathbf{i}}_q + \tilde{\mathbf{z}}_q (\mathbf{i}_q^* + \tilde{\mathbf{i}}_q) - \tilde{\mathbf{z}}_d (\mathbf{i}_d^* + \tilde{\mathbf{i}}_d)), \quad (26)$$

$$\dot{\tilde{\mathbf{z}}} = -\omega_0 \mathbf{J} \tilde{\mathbf{z}} - \frac{R_1}{\sigma} \tilde{\mathbf{i}} - \omega_0 \mathbf{J} \mathbf{z}^* - \frac{R_1}{\sigma} \mathbf{i}^* - \mathbf{z}^* + \frac{1}{\sigma} \mathbf{u}, \quad (27)$$

$$\begin{aligned} \dot{\tilde{\mathbf{i}}} = & -((\gamma + \alpha) \mathbf{I} + ((\omega_0 - \omega) \mathbf{J})) \tilde{\mathbf{i}} + (\alpha \mathbf{I} - \omega \mathbf{J}) \tilde{\mathbf{z}} + \\ & + ((\gamma + \alpha) \mathbf{I} + ((\omega_0 - \omega) \mathbf{J})) \mathbf{i}^* + (\alpha \mathbf{I} - \omega \mathbf{J}) \mathbf{z}^* - \mathbf{i}^* + \frac{1}{\sigma} \mathbf{u}, \end{aligned} \quad (28)$$

де $\tilde{\mathbf{z}} = (\tilde{\mathbf{z}}_d, \tilde{\mathbf{z}}_q)^T$, $\mathbf{z}^* = (\mathbf{z}^*, 0)^T$.

З рівняння (28) знаходимо, що відпрацювання заданих траєкторій струму забезпечується наступними регуляторами струму

$$\mathbf{u} = \sigma (((\gamma + \alpha) \mathbf{I} + (\omega_0 - \omega) \mathbf{J})) \mathbf{i}^* + (\omega \mathbf{J} - \alpha \mathbf{I}) \mathbf{z}^* + \mathbf{i}^* - k_i \tilde{\mathbf{i}} + \mathbf{v}_i), \quad (29)$$

де $k_i > 0$ коефіцієнти пропорційних складових регуляторів струму, $\mathbf{v}_i = (\mathbf{v}_d, \mathbf{v}_q)^T$ – коригуючі сигнали.

При підстановці (29) в (27) та (28) рівняння динаміки похибок відпрацювання набувають загального вигляду

$$\begin{aligned} \dot{\tilde{\mathbf{z}}} = & -\omega_0 \mathbf{J} \tilde{\mathbf{z}} - (R_1 / \sigma + k_i) \tilde{\mathbf{i}} + \alpha (L_m \beta + 1) \mathbf{I} \mathbf{i}^* - (\omega_0 - \omega) \mathbf{J} \mathbf{i}^* + \\ & + ((\omega_0 - \omega) \mathbf{J} - \alpha \mathbf{I}) \mathbf{z}^* + \mathbf{z}^* + \mathbf{v}_i + \mathbf{i}^*, \end{aligned} \quad (30)$$

$$\dot{\tilde{\mathbf{i}}} = -((\gamma + \alpha + k_i) \mathbf{I} + (\omega_0 - \omega) \mathbf{J}) \tilde{\mathbf{i}} + (\alpha \mathbf{I} - \omega \mathbf{J}) \tilde{\mathbf{z}} + \mathbf{v}_i. \quad (31)$$

З (26) визначається вираз для розімкненого регулятора моменту

$$\mathbf{i}_q^* = \frac{1}{\mu_1} \frac{\mathbf{T}^*}{\mathbf{z}^*}. \quad (32)$$

З рівнянь (30), (31) визначаються динаміка заданого струму i_d^* та динаміка обертової системи координат $(d - q)$ у вигляді

$$\dot{i}_d^* = -\alpha(L_m\beta + 1)i_{1d}^* + \frac{1}{(z^* - i_d^*)}(\alpha(L_m\beta + 1)i_q^* + \dot{i}_q^* + v_q - v_q) + \alpha z^* + \dot{z}^* + v_d - v_d, \quad (33)$$

$$\dot{\epsilon}_0 = \omega_0 = \omega + \frac{1}{z^* - i_d^*}(\alpha(1 + L_m\beta)i_q^* + \dot{i}_q^* + v_q - v_q), \quad (34)$$

де коригуючі сигнали v_d, v_q визначаються в процесі подальшого синтезу, $(z^* - i_d^*) > 0$.

Результуючі рівняння динаміки похибок відпрацювання в силу (29)–(34) набувають вигляду

$$\ddot{T} = 1.5\sigma(z^*\ddot{i}_q + \ddot{z}_q(i_q^* + \tilde{i}_q) - \ddot{z}_d(i_d^* + \tilde{i}_d)), \quad (35)$$

$$\begin{pmatrix} \ddot{\tilde{z}}_d \\ \ddot{\tilde{z}}_q \\ \ddot{\tilde{i}}_d \\ \ddot{\tilde{i}}_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & \omega_0 & -(R_1/\sigma + k_i) & 0 \\ -\omega_0 & 0 & 0 & -(R_1/\sigma + k_i) \\ \alpha & \omega & -(\gamma + \alpha + k_i) & \omega_2 \\ -\omega & \alpha & -\omega_2 & -(\gamma + \alpha + k_i) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \tilde{z}_d \\ \tilde{z}_q \\ \tilde{i}_d \\ \tilde{i}_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ v_d \\ v_q \end{pmatrix} \triangleq A_1(t)\tilde{x} + v, \quad (36)$$

де $v = (v_d, v_q, v_d, v_q)^T$.

Для аналізу стійкості системи (35) розглянемо наступну функцію Ляпунова з $\epsilon_1 > 1$ для найбільш простого варіанту $v = 0$

$$V_1 = \frac{1}{2}\tilde{x}^T \begin{pmatrix} \epsilon_1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & \epsilon_1 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \tilde{x} \triangleq \frac{1}{2}\tilde{x}^T P \tilde{x} > 0. \quad (37)$$

Похідна від (37) в силу рішень (36) має вигляд

$$\dot{V}_1 = -\tilde{x}^T Q_1 \tilde{x} = -\alpha(1 + L_m\beta)\tilde{i}^2 - \alpha\tilde{z}^2, \quad (38)$$

за умови $\epsilon_1 = (\alpha + (\gamma + \alpha + k_i)) / (R_1 / \sigma + k_i)$, яка завжди задовольняється.

Оскільки $V_1 > 0$, $\dot{V}_1 < 0$ в (37) та (38), то положення рівноваги $\tilde{x} = (\tilde{z}_d, \tilde{z}_q, \tilde{i}_d, \tilde{i}_q)^T = 0$ системи (36) є глобально експоненційно стійким, тому $\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{y}_1 = \lim_{t \rightarrow \infty} (\tilde{T}, \tilde{z})^T = 0$. З цих умов встановлюємо, що асимптотичність відпрацювання модуля вектора потокозчеплення статора і моменту досягаються одночасно з полеорієнтуванням. Зауважимо, що при $k_i = 0$ алгоритм керування не потребує використання інформації про струми статора. Додаткові коригуючі зв'язки $v = (v_d, v_q, v_d, v_q)^T$ конструюються на наступному етапі синтезу виходячи з розгляду динамічних властивостей і робастності системи.

Висновки. Представлено загальнотеоретичне рішення задачі синтезу алгоритмів непрямого полеорієнтованого керування моментом та вектором потокозчеплення асинхронного двигуна, яке базується на натуральній декомпозиції вихідної моделі АД у вигляді механічної і електричної підсистем на відміну від декомпозиції «електромеханічна – електромагнітна підсистеми», що не є вихідною, а формується за рахунок керування. Синтез здійснено другим методом Ляпунова, який представлено у загальній формі для натурально асимптотично

стійких об'єктів керування, що суттєво спрощує його використання. Дві нові форми функцій Ляпунова сформовані для синтезу векторних керувань з полеорієнтуванням за векторами потокозчеплення ротора і статора, які гарантують глобальне асимптотичне відпрацювання моменту та модуля вектора потокозчеплення. Синтезовані алгоритми не модифікують внутрішню структуру моделі АД і тому є фізично обґрунтованими, що сприяє робастності системи відносно збурень. Вперше отримано загальнотеоретичне рішення для статорного полеорієнтування, яке не використовує припущень спрощення про сталість кутової швидкості, відкриває можливості для подальшого розвитку завдяки наявності додаткових коригуючих зворотних зв'язків для синтезу сімейства рішень. Отримані теоретичні результати можуть розглядатися як внесок у розвиток загальної теорії векторного керування АД.

1. Blaschke F. Das verfahren der feldorientierung zur regelung der asynchron maschine. Siemens Forschungs. Ektwicklungs. 1972. Vol. 1. No 1. Pp. 184–193.
2. Hasse K. Zum dynamischen verhalten der asynchron maschine bei betrieb mit variabler stander-frequenz und standerspannung. Electrotechnische Zeitung ETZ. A89. 1968. Pp. 77–81.
3. Leonhard W. Control of Electrical Drives. (3rd edition). Berlin: Springer-Verlag, 2001. 460 p.
4. Krstic M. Kanellakopoulos I. and Kokotovic P. Nonlinear and Adaptive Control Design. New York: Wiley, 1995. 576 p.
5. Sepulchre R., Jankovic M. and Kokotovic P. Constructive Nonlinear Control. Berlin: Springer-Verlag, 1997. 313 p.
6. Peresada S., Tonielli A. and Morici R. High performance indirect field-oriented output feedback control of induction motors. *Automatica*. Vol. 35. Pp. 1033–1047. 1999. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0005-1098\(99\)00003-5](https://doi.org/10.1016/S0005-1098(99)00003-5)
7. Peresada S. and Tonielli A. (2000), High-performance robust speed-flux tracking controller for induction motor. *Int. J. Adapt. Control Signal Process*, 14: Pp. 177–200. DOI: [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-1115\(200003/05\)14:2/3<177::AID-ACSS579>3.0.CO;2-2](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-1115(200003/05)14:2/3<177::AID-ACSS579>3.0.CO;2-2)
8. Marino R., Tomei P., Verrelli C.M. Induction motor control design. Springer, 2010. 351 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-1-84996-284-1>
9. Ortega R., Loria A., Nicklasson P. and Sira-Ramirez H. Passivity-based control of Euler-Lagrange systems. Berlin: Springer-Verlag, 1998. 543 p.
10. Nicklasson P. J., Ortega R., Espinosa-Perez G., Jacobi C. G. J. Passivity-based control of a class of Blondel-Park transformable electric machines. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 1997. Vol. 42, No 5. Pp. 629–647. DOI: <https://doi.org/10.1109/9.580867>
11. Travieso-Torres J. C., Ricaldi-Morales A. J., Aguila-Camacho N. Robust Combined Adaptive Passivity-Based Control for Induction Motors. *Machines*, 12(4). 272. DOI: <https://doi.org/10.3390/machines12040272>
12. Bozhko S., Dymko S., Kovbasa S., Peresada S.M. Maximum Torque-per-Amp Control for Traction IM Drives: Theory and Experimental Results. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol. 53. No 1. Pp. 181–193. Jan.-Feb. 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2608789>
13. O. Gulbudak, M. Gokdag and H. Komurcugil. Model Predictive Control Strategy for Induction Motor Drive Using Lyapunov Stability Objective. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. Vol. 69. No 12. Pp. 12119–12128. Dec. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2021.3139237>
14. Peresada S.M., Kovbasa S.M., Shcherbachenko V.V., Nikonenko Ye.O., Podeiko P.P. Torque control of synchronous reluctance motors with maximum torque per ampere optimization. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2025. No 2. Pp. 41–48. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.02.041>
15. Ortega R., Guadalupe J.R., Borja P., Donaire A. Use of Passivity for Analysis and Tuning of PID: Two Practical Examples in PID Passivity-Based Control of Nonlinear Systems with Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2021. Pp. 15–45. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781119694199.ch3>
16. Abu-Rub H., Iqbal A., Guzinski J. High performance control of AC drives with MatLab/Simulink. IEEE Press: John Wiley and Sons, 2021. 482 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781119969242>
17. Peresada S.M., Kovbasa S.M., Statsenko O.V., Serhienko O.V. Direct speed-flux vector control of induction motors: controller design and experimental robustness evaluation. *Applied Aspects of Information Technology*. 2022. Vol. 5. No 3. Pp. 217–227. DOI: <https://doi.org/10.15276/aait.05.2022.15>
18. Accetta A., Alonge F., Cirrincione M., D'Ippolito F., Pucci M., Rabbeni R., Sferlazza A. Robust control for high performance induction motor drives based on partial state-feedback linearization. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2019. Vol. 55. No 1. Pp. 490–503. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2869112>

19. Peresada S.M., Kovbasa S.M., Krasnoshapka N.D. Indirect vector control of induction motors with robustness and adaptation properties to active rotor resistance variations: monograph. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2020. 174 p. (Ukr) URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/44255>

ADVANCEMENT OF THE THEORY OF FIELD ORIENTATION CONTROL OF INDUCTION MOTORS BASED ON THE DECOMPOSITION OF THE MECHANICAL AND ELECTRICAL SUBSYSTEMS

S. Peresada, S. Stroievyi, V. Shcherbachenko

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

Beresteyskyi ave., 37, 03056 Kyiv, Ukraine

e-mail: Peresada.Sergiy@lil.kpi.ua , stroievyi.serhiy@lil.kpi.ua , shcherbachenko.vladyslav@lil.kpi.ua

The theory of field-oriented control of induction motors, which emerged in the early 2000s, is based on a fundamental property of field orientation, which involves decomposing the motor's output into two independent subsystems: electro-mechanical and electromagnetic. The first ensures control of the mechanical coordinates, while the second controls the rotor (stator) flux for field-oriented control and the determination of its module. Such a decomposition is de facto standard for both indirect and direct field-oriented control, since the control algorithm in this case is the simplest and also transparent from the perspective of the physics of an electric machine's operation. At the same time, the mechanism for forming the decomposition involves compensating for the internal feedback loops of the induction motor model, which negatively affects the robustness properties of the control system against parametric and coordinate disturbances. An alternative approach is being considered in the field of energy, based on the fact that the electrical part of an induction machine is intrinsically asymptotically stable that is, passive and therefore has a Lyapunov function, which is used to prove its stability. Taking this property into account, an engineering-friendly method is presented for synthesizing a vector control system for the torque and flux linkage vector of an induction motor based on the second Lyapunov method, which forms an alternative decomposition in the form of a mechanical-electrical subsystem. Two new forms of Lyapunov functions have been found for designing field oriented control system the rotor and stator flux vectors. The synthesized control systems ensure asymptotic tracking of the specified trajectories of torque and flux vector magnitude, and have a physically well-founded structure since they preserve the structure of the induction motor model. Ref. 19.

Keywords: AC motor, field-orientation control, Lyapunov theory, system stability.

Надійшла: 12.05.2026

Прийнята: 27.07.2026

Submitted: 12.05.2026

Accepted: 27.07.2026

УДК 621.313

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.74.077>

АНАЛІЗ ПРОГРАМНИХ І АПАРАТНИХ ЗАСОБІВ РОЗРОБКИ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДІВ З BLDC ДВИГУНАМИ

Л.І. Мазуренко*,¹ докт. техн. наук, **В.В. Гребеніков****,² докт. техн. наук, **О.В. Джура*****,³ канд. техн. наук, **М.О. Шихненко******,⁴ канд. техн. наук, **П.П. Подейко*******,⁵ канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: ¹3662491@gmail.com, ²elm1153@gmail.com, ³suoma1715@gmail.com, ⁴shyknhehko@gmail.com,
⁵pavlopodeiko@gmail.com

Статтю присвячено огляду програмних і апаратних засобів розробки цифрових систем керування для електроприводів із безколекторними двигунами постійного струму (БДПС) та аналізу їхніх основних можливостей і характеристик. Викладено рекомендовані авторами основні етапи розробки систем керування БДПС. На основі наукових публікацій та інформації виробників, що спеціалізуються в розробці та виготовленні мікроконтролерів і цифрових пристроїв, здійснено огляд сучасних апаратних засобів макетування систем керування БДПС, таких як стартові (оціночні) плати (набори), демонстраційні плати розробника і т. ін.. Розглянуто спеціалізовані програмні засоби, призначені для розробки електричних схем та керуючих програм цифрової частини систем керування БДПС. Проаналізовано використання програмних засобів імітаційного моделювання в наукових дослідженнях електроприводів із БДПС для налаштування алгоритмів керування та вибору параметрів регуляторів перед створенням прототипу макетного зразка системи керування БДПС. Наведено рекомендації щодо використання розглянутих у роботі програмних і апаратних засобів розробки систем керування електроприводів із БДПС у наукових теоретичних дослідженнях і експериментальних розробках. Бібл. 29, рис. 4, табл. 2.

Ключові слова: безколекторний двигун постійного струму, система керування, мікроконтролер, програмне забезпечення, апаратні засоби.

На сучасному етапі спостерігається суттєвий інтерес до питань розробки та розширення областей застосування електроприводів із так званими безколекторними двигунами постійного струму (БДПС), які більш відомі в англomовному варіанті Brushless Direct Current (BLDC) motor.

У конструкції БДПС наявний ротор із постійними магнітами та статор з обмоткою, що живиться від джерела постійного струму через DC/AC перетворювач. Основною відмінністю БДПС від синхронного двигуна з постійними магнітами (СДПМ) є форма зворотної ЕРС, яка в СДПМ синусоїдальна, а в БДПС двигуні – трапецеїдальна. Це переважно є наслідком різної форми магнітів та різного розподілу обмотки в пазах статора СДПМ і БДПС. У СДПМ частіше використовується розподілена, а в БДПС – зосереджена обмотка. Живлення БДПС відбувається шляхом послідовної подачі напруги змінної полярності на наступні дві з трьох фаз через кожні 60 електричних градусів. Водночас за шестиступінчастого алгоритму перемикання кожна з фаз перебуває розімкнутою 120° впродовж періоду електричної частоти струму статора. У трифазному СДПМ одночасно живляться змінним струмом усі три фази. Відповідно й алгоритми керування СДПМ та БДПС суттєво відрізняються.

Серед переваг електроприводів із БДПС над електроприводами з СДПМ і векторним керуванням відзначають нижчу вартість завдяки дешевшим датчикам положення та більш прості алгоритми керування. БДПС здебільшого використовуються в електроприводах автомобілів і насосів, у прокатному виробництві, у безпілотних літальних апаратах, у робототехніці та побутовій електроніці. В електроенергетиці, зокрема в вітроенергетиці, знаходять застосування синхронні машини на постійних магнітах, що отримали в англomовній літературі назву Permanent Magnet Synchronous Machines (PMSM) [1, 2].



БДПС із зовнішнім ротором (Outrunner) застосовуються в комерційних БПЛА, оскільки така конструкція забезпечує високий питомий крутний момент завдяки збільшеному діаметру ротора, ефективному охолодженню та простоті виконання.

Система керування приводів БДПС може бути як безсенсорна, так і з використанням оптичних енкодерів та датчиків положення Холла.

Якщо система керування трифазного БДПС виконується на основі датчиків положення (ДП), то зазвичай, встановлюють три датчики Холла на відстані 60 або 120 електричних градусів у пазах статора між фазами обмотки (рис. 1а, датчики HS1, HS2, HS3). Датчики Холла можуть бути як аналоговими, так і цифровими, причому частіше застосовуються цифрові. Як одні, так і інші мають три виводи, два з яких – виводи живлення, а третій – вивід вихідного сигналу.

Попередню перевірку роботи та контроль точності встановлення датчиків положення виконують у генераторному режимі роботи БДПС. Якщо датчики встановлені та підключені вірно, то фронти вихідних сигналів датчиків будуть співпадати з моментами переходу через нуль відповідних лінійних напруг при з'єднанні фаз у зірку (рис. 1б). За допомогою трьох датчиків Холла можливо визначити, в якому з шести секторів знаходиться ротор електричної машини.

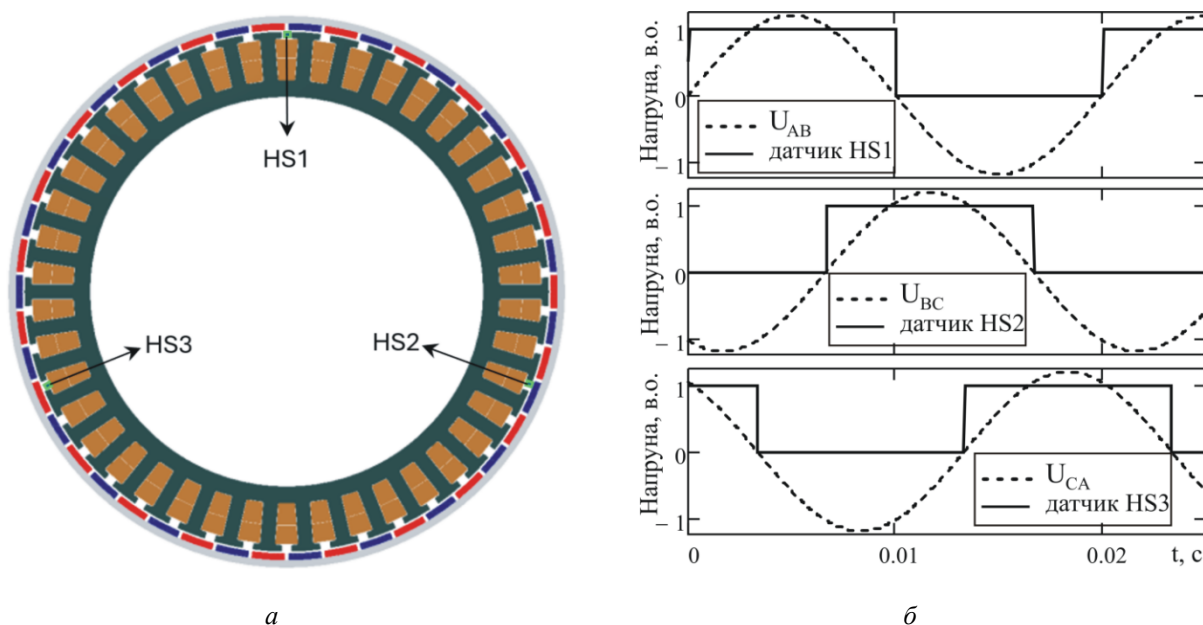


Рис. 1. Розташування ДП в БДПС (а) та часові осцилограми напруг ДП і БДПС у режимі генератора (б)

Розробка сучасних конкурентоспроможних електроприводів на основі БДПС значною мірою залежить від застосування спеціалізованих програмних та апаратних засобів розробки, призначених для створення, тестування та відлагодження алгоритмів роботи систем керування електроприводами.

Метою статті є огляд та аналіз програмних та апаратних засобів розробки систем керування електроприводів із БДПС для дослідницьких та навчальних проєктів. Проведені дослідження дають змогу визначити наявні, зокрема безкоштовні, сучасні програмні та апаратні засоби розробки систем керування електроприводів із БДПС різних виробників та надати рекомендації щодо їхнього вибору та застосування для дослідницьких та навчальних проєктів.

Порядок розробки систем керування БДПС. Наведені в табл. 1 основні етапи розробки систем керування (СК) електроприводів із БДПС можуть бути застосовані також у разі розробки систем керування електроприводів з іншими типами двигунів. Зробимо стислий огляд.

Таблиця 1

Номер етапу	Назва етапу розробки СК електропривода з БДПС
1	Розробка блок-схеми алгоритму роботи системи керування
2	Розробка імітаційної моделі
3	Розробка принципової електричної схеми
4	Розробка програмного середовища розробника
5	Виготовлення макетної плати
6	Програмування МК
7	Фізичне макетування
8	Виготовлення конструкторської документації

Перед тим як приступити власне до розробки системи керування, слід задати або розрахувати всі параметри та характеристики двигуна. Також повинна бути розроблена принципова електрична схема інвертора, яка включає силові елементи і драйвери ключів.

На першому етапі розробки системи приймається рішення щодо вибору або розробляється блок-схема алгоритму керування.

На другому етапі доцільно розробити комплексну імітаційну модель, яка включає силову частину електропривода та систему керування. Така модель дає змогу попередньо оцінити працездатність та ефективність розробленої блок-схеми алгоритму керування, а також зменшити час експериментальних досліджень.

Як ілюстрацію наведено результати розрахунків БДПС. Основні розміри досліджуваного електродвигуна (рис. 1 а) такі: кількість пар полюсів – 23; число пазів – 42; зовнішній діаметр – 170 мм; внутрішній діаметр ротора – 161,3 мм; товщина пакета статора – 25 мм; робочий зазор – 0,6 мм; розміри магнітів – $2 \times 10 \times 25$ мм. Модель двигуна розрахована в програмі Simcenter MotorSolve. Положення ротора, за якого відбувається комутація обмоток статора, задається кутом випередження комутації, що дорівнює куту між МРС (магніторухійною силою) статора і полем ротора. Слід зазначити, що робочі характеристики електродвигуна значною мірою залежать від кута випередження.

На рис. 2 наведено робочі характеристики розрахованого двигуна – залежності електромагнітного моменту $M(n)$ (рис. 2 а) та вихідної механічної потужності $P_{out}(n)$ (рис. 2 б) від частоти обертання ротора для кількох значень кута випередження ($\gamma = 0^\circ$, $\gamma = 22^\circ$, $\gamma = 45^\circ$).

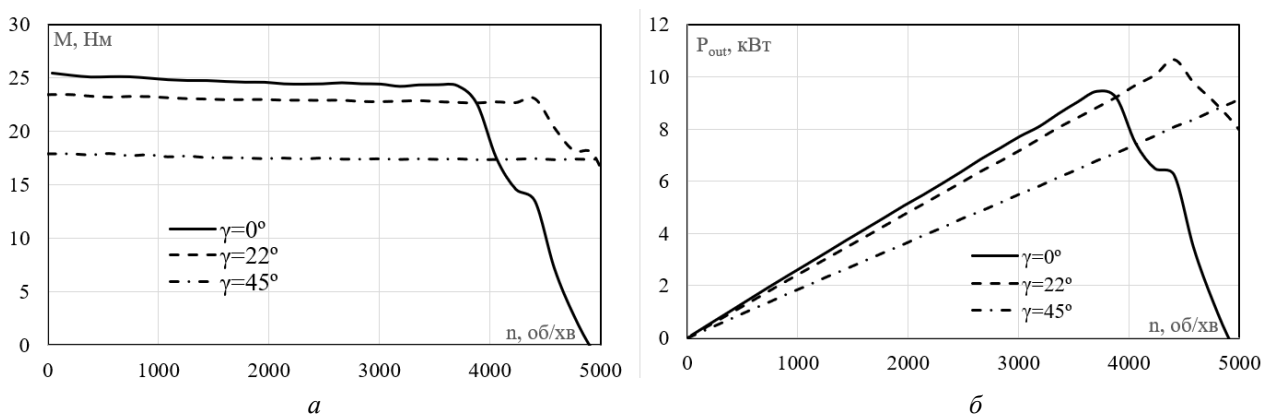


Рис. 2. Робочі характеристики БДПС: залежність електромагнітного моменту (а) та вихідної потужності (б) від частоти обертання ротора для кількох значень кута випередження ($\gamma = 0^\circ$, $\gamma = 22^\circ$, $\gamma = 45^\circ$).

частоти обертання ротора для трьох значень кута випередження комутації $\gamma = 0^\circ$, 22° та 45° . Зі збільшенням γ від 0 до 45° рівень електромагнітного моменту в зоні постійного моменту знижується з $\approx 25,5$ Н·м до ≈ 18 Н·м (приблизно на 30 %), однак межа зони постійного моменту зміщується в область вищих частот обертання: за $\gamma = 0^\circ$ спад моменту настає за $n \approx 3700$ об/хв із максимумом потужності $P_{max} \approx 9,5$ кВт; за $\gamma = 22^\circ$ – за $n \approx 4400$ об/хв з $P_{max} \approx 10,7$ кВт; за $\gamma = 45^\circ$ зона постійного моменту охоплює весь досліджуваний діапазон до 5000 об/хв за $P_{out} \approx 9$ кВт. Це наочно демонструє, що робочі характеристики БДПС визначаються не ли-

ше конструктивними параметрами двигуна, але й параметрами алгоритму керування, який реалізується системою керування: кут випередження γ як керуючий параметр дає змогу цілеспрямовано перерозподіляти співвідношення «момент – швидкість» відповідно до вимог конкретного застосування, що обумовлює необхідність комплексного підходу до проектування привода — спільної розробки двигуна та його системи керування.

На третьому етапі приймається рішення щодо елементної бази та розробляється принципова електрична схема системи керування.

Оскільки практично всі сучасні системи керування БДПС містять мікроконтролери (МК), то на четвертому етапі обирається програмне середовище, що дає змогу створити, відлагодити та компілювати керуючу програму контролера.

На п'ятому етапі виготовляється (обирається) макетна плата системи керування.

На шостому етапі розроблена керуюча програма заноситься до енергонезалежної пам'яті МК.

На сьомому етапі здійснюється фізичне макетування електропривода з розробленою платою керування. Водночас можуть вноситись певні зміни в керуючу програму та електричну принципову схему системи керування.

Після успішних експериментальних досліджень на восьмому етапі виготовляється комплект конструкторської документації на системи керування.

Розглянутий порядок є орієнтовним і може змінюватись залежно від порядку черговості окремих етапів та застосування програмних і апаратних засобів.

Апаратні засоби макетування і розробки систем керування БДПС. При макетуванні систем керування БДПС, структурну схему якої показано на рис. 3, на початковому етапі можуть бути використані різноманітні комплекти розробників та оціночні плати. Завдяки цьому розробник може максимально швидко перейти до етапу розробки і відлагодження алгоритму керування, використовуючи стандартні рішення. За відсутності вищезазначених засобів, макетний зразок системи керування створюється з дискретних електронних елементів та макетної плати або ж розробленої та виготовленої друкованої плати.

Алгоритм керування БДПС з одним замкнутим контуром керування швидкістю можна розділити на три блоки, а саме: блок керування швидкістю, в якому реалізовано контур регулювання частоти зі зворотним зв'язком, блок керування ШІМ-сигналом та блок розрахунку сигналу керування затворами транзисторів інверторів [3]. Подібні алгоритми в сучасних сис-

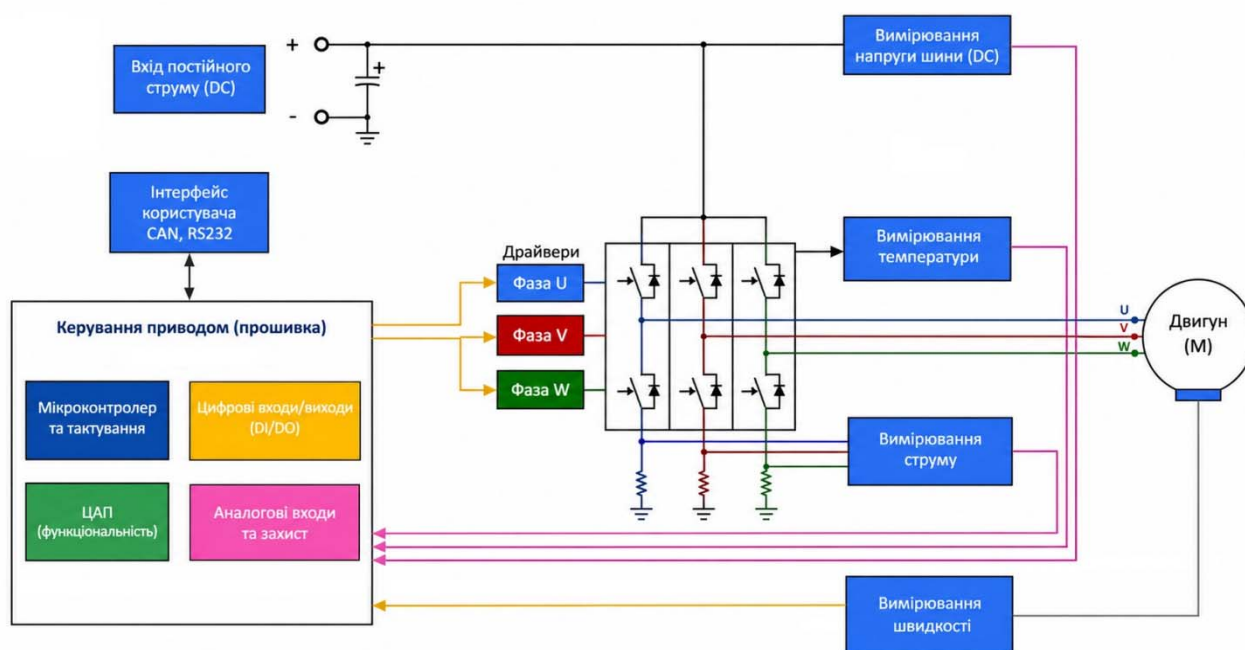


Рис. 3. Спрощена структурна схема системи керування БДПС

темах зазвичай реалізуються, як було зазначено вище, мікроконтролерами. Відповідно, у наукових проєктах при проведенні експериментальних досліджень використовують системи керування, розроблені на основі власних схемних рішень із різноманітними мікроконтролерами та комплектів розробників і оціночних плат, що створені для розробки систем керування двигунами.

Так, в [4] авторами проведені експериментальні дослідження малопотужного електропривода з БДПС за тривалості провідного стану ключів інвертора 120, 150, 180°, а також за синусоїдальної ШІМ. Положення ротора оцінювалось за формою сигналу зворотної ЕРС розімкнутої фази. Основою представленої в роботі системи керування БДПС є плата Arduino Nano, що містить 8-бітний мікроконтролер ATmega328P із тактовою частотою 16МГц, продуктивність якого складає 1MIPS (1 мільйон операцій у секунду) на 1МГц частоти. Інвертор електропривода було реалізовано на двох драйверах L298N, кожен з яких містить два транзисторних Н-моста зі спільною плюсовою шиною живлення.

В іншій роботі [5] розроблений макетний зразок трифазного інверторного моста електропривода БДПС із драйвером високої напруги було підключено до виготовленої плати мікроконтролера через оптодрайвери для забезпечення ізоляції між силовою та керуючою сторонами. Тестувалась робота системи з двома 8-бітними контролерами PIC18F4431 та PIC18F2431 за наявності датчиків положення ротора і ШІМ сигналів керування. У цьому дослідженні, як і в попередньому, застосовувалось скалярне керування двигуном.

Відомим є дослідження, в якому для апаратної реалізації векторної системи керування БДПС із контурами регулювання швидкості обертання і струму було використано 32-бітний мікроконтролер STM32F103RBT6, який має 128KB пам'яті програм, 16-канальний 12-бітний АЦП, удосконалений таймер із комплементарним ШІМ-виходом та допускає максимальну тактову частоту 72MHz [6]. Силова частина електропривода авторами реалізовувалась на основі модуля керування – інтелектуального силового модуля IRAM136-1061A, що об'єднує шість високо- та низькопотужних IGBT транзисторів та має власну функцію захисту, включаючи тепловий захист, захист за струмом, від низької напруги та несправностей. Для визначення та розрахунку швидкості використовувався інкрементальний енкодер.

Ще одна апаратна реалізація векторної системи керування БДПС на основі 32-бітного мікроконтролера проведена в роботі [7]. Було використано доволі бюджетний (орієнтовна вартість 2-3 \$) мікроконтролер STM32F103C8T6 із ядром ARM Cortex-M3. Верифікацію роботи розробленої системи керування та оцінку продуктивності мікроконтролера STM32F103C8T6 було проведено з використанням 350-ватного БДПС на електричному велосипеді та порівняно з універсальним контролером. За результатами досліджень встановлено, що використання розробленої векторної системи керування, яка використовує алгоритм просторово-векторної ШІМ, дало змогу зменшити споживання енергії від батареї, пікові струми та пульсації моменту двигуна. Завдяки великим обчислювальним спроможностям МК STM32 може використовуватись як основний МК дрону [8], забезпечуючи керування електроприводом на основі поточних координат та команд оператора. Також слід зазначити, що сімейство МК STM32, як засвідчив аналіз, використовується в системах керування дронів частіше порівняно з іншими моделями 32-бітних МК.

У ще одному дослідженні [9] на основі 32-бітних МК було розроблено безсенсорну гібридну систему керування безщітковими двигунами постійного струму для використання в багатороторних літальних апаратах. Для верифікації результатів моделювання запропонований гібридний контролер реалізовано апаратно з використанням відладочної плати TI C2000 Piccolo Launchpad та плати розширення TI BOOSTXL-DRV8305EVM BoosterPack для розробки СК двигунів із постійними магнітами.

Для високовольтних електроприводів особливу увагу в роботі [10] приділено гальванічній розв'язці елементів системи керування від кіл із високою напругою інвертора, щоб уникнути імпульсних завад, які можуть спричинити порушення функціонування мікроконтролера. З цією метою було застосовано цифровий ізолятор ADUM1200. Датчики високої напруги з оптичними операційними підсилювачами використано для вимірювання напруги акумулятора та зворотної ЕРС. Сигнали з інших датчиків, таких як датчики положення Хол-

ла та датчики струму в двох фазах, в розробленій системі також надходять до системи керування через гальванічну розв'язку. Розроблена в роботі на основі мікроконтролера STM32F405RGT7 плата керування забезпечує перемикання ключів інвертора на основі алгоритму шестиступінчастої комутації та ШІМ. Система керування забезпечує регулювання частоти обертання завдяки контуру регулювання частоти з PID-регулятором та контуру регулювання струму. За результатами досліджень авторами досягнуто усунення пульсацій струму двигуна, що дало змогу рекомендувати розроблений контролер для застосування в електричних скутерах.

Відомими виробниками стартових (оціночних) плат для розробки систем керування БДПС є компанії Texas Instruments, STMicroelectronics, Microchip, NXP Semiconductors та Infineon Technologies.

Зокрема TI пропонує оціночні плати, виконані на основі 32-бітних мікроконтролерів сімейства TMS320 для розробки систем керування двигунами. Однією з таких плат є LAUNCHXL-F28027F. Ця плата побудована на основі 32-бітного мікроконтролера сімейства C2000™ Piccolo™ TMS320F28027F. Цей мікроконтролер працює на тактовій частоті до 60 МГц, має 64 КБ пам'яті програм, 12-бітні АЦП та вбудовану технологію InstaSPIN-FOC для керування двигуном [11]. Зазначимо, що InstaSPIN-FOC фактично є програмним забезпеченням, яке заноситься розробником (ТІ) в ROM пам'ять мікроконтролера. Із його допомогою проводиться оцінка потокозчеплення, кута, швидкості та моменту для подальшої реалізації бездатчикового векторного керування двигуном.

Компанія STMicroelectronics випускає широкий ряд оціночних плат для розробки систем керування різними типами електродвигунів, зокрема БДПС. Однією з таких плат є EVSPIN32G4NH [12]. EVSPIN32G4. Це демонстраційна (оціночна) плата, в яку інтегровано напівмостовий трифазний інвертор на потужних MOSFET-транзисторах STL110N10F7 із драйверами затвора та один мікроконтролер змішаного сигналу STM32G431 (ядро 32-bit ARM® Cortex®-M4 MCU+FPU, тактова частота до 170 МГц, пам'ять програм 128 кБ). Інтегровані операційні підсилювачі для вимірювання струму, вимірювання напруги стік-витік кожного потужного MOSFET-транзистора та компаратори для захисту від перевантаження за струмом роблять її повністю інтегрованим рішенням для керування двигуном. Плата призначена для керування трифазними безщітковими двигунами постійного струму, підтримує бездатчикове керування та алгоритми керування на основі датчиків Холла та інкрементального енкодера. Плата містить вбудований програматор ST-LINK для програмування та відлагодження мікроконтролера. Крім того, наявний захист від теплових перевантажень, короткого замикання та перевантажень за струмом є досить корисним для початківців.

Альтернативою таким універсальним платам, як EVSPIN32G4NH, є комплект "Оціночна плата мікроконтролера + оціночна плата драйверів (інвертора)". Зокрема, виходячи з критеріїв вартості й доступності, можна запропонувати комплект "Оціночна плата мікроконтролера серії Nucleo + оціночна плата драйверів TMC6140-EVAL (інвертора)". Плати серії NUCLEO реалізовані на базі мікроконтролерів STM32 різних моделей. Вартість найпростіших за архітектурою плат цієї серії, як-от NUCLEO-G431KB, у прямих постачальників складає близько 19\$. Водночас зазначена плата (NUCLEO-G431KB), крім 32-бітного мікроконтролера STM32G431KBT6U, вже оснащена вбудованим відладчиком / програматором ST-LINK і роз'ємами ARDUINO® Nano V3 та Micro-AB USB. Щодо плати TMC6140-EVAL, то ця плата від компанії Analog Devices (раніше Trinamic Motion Control) являє собою трифазний мостовий інвертор з інтегрованими до плати драйверами ключів. Вона дає змогу живити трифазні низьковольтні двигуни, зокрема БДПС, за напруги 6...30 В постійного струму і діючого значення фазного струму до 32 А. Орієнтовна вартість цієї плати – від 100\$.

Також слід відзначити компанію Infineon, яка пропонує досить багато апаратних засобів розробки й макетування систем керування БДПС (наприклад, набір розробника EVAL-M1-101TF).

Програмні засоби (програмне забезпечення) для розробки алгоритмів керування БДПС. Вище зазначені виробники апаратних засобів макетування систем керування БДПС

пропонують розробникам власні спеціалізовані програмні засоби розробки алгоритмів керування БДПС. Зупинимось на деяких із них.

Доступний для завантаження на офіційному сайті компанії STMicroelectronics пакет програм X-CUBE-MCSDK (скорочено MCSDK - Motor Control Software Development Kit) призначений для розробки керуючих програм систем керування БДПС, виконаних на основі мікроконтролерів сімейства STM32. Цей пакет програм містить бібліотеку файлів «прошивки» (підпрограм, структур даних і макросів), які необхідні при програмній реалізації векторного та шестиступінчастого (скалярного) керування БДПС. Також цим пакетом надається робоче середовище розробки системи керування двигуном (motor control workbench) із графічним інтерфейсом користувача для налаштування параметрів бібліотеки файлів «прошивки». У робочому середовищі користувач може згенерувати файл проєкту, залучаючи до нього ресурси бібліотеки файлів «прошивки». Крім вибору моделі мікроконтролера та параметрів його налаштування, використовуючи бібліотеку ST Motor Profiler за характеристик двигуна, можна обрати відлагоджувальні (оціночні) плати системи керування та інвертора.

Для генерації файлу проєкту використовується додаткова програма STM32CubeMX, яка необхідна при конфігуруванні мікроконтролера. У процесі генерації проєкту йде автоматичний виклик STM32CubeMX. Перед початком процесу генерації також обирається середовище розробки (integrated development environment (IDE) - інтегроване середовище розробки).

Згенеровані з допомогою STM32CubeMX файли проєкту можна переносити в IDE, які підтримують проєкти на базі мікроконтролерів серії STM32. Серед таких IDE можна відзначити STM32CubeIDE, VS Code, Keil uVision та IAR Embedded Workbench. STM32CubeIDE надається розробникам компанією STMicroelectronics безкоштовно. У IDE відбувається редагування, компіляції та налагодження керуючої програми мікроконтролера. Редагування здійснюється у вікні C/C++ вбудованого редактора IDE.

Компанія TI пропонує розробникам систем керування програмне середовище controlSUITE™, орієнтоване на мікроконтролери сімейства C2000™. ControlSUITE™ - це цілісний набір програмної інфраструктури, інструментів та документації, розроблених для мінімізації часу розробки системи [13]. Його можна вільно завантажити з сайту компанії.

Робота в середовищі ControlSUITE™ відбувається через графічний інтерфейс користувача (GUI) для інтуїтивно зрозумілої навігації програмним забезпеченням, комплектами розробки, бібліотеками, посібниками користувача, нотатками щодо застосування тощо. Користувачу ControlSUITE™ доступне інтерактивне сховище програмного забезпечення для контролерів реального часу сімейства C2000. Серед іншого тут наявні бібліотеки підпрограм керування двигунами та математичних функцій. Останні версії ControlSUITE™ містять програму DESIGNDRIVE, яка надає доступ до прикладів керуючих програм і апаратних засобів для проєктування систем керування електроприводами з асинхронними і синхронними двигунами, в тому числі БДПС за різних алгоритмів керування.

Усі проєкти та приклади, наявні в controlSUITE, можуть бути імпортовані до середовища IDE Code Composer Studio від TI, яке також завантажується з сайту компанії за посиланням <https://www.ti.com/tool/CCSTUDIO> і встановлюється на ПК користувача. Робоче середовище IDE Code Composer Studio використовується для написання, налагодження та компіляції коду для мікроконтролерів TI. Разом з IDE Code Composer Studio може використовуватись програмно-бібліотечний пакет C2000WARE, який містить драйвери пристроїв, бібліотеки, приклади, документацію і т. ін. .

Прикладом використання програмних та апаратних засобів компанії є робота (принт), присвячена розробці та експериментальним дослідженням електропривода на основі БДПС і магнітного редуктора для обертового біологічного контактора (діскового біофільтра) [14]. Комплект розробки LAUNCHXL-F28069M (Texas Instruments) на основі МК TMS320F28069M використовувався для керування модулем 3-фазного напівпровідникового перетворювача BOOSTXLDRV8301. Алгоритми керування двигуном, процедури ідентифікації параметрів та функції оцінки параметрів були реалізовані за допомогою комплекту розробки програмного забезпечення TI MotorWare™ та пакету програм InstaSPIN-FOC™. Програмний код був налаштований та скомпільований за допомогою середовища розробки TI Code

Composer Studio™ (версія 20.4.0). Реалізація коду та конфігурація двигуна були розроблені за допомогою універсального графічного інтерфейсу InstaSPIN™.

Інша компанія, NXP, для розробки систем керування на своєму сайті пропонує таке програмне забезпечення: Automotive Math and Motor Control Library (AMMCLib), MCUXpresso SDK for Motor Control, S32 Design Studio for S32 Platform, Model-Based Design Toolbox (MBDT).

Перший із зазначених пакетів програм, Automotive Math and Motor Control Library (AMMCLib), надає бібліотечні засоби розробки керуючих програм для транспорту, що потребують використання різноманітних математичних функцій та цифрової обробки сигналів [15]. Значна частина AMMCLib підтримує як сенсорні, так і безсенсорні алгоритми керування двигунами.

Другий пакет програм – NXP MCUXpresso SDK for Motor Control – це комплексний програмний пакет (стартовий пакет розробника), призначений для пришвидшення розробки програм керування двигунами на мікроконтролерах NXP Arm® Cortex®-M. Він включає драйвери, проміжне програмне забезпечення та алгоритми безсенсорного векторного та шестиступінчастого керування для двигунів. Підтримує синхронні двигуни з постійними магнітами (PMSM), безщіткові двигуни постійного струму (BLDC) та асинхронні двигуни змінного струму (ACIM). Інтегрується з програмними продуктами MCUXpresso IDE та MCUXpresso for VS Code. Використовує плагін FreeMASTER для налагодження програмного забезпечення керування двигуном у режимі реального часу, а також пакет програм Motor Control Application Tuning (MCAT). Зазначимо також, що FreeMASTER дає змогу розробникам контролювати та налаштовувати змінні керуючої програми мікроконтролера безпосередньо під час її функціонування.

Третє програмне забезпечення – S32 Design Studio для платформи S32 – це безкоштовне інтегроване середовище розробки (IDE) для 32-бітних мікроконтролерів і процесорів сімейства Arm®, яке дає змогу редагувати, компілювати та налагоджувати проекти. Воно не має обмежень щодо розміру коду і засноване на програмному забезпеченні з відкритим вихідним кодом.

Четверте програмне забезпечення – Model-Based Design Toolbox (MBDT) від NXP – це набір плагінів, які розроблені NXP і безпосередньо інтегруються з MATLAB та Simulink. Він виконаний як сторонній додатковий пакет, що дозволяє швидко прототипування, моделювання та автоматичну генерацію коду спеціально для мікроконтролерів NXP. MBDT встановлюється як пакет до MATLAB Toolbox.

Серед чотирьох зазначених програмних забезпечень NXP MCUXpresso SDK for Motor Control є основним і базовим (стартовим).

Щодо компанії Microchip, то зазначимо, що вона пропонує на своєму сайті для створення і відлагодження керуючих програм своїх мікроконтролерів середовище розробника MPLAB IDE (новіша версія MPLAB X IDE), яке дозволяє конфігурувати, розробляти, налагоджувати та кваліфікувати проекти для більшості власних мікроконтролерів та цифрових сигнальних контролерів. Компіляція написаної мовою високого рівня (C/C++) і відредагованої в MPLAB IDE керуючої програми проводиться іншими програмними засобами. Зокрема розробникам пропонується окремо завантажити та встановити компілятори MPLAB XC від Microchip (XC8, XC16, XC32), які інтегруються з MPLAB IDE одразу після встановлення. Для створення проекту в MPLAB X IDE необхідно зайти в меню File, вибрати New project, потім обрати тип проекту (рис. 4), модель МК, модель програматора та компілятора.

Компанія Infineon також безоплатно пропонує розробникам власну IDE AURIX™ Development Studio з інтегрованим компілятором для розробки рішень на основі 32-бітних мікроконтролерів сімейства TriCore™. Доступна за посиланням <https://www.infineon.com/design-resources/platforms> остання версія IDE AURIX™ v1.10.32 працює з операційними системами Windows 10 (64 біт) та Windows 11. Ще один програмний продукт цієї компанії, DAVE™ IDE, є середовищем розробки рішень на основі мікроконтролерів сімейства XMC™.

Деякі характеристики окремих вище розглянутих програмних засобів (ПЗ) для розробки алгоритмів керування БДПС наведено в табл. 2. Із таблиці видно, що всі ці засоби (тією чи іншою мірою) підтримують проекти, в яких використовується скалярне (6-ступінчасте) і векторне керування БДПС. Така підтримка здійснюється наданням як технічної документації, так і прикладів програмного коду.

ПЗ ControlSUITE є одним із найбільш інтегрованих до програмного пакету Matlab/Simulink. Ця інтеграція досягається за допомогою наявних у складі Matlab/Simulink пакетів (застосунків) TI C2000 Embedded Coder Support Package for TI C2000 Processors та Embedded Coder. Програмне середовище Matlab/Simulink після встановлення зазначених пакетів отримує доступ до сторонніх драйверів, математичних бібліотек та файлів заголовків програми ControlSUITE.

Прикладом розроблення програмного забезпечення для процесорів сімейства TI C2000 в середовищі MATLAB/Simulink є робота [16]. Авторами розроблялась керуюча про-

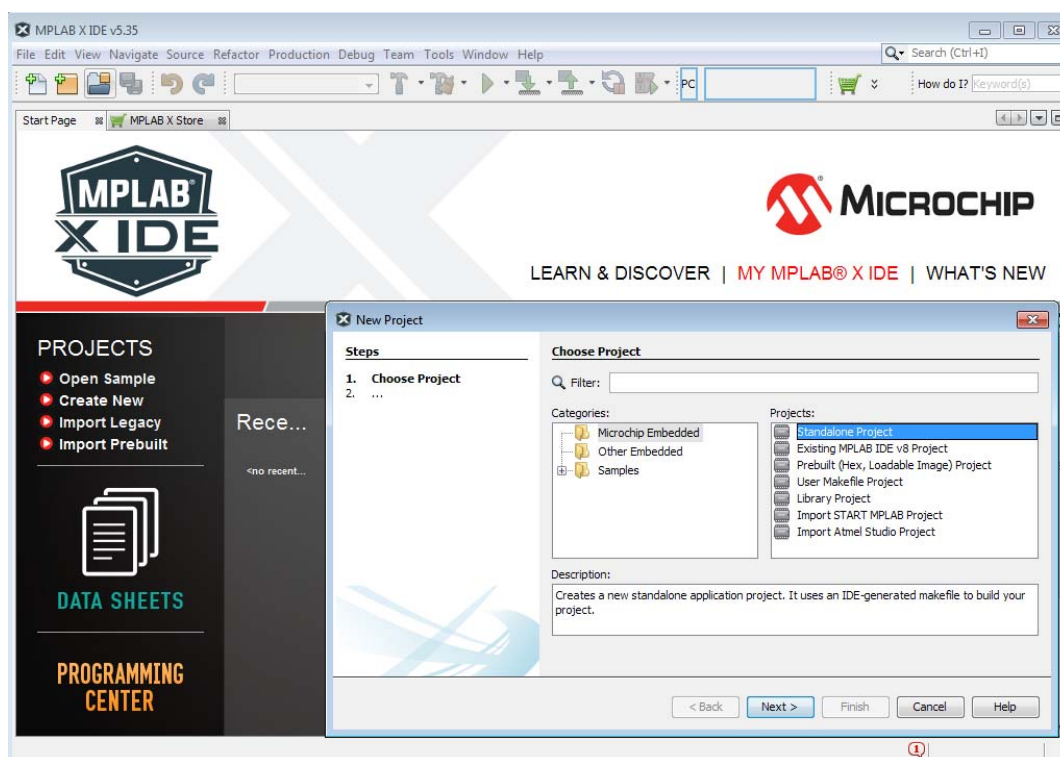


Рис. 4. Скриншот середовища розробки MPLAB X IDE v5.35, © Microchip Technology Inc.

грама для апаратного забезпечення, для чого використовувалась стартова плата LAUNCHXL-F28379D спроектована на базі цифрового сигнального процесора TMS320F28379D. У статті наводиться перелік програмних засобів, які повинні бути встановлені. У середовищі MATLAB/Simulink це: MATLAB Coder, Simulink Coder, Embedded Coder та Embedded Coder Support Package for TI C2000 Processors. Також на персональний комп'ютер встановлюються такі програмні продукти компанії TI: Code Composer Studio, C2000 ware, ControlSUITE, C2000 Code Generation Tools, та C2000 ARM Code Generation Tools. За результатами досліджень авторами зроблено висновок: пакет підтримки Embedded Coder робить створення коду простішим та швидшим, ніж написання його вручну.

Для розробки керуючої програми для МК STM32 у середовищі MATLAB/Simulink і програмування цього МК-розробнику необхідно встановити такі програмні продукти [17]: MATLAB/Simulink, Embedded Coder (2018b), STM32CubeMX (5.6.0), STM32-MAT/TARGET (5.6.0) та одне з середовищ розробки (наприклад, STM32CubeIDE v.1.3.0). Із апаратного забезпечення, крім цільової плати, потрібна наявність програматора STLink та віртуального COM порта.

На додаток серед відомих програмних засобів розробки алгоритмів керування БДПС відзначимо безплатну для користувачів бібліотеку SimpleFOCLibrary, яка містить програмно реалізовані на мові програмування C++ векторні алгоритми керування БДПС і кроковими двигунами. Бібліотека підтримує більше 20-ти сімейств МК, серед яких Arduino (8-bit AVR, UNO R4, DUE, Nano 33), STM32 (F1, F4, G4, L4, F7, H7 сімейства), ESP32 та ін. [18].

Таблиця 2

ПЗ	X-CUBE-MCSDK	controlSUITE	MCUXpresso	MPLAB X IDE	AURIX
Розробник	STMicroelectronics	TI	NXP	Microchip	Infineon
Тип ПЗ	Набір розробника ПЗ	Інфраструктура програмного забезпечення та інструмент розробки	Комплексна екосистема програмного забезпечення та інструментів	Інтегроване середовище розробки	Інтегроване середовище розробки
Ліцензія	Mix Ultimate Liberty + OSS + 3rd party V1	TI Commercial License/ BSD (Clause 3)/ 3rd party licenses	Переважно BSD-3 (вільна ліцензія)	Пропріетарна	Пропріетарна (для некомерційних цілей безкоштовна)
Підтримка сімейств МК	STM32F0, STM32F3, STM32F4, STM32G0, STM32G4, STM32H7, STM32L4, STM32C0, STSPIN32G4	Piccolo, Delfino, Concerto, Stellaris	MCX, i.MX RT, LPC, Kinetis, Wireless	PIC, dsPIC, AVR, SAM	AURIX TC2xx, TC3xx, AURIX TC3xx
Підтримка скалярного керування	Так	Так	Так	Так	Так
Підтримка векторного керування	Так (бездатчикове та датчикове)	Так (бездатчикове та датчикове)	Так (бездатчикове та датчикове)	Так (бездатчикове та датчикове)	Так (бездатчикове та датчикове)
Інтеграція з Matlab	Так	Так	Так	Так	Так

Бібліотека надає користувачам інтуїтивно зрозумілий спосіб розробки власних програм для керування рухом. SimpleFOC забезпечує кілька кросплатформних реалізацій на основі різних апаратних специфікацій і в такий спосіб підтримує багато комбінацій двигунів, датчиків, драйверів та мікроконтролерів [19]. Для занесення розробленої в SimpleFOC керуючої програми до flash-пам'яті МК можна використати сумісні з SimpleFOC середовища розробки, наприклад Arduino IDE.

Програмні засоби імітаційного моделювання роботи контролерів БДПС. Використання програмних засобів імітаційного моделювання допомагає зменшити витрати на розробку контролерів БДПС та оптимізувати параметри перед створенням прототипу макетного зразка системи керування БДПС. Такі засоби активно використовуються науковцями в сучасних дослідженнях електроприводів із БДПС.

Так, в [20] запропоновано підхід до керування швидкістю БДПС, заснований на розширеному спостерігачі (фільтрі) Калмана, для досягнення безсенсорного керування двигуном. Створено MATLAB/Simulink математичну модель БДПС, а також розроблено розширений фільтр Калмана для оцінки змінних стану двигуна.

У [21] проаналізовано роботу перетворювача Ландсмана з перетворювачем (інвертором) струму, що живлять БДПС, а також проаналізовано результати числового моделювання в програмному середовищі MATLAB 2016a для вибору інтелектуального контролера для БДПС.

У наступній статті [22] описано застосування розімкнутого керування при моделюванні роботи БДПС на основі алгоритму розімкнутого керування СДПМ із використанням блоків керування двигуном із бібліотеки MATLAB/Simulink. Розімкнуте керування реалізовувалося на базі блоку *VbyF Controller* із бібліотеки Motion Control Blockset.

Застосування пакету програм MATLAB/Simulink для реалізації системи керування БДПС і дослідження його динамічних режимів мало місце в статті [23]. Авторами використано блок Speed Controller для розімкнутого регулювання моменту двигуна в функції заданої частоти обертання.

Алгоритм шестикрокового керування БДПС із замкненим зворотним зв'язком було реалізовано засобами бібліотеки Simulink пакету MATLAB R2017a в [3]. Із використанням розробленої імітаційної моделі проведено верифікацію алгоритму керування за оцінки положення ротора за сигналами зворотної ЕРС лінійних напруг обмотки статора двигуна.

У статті [24] проаналізовано стратегії керування швидкістю для БДПС в електромобілях, що живляться від системи з подвійним джерелом живлення, що інтегрує сонячні фотоелектричні системи та мережеве живлення. Із використанням пакету MATLAB/Simulink співставлено різні методи керування БДПС, включаючи гістерезисне регулювання струму (ГРС), векторне керування (ВК) та гібридні підходи, такі як ВК у поєднанні з ГРС та вдосконалена стратегія, що інтегрує ВК, ГРС та ковзаюче керування.

Автори ще однієї статті, присвяченої розробці алгоритмів керування БДПС електромобіля [25] також використали пакет MATLAB/Simulink для моделювання електропривода з БДПС. За результатами математичних та експериментальних досліджень зроблено висновок, що використання контролера нечіткої логіки (КНЛ) порівняно з ПІД-контролером має переваги щодо плавного та безперервного керування швидкістю, енергоефективності, динаміки, надійності та адаптивності до збоїв навантаження. Для реалізації КНЛ на стартовому наборі DSP TMDSDSK6713 було використано цифровий процесор обробки сигналів TMS320C6713 із тактовою частотою 225 МГц та спеціальними ресурсами для керування двигуном у реальному часі.

Інше програмне забезпечення, Proteus 8, було обране для розробки контролера електропривода з БДПС у роботі [26]. Це програмне забезпечення було обрано авторами статті, оскільки воно може виконувати імітаційне моделювання на основі моделей наявних електронних компонентів. Для визначення положення ротора було застосовано датчики Холла. Цифрова частина системи керування була реалізована на мікроконтролері Arduino Nano. Зазначимо також, що моделі мікроконтролерів у бібліотеці Proteus не містять керуючих програм. Такі керуючі програми повинні бути розроблені в середовищі інших програмних продуктів і додаватись до моделі обраного мікроконтролера з використанням графічного інтерфейсу користувача Proteus.

У статті [27] представлено платформу мехатронного привода з відкритою архітектурою, що містить трифазний серводвигун на основі БДПС у промисловій роботизованій осі (суглобі). Використано послідовну та ітеративну методологію мехатронного проектування, що інтегрує електронне проектування, цифрове керування, механічну розробку та експериментальне прототипування, з акцентом на роботу з розімкнутим циклом. Електронна плата була розроблена з використанням принципів схем і друкованої плати та верифікована в програмному середовищі Proteus Design Suite 8.15 (Labcenter Electronics Ltd., Лондон, Велика Британія) для перевірки послідовностей сигналів керування драйверами та роботи інвертора.

Ще одне програмне забезпечення, яке застосовується науковцями для моделювання і розробки алгоритмів керування БДПС, – це PSpice [28, 29]. Розроблене Cadence Design Systems, PSpice використовується для математичного аналізу аналогових та аналогово-цифрових електронних схем. Воно дає змогу розробникам моделювати, тестувати та перевіряти поведінку схем, включаючи аналіз форми сигналу та допуски компонентів перед фізич-

ним прототипуванням. Хоча PSpice орієнтований здебільшого на електроніку, існує можливість моделювання також електромеханічних систем. Для створення моделі БДПС користувачам рекомендується застосовувати функціональний компонент (бібліотеку) Analog Behavioral Modeling (ABM), який дає змогу моделювати аналогові схеми за допомогою математичних рівнянь.

Також необхідно відзначити розроблений компанією Qorvo безплатний для користувачів симулятор QSPICE, призначений для моделювання аналогових та аналогово-цифрових систем. Симулятор містить модель БДПС та засоби реалізації його алгоритмів керування.

Із проведеного аналізу програмних засобів імітаційного моделювання роботи контролерів БДПС можна зробити висновок, що пакет програм MATLAB/Simulink найчастіше серед інших використовується в науково технічних розробках та дослідженнях за розглянутою в статті тематикою.

Висновки. Огляд наукових та технічних матеріалів засвідчив значний інтерес науковців і технічних спеціалістів до застосування сучасних програмних і апаратних засобів розробки систем керування електроприводів із БДПС у своїх дослідженнях і розробках.

Базовим програмним забезпеченням для розробки систем керування електроприводів із БДПС можна вважати так звані інтегровані середовища розробки (IDE - Integrated Development Environments), що доступні для завантаження з сайтів виробників мікроконтролерів. Частина IDE має свої власні вбудовані компілятори для написання програм на мовах високого рівня (такі як C/C++) та компілювання їх в машинний код. Такі IDE дозволяють писати, компілювати та відлагоджувати керуючу програму, реалізуючи повний цикл розробки.

Застосування IDE можна рекомендувати для великих проєктів зі складними керуючими програмами, наприклад, при реалізації електроприводів із БДПС і векторним керуванням. Реалізацію векторних алгоритмів керування БДПС доцільно проводити на основі 32-бітних мікроконтролерів.

Для дослідницьких та учбових проєктів можна рекомендувати такі середовища розробки: STM32CubeIDE (розробник STMicroelectronics), IDE Code Composer Studio (розробник TI), S32 Design Studio (розробник NXP), MPLAB X IDE (розробник Microchip), AURIX™ Development Studio (розробник Infineon). Усі зазначені IDE є безкоштовними (IDE Code Composer Studio – безкоштовне, починаючи з версії 7) і не мають обмежень на розмір коду керуючої програми.

Серед програмних засобів імітаційного моделювання роботи контролерів БДПС, як засвідчив огляд наукових робіт, найбільш застосованим є програмний пакет Matlab/Simulink, який має інтуїтивно зрозуміле і зручне робоче середовище та численні бібліотеки моделей електротехнічних елементів, зокрема і електричних машин. У бібліотеці DSP System Toolbox™ цього програмного пакету наявна велика кількість елементів для реалізації алгоритмів цифрових систем керування. Крім того, є можливість інтеграції до цього пакету програм окремих сторонніх програмних продуктів, таких як Model-Based Design Toolbox (MBDT) від компанії NXP. Все вище зазначене дає змогу рекомендувати використання Matlab/Simulink і в подальших дослідженнях електроприводів із БДПС.

При виборі апаратних засобів (макетні плати, мікроконтролери і т. ін.) реалізації проєктів із розробки систем керування БДПС можна рекомендувати надавати перевагу таким виробникам, як Texas Instruments, STMicroelectronics, Microchip, NXP Semiconductors, Infineon Technologies та ін., що надають розробникам вільний доступ до програмного забезпечення, орієнтоване на вибір елементної бази, технічну підтримку і створення керуючих програм систем керування БДПС на всіх етапах розробки. Завдяки цьому досягається прискорене виконання проєкту на етапі розробки прототипу системи керування.

Також з аналізу літератури можна зробити висновок, що використання 8-бітних мікроконтролерів через їхню відносно низьку продуктивність та співставну вартість порівняно з моделями 32-бітних мікроконтролерів, які призначені для бюджетних рішень, слід обмежувати проєктами навчального характеру та такими, що реалізують доволі нескладні алгоритми керування, такі як алгоритм скалярного керування БДПС.

Викладені матеріали можуть бути корисними для наукових і інженерно-технічних фахівців, викладачів та студентів при реалізації проєктів комплексних досліджень електроприводів із БДПС і СДПМ.

Робота виконувалась у рамках реалізації Проєкту Національного фонду досліджень України № 2025.06/0044 [ПРОЕКТ «Електромеханічні системи підвищеної енергоефективності для літальних апаратів», № 2025.06/0044, 2025-2026 pp.].

ANALYSIS OF SOFTWARE AND HARDWARE FOR DEVELOPMENT OF CONTROL SYSTEMS FOR ELECTRIC DRIVES WITH BLDC MOTORS

L.I. Mazurenko, V.V. Grebenikov, O.V. Dzhura, M.O. Shykhnenko, P.P. Podeiko

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

Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: suoma1715@gmail.com

The article is devoted to a review of software and hardware tools for developing digital control systems for electric drives with brushless DC motors (BLDC motors) and an analysis of their main features and characteristics. The main stages of developing control systems for BLDC motors recommended by the authors are outlined. Based on scientific publications and information from manufacturers specializing in the development and manufacture of microcontrollers and digital devices, a review of modern hardware tools for prototyping control systems of BLDC motors, such as starter (evaluation) boards (kits), developer demonstration boards, etc., is carried out. Specialized software tools for developing electrical circuits and firmware for controllers of control systems of BLDC motors are considered. The use of simulation software tools in scientific research related to BLDC motor drives for setting up control algorithms and selecting controller parameters before creating a prototype of a BLDC motor control system is analyzed. Recommendations are given for the use of the software and hardware tools considered in the work for the development of control systems for electric drives with BLDC motors both in scientific theoretical and experimental investigations. Ref. 29, fig. 4, tables 2.

Keywords: brushless DC motor, control system, microcontroller, software, hardware.

1. Eklund P., Eriksson S. The Influence of Permanent Magnet Material Properties on Generator Rotor Design. *Energies*. 2019. Vol. 12. Issue 7. No 1314. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12071314>
2. Mazurenko L., Grebenikov V., Dzhura O. Elements overview and a commercial uav electric drive model. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2025. No 6. Pp. 112–118. DOI: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2025-6/112>
3. Chen J., Wang M., Ren X. The Control System Design of BLDC Motor. *Proceedings of the 2018 International Conference on Mechanical, Electrical, Electronic Engineering & Science (MEEES 2018)*, Atlantis Press, May 2018. Pp. 343–349. DOI: <https://doi.org/10.2991/meees-18.2018.60>
4. Yorat E., Özbek N., Saribulut L. Performance evaluation of brushless direct current motor control methods through low-cost microcontroller-based real-time experiments. *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi Part C: Tasarım ve Teknoloji*. 2023. Vol. 11. No 2. Pp. 498–510. DOI: <https://doi.org/10.29109/gujsc.1229896>
5. Salah W.A., Ishak D., Hammadi K. J., Taib S. Development of a BLDC motor drive with improved output characteristics. *Przeglad Elektrotechniczny (Electrical Review)*. 2011. Vol. 2011. No 3. Pp. 258–261.
6. Zhang F., Kong X., Li F., Zhang Y. The Design of Controller for BLDC Based on STM32. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2020. Vol. 446. Issue 4. No 042047. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/446/4/042047>
7. Prayogo R. C., Triwiyatno A., Riyadi, M. A. Field Oriented Control Implementation on BLDC Motor Controller with PI and SVPWM using STM32F103C8T6. *Journal of Physics: Conference Series*. 2023. Vol. 2622. Issue 1. No 012025. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2622/1/012025>
8. Luo, Y. (2026). Integrated Research on Design and Implementation of an Embedded Quadcopter UAV System Based on STM32. *Applied and Computational Engineering*. 2026. Vol. 220. Pp. 234–246. DOI: <https://doi.org/10.54254/2755-2721/2026.BJ31650>
9. Carey, K.D., Zimmerman, N. and Ababei, C. (2019), Hybrid field oriented and direct torque control for sensorless BLDC motors used in aerial drones. *IET Power Electronics*. 2019. Vol 12. Issue 3. Pp. 438–449. <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2018.5231>
10. Yuniarto M. N., Rijanto E., Mukhlisin A. Design and performance analysis of brushless direct current (bl dc) motor controller for electric scooter. *Proceedings of the IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, IOP Publishing: Bristol, UK. 2019. Vol. 694. Issue 1. No 012004. DOI: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/694/1/012004>
11. LAUNCHXL-F28027F. URL: <https://www.ti.com/tool/LAUNCHXL-F28027F#overview> (Accessed at 12.05.2026)
12. STSPIN32G4 demonstration board for three-phase brushless motors. URL: <https://www.st.com/en/evaluation-tools/evspin32g4nh.html#documentation> (Accessed at 11.05.2026)

13. CONTROLSUITE. URL: <https://www.ti.com/tool/CONTROLSUITE#overview> (Accessed at 12.05.2026)
14. Lebel A. Design and Experimental Evaluation of a BLDC Motor– Magnetic Gear Drive for a Rotating Biological Contactor. 2026. 7 p. DOI: <https://doi.org/10.31224/6605> (Preprint, engrXiv, posted 2026-03-09)
15. Automotive Math and Motor Control Library (AMMCLib). URL: <https://www.nxp.com/design/design-center/software/automotive-software-and-tools/automotive-math-and-motor-control-library-ammclib:AMMCLIB> (Accessed at 11.05.2026)
16. Rahman M. A., Abushaiba A. A., Elrajoubi A. M. Integration of C2000 Microcontrollers with MATLAB Simulink Embedded Coder: A Real-Time Control Application. 2024 7th International Conference on Electrical Engineering and Green Energy (CEEGE), Los Angeles, CA, USA, 2024. Pp. 131–136. DOI: <https://doi.org/10.1109/CEEGE62093.2024.10744177>
17. Code Generation For Stm32 Mcus Using Matlab and Simulink: March 2020. URL: <https://ru.scribd.com/document/506135596/en-stm32-matlab> (Accessed at 12.05.2026)
18. Supported microcontrollers. URL: <https://docs.simplefoc.com/microcontrollers> (Accessed at 11.05.2026)
19. Skuric A., Bank H. S., Unger R., Williams O., González-Reyes D. SimpleFOC: A Field Oriented Control (FOC) Library for Controlling Brushless Direct Current (BLDC) and Stepper Motors. *Journal of Open Source Software*. Vol. 7. No 74. No 4232. DOI: <https://doi.org/10.21105/joss.04232>
20. Xiao Q., Wan R., Wu Z., Hsu W., Huang L., Qin F. Research on the simulation of BLDC control system based on extended Kalman observer. *Proceedings of the 9th International Conference on Electronic Information Technology and Computer Engineering*. (EITCE '25), Association for Computing Machinery, New York, NY, USA, 2025. Pp. 792–796. DOI: <https://doi.org/10.1145/3766671.3766809>
21. Kumar N. S., Chandrasekaran G., Thangavel J., Vanchinathan K., Gnanavel C., Priyadarshi N., Bhaskar M. S., Hussien M. G., El-Sousy F. F. M., Ali M. M. A Novel Design Methodology and Numerical Simulation of BLDC Motor for Power Loss Reduction. *Applied Sciences*. 2022. Vol. 12. Issue 20. No 10596. DOI: <https://doi.org/10.3390/app122010596>
22. Viorel A. C., Crăciunaș G. Open-loop BLDC motor simulation using the Motor Control blockset from Matlab library. *International Journal of Advanced Statistics and IT&C for Economics and Life Sciences*. 2025. Vol. 15. No 1. Pp. 157–168. DOI: <https://doi.org/10.2478/ijasitels-2025-0013>
23. Dániel N., Hajdú S. Simulation of BLDC Motor Drive Systems for Electric Vehicles Using Matlab Simulink. *International Journal of Engineering and Management Sciences*. 2023. Vol. 8. No. 1. Pp. 48–52. DOI: <https://doi.org/10.21791/IJEMS.2023.1.6>
24. Kumar A., Naik M. V., Kumar R., Aman. Design and analysis of BLDC motor speed control for electric vehicles powered by solar PV and grid supply. *Discover Electronics*. 2025. Vol. 2. Issue 1. No 60. DOI: <https://doi.org/10.1007/s44291-025-00097-4>
25. Shenbagalakshmi R., Mittal S.K., Subramaniyan J., Vengatesan V., Manikandan D., Ramaswamy K. Adaptive speed control of BLDC motors for enhanced electric vehicle performance using fuzzy logic. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. No 12579. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-90957-6>
26. Stevanus A., Calvinus Y., D. S. Naga. Simulation of Brushless DC Motor Controller in SEM Electric Car Prototypes. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 3rd Tarumanagara International Conference of the Applications of Technology and Engineering (TICATE), 3-4 August 2020, Jakarta, Indonesia. 2020. Volume 1007. Issue 1. No 012177. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1007/1/012177>
27. Padilla-García E. A., Cruz-Deviana M. R., Díaz-Salgado J., Cruz-Morales R. D., González-Sierra, J. The Development and Experimental Implementation of an Open Mechatronic Drive Platform for a BLDC Servomotor in an Industrial Robotic Axis. *Processes*. 2026. Vol. 14. Issue 3. No 519. DOI: <https://doi.org/10.3390/pr14030519>
28. Gheorghe L. A., Gogu C. L., Cavache R. C., Dobrescu L., Dobrescu D. Simulation Model for Brushless DC Motor Loads Controlling. 2023 International Semiconductor Conference (CAS), Sinaia, Romania, 2023. Pp. 249–252. DOI: <https://doi.org/10.1109/CAS59036.2023.10303714>
29. Hsieh Y.-T., Liou G.-T., Jeng S.-L., Chieng W.-H., Lai J.-S., Chang E.-Y. Copolar Synchronous Switching Method for BLDC Motor Control in EV Application. *IEEE Access*. 2025. Vol. 13. Pp. 116729–116744. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3584259>

Надійшла: 04.06.2026

Прийнята: 17.06.2026

Submitted: 04.06.2026

Accepted: 17.06.2026

APPROACHES TO THE DEVELOPMENT OF MECHATRONIC MODULES BASED ON BRUSHLESS PERMANENT MAGNET MOTORS WITH TWO-WIRE CONTROL

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

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

This paper examines approaches to the development of mechatronic modules based on brushless permanent magnet (BPM) motors with two-wire control from an external power source by varying the duty cycle of a rectangular voltage pulse sequence and changing the polarity of these pulses to reverse the mechanism's direction of motion. Implementation options for the mechatronic module's structural elements – a voltage inverter, an input rectifier, switches driver circuits, and a power supply – are considered and proposed. Driver circuits are proposed for switching the p- and n-channel field-effect transistors of the rectifier and voltage inverter when the mechatronic module is powered by a rectangular voltage pulse sequence. Ref. 27, fig. 14.

Key words: mechatronic module, brushless permanent magnet (BPM) motor, pulse-width voltage regulation, voltage inverter, rectifier based on field-effect transistors.

Introduction. Currently, one of the main trends in the development of electromechanics is the implementation of actuator electric motors of a brushless design with a slotless or toothed stator and permanent magnets on a rotating rotor [1-6]. The brushless design ensures high reliability of the rotating mechanism, and the use of permanent magnets allows for the creation of an electric machine with minimal weight and dimensions. Currently, there are numerous applications for electric drives and systems based on such motors, characterized by a wide range of technical parameters and functional capabilities. Numerous implementation options for brushless permanent magnet electric machines and their control systems are also known. An attempt has even been made to classify such motors [7].

One of the requirements for modern electric drives is the integration of all component elements (motor, mechanical coordinate sensors, control system, and power converter) into a single structural unit. Such an electromechanical structure is then called a mechatronic module [8-14]. The purpose of creating such modules is to implement a specific, highly specialized function in a mechanism or electromechanical device.

To minimize the number of conductors connecting the mechatronic module and external control device, a method of transmitting control signals via power lines is used [15-17]. This connection can be implemented by using a transmitter and receiver at opposite ends of a two-wire line. In this case, the functions of two conductors are combined, transmitting power to the motor and speed control commands.

This paper examines approaches to the development of mechatronic modules based on brushless permanent magnet (BPM) motors for their use as actuators in electromechanical automatic control systems. A distinctive feature of such modules is the ability to provide two-wire control from an external power converter with pulse-width regulation of the duty cycle of the output rectangular voltage pulses. The approach to implementing such mechatronic BPM motors modules (MMs) enables the creation of a brushless structural and functional analogue of a DC brushed motor [18] for reversible control of the rotor angular speed via two input power conductors. The use of such a module allows for the replacement of an existing brushed motor with a brushless one without changing the overall control structure of the electromechanical system. Moreover, a simple semiconductor converter is sufficient to control the module.

The structures of electric drives based on BPM motors with two-wire power supply and control were proposed in [19-21]. They are similar to the structures of AC electric drives realized

on the basis of two-link frequency converters with an input rectifier of the AC grid voltage and an output voltage inverter [22]. In this problem of constructing an electric drive, the circuit is powered from a DC source via two conductors, and the rectifier rectifies the sequences of input voltage pulses, the polarity of which can change.

The purpose of the paper is to research, develop and generalize approaches to creating mechatronic modules based on the BPM motors for electromechanical automatic control systems with a two-wire power supply and providing reversible motor speed control by pulse-width variation of the duty cycle of a sequence of rectangular supply voltage pulses, as well as by changing their polarity.

Main materials and research results. The basic approach to the development of mechatronic modules is the combination of all structural elements – a motor, mechanical coordinate sensors, a control system, and a power converter – in a single body. For the problem of constructing a mechatronic module formulated above with control from two conductors, its general structure is shown in Fig. 1, where PS is an external power source or a power semiconductor regulator with an output pulse voltage, wherein the voltage pulses have a rectangular shape, the average voltage value is regulated by changing the duty cycle of the pulse sequence, and the polarity of the pulse sequence can be changed to reverse the motor; 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; U_1 , U_2 are signals for determining the polarity of the input voltage and setting the direction of rotation of the motor; U_3 is a voltage signal in the DC link; U_s is a voltage at the output of an external power source with pulse-width regulation.

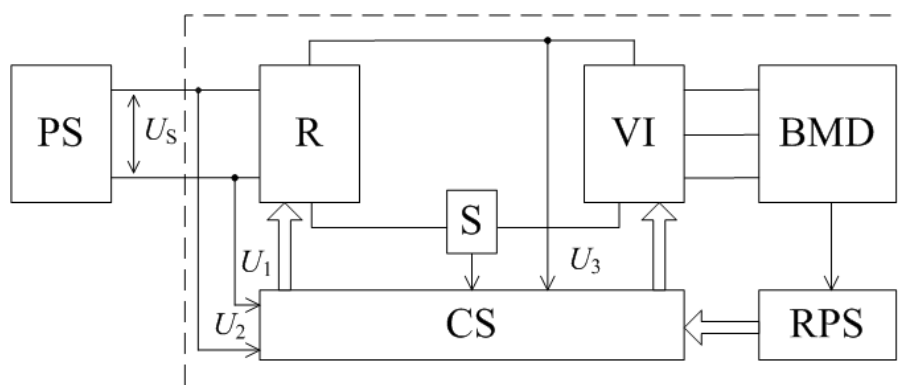


Fig. 1. General structure of mechatronic module

Based on the analysis of the requirements for the considered MMs and preliminary studies [19-21, 23, 24], we will define the features, principles and approaches to the development of this version of the devices:

- reversible change in the angular speed of the mechatronic module motor is achieved by regulating the duty cycle and changing the polarity of the sequences of rectangular voltage pulses that are supplied to the module via two conductors connecting the power source or external power regulator with the MM circuit, as a result of which we have a structural and functional analogue of a DC brushed motor, and the duty cycle of the pulse sequence can vary in the range from approximately 0.05 to 1;

- the considered MMs are intended for use in electromechanical automatic control systems, therefore the MM control system does not provide for an additional loop for regulating and stabilizing the angular speed, however, an angular speed sensor can be installed in the motor design for connecting its signal to an external regulator;

- the MMs under consideration are low-power devices, with power ratings ranging from several tens of watts to one or two kilowatts;

- the module's main parameters are the rated supply voltage, power, angular speed, and the motor shaft torque. This applies to a rated supply voltage of 27 V, motor power up to 1 kW, and angular speed up to 7000-9000 rpm;

– a three-phase motor with a slotless stator and surface-mounted permanent magnets on the rotor is typically used as the basis for constructing the module. This motor design is suitable for the production of even single samples, as it eliminates the need for significant investment in technological preparation for production and tooling. Furthermore, unlike toothed motor designs, this design ensures a nearly sinusoidal magnetic field distribution in the air gap and smooth rotation at low rotor angular speed. The ability to implement a motor with such properties in cylindrical or disk-shaped designs offers the important advantage of incorporating the motor's active elements into the specified volume of the electromechanical system being developed with virtually any proportions.

– the basic structure of the module's power circuit is a two-link converter with an input bridge rectifier and a three-phase bridge voltage inverter operating in a dependent mode in accordance with signals from the rotor position sensor;

– an important structural component of the mechatronic module is the driver system for the rectifier and inverter power transistors, for which the selection criteria are the supply voltage and motor power;

– since the mechatronic module is powered and controlled via only two external conductors from a rectangular pulse sequence, the same voltage must also be used to power the module's control system;

– the motor current limiting function is implemented either by an external power regulator of the electromechanical automatic control system or by the internal circuit of the mechatronic module. In the latter case, the current is limited by controlling the transistors of the voltage inverter based on signal from the current sensor in the DC link.

– since the voltage at the rectifier output and inverter input has a constant polarity, reversing the motor requires changing the switching order of the inverter transistors. To do this, a corresponding logical signal is generated based on the analysis of external signals U_1 and U_2 (Fig. 1);

– the mechanical coordinate sensor is integrated directly into the motor design. If the rotor position sensor is implemented using discrete Hall elements, energy-saving power supply algorithms can be used to reduce the power consumption of the MMM control system [21, 25, 26];

– the MMs under consideration are highly specialized devices designed to operate within a specified range of parameters.

Next, we will consider the implementation options for the structural elements of the mechatronic module.

Two implementation options are possible for the power section of the bridge rectifier and inverter with a supply voltage of up to 30 V: based solely on n-channel MOSFETs or pairs of p-channel and n-channel MOSFETs for the top and bottom groups of switches. It is difficult to determine the exact desirability of using the first or second power section option; however, the first implementation option, using n-channel transistors, should be used for motor currents starting from approximately one or more tens of amperes.

The choice of rectifier and inverter transistors determines their driver circuit. If the mechatronic module converters are powered by rectangular pulses with controlled duty cycle, the conductivity of the rectifier transistor pair (corresponding to open diodes) must be maintained over the entire time interval of constant supply voltage pulse polarity. The voltage inverter transistors must be open during conduction intervals lasting 120 electrical degrees, in accordance with the operating algorithm [21].

Fig. 2 shows a voltage inverter based on three pairs of p- and n-channel MOSFETs T1 and T4, T2 and T5, T3 and T6. To switch the p-channel transistors, top driver circuits are proposed based on complementary pairs of bipolar transistors T10 and T13, T11 and T14, T12 and T15, which are sequentially switched using transistors T7, T8, and T9. A distinctive feature of the circuit is that the collectors of the bipolar transistors of the complementary pairs are connected to a zener diode S1, which limits the amplitude of the voltage pulses on the gates of the p-channel MOSFETs to a safe level, enabling inverter operation over a relatively wide supply voltage range. The current of zener diode S1 is limited by resistor R7, and to accelerate the charging and discharging of the

capacitances in the gates of p-channel transistors during sudden changes in the supply voltage pulses, it is proposed to use a differentiating RC circuit (R8, C1). This ensures that the top switch drivers can be powered directly by the rectangular supply voltage pulses.

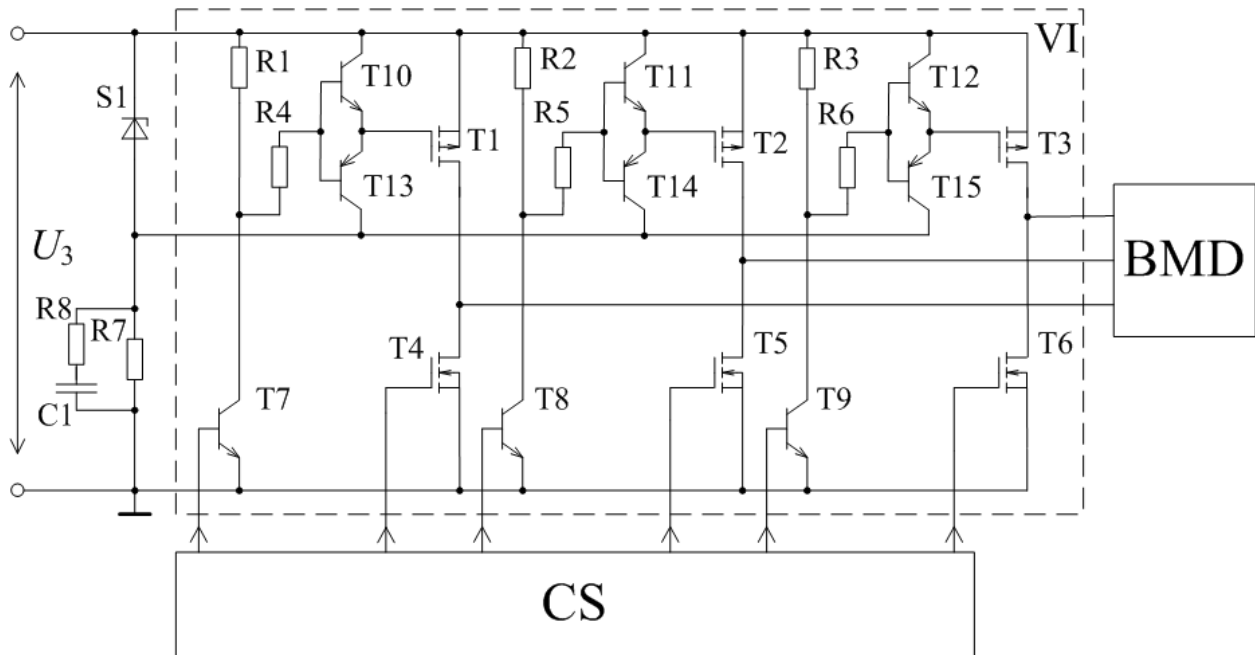


Fig. 2. Voltage inverter based on three pairs of p- and n-channel MOSFETs

Fig. 3 shows an example of calculating the signal diagrams of the input supply voltage U_s and the voltage U_{GT1} on the gate of the p-channel transistor T1 with a pulse sequence duty cycle of 0.5. Power switches T1-T6 of the voltage inverter (Fig. 2) are made on dual n- and p-channel IRF7343 MOSFET modules. The circuit also uses bipolar transistors BC847C (T7-T12) and BC857C (T13-T15), as well as passive elements with the following parameters: $R1 = R2 = R3 = 30 \text{ k}\Omega$, $R4 = R5 = R6 = 20 \text{ k}\Omega$, $R7 = 10 \text{ k}\Omega$, $R8 = 47 \text{ }\Omega$, $C1 = 3.3 \text{ nF}$. The nominal stabilization voltage of the zener diode S1 is 18 V. The obtained diagrams (Fig. 3) confirm the high switching speed of the gates of p-channel transistors under pulsed supply voltage.

Fig. 4 shows a voltage inverter based on six n-channel MOSFETs T1-T6, which are suitable for relatively higher-current circuits (over 10 A). The circuit shows the drivers for the top (TD1, TD2, TD3) and bottom (BD1, BD2, BD3) switches. The drivers must ensure the open state of the corresponding transistors at intervals of 120 electrical degrees across the entire range of the motor's angular speed. In this case, drivers with isolated power supplies should be used for the top group of switches, while another common power supply can be used for the bottom group of switches. The driver power supplies are not shown in the figure.

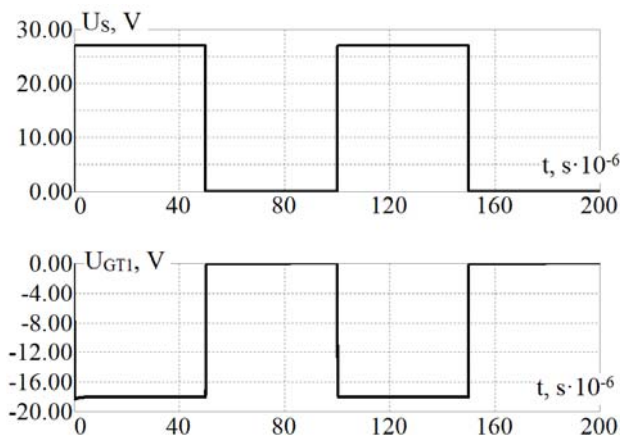


Fig. 3. Signal diagrams of input supply voltage U_s and voltage U_{GT1}

Next, we will consider the implementation features of input rectifiers for such mechatronic modules. Rectifier circuits based on Schottky diodes and p- and n-channel MOSFETs [24] are shown in Figs. 5 and 6, respectively. There are no circuit design problems when implementing a rectifier based on Schottky diodes. And for the case of rectifying unipolar sequences of

rectangular voltage pulses when switching p- and n-channel MOSFETs of the rectifier, it is proposed to use differentiating RC circuits [24], through which accelerated charging and discharging of gate capacitances is carried out, then additional switching losses in the rectifier transistors are reduced. The amplitude of the pulses on the gates of the transistors is limited using appropriate zener diodes. The choice between a diode rectifier and a field-effect transistor rectifier should be made based on a comparative analysis of the power losses caused by the voltage drop across the switching elements. The possibility of implementing a MOSFET rectifier to reduce the voltage drop across the power switches is discussed, for example, in [27].

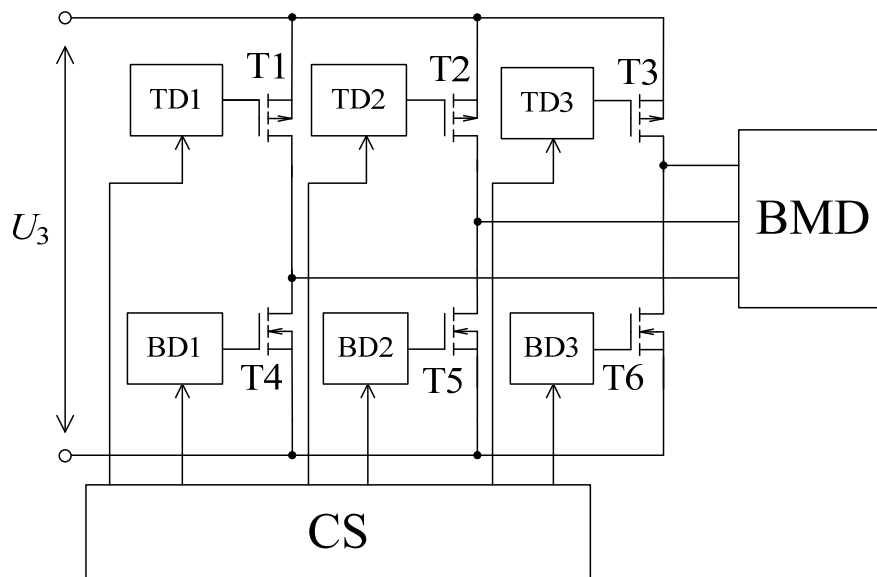


Fig. 4. Voltage inverter based on six n-channel MOSFETs

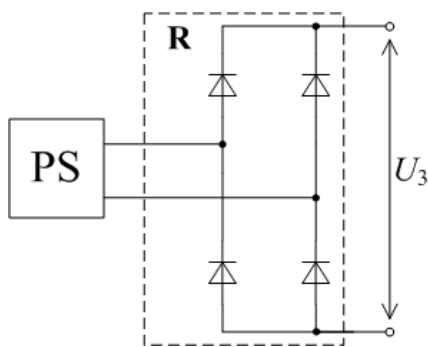


Fig. 5. Rectifier based on Schottky diodes

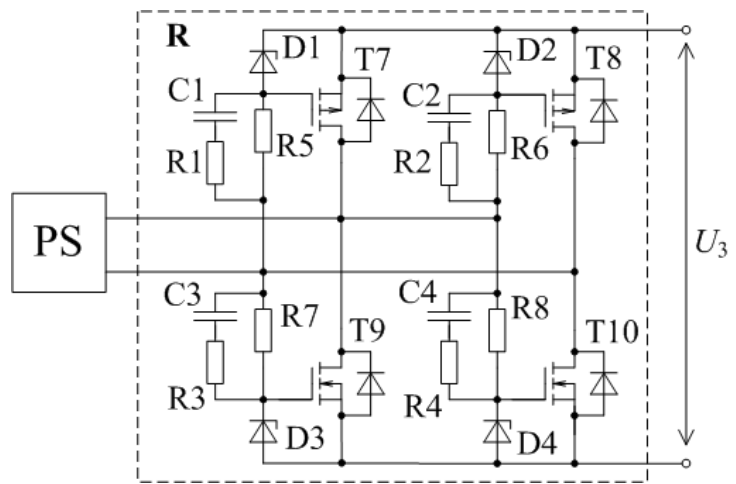


Fig. 6. Rectifier based on p- and n-channel MOSFETs

Fig. 7 shows an example of calculating the timing diagrams of the input supply voltage U_s , signals U_{GT7} , U_{GT8} , U_{GT9} , U_{GT10} on the transistor gates and the rectifier output voltage U_3 with a pulse sequence duty cycle of 0.5. Power switches T7-T10 of the rectifier (Fig. 6) are also implemented on the basis of IRF7343 MOSFET modules, the parameters of the passive elements are $R1=R2=R3=R4=47\ \Omega$, $R5=R6=R7=R8=10\ \text{k}\Omega$, $C1=C2=C3=C4=3.3\ \text{nF}$, the nominal voltage of the zener diodes D1-D4 is 18 V. The diagrams (Fig. 7) demonstrate the high speed of switching signals in the transistor gates when the rectifier is powered by a sequence of rectangular pulses.

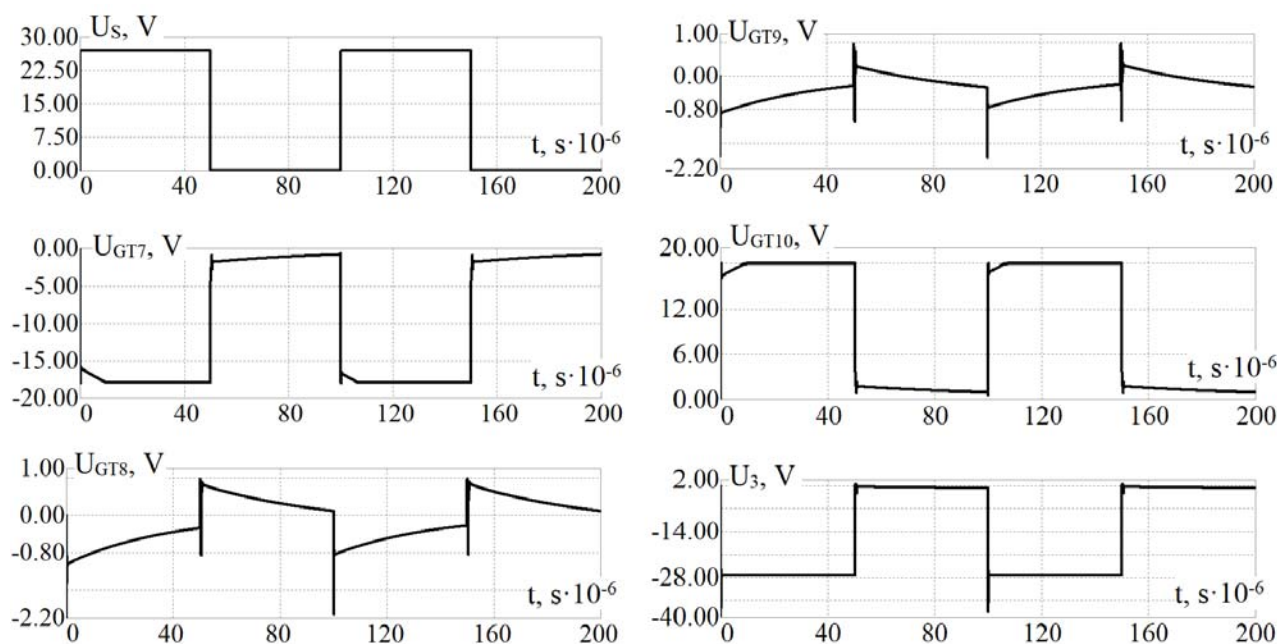


Fig. 7. Timing diagrams of input supply voltage U_s , signals U_{GT7} , U_{GT8} , U_{GT9} , U_{GT10} on transistor gates and rectifier output voltage U_3

Fig. 8 shows a rectifier based on four n-channel MOSFETs T7-T10, the use of which is also more effective in higher-current applications (above approximately 10A). The same remarks apply to the circuit of the drivers of the top (TD4, TD5) and bottom (BD4, BD5) rectifier switches (Fig. 8) as to the drivers of the voltage inverter switches (Fig. 4). Only the pair of top and bottom drivers along the diagonal of the rectifier bridge should be connected in accordance with the open pair of diodes.

As for the power supply in low-power MMs based on p- and n-channel MOSFETs, the switching circuits of the top group are powered by the rectangular supply voltage pulses themselves (Fig. 2). To power the voltage inverter control system, a circuit (Fig. 9) can be used with a peak detector based on a Schottky diode D and capacitor C, followed by a voltage converter (VC) to stabilize the supply voltage, with the common terminal of such a power supply being connected to the common terminal of the control system. The peak detector allows the voltage on the capacitor to be obtained at a level of at least 26 V over the entire specified range of change in the duty cycle of the voltage pulse sequence from 0.05 to 1.0.

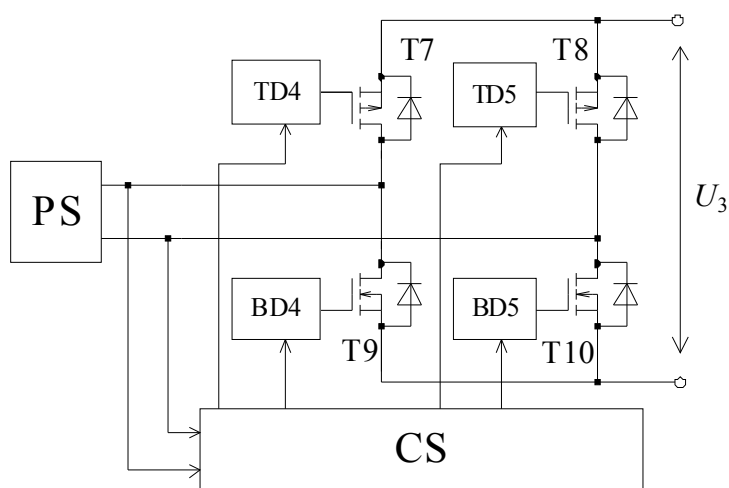


Fig. 8. Rectifier based on four n-channel MOSFETs

For relatively high-power MMs circuits based on n-channel MOSFETs that require an isolated power supply, it is advisable to use the circuit (Fig. 10) that utilizes a low-power Schottky diode rectifier, a filter capacitor C, and voltage converters (VC1, VC2) to provide galvanically isolated power supplies for the control system and n-channel transistor drivers. This configuration makes it possible to isolate the control system power supply from electromagnetic interference and switching transients generated in the voltage inverter and rectifier.

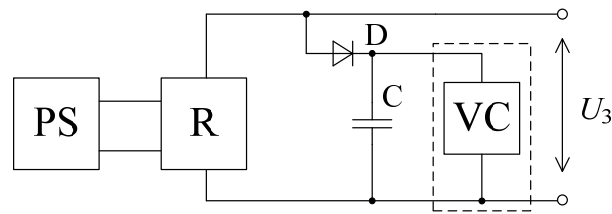


Fig. 9. Control system power supply based on peak detector

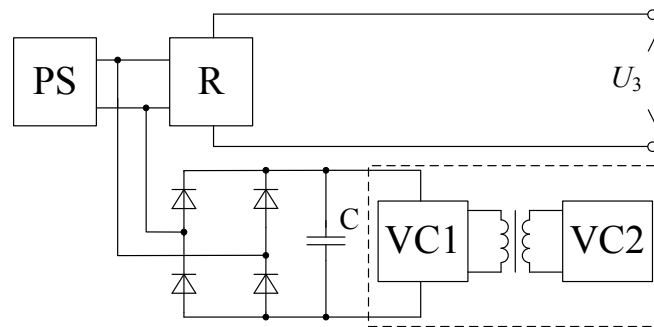


Fig. 10. Control system power supply based on diode rectifier

Fig. 11 shows the calculated plots of the average voltage U_C dependences and the relative magnitude of the pulsation ΔU_C peak-to-peak on capacitor C (Fig. 9) depending on the duty cycle γ of the rectangular pulse sequence for three values of capacitor capacitance: 10, 6,8, and 4,7 μF . The corresponding dependencies are designated by the numbers 1, 2, and 3. Thus, the peak detector allows one to obtain a voltage on capacitor C at a level of at least 26 V over the entire specified range of the duty cycle of the voltage pulses, from 0.05 to 1.0.

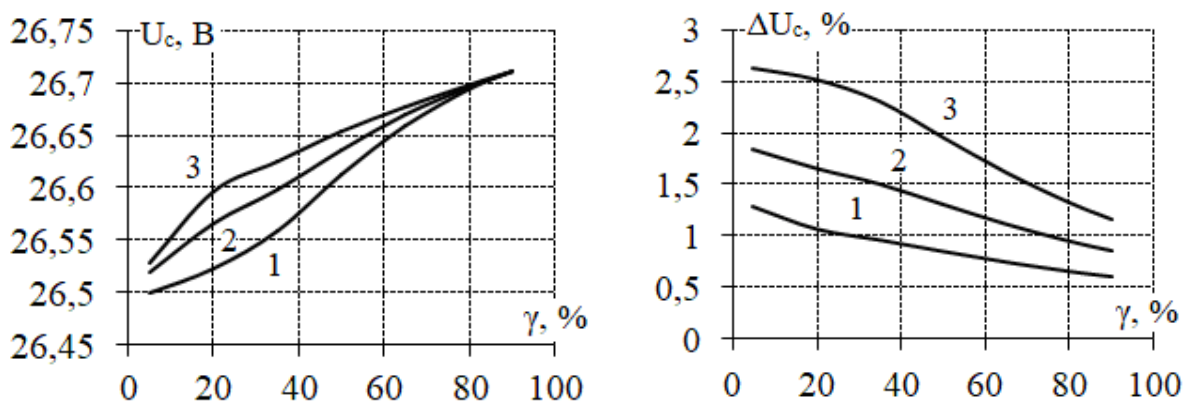


Fig. 11. Plots of average voltage U_C dependences and relative magnitude of pulsation ΔU_C peak-to-peak on capacitor C (Fig. 9) depending on duty cycle γ

As an example of calculation [23], Fig. 12 shows the mechanical characteristics of the motor - the dependence of the motor shaft rotational speed n on its average torque M_{av} . The plots are constructed for four values of the duty cycle γ of the rectangular pulses of the supply voltage - 1; 0.75; 0.5 and 0.25, which are marked in the figure with numbers from 1 to 4, respectively. Fig. 13 shows the graphs of the mechanical characteristics $n(M_{av})$ of the motor with a duty cycle of 1 and three specified values of the maximum current - 20, 40 and 80 Amperes. Solid and dashed lines show the transistor turn-off time duration T_{off} , respectively, $4 \cdot 10^{-5}$ and $2 \cdot 10^{-5}$ seconds. The calculation was performed for a motor with the following parameters: rated power - 180 W; maximum no-load speed - 4000 rpm; rated speed - 3000 rpm; rated torque - 0.57 N·m; number of

pole pairs – 1; rated supply voltage – 27 V; active resistance of the winding 0,05 Ohm; inductance of the winding $2,27 \cdot 10^{-5}$ Hn; back-EMF constant 0,06446 V·s; frequency of the pulse-width controller – 10 kHz.

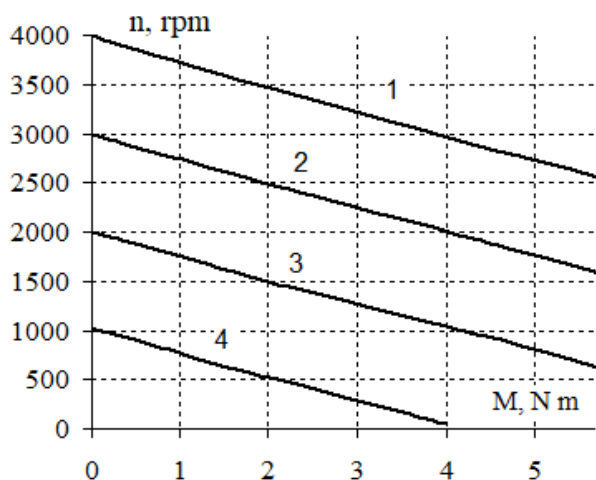


Fig. 12. Motor mechanical characteristics at four values of duty cycle of supply voltage pulses

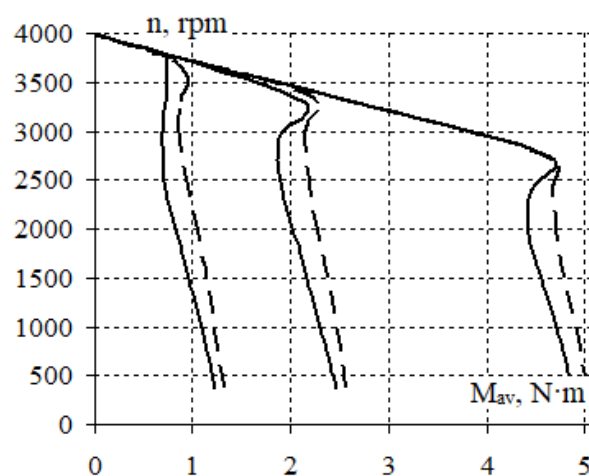


Fig. 13. Motor mechanical characteristics under current limitation

To illustrate the electromagnetic processes, Fig. 14 shows the waveforms of the three-phase stator EMFs, the current in the stator winding of phase A and the instantaneous motor torque.

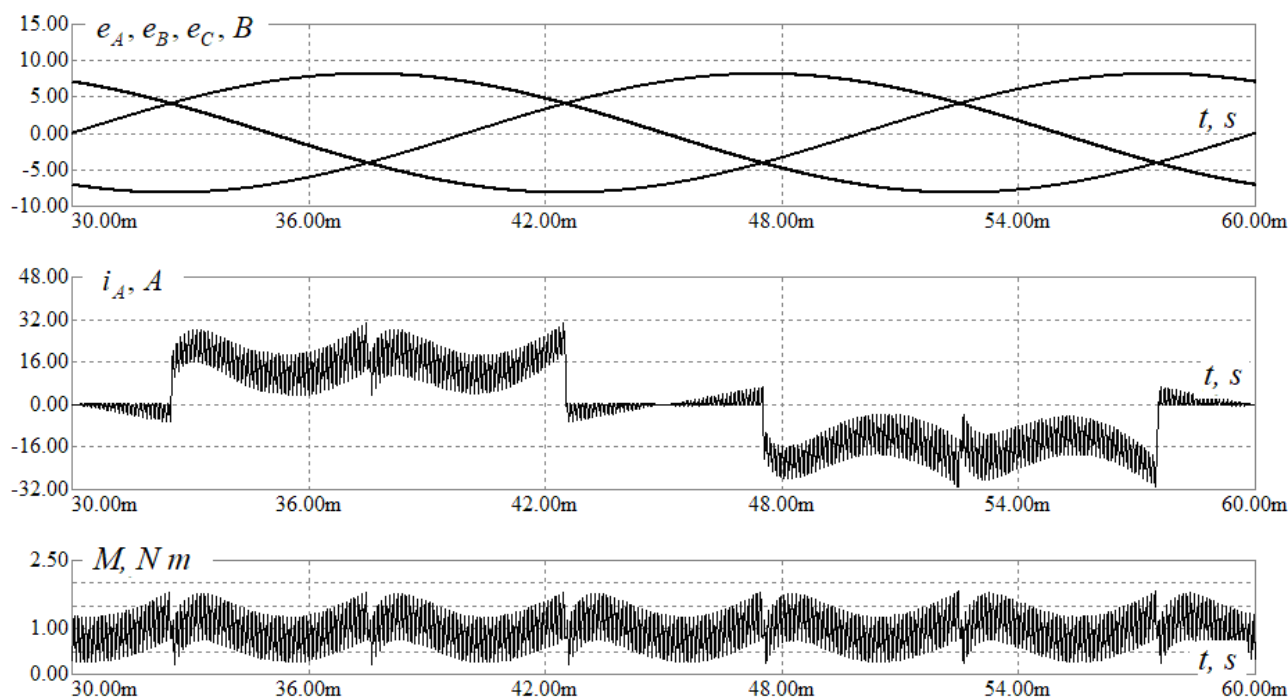


Fig. 14. Waveforms of three-phase stator EMFs, stator current and instantaneous motor torque

The current waveform in the phase stator winding (Fig. 14) when the inverter is powered by a rectangular voltage pulse sequence is similar to the current waveform when the inverter is powered by a smoothed DC voltage, but with pulse-width control of the transistors. The mechanical characteristics are also no different from those of conventional voltage regulation (Fig. 12).

Conclusions. The proposed mechatronic module is a brushless permanent magnet system with the minimum possible number of conductors for external control, which makes it similar to a

DC brushed motor when powered by a pulsed voltage with a controlled duty cycle and changing the polarity of a rectangular pulse sequence to reverse the direction of rotation.

Rectifier and voltage inverter circuits based on pairs of p- and n-channel MOSFETs are suitable for use in mechatronic modules with relatively low power, typically with currents up to 10 A. The advantage of these circuits is that they eliminate the need for additional power supplies for the top drivers. The top p-channel field-effect transistors are controlled directly by the energy of the input supply voltage pulses.

Stable operation of the control system power supplies of the mechatronic modules with the formation of the required output voltages is ensured over the entire operating duty cycle range of the external power supply pulses (from 0.05 to 1). This ensures the operability of the mechatronic module within a given range of change in the average value of the supply voltage.

These mechatronic modules can be used in electromechanical systems for automatic control of moving objects, which previously traditionally used DC brushed motor.

Фінансується за держбюджетною темою «Розробити наукові засади та принципи побудови керованих н-степеневих 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. Chang-liang Xia Permanent Magnet Brushless DC Motor Drives and Controls. John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd. 2012. 304 p.
2. Kumar H., Khanna R. and Sonar S.. Design and Development of BLDC Motor Controller for Low Power Consumer Applications. *16th International Conference on Power, Energy, and Electrical Engineering (CPEEE)*, Osaka, Japan, 2026. Pp. 144–150. DOI: <https://doi.org/10.1109/CPEEE69412.2026.11521246>
3. Zhi Q., Shen L., Zhu C. and Yan S. Rotor Design and Simulation analysis of low-power permanent magnet brushless DC Motor. *4th International Conference on Intelligent Control, Measurement and Signal Processing (ICMSP)*, Hangzhou, China, 2022. Pp. 587–590. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICMSP55950.2022.9859009>
4. Antonov A.E. Electric machines of magnetoelectric type. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2011. 216 p.
5. Bashinsky V.G., Shapovalov O.L., Denisov A.I., Bursala E.A., Bursala A.L. Influence of pulsations of a brushless DC motor on the process of control of the start of a helicopter gas-turbine engine. *Tekhnichna elektrodinamika*. 2020. Pp. 56–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.02.056>
6. Raju C.S., Samanta S. Modelling and design of average current filtered BLDC motor drive. *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Jai-pur, India, 2020. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PEDES49360.2020.9379592>
7. Shinkarenko V.F. Fundamentals of the theory of evolution of electromechanical systems. Kyiv: Naukova Dumka. 2002. 288 p.
8. Peresada S.M., Pushkar M.V. Fundamentals of Mechatronics: Study Guide. Kyiv: Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2020. 136 p.
9. Grabchenko A.I., Klepikov V.B., Dobroskok V.I. et al Introduction to mechatronics: textbook. Allowance. Kh.: NTU KhPI, 2014. 264 p.
10. Pavlenko T.P., Shavkun V.M., Kozlova O.S., Lukashova N.P., Beketov O.M. Modern Electromechatronic Complexes and Systems: Study Guide. National University of Urban Economy in Kharkiv. Kharkiv, 2019. 116 p.
11. Artyukh O.M., Dudarenko O.V., Kuzmin V.V., Sosik A.Yu., Shcherbina A.V. Fundamentals of mechatronics: basic textbook of Zaporizhzhya: NU Zaporizhzhya Polytechnics, 2021. 372 p.
12. David G. Alciatore, Michael B. Hstand Introduction to Mechatronics and Measurement Systems. Fourth Edition. Published by McGraw-Hill, a business unit of The McGraw-Hill Companies, Inc., New York, NY 10020. 2012 552 p.
13. Sabri Cetinkunt. Mechatronics with Experiments. Second edition. University of Illinois at Chicago, USA. This edition first published 2015. 887 p.
14. Oguz A. Soysal. Elements of Mechatronic Systems: A Design Oriented Approach Using MATLAB. The Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2026. 476 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781394339747>
<https://ieeexplore.ieee.org/book/11627646>
15. Vasilescu C., Popescu, Varzaru V.G., Mihailescu B. and Plotog I. Remote control of sensor-less permanent magnet synchronous motor. *9th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI)*, Targoviste, Romania, 2017. Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/ECAI.2017.8166467>
16. Colak A.M., Garip I. and S. Demirbas S. Design and application of a control system for DC motors over power line, *16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Ex-position*, Antalya, Turkey, 2014. Pp. 1116–1121. DOI: <https://doi.org/10.1109/EPEPEMC.2014.6980659>

17. Tao Yu, Sung-Geun Song, Se-Min Kim, Kim Kwang Heon, Sung-Jun Park. BLDC Motor Control System using ASK DC-link PLC Technology. *Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical Installation Engineers (KIIEE)*. 2009. Vol. 23. No 3. Pp. 45–52.
18. Lazarev G.V., Lanovoy G.V., Sanchenko A.V., et al. DC Electrical Machines for Special-Purpose Electric Drives. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2002. No 1. Pp. 40–42.
19. Akinin K.P., Barannikov O.V. Method for Controlling a Brushless Motor: Patent for Invention No. 98265, Ukraine. IPC H02P 6/00. Filed Apr. 21, 2011.
20. Akinin K.P., Barannikov O.V. Control Device for a Brushless Motor: Patent for Invention No. 104079, Ukraine. IPC H02P 6/00. Filed Aug. 30, 2012; published Dec. 25, 2013, Bulletin No. 24. 6 p.
21. Akinin K.P. Structural minimization of low-power electric drives based on brushless permanent magnet motors. Kyiv: Pro Format, 2020. 392 p.
22. Bose B.K. Modern Power Electronics and AC Drives. New York: Prentice Hall, 2002, 710 p.
23. Akinin K.P., Kireev V.G., Petukhov I.S., Filomenko A.A. Electromechanical characteristics of a brushless motor with permanent magnets with pulse-width operation. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2024. Issue 69. Pp. 95–104. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2024.69.095>
24. Akinin K.P., Kireyev V.G., Petukhov I.S., Filomenko A.A. Operating Modes of a Brushless Magnetolectric Mechatronic Module with Two-Wire Control. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2025. Issue 71. Pp. 70–79. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.71.070>
25. Akinin K.P., Antonov O.Ye., Kireyev V.G. Method for Connecting Discrete Hall Sensors to the Control System of a Brushless Permanent Magnet Motor: Patent for Invention No. 117512, Ukraine. IPC H02P 6/16, H02K 29/08, H02K 11/215. Filed Aug. 15, 2016; published Aug. 10, 2018, Bulletin No. 15. 5 p.
26. Takamori Yasuyuki Motor Drive Device: Patent WO 2016/084294 A1; 02.06.2016.
27. Tomofumi Hirose Rectifier Circuit Using FET Bridge Circuit, and method of Controlling the Same: Patent JP 2012085369 A; 26.04.2012.

УДК 621.313.8

ПІДХОДИ ДО ПОБУДОВИ МЕХАТРОННИХ МОДУЛІВ НА ОСНОВІ БЕЗКОНТАКТНИХ МАГНІТОЕЛЕКТРИЧНИХ ДВИГУНІВ З ДВОПРОВІДНИМ УПРАВЛІННЯМ

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

У статті розглянуто підходи до побудови мехатронних модулів на основі безконтактних двигунів із постійними магнітами з двопровідним керуванням від зовнішнього силового джерела живлення шляхом зміни шпаруватості послідовності прямокутних імпульсів напруги та зміни полярності цих імпульсів для здійснення реверсу механізму. Розглянуто та запропоновано варіанти реалізації елементів структури мехатронного модуля – інвертора напруги, вхідного випрямляча, схем драйверів ключів, джерела живлення. Запропоновано схеми драйверів для перемикання р- та n-канальних польових транзисторів випрямляча та інвертора напруги в умовах живлення мехатронного модуля від послідовності прямокутних імпульсів напруги. Бібл. 27, рис. 14.

Ключові слова: мехатронний модуль, безконтактний двигун із постійними магнітами, широтно-імпульсне регулювання напруги, інвертор напруги, випрямляч на основі польових транзисторів.

Надійшла: 21.07.2026

Прийнята: 10.08.2026

Submitted: 21.07.2026

Accepted: 10.08.2026

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

УДК 621.313.333.2:658.26

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2026.74.101>

ДЕЯКІ ПРОБЛЕМНІ ПИТАННЯ ТЕОРІЇ І ПРАКТИКИ АСИНХРОННИХ КОРОТКОЗАМКНЕНИХ ДВИГУНІВ У КОНТЕКСТІ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

С.Т. Толмачов *, докт. техн. наук, **О.В. Ільченко ****, канд. техн. наук

Криворізький національний університет МОН України,

вул. Віталія Матусевича, 11, Кривий Ріг, 50027, Україна

e-mail: stan.tolm@gmail.com

У статті виконано комплексний аналіз сучасного стану та ефективності використання наявного промислового парку асинхронних двигунів, які є головними споживачами електричної енергії в індустріальному секторі України. Висвітлено системні проблеми їхньої експлуатації: критичну питому вагу морально та фізично застарілого обладнання, високий рівень аварійності, хронічне недовантаження машин через закладені під час проектування надлишкові запаси потужності, а також відсутність безперервного моніторингу технічного стану. Обґрунтовано стратегічну актуальність підвищення енергоефективності електромеханічного обладнання в умовах дефіциту енергоресурсів. Доведено доцільність комплексного підходу до модернізації, що передбачає як поетапну цільову заміну зношених агрегатів на сучасні ефективні аналоги високих класів енергозбереження (ІЕ3, ІЕ4 та ІЕ5), так і оптимізацію умов їхньої роботи з урахуванням показників якості електроенергії та надійності систем електропостачання. Особливу увагу приділено систематизації стримуючих чинників. Виявлено інституційні, соціально-психологічні та кадрові бар'єри, зокрема низьку вмотивованість менеджменту підприємств через відсутність прямої відповідальності за енергоефективність. Відзначено гострий дефіцит кваліфікованих фахівців із діагностики та налаштування сучасного регульованого електропривода. Окреслено нормативно-правові обмеження, пов'язані з відсутністю цільової державної програми модернізації наявного в Україні парку двигунів, а також дієвих державних економічних стимулів для бізнесу. На науково-методичному рівні розглянуто проблему інструментального оцінювання фактичного коефіцієнта навантаження та коефіцієнта корисної дії двигунів безпосередньо в умовах виробництва без демонтажу. На конкретному практичному прикладі проілюстровано ризик ухвалення помилкових експлуатаційних рішень у разі використання чинних спрощених методів розрахунку базових робочих параметрів. Бібл. 14, рисунок.

Ключові слова: асинхронний двигун, енергоефективність, класи ІЕ3–ІЕ5, коефіцієнт навантаження, коефіцієнт корисної дії, технічний моніторинг, експлуатаційні бар'єри, модернізація парку АД.

Вступ. Асинхронні двигуни (АД) є основою промисловості, транспорту та комунального сектору, через що їхній вплив на енергосистему та економіку країни є комплексним і багатовимірним. Як головні споживачі промислової електроенергії у світі, АД безпосередньо визначають конкурентоспроможність підприємств та енергоємність держав у цілому [1]. За показниками енергоефективності Україна наразі поступається промислово розвиненим країнам у 2.5–3 рази, що частково зумовлено станом вітчизняної електроенергетичної галузі. В умовах постійного зростання тарифів для промислових споживачів в Україні витрати на електроенергію стали вагомим складником собівартості продукції. Відповідно, будь-яке заощадження енергоресурсів прямо конвертується у підвищення прибутку та конкурентоспроможності підприємств. Саме тому США, країни ЄС та інші розвинені економіки спрямовують значні фінансові, технологічні й організаційні ресурси на підвищення енергоефективності АД. На тлі успішної реалізації програм розробки енергоефективних двигунів (ЕЕД) у країнах ЄС вітчизняний парк АД залишається технологічно застарілим, попри вагомий історичний потенціал українського електромашинобудування. Сьогодні електроенергія все активніше проникає в усі сфери виробництва і, за висновками Міжнародного Енергетичного Агентства, є «першим паливом» світової економіки. Це актуалізує питання обґрунтованості зазначених

в Енергетичній стратегії України пріоритетів. У різних її варіантах ключовими орієнтирами визначено оптимізацію генеруючих потужностей, інтеграцію відновлюваної енергетики та розвиток мереж постачання. Натомість поза увагою держави залишається кінцевий споживач – системи електропривода, які споживають до 70% промислової електроенергії. Таке ігнорування свідчить про зміщення акцентів виключно на процеси виробництва та розподілу енергії.

Світовий досвід підтверджує, що підвищення енергоефективності АД через упровадження ЕЕД є надзвичайно актуальним для України. Проте цей процес стримується низкою внутрішніх і зовнішніх бар'єрів.

Метою статті є комплексний аналіз перешкод на шляху підвищення енергоефективності парку АД у промисловості України, визначення потенційних напрямів його модернізації, а також актуалізація проблеми адекватного визначення основних енергетичних параметрів АД безпосередньо в умовах виробництва.

1. Характеристика проблеми на рівні підприємств. Основною рисою технологічної бази більшості промислових підприємств України є системне старіння наявного парку АД, оснащеного моделями 30–40-річної давнини. За оцінками промислових асоціацій, середній рівень амортизації основних фондів у промисловості сягає 70–80%, а значна частина електродвигунів експлуатується понад 20–30 років. За відсутності якісного технічного обслуговування щороку капітальний ремонт проходять близько 20% встановлених електричних машин [2]. Зокрема, у будівництві щорічно виходять із ладу до 55% АД, у гірничовидобувній галузі – до 30%, а в машинобудуванні та промисловості будівельних матеріалів – до 25%.

Суттєвий негативний вплив на надійність обладнання чинить незадовільна якість напруги живлення, для якої характерні коливання в межах 10–30%, несиметрія фаз та погіршення інших параметрів. Як наслідок, двигуни часто працюють в режимах недовантаження (середній коефіцієнт навантаження АД становить 0.3–0.4), а в багатьох галузях електропривод функціонує виключно в нерегульованих режимах [3].

Важливим деструктивним чинником є дефіцит кваліфікованих фахівців із діагностики, налаштування та ремонту електроприводів, зумовлений відсутністю дієвої системи мотивації персоналу енергетичних служб. Досвід роботи зі старим обладнанням часто формує у працівників упереджене ставлення до інновацій через побоювання ускладнення експлуатації та необхідність додаткового навчання без належної фінансової підтримки. Недоліки кадрової підготовки призводять до помилок під час експлуатації, некоректного підбору потужності двигунів, нездатності об'єктивно оцінювати втрати енергії та неефективного використання потенціалу енергоощадних технологій. У процесі експлуатації АД недостатньо враховується зниження якості електроенергії, що є суттєвим викликом для їхньої тривалої роботи. Порушення синусоїдальності напруги спричиняє погіршення температурного режиму внаслідок додаткових вихрових струмів у роторі та статорі. Несиметрія фазних напруг призводить до підвищеної вібрації, шуму, зниження крутного моменту, значного збільшення струму в окремих фазах і прискореної деградації ізоляції. Перелічений комплекс проблем є одним із найбільш досліджуваних як в українських джерелах, так і у світовій науковій літературі.

Окремої уваги заслуговує низька якість ремонтів, як один із найбільших недоліків експлуатації АД в Україні, та відсутність належної післяремонтної паспортизації. Суттєвим бар'єром для оновлення парку АД є також чинна система державних закупівель за критерієм «найнижчої ціни», яка не враховує вимог до класу енергоефективності обладнання. В умовах фінансових обмежень та функціонування в період воєнного стану підприємства змушені мінімізувати капітальні витрати. Через це перевага надається закупівлям застарілих моделей двигунів, аварійним ремонтам та спрощеним технологіям перемотування обмоток статора замість планової модернізації. Фактичним пріоритетом залишається підтримання мінімальної працездатності обладнання, а не його оптимізація, хоча відсутність ґрунтовного техніко-економічного аналізу таких рішень у довгостроковій перспективі призводить до значних фінансових збитків.

Підвищення ефективності роботи АД стримується також низьким рівнем управлінської культури та обмеженістю технічної інформації. Лише незначна кількість систем енергоменеджменту на підприємствах сертифікована відповідно до стандарту ISO 50001, тому мо-

дернізація електроприводів не розглядається як стратегічний напрям розвитку галузі. Негативним чинником є й відсутність централізованих аналітичних баз даних щодо ефективності різних типів двигунів, результатів енергоаудитів та рекомендацій із модернізації. Брак доступу до актуальних технічних довідників, каталогів і спеціалізованого програмного забезпечення для оцінювання доцільності заміни двигунів знижує рівень довіри до сучасних технологій, тому інженерні рішення часто приймаються інтуїтивно або на основі застарілих даних. Проте, незважаючи на численні об'єктивні та суб'єктивні труднощі, висока актуальність проблеми вимагає невідкладних і реальних зрушень не лише на рівні окремих підприємств та галузей, а й держави в цілому.

2. АД високої ефективності як стратегічний напрям модернізації промисловості.

У світовій практиці підставою для переходу на високоефективні рішення стало усвідомлення структури вартості життєвого циклу АД, де витрати на електроенергію в десятки разів перевищують початкову ціну обладнання разом із витратами на його ремонти та обслуговування. Перші системні кроки було зроблено у США. Ще в 1997 році був ухвалений Акт енергетичної політики щодо енергоефективних двигунів, а вже через кілька років з'явилися двигуни класу NEMA Premium, які відповідали сучасному рівню IE3, а їхні окремі моделі навіть перевершували його. Водночас у США енергоефективність пов'язали не лише із закупівлею нових двигунів, а й із жорстким контролем якості їхнього ремонту. Починаючи з 2014 року, здійснювалася сертифікація ремонтних центрів із гарантією збереження ККД після перемотування обмоток. Цей досвід є особливо актуальним для України, де перемотування залишається найпоширенішою ремонтною операцією та нерідко призводить до погіршення енергетичних характеристик двигуна.

Суть європейської політики полягає в послідовному та жорсткому адміністративному витісненні низькоефективного обладнання з ринку шляхом поетапної заборони введення в обіг двигунів, які не відповідали дедалі вищим стандартам мінімальних енергетичних характеристик (MEPS). Важливим етапом цієї стратегії стало обмеження вільного продажу машин класу IE2, за винятком лише їхнього використання в комплексі з частотно-регульованими перетворювачами. Це заклало нормативну основу для безальтернативного переходу промисловості на класи IE3 – з 2015 року для двигунів потужністю 7.5–375 кВт, а з 2017 року – для всього діапазону потужностей від 0.75 до 375 кВт. Подальший розвиток нормативної бази пов'язаний із прийняттям Регламенту ЄС 2019/1781 щодо екодизайну електродвигунів і частотних перетворювачів [4] (цей документ імплементований також в Україні [5, 6]). На відміну від попередніх документів, він поширив вимоги не лише на двигуни, а й на системи регульованого електропривода. Із липня 2021 року набули чинності нові вимоги до двигунів потужністю до 1000 кВт та обов'язковий клас IE2 для більшості частотних перетворювачів. Наступним етапом стало введення з липня 2023 року вимог класу IE4 для трифазних двигунів потужністю 75–200 кВт та розширення сфери регулювання на окремі спеціалізовані виконання АД. Європейський союз став першим місцем у світі, де використання АД класу IE4 стало обов'язковим для окремих категорій електродвигунів.

Хоча клас IE5 поки не є обов'язковим у країнах ЄС, саме він визначає сучасний напрям розвитку галузі. Провідні виробники вже серійно випускають двигуни цього рівня, використовуючи вдосконалені електротехнічні сталі, синхронно-реактивні конструкції, мідні ротори та постійні магніти. Залежно від режиму роботи такі двигуни забезпечують зниження втрат енергії на 15–30% порівняно з класом IE3. В останні роки вже з'явилися перші зразки електродвигунів класу енергоефективності IE6. Як видно, боротьба за надвисокі значення ККД продовжується. Таким чином, сучасна стратегія ЄС передбачає не лише широке впровадження двигунів IE3, а й послідовний перехід до рівнів IE4 та IE5. Водночас об'єктом підвищення енергоефективності розглядається не окремий двигун, а вся система електропривода.

На жаль, в Україні відсутня масштабна цільова програма модернізації парку АД. У відкритому доступі немає й офіційної державної статистики відносно впровадження ЕЕД. За експертними оцінками міжнародних організацій (зокрема UNIDO) та профільних досліджень, частка впроваджених ЕЕД класів IE3 і вище у промисловому секторі України на сьо-

годні не перевищує 5–7%, до того ж переважно це нове обладнання, що постачалося у складі імпортих технологічних ліній. Понад 90% парку складають морально застарілі та фізично зношені машини. Проблема модернізації наявних АД фактично перебуває у стані стагнації. Це є прямим свідченням недостатньої уваги профільних міністерств та відомств до електро-механічного сектора як головного споживача електричної енергії. Державна політика наразі обмежується лише пасивним контролем ринку нових двигунів. В Україні ж на практиці підприємства продовжують закуповувати двигуни нижніх класів, оскільки законодавчі акти не забороняють їхнього використання в нових інсталяціях. Але навіть на основі наявного обладнання можна досягти підвищення ефективності роботи АД через низку організаційних та технічних заходів. Із прагматичних міркувань та елементарної доцільності проблеми не завжди вимагають використання ЕЕД замість встановлених. Частина АД може бути модернізована, потенційний успіх гарантується завдяки радикальній зміні відношення до якості ремонтів, широкого впровадження сучасних систем діагностики і моніторингу та ін. Підвищення ефективності може бути досягнуто також оптимізацією системи електропривода в цілому та можливою зміною технології. Обов'язок держави – забезпечити суспільний інтерес і мотивацію до реальних зрушень у вирішенні цієї проблеми. На промислових підприємствах необхідно створити атмосферу боротьби за оптимізацію споживання електроенергії кожним двигуном. Корисно стимулювати створення і мотиваційну підтримку невеликих ініціативних груп із підвищення енергоефективності працюючих систем електропривода. Реальну допомогу в цьому можуть відіграти регіональні Демонстраційні зони високої енергоефективності з орієнтацією на інформаційну та консультативну допомогу підприємствам. Ці структури могли б взаємодіяти з центрами трансферу технологій або входити до них організаційно.

Повномасштабна війна змінила пріоритети у сфері енергетики. За цих умов масштабна модернізація асинхронних двигунів стала не лише економічним завданням, а й елементом енергетичної стійкості та безпеки держави.

3. Акцент на ККД як головному показнику енергоефективності. Основним показником енергоефективності електродвигуна як перетворювача електричної енергії $A_{\text{ел}}$ в механічну $A_{\text{мех}}$ є його коефіцієнт корисної дії (ККД)

$$\eta = \frac{A_{\text{мех}}}{A_{\text{ел}}} = \frac{\int_0^T M_{\text{н}}(t) \omega_{\text{н}}(t) dt}{\int_0^T p dt},$$

де $M_{\text{н}}$ і $\omega_{\text{н}}$ – момент і кутова частота обертання ротора, а p – миттєва потужність. Використовуючи середнє за час роботи T значення енергії, ККД η можна визначати через потужності:

$$\eta = P_2/P_1 = (P_1 - \Delta P)/P_1 = 1 - \Delta P/P_1 = P_2/(P_2 + \Delta P) = 1/(1 + \Delta P/P_2).$$

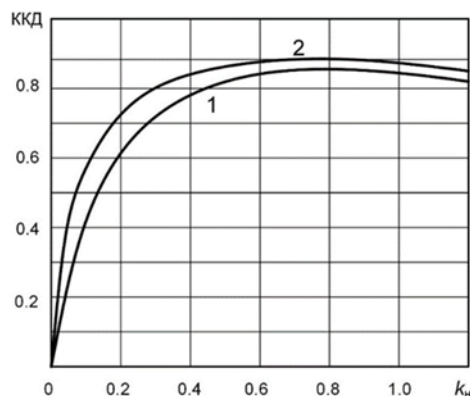
Номинальний ККД $\eta_{\text{н}} = P_{2\text{н}}/P_{1\text{н}}$ для нових двигунів визначається за стандартом ІЕС 60034-2-1 [7] і, як і номінальна потужність $P_{2\text{н}}$, є паспортною величиною. Але за наявності багатьох факторів впливу (якість енергії, наслідки ремонтів, рівень навантаження та ін.) визначення фактичного «номінального» ККД двигуна є складною науково-технічною проблемою електромеханіки, яка на сьогодні не має завершеного рішення. Це пояснюється тим, що при розрахунку ККД через відношення потужностей на виході та вході двигуна головна проблема полягає в надійному визначенні потужності P_2 , яка пов'язана з механічною енергією і яку на практиці часто виражають як добуток механічних параметрів M і ω . $P_2 = M\omega$. Саме через пряме вимірювання крутного моменту за допомогою широко доступних на ринку тензорезисторних датчиків можна виміряти момент (потужність P_2) із високою точністю і в широкому діапазоні зміни моменту. Наприклад, великий спектр датчиків крутного моменту серії DR (більше 20 типів) пропонує фірма Lorenz Messtechnik GmbH (ФРН) із широкою лінійною вимірювальних діапазонів моменту – від 0.1 Нм до 20000 Нм – і класами точності датчиків від 0.1 до 0.5. Тому використання цих датчиків на сьогодні є практично безальтернативним при високоточному вимірюванні моменту (потужності P_2) в унікальних електромеханічних системах, наукових лабораторіях, сертифікованих центрах ремонту двигунів тощо. Але їхня висока вартість, необхідність «розрізування валу» та обмежений об'єм при встановленні практично закрили для них можливість широкого використання під час роботи двигуна в ре-

альних умовах виробництва. Суттєве послаблення цих обмежень пов'язане з реалізацією в ряді країн (Німеччина, Великобританія) накладних датчиків без модифікації валу, які можна ефективно використовувати «у польових умовах» (синонім поширеного терміну «на місці» – in-situ) [8]). Але й ці датчики мають обмеження за діаметром валу (потужності), його достатньою довжиною, частотою обертання та ін. Тому на сьогодні для моніторингу найбільш поширених АД малої (до 5 кВт) потужності актуальним завданням є розробка недорогих датчиків із можливістю простого й багаторазового використання в умовах обмеженого доступу. Важливо додатково зазначити, що навіть за можливості точного вимірювання потужності P_2 , реальний «номінал» ККД двигуна після деградації або модернізації його активних частин повинен відповідати тепловим обмеженням для конкретних умов експлуатації.

Альтернативними залишаються непрямі методи дослідження реальних енергетичних параметрів АД. Для практичного вирішення задачі на підприємствах використовують методи, закріплені в головних стандартах (ІЕС, IEEE, NEMA). Ненормативні умови експлуатації враховуються переважно шляхом штучного обмеження потужності двигуна (введенням derating-коефіцієнтів). Так, стандарт ДСТУ ІЕС 60034-23:2019 робить акцент на температурі випалювання обмотки і визначає знижку ККД від 0.5–1 до 3–5 % за один цикл залежно від дотримання умов технології. Дисбаланс напруги, який створює гальмівний момент, різко збільшує втрати в роторі та викликає порушення температурного режиму. Згідно зі стандартом ІЕС 60034-26:2014, якщо коефіцієнт несиметрії напруги $VUF > 2\%$, необхідно зменшувати номінальну потужність АД. Стандарт NEMA MG-1 користується лінійним коефіцієнтом несиметрії напруги (LVUR), і за умови LVUR=5 % двигун можна навантажувати лише на 75 %. Стандарт IEEE Std 1459-2010 описує математичний апарат для розрахунку реальних втрат потужності за умов несиметрії та гармонік. На підприємствах використовують також закріплені в стандартах (зокрема в ІЕС 60034-1) метод еквівалентного струму (метод втрат) та інфрачервону термографію. У численних наукових публікаціях на основі математичних та емпіричних методів додатково розглядаються окремі питання щодо коригування ККД. Зокрема, в [9] запропоновано коригуючий коефіцієнт при роботі АД в насиченій області, вплив несиметрії на енергетичні показники АД проаналізовано в [10, 11].

Аналіз непрямих методів коригування ККД дає змогу зробити загальний висновок, що відсутність універсальної теплової моделі з урахуванням комплексного дисбалансу фаз та реального стану сталі статора може призводити до суттєвих похибок і ухвалення хибних експлуатаційних висновків. Сучасним напрямом визначення допустимої потужності деградованих АД є інтеграція електричних і теплових моделей із застосуванням штучного інтелекту та машинного навчання [12–14]. Такий підхід забезпечує комплексне оцінювання технічного стану двигуна, прогнозування його залишкового ресурсу та адаптивне визначення допустимих режимів навантаження з урахуванням поточних експлуатаційних умов.

Іншим проблемним питанням є визначення реального завантаження двигуна в умовах виробництва, що є важливим кроком на шляху підвищення його енергоефективності. За стандартом коефіцієнт навантаження визначається співвідношенням $k_n = P_2/P_{2н}$. Наведені на рисунку залежності ККД(k_n) для найбільш поширеного двигуна серії АІР потужністю 5.5 кВт, 3000 об/хв (крива 1) і еквівалентного двигуна з класом енергоефективності ІЕ3 (крива 2) свідчать про значне відхилення ККД (5–10 %) в характерному для України діапазоні $k_n=0.3–0.5$ навіть за ідеальних умов експлуатації. Але і без того недостатньо високі енергетичні показники вітчизняних АД можуть на 10% і більше відрізнятися від номінальних або декларованих. На сьогодні можливості для надійного визначення реального значення k_n обмежені, і ця проблема навіть більш складна, ніж визначення фактичного ККД працюючого двигуна. Дійсно, до розглянутих вище складнощів із коригуванням потужності $P_{2н}$ додається не менш складне питання розрахунку/вимірювання потужності P_2 , яка в реальних умовах може суттєво змінюва-



тися. Тому формальне визначення k_n як відношення двох показників із недостатньо обґрунтованою достовірністю кожного може нівелювати відомі рекомендації Міністерства палива і енергетики України щодо умов відповідності потужностей двигуна і навантаження. Часто відремонтований двигун встановлюється на попереднє місце роботи (чим фіксується невідоме, але практично незмінне значення P_2). Оскільки $P_{2н}$ також має фіксоване (паспортне) значення, то ситуація взагалі консервується, тобто коефіцієнт навантаження не залежить від кількості та якості ремонтів, ступеня зношеності тощо. Врахування фактичного зменшення номінального ККД за характерних для роботи АД ненормативних режимів взагалі приводить до «позитивного» висновку щодо збільшення коефіцієнта навантаження двигуна. Якщо ж, наприклад, за стандартною методикою $k_n=0.45$, а уточнені значення $P_2'=(0.85\dots1.15)P_2$ і $P_{2н}'=(1\dots0.85)P_{2н}$, то $k_n'=(0.85\dots1.35)k_n=0.38\dots0.6$, що відповідає рекомендаціям різного змісту. Важливо також додати, що недовантаження АД суттєво збільшує споживання реактивної енергії. Цей факт є додатковим аргументом на користь актуальності максимально достовірного обґрунтування реального навантаження АД.

Повертаючись до визначення фактичної потужності P_2 , зазначимо, що на сьогодні оцінювання корисної потужності на валу або обертового моменту безпосередньо в умовах експлуатації без використання дорогих і складних у монтажі динамометричних датчиків – одна з найскладніших задач сучасної електромеханіки. Тому використання непрямих методів вимірювання/обчислення потужності P_2 «на місці» є практично безальтернативним. Оскільки цим методам присвячена велика кількість публікацій (частково вони відображені у згаданих вище стандартах та публікаціях [9–14]), обмежимося лише загальною характеристикою основних традиційних та перспективних методів і моделей. На сьогодні вектор розвитку in-situ методів полягає в переході від жорстких параметричних моделей схем заміщення АД до адаптивних систем ідентифікації та концепції штучного інтелекту й віртуального сенсорингу. Найбільш поширеними є методи з ідентифікацією параметрів схеми заміщення, в яких розрахунок P_2 виконується через приведений еквівалентний опір ротора R_2/s . Використання генетичних алгоритмів або евристичної оптимізації дає змогу обмежити вхідну інформацію паспортними даними та поточними вимірами напруги, струму і ковзання в робочому режимі. Подальший розвиток цих методів пов'язаний з онлайн-корекцією активного опору ротора з урахуванням температури. Перспективним є також використання концепції «цифрових двійників». Модель через зворотний зв'язок за струмом дозволяє в реальному часі «спостерігати» за зміною P_2 та прогнозувати залишковий ресурс двигуна. Активне використання в непрямих методах інформації щодо зміни частоти обертання (ковзання) обумовило розробку бездатчикових методів, у яких ковзання та момент визначаються через спектральний аналіз струму статора. Отже, сучасні методи дослідження енергетичних параметрів короткозамкнених АД характеризуються поєднанням математичних методів непрямого визначення ККД і потужності P_2 та гібридних алгоритмів, які інтегрують детерміновані фізичні моделі й сучасні пошукові процедури оптимізації параметрів.

Висновки. 1. В Україні на законодавчому рівні не існує дієвої системи модернізації парку АД. Це є свідченням недостатньої уваги до промислової електромеханіки. І хоча питання енергоефективності промислових приводів фрагментарно внесено до загальних стратегічних документів, держава розглядає проблему енергозбереження через призму «виробництва та розподілу енергії», не приділяючи необхідної уваги кінцевому споживачу – промислового електроприводу, який споживає до 70% промислової електрики.

2. Одним з першочергових завдань у напрямку підвищення ефективності використання асинхронних двигунів є суттєве покращення інформаційного забезпечення енергетичних служб промислових підприємств в частині створення централізованих аналітичних баз даних, забезпечення доступу до актуальних технічних довідників та впровадження спеціалізованого програмного забезпечення для оцінювання можливості та доцільності модернізації.

3. Наявні методи і практики оцінювання коефіцієнта корисної дії АД та коефіцієнта його навантаження недостатньо обґрунтовані і можуть призводити до хибних висновків у процесі експлуатації. Це питання потребує активізації наукових досліджень та підвищення адекватності практичних рекомендацій.

1. Коваленко М., Ткачук І., Коваленко І., Перепелиця О., Кришньов О., Тітов Є. Підвищення ефективності асинхронних двигунів. *Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика*. 2024. № 1 (11). С. 41–45. DOI: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2024.1.08>
2. Закладний О.О. Визначення аварійних режимів електродвигунів засобами сучасних систем діагностування їх стану. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 1. С. 96–104. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2022.259240>
3. Толмачов С.Т., Ільченко О.В. Підвищення енергоефективності асинхронних двигунів в Україні: стан, можливості та перспективи. *Вісник КНУ: Збірник наукових праць*. 2023. Вип. 56. Кривий Ріг. С. 133–139. DOI: <https://doi.org/10.31721/2306-5451-2023-1-56-133-139>
4. Commission Regulation (EU) 2019/1781 of 1 October 2019 laying down ecodesign requirements for electric motors and variable speed drives pursuant to Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council, amending Regulation (EC) No 641/2009 and repealing Regulation (EC) No 640/2009 (Text with EEA relevance). *Official Journal of the European Union*. 2019. L 272. Pp. 74–94. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R1781&utm_source=chatgpt.com (дата звернення: 05.06.2026)
5. Про затвердження Технічного регламенту щодо вимог до екодизайну електродвигунів : Постанова Кабінету Міністрів України від 27 лютого 2019 р. № 157. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/157-2019-%D0%BF#Text> (дата звернення: 05.06.2026)
6. Про затвердження Технічного регламенту щодо вимог до екодизайну для електродвигунів та приводів із змінною швидкістю : Постанова Кабінету Міністрів України від 23 липня 2024 р. № 844. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/844-2024-%D0%BF#Text> (дата звернення: 05.06.2026)
7. ДСТУ ІЕС 60034-2-1:2019. Машини електричні обертові. Частина 2-1. Стандартні методи визначення втрат та коефіцієнта корисної дії під час випробувань (за винятком машин для тягових транспортних засобів) (ІЕС 60034-2-1:2014, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019. URL: https://online.budstandart.com.ua/catalog/doc-page.html?id_doc=83537 (дата звернення: 05.06.2026)
8. Temporary Torque & Shaft Power Measurement Kit / Datum Electronics. URL: <https://datum-electronics.com/product/shaft-power-measurement-kits/> (дата звернення: 05.06.2026)
9. Попович О.М., Головань І.В. Уточнення визначення моменту асинхронного двигуна за режимів магнітопроводу у насиченій області. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 6. С. 26–32.
10. Faiz J., Ebrahimpour H., Pillay P. Influence of unbalanced voltage supply on efficiency of three-phase squirrel-cage induction motor and economic analysis. *Energy Conversion and Management*. 2006. Vol. 47, No. 3. Pp. 289–302. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.04.009>
11. Quispe E. C., López I. D., Ferreira F. J. T. E., Sousa V. Unbalanced voltages impacts on the energy performance of induction motors. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2018. Vol. 8, No. 3. Pp. 1412–1422. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijece.v8i3.pp1412-1422>
12. Göztaş M., Çunkaş M. In-situ efficiency estimation of induction motors under unbalanced voltages using heuristic optimization algorithms. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*. 2026. Advance online publication. DOI: <https://doi.org/10.1007/s44444-026-00106-1>
13. Laadjal K., Amaral A. M. R., Sahraoui M., Cardoso A. J. M. Machine learning based method for impedance estimation and unbalance supply voltage detection in induction motors. *Sensors*. 2023. Vol. 23. No. 18. DOI: <https://doi.org/10.3390/s23187989>
14. Anindhito M. D., Suhartjito. Prediction of remaining useful life and downtime of induction motors with supervised machine learning. *Applied Computer Science*. 2025. Vol. 21. DOI: https://doi.org/10.35784/acs_7299

SOME THEORETICAL AND PRACTICAL ISSUES OF SQUIRREL-CAGE INDUCTION MOTORS IN THE CONTEXT OF ENERGY EFFICIENCY

S.T. Tolmachov, O.V. Ilchenko

Kryvyi Rih National University of Ukraine,
Vitaliy Matusevich Str., 11, Kryvyi Rih, 50027, Ukraine
e-mail: stan.tolm@gmail.com

The article provides a comprehensive analysis of the current state and efficiency of the existing industrial fleet of induction motors, which are the main consumers of electricity in Ukraine's industrial sector. The systemic problems of their operation are highlighted: a critical share of morally and physically obsolete equipment, high accident rates, chronic underloading of machines due to excessive power margins integrated during design, and the lack of continuous monitoring of their technical condition. The strategic relevance of improving the energy efficiency of electromechanical equipment under the conditions of energy resource scarcity is substantiated. The expediency of an integrated approach to modernization is proven, which envisages both the phased targeted replacement of worn-out units with modern efficient analogues of high energy-saving classes (IE3, IE4, and IE5) and the optimization of their operating conditions, taking into account power quality indicators and the reliability of power supply systems. Particular attention is paid to the systematization of constraining factors. Institutional, socio-psychological, and personnel barriers have been identified, including the low motivation of enterprise management due to the lack of direct responsibility for energy effi-

ciency. An acute shortage of qualified specialists in the diagnostics and adjustment of modern variable speed drives is noted. Regulatory and legal restrictions related to the absence of a targeted state program for modernizing the existing motor fleet in Ukraine, as well as the lack of effective state economic incentives for business, are outlined. At the scientific and methodological level, the problem of instrumental estimation of the actual load factor and efficiency of motors directly under production conditions without dismantling is considered. A specific practical example illustrates the risk of making erroneous operational decisions when using current simplified methods for calculating baseline operating parameters. Ref. 14, figure.

Keywords: induction motor, energy efficiency, IE3–IE5 classes, load factor, efficiency, technical monitoring, operational barriers, industrial modernization.

1. Kovalenko M., Tkachuk I., Kovalenko I., Perepelytsia O., Kryshnov O., and Titov Ye. Improving the efficiency of induction motors. *Kharkiv Polytechnic Institute (KPI) Gazette. Series: Problems of Improving Electrical Machines and Apparatus. Theory and Practice*. 2024. No. 1 (11). Pp. 41–45. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2024.1.08>
2. Zakladnyi O.O. Determination of emergency modes of electric motors by means of modern systems for diagnosing their condition. *Energy: Economics, Technologies, Ecology*. 2022. No 1. Pp. 96–104. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2022.259240>
3. Tolmachov S.T., Ilchenko O.V. Improving the energy efficiency of induction motors in Ukraine: State, opportunities and prospects. *Bulletin of Kryvyi Rih National University: Collection of Scientific Papers*. 2023. Vol. 56. Pp. 133–139. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.31721/2306-5451-2023-1-56-133-139>
4. Commission Regulation (EU) 2019/1781 of 1 October 2019 laying down ecodesign requirements for electric motors and variable speed drives pursuant to Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council, amending Regulation (EC) No 641/2009 and repealing Regulation (EC) No 640/2009 (Text with EEA relevance), Official Journal of the European Union, L 272. 2019. Pp. 74–94. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R1781&utm_source=chatgpt.com.
5. On approval of the Technical Regulation regarding ecodesign requirements for electric motors. Cabinet of Ministers of Ukraine Resolution No. 157, Feb. 27. 2019. (Ukr) URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/157-2019-%D0%BF#Text>
6. On approval of the Technical Regulation regarding ecodesign requirements for electric motors and variable speed drives. Cabinet of Ministers of Ukraine Resolution No 844, July 23. 2024. (Ukr) URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/844-2024-%D0%BF#Text>
7. *Rotating Electrical Machines - Part 2-1: Standard Methods for Determining Losses and Efficiency from Tests (Excluding Machines for Traction Vehicles) (IEC 60034-2-1:2014, IDT)*, DSTU IEC 60034-2-1:2019. Kyiv: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification and Quality Problems (DSTU "UkrNDNC"). 2019. (Ukr) URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=83537
8. Datum Electronics. Temporary torque & shaft power measurement kit. (Online). Available: datum-electronics.com. URL: <https://datum-electronics.com/product/shaft-power-measurement-kits/>
9. Popovych O.M., Holovan I.V. Refining the determination of the induction motor torque under magnetic circuit modes in the saturated region. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 6. Pp. 26–32. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.06.026>
10. Faiz J., Ebrahimpour H., Pillay P. Influence of unbalanced voltage supply on efficiency of three-phase squirrel-cage induction motor and economic analysis. *Energy Conversion and Management*. 2006. Vol. 47. No 3. Pp. 289–302. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2005.04.009>
11. Quispe E. C., López I. D., Ferreira F. J. T. E., Sousa V. Unbalanced voltages impacts on the energy performance of induction motors. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2018. Vol. 8. No 3. Pp. 1412–1422. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijece.v8i3.pp1412-1422>
12. Göztaş M., Çunkaş M. In-situ efficiency estimation of induction motors under unbalanced voltages using heuristic optimization algorithms. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*. 2026. DOI: <https://doi.org/10.1007/s44444-026-00106-1>
13. Laadjal K., Amaral A. M. R., Sahraoui M., Cardoso A. J. M. Machine learning based method for impedance estimation and unbalance supply voltage detection in induction motors. *Sensors*. 2023. Vol. 23. No 18. DOI: <https://doi.org/10.3390/s23187989>
14. Anindhito M. D., Suharjito. Prediction of remaining useful life and downtime of induction motors with supervised machine learning. *Applied Computer Science*. 2025. Vol. 21. No 3. Pp. 72–86. DOI: https://doi.org/10.35784/acs_7299

Надійшла: 18.06.2026

Прийнята: 14.07.2026

Submitted: 18.06.2026

Accepted: 14.07.2026