



ISSN 1727-9895
ISSN 2786-7064 (online)

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

Збірник наукових праць

Випуск
65

Київ
2023

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
65**

Київ
2023

ПРАЦІ ІНСТИТУТУ ЕЛЕКТРОДИНАМІКИ НАН УКРАЇНИ

Редакційна колегія*:

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

Editorial board*:

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

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

International editorial board:

V.Yu. Rozov, Corresponding member of the NAS of Ukraine, the Science and Technology Center of Magnetism of Technical Objects, Kharkiv
V.S. Maliar, Doctor of engineering sciences, Lviv Polytechnic National University, Lviv
V.V. Rymsha, Doctor of engineering sciences, National Polytechnic University, Odesa
Bendahmane Boukhalfa, Doctor of Engineering Sciences, University of Béjaïa, Algeria
M. Pavlik, Member of NAS Ukraine, Technical University of Lodz, Poland
Yu.R. Plotkin, Doctor of Engineering Sciences, Berlin School of Economics and Law

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

- загальнодержавному депозитарії «Наукова періодика України»;
- загальнодержавній базі даних «Україніка наукова» (реферативний журнал «Джерело»);
- науковій електронній бібліотеці періодичних видань НАН України (NA SPLIB) (<http://www.dspace.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 № 7 від 6 липня 2023 року*

Зареєстровано 07.02.2002. Свідоцтво: серія КВ, № 5843.
Засновник та видавець: Інститут електродинаміки НАН України
Україна, 03057, м. Київ, пр. Берестейський, 56

Адреса редакції:

03057, м. Київ, пр. Берестейський, 56, Інститут електродинаміки НАН України.
Тел. (044) 366-26-56 E-mail: mlyv@ied.org.ua; Адреса сайту: <http://prc.ied.org.ua>

ISSN 1727-9895

ISSN 2786-7064 (online)

© Інститут електродинаміки НАН України, 2023

**Праці
Інституту електродинаміки
Національної академії наук України**

Випуск 65

2023 р.

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65>

ЗМІСТ

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блінов І.В.

Цифрова трансформація енергетики: сучасні тенденції та завдання 5

Жаркін А.Ф., Палачов С.О.

Впровадження в нормативну базу України європейських вимог до проведення
вимірювання показників якості електричної енергії..... 15

Парус Є.В., Блінов І.В., Костіков А.О.

Оцінка вартості послуг добового регулювання електроспоживання неманевреними
накопичувачами електричної енергії..... 21

Самков О.В., Коваль В.В., Лисенко В.П., Чопик В.В., Осінський О.Л., Самков Б.О.

Розроблення цифрових засобів багатоканального моніторингу пристроїв
синхронізації часу електроенергетичних SMART Grid систем 28

Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І.

Оптимізація якості електроенергії в разі невизначеності інформації 33

Михайленко О.Ю., Сінчук І.О., Будніков К.В.

Гідроакумуючі електростанції як джерела розподіленої генерації в складі
промислових енергосистем 38

Плескач Б.М., Самойлов В.Д.

Оцінка прихованих втрат енергії в технологічних системах 46

Зайченко С.В., Кулиш Р.Д.

Визначення впливу складу палива і рівня навантаження на енергоефективність
автономних джерел живлення з іскровим запалюванням 50

Качан Ю.Г., Шрам О.А., Братковська К.О.

Оцінка економічної доцільності маневрування навантаженням промислових підприємств
зادля зменшення вартості спожитої електроенергії..... 55

Говоров П.П., Говоров В.П., Перепечений В.О., Кіндінова А.К.

Підвищення ефективності розподільних мереж районів малоповерхової забудови міст 61

Fedoseienko O.M.

Challenges and design aspects of microgrid clustering 68

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА

Щерба А.А., Супруновська Н.І., Белкін С.В., Маслюченко І.М.

Закономірності змінення енергоефективності розряду суперконденсатора на лінійне
активне навантаження при зміні тривалості розряду..... 74

ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**Щерба А.А., Ломко М.О.**

Вплив форми струму індукторів та магнітного потоку електромагніту на електромагнітну силу, що діє на розплавлений метал в активній зоні магнітодинамічного насосу82

Гориславець Ю.М., Пеньковий Т.О.

Моделювання відбивної плавильної печі, оснащеної вихровою камерою з дуговим індуктором91

НАПІВПРОВІДНИКОВІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ**Артеменко М.Ю., Чопик В.В., Михальський В.М., Поліщук С.Й., Шаповал І.А.**

Показники якості електроенергії та їхнє поліпшення активними фільтрами99

Голубєв В.В., Зозульов В.І., Маруня Ю.В., Сторожук А.І.

Способи підвищення енергоефективності спеціалізованих перетворювачів електроенергії для сучасних імпульсних технологій106

Войтех В.О.

Режими роботи підвищуючого постійну напругу перетворювача енергетичного модуля відновлюваних джерел енергії112

Руденко Ю.В., Мартинов В.В.

Двонаправлений каскадний перетворювач постійної напруги для потужної системи енергонакопичення в мережах електропостачання SMART Grid116

Юрченко О.М., Мартинов Д.В., Мартинов В.В.

Дослідження двонапрямого перетворювача постійної напруги для застосування в системах накопичення енергії121

ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНЕ ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ**Мазуренко Л.І., Джура О.В., Шихненко М.О.**

Комбіноване регулювання комутованими конденсаторами й вентильним перетворювачем напруги асинхронного генератора автономно працюючої міні-ГЕС127

Шуруб Ю.В., Попович О.М., Головань І.В., Бібик О.В.

Обґрунтування вибору регулятора швидкості електропривода одноциліндрового поршневого компресора133

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ**Кенсицький О.Г., Левицький А.С., Зайцев Є.О.**

Відновлення та модернізація турбогенераторів електростанцій України в повоєнний період139

Akinin K.P., Kireyev V.G.

Two- degree-of-freedom electric machine and its operation modes145

ВИМІРЮВАННЯ ТА ДІАГНОСТИКА В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ**Тесик Ю.Ф., Карасінський О.Л., Мороз Р.М., Пронзалева С.Ю., Зайков М.В.**

Порівняльний аналіз характеристик мобільних засобів метрологічного забезпечення155

CONTENTS161

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА РИНКИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.005>

ЦИФРОВА ТРАНСФОРМАЦІЯ ЕНЕРГЕТИКИ: СУЧАСНІ ТЕНДЕНЦІЇ ТА ЗАВДАННЯ

О.В. Кириленко^{1*}, акад. НАН України, **С.П. Денисюк^{2**}**, докт. техн. наук,**І.В. Блінов^{1***}**, докт. техн. наук

1 – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

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

пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

e-mail: blinovigor81@gmail.com

Розглянуто особливості цифрової трансформації та цифровізації енергетики як процесів переходу до нових бізнес-моделей в енергетиці завдяки використанню цифрових технологій та наданню нових можливостей створення додаткової вартості під час генерації, передачі, розподілу та використання електроенергії. Наведено основні напрями формування Європейської політики у сфері цифровізації та цифрової трансформації. Визначено цілі цифрової трансформації в галузі енергетики та наведено огляд впливу цифровізації на процеси розвитку електричних мереж, підприємств галузі та на ринок електричної енергії. Визначення пріоритетних напрямків нормативного забезпечення в галузі Smart Grid як складової цифрової трансформації енергетики України. Бібл. 14.

Ключові слова: електроенергетична система, цифровізація, цифрова трансформація, Smart Grid, стандартизація.

Вступ. Сьогодні важливою частиною політики Європейського Союзу (ЄС) у галузі електроенергетики є комплекс заходів, що об'єднаний терміном «енергетичний перехід» (англ. Energy Transition) [1, 2]. Реалізація цих заходів передбачає перехід до нової функціональної архітектури електроенергетичних систем в ЄС та відповідно ОЕС України, розвиток розумних мереж, технологій зберігання енергії, а також появу активних (розумних) споживачів. Основні тренди «енергетичного переходу» сформульовані в рамках «концепції 3D»: Decarbonization, Decentralization, Digitalization) [1]. Якщо Decarbonization («декарбонізація») розглядається як перехід до екологічно чистої «безвуглецевої» економіки та енергетики, а Decentralization («децентралізація») – як перехід до територіально розосередженої електроенергетики з великим числом різнорівневих виробників і споживачів, то Digitalization («діджиталізація» – цифровізація) передбачає перехід до широкомасштабного застосування в енергетиці сучасних багатофункціональних програмних комплексів на основі інформаційних моделей та цифрових керованих пристроїв, підключених до інформаційної мережі Інтернет на всіх рівнях енергосистеми, від виробництва до обладнання кінцевих споживачів.

Цифровізація – діджиталізація (digitalization) – це нові бізнес-можливості від оцифрування (діджиталізації), використання цифрових технологій для зміни бізнес-процесу та підвищення ефективності та прибутку учасників бізнес-процесів. Це процес переходу до «цифрового бізнесу», де оптимальність досягається завдяки обчисленню, цифровому зв'язку та автоматизованому менеджменту.

Сьогодні в енергетичній системі цифровізація є ключовою для інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електроенергетичні системи, підвищення надійності електричних мереж та зниження вартості доступу до електроенергії, розвитку та впровадження нових моделей функціонування на ринку електричної енергії.

Подальше поглиблення процесів цифровізації ставить нову проблему цифрової



трансформації (digital transformation) в енергетичному секторі, вирішення якої дає можливість компаніям створювати нові бізнес-моделі та розробляти стійкі стратегії виробництва (відпуску) і постачання енергії.

Цифрова трансформація (digital transformation) – зміна звичних бізнес-моделей завдяки цифровим технологіям та забезпечення нових можливостей щодо отримання додаткової вартості у нових чи існуючих сегментах ринку електричної енергії чи надання послуг (надання нових можливостей для отримання доходу та створення додаткової вартості). Узагальнено цифрова трансформація може бути визначена як нове використання цифрових технологій для прискорення бізнес-стратегії.

За допомогою цифрових технологій досягається модернізація енергетичних компаній, яка вимагає вирішення трьох задач: ефективність витрат; продуктивність; прийняття рішень в режимі реального часу. Прийняття рішень за допомогою прогнозної аналітики, даних у реальному часі, а також оцифровування та автоматизації процесів для оптимізації витрат, інші сфери застосування цифрових технологій можуть допомогти енергетичним компаніям ефективно трансформуватися.

Зростаючий обсяг інформації щодо виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії може бути використаний для кращого планування трансформації енергетичного сектору, як на макро-, так і на мікрорівні. Власне цифрові технології змінюють не тільки підхід до прийняття рішень у бізнесі та підвищення його продуктивності під час передавання та розподілу електричної енергії, але також і моніторинг споживання та соціальну активність, зокрема і споживачів електричної енергії.

Метою статті є аналіз Європейської політики у сфері цифровізації та цифрової трансформації, визначення цілей цифрової трансформації в галузі енергетики та огляд впливу цифровізації на процеси розвитку електричних мереж, підприємств галузі, ринок електричної енергії. Визначення пріоритетних напрямків нормативного забезпечення в галузі Smart Grid як складової цифрової трансформації енергетики України.

Формування Європейської політики у сфері цифровізації та цифрової трансформації. Починаючи з 2014 року, стратегічні дії в ЄС направлені на здійснення енергетичного переходу задля протистояння кліматичним та енергетичним викликам. У листопаді 2016 року Європейська Комісія (ЕК) запропонувала пакет «Чиста енергія для всіх європейців» (Clean energy for all Europeans), мета якого пов'язана з полегшенням переходу від енергії викопного палива до більш екологічно чистої енергії та виконанням зобов'язання Паризької угоди ЄС щодо скорочення викидів парникових газів. Основними цілями нового енергетичного пакету є досягнення статусу кліматично-нейтральної Європи до 2050 року, спрощення умов інтеграції ВДЕ в енергетичну систему, більша незалежність побутових споживачів, розширене застосування ІТ-технологій відповідно до концепції Smart Grid.

Європейською технологічною та інноваційною платформою інтелектуальних мереж для енергетичного переходу (European Technology and Innovation Platform for Smart Networks for Energy Transition (ETIP SNET)) у 2018 р. був розроблений базовий документ ETIP-SNET Vision 2050 задля здійснення енергетичного переходу в ЄС [3]. Планується, що в 2050 році інтегровані енергетичні системи складатимуться з чотирьох взаємопов'язаних і взаємозалежних рівнів, які стимулюватимуть економічне зростання та глобальну конкурентоспроможність для Європи:

1) ринковий рівень – дає змогу обмінюватися інформацією між учасниками ринку (виробниками, постачальниками електричної енергії, агрегаторами, споживачами, операторами мереж, постачальниками послуг зі зберігання електричної енергії);

2) комунікаційний рівень – підтримує вертикальну та горизонтальну інтеграцію енергетичних систем та обмін інформацією з ринком;

3) рівень фізичної системи – складається з автоматизованих енергетичних інфраструктур, розроблених для задоволення потреб споживачів;

4) рівень цифрової інфраструктури – підтримує мережеві операції для управління інтегрованими енергетичними системами з більш високим рівнем автоматизації, бачення та підзвітності.

ETIP-SNET Vision 2050 відводить головну роль в інтегрованих енергетичних системах цифровізації, що підтримує надання нових послуг, забезпечуючи водночас конфіденційність даних і право власності для всіх зацікавлених сторін та посилюючи кібербезпеку.

Згідно з дослідженнями **ETIP SNET** у майбутній цифровізованій енергетичній системі наступне покоління інтегрованих технологій буде здійснювати моніторинг, контроль, надання послуг і захищати інтелектуальне постачання та використання енергії [4]. Водночас концепція цифровізації енергетичної системи розглядається як ширша концепція, ніж концепція Smart Grid, зокрема завдяки соціальній складовій, а не лише технологічним інноваціям. Кінцева мета цієї концепції – створення гнучкого та відкритого ринку енергії з рівними можливостями для його учасників.

Основна увага до цього часу була зосереджена на функціонуванні інфраструктури, і відповідно концепція Smart Grid була в центрі уваги досліджень і застосувань для енергетичної інфраструктури. Як порівняти з традиційною концепцією Smart Grid, процес цифровізації включає низку нових факторів:

- залучення клієнтів та можливі нові проривні бізнес-моделі, які можуть виникнути в результаті такої участі;
- більша увага до об'єднання секторів, а потім відповідно до конвергенції інтелектуальної енергії та інтелектуальних міст і громад;
- нові концепції та технології, які з'являються на різних фізичних рівнях завдяки розширеній ролі, яку відіграє сучасна електроніка та інформатика в новій цифровій енергетичній системі.

Зважаючи на актуальність цифровізації економіки, ЄК запланувала створення та забезпечення функціонування дев'яти спільних європейських просторів даних (common European data spaces), зокрема, визначено створення «Спільного європейського простору енергетичних даних для сприяння більшій доступності та міжсекторному обміну даними, орієнтованим на клієнта, безпечним і надійним способом, оскільки це сприятиме інноваційним рішенням та підтримає декарбонізацію енергетичної системи» [5]. Процес формування «Спільного європейського простору енергетичних даних» передбачає розробку низки нових директивних та нормативних документів.

Так, відповідно до «Стратегія ЄС щодо інтеграції енергетичної системи», затвердженої 8 липня 2020 р., зниження витрат на технології відновлюваної енергетики, розвиток ринку, швидкі інновації щодо систем зберігання, електромобілів, а також цифровізація – все це природно веде до більшої інтеграції енергетичних систем у Європі [6]. Загальносистемний план дій з цифровізації енергетики має прискорити впровадження цифрових рішень, спираючись на Спільний європейський простір енергетичних даних, оголошений у Європейській стратегії даних. У рамках впровадження Пакету чистої енергії (Clean Energy Package) (2019 р.) він запровадить розумні вимірювання, сприятиме реагуванню на попит і забезпечить сумісність даних, пов'язаних з енергетикою.

Водночас інтеграція енергетичної системи ЄС розглядається як скоординоване планування та функціонування енергетичної системи «в цілому», між різними енергоносіями, інфраструктурами та секторами споживання.

23 липня 2021 року Європейська комісія прийняла Дорожню карту Плану дій з цифровізації енергетики, в якому окреслено, як різні політичні та фінансові інструменти ЄС працюватимуть разом, щоб використовувати переваги цифрових рішень в енергетичному секторі, мінімізуючи в такому разі їхні ризики та вплив на навколишнє середовище [7]. План дій слід розглядати в контексті цілей Європейської «зеленої угоди» щодо скорочення викидів парникових газів на 55 % до 2030 року та досягнення кліматичної нейтральності до 2050 року, а також участі в програмі «Європа, пристосована до цифрової ери». Подвійний зелений і цифровий перехід вимагає кращого функціонування, розумної, інтегрованої та чистішої енергетичної системи, гарантуючи за таких умов доступну енергію та справедливий перехід для всіх.

У Плані дій з цифровізації енергетики будуть визначені конкретні кроки для розвитку спільного європейського простору енергетичних даних таким чином, щоб підтримувати імплементацію Пакету чистої енергії, а також пропозиції «Fit-for-55», які розроблені відповідно

до Повідомлення про «Європейський шлях цифрового десятиліття» (The European way for the Digital Decade), прийнятого в березні 2021 року, та Регламенту таксономії (ЄС) 2020/852.

План дій з цифровізації енергетики зосереджений на п'яти сферах:

1. Розвиток європейської інфраструктури обміну даними для створення конкурентного ринку енергетичних послуг, які орієнтовані на гнучкість попиту й підтримують планування та моніторинг енергетичної інфраструктури.

2. Розширення можливостей громадян шляхом надання їм інструментів для участі на енергетичних ринках, індивідуальних послуг, орієнтованих на дані, та впровадження шляхів перекваліфікації й підвищення їхньої кваліфікації.

3. Посилення впровадження цифрових технологій в енергетичному секторі шляхом мобілізації досліджень, стимулювання інновацій та використання додаткових інструментів для підтримки розширення масштабів пілотних рішень.

4. Підвищення кібербезпеки енергетичного сектора з урахуванням вимог реального часу, каскадних ефектів та поєднання застарілих технологій із розумними/сучасними технологіями.

5. Підтримка розробки та впровадження кліматично нейтральних рішень для сектору інформаційно-комунікаційних технологій як доповнення до Європейської цифрової стратегії з акцентом на заходах, які сприяють співпраці між енергетичним сектором та цифровим сектором.

Також необхідно зазначити, що 18 травня 2022 року ЄК представила план REPowerEU – свою відповідь на труднощі та руйнування світового енергетичного ринку, спричинені вторгненням Росії в Україну. Єврокомісія визначила необхідність подвійної термінової трансформації енергетичної системи Європи, що полягає в припиненні залежності ЄС від російського викопного палива та подоланні кліматичної кризи. Заходи в плані REPowerEU мають відповісти на ці виклики через енергоефективність, диверсифікацію постачання енергії та прискорене впровадження ВДЕ для заміни викопного палива в будівлях, промисловості та виробництві електроенергії, що неможливо без здійснення системної цифровізації європейської енергетики.

Цифровізація енергетичного сектора. Під час цифровізації енергетичного сектора всі аспекти енергетичної системи знаходяться під впливом цифрових технологій [1]. Цифровізація матиме вирішальне значення для операційного та комерційного успіху як для енергетики в цілому, так і її окремих об'єктів, і стає центральним елементом для сучасного розвитку енергетики [4]:

– *управління енергією*: моніторинг та оптимізація використання енергії на основі попиту, часу доби, метеофакторів, моделей використання, коливань попиту тощо;

– *оптимізація енергетичного балансу* на основі попередньо визначених цілей і моделей попиту/постачання з відповідним керуванням електричними мережами. Задачі прогнозування попиту, планування роботи на ринку та зберігання електричної енергії в децентралізованій енергетичній системі на основі ВДЕ набувають особливої актуальності [8, 9];

– *інтелектуальні мережі*: забезпечення роботи мереж за допомогою штучного інтелекту, прогнозного обслуговування, моніторингу, дистанційного керування, автоматизованої торгівлі електричною енергією стають основними характеристиками майбутніх інтелектуальних мереж;

– *інтелектуальні будівлі та установки*: використання датчиків мобільності, моделей використання електроенергії, урахування пікового споживання для оптимізації витрат та економії енергії тощо призведе до підвищення енергоефективності та якості енерговикористання;

– *інтелектуальний облік*: пристрої, що записують інформацію про споживання електричної енергії, яку потрібно надавати постачальникам і споживачам для моніторингу, інформування про попит і є основою для виставлення рахунків за електроенергією;

– *інтелектуальне зберігання енергії*: автономне заряджання та розрядження накопичувачів електричної енергії, пов'язаних з відновлюваними енергетичними установками/електростанціями для управління енергією та оптимізації енергетичного балансу;

– *електромобілі та інтелектуальний транспорт*: передбачення моделей транспортування та керування піковим споживанням, а також балансування пропозиції/попиту на основі додатків та «Інтернету речей» від зв'язку між транспортними засобами та постачальниками / операторами систем розподілу / виробниками, що призведе до роботи та енергоефективного використання електроенергії транспортної системи;

– *автоматизація та робототехніка (Robotic process automation, RPA) у всіх секторах*: автоматизовані процеси, транспорт та операції з цифровою підтримкою призведуть до енергозбереження (і зниження витрат) та енергоефективних рішень;

– *транзакції та кібербезпека*: цифрові технології, такі як блокчейн, будуть важливими для забезпечення відповідності нормативним вимогам, конфіденційності даних та кібербезпеки в новій децентралізованій мережі торгівлі енергією між кількома учасниками, включаючи приватних та промислових споживачів та комунальні підприємства.

Цифровізація енергетики – це створення цінності за допомогою поєднання цифрових технологій, людей і бізнес-стратегії. Наслідком цифровізації енергетики для держави є: забезпечення енергонезалежності та інфраструктурної забезпеченості розвитку економіки; випереджальна модернізація базової інфраструктури; підвищення якості та доступності послуг із передачі та технологічного приєднання, розвиток конкурентних ринків супутніх послуг (особистий кабінет, управління навантаженням тощо); стримування зростання тарифів.

Цифровізація енергетичних компаній. Цифрові технології пропонують широкі можливості для підвищення ефективності та управління складними енергетичними системами в усіх ланках ланцюга поставок, від планування інфраструктури, експлуатації та обслуговування через виробництво та передачу енергії до споживання енергії [10].

Цифровізація дає змогу компанії вийти на новий рівень технологічної ефективності та постає ключовим фактором підвищення надійності та якості електропостачання споживачів, а також сприяє розвитку нових сервісів. Базою для успішної цифрової трансформації є механізм формування «бізнес-архітектури», що сприяє комплексному аналізу впливу пропонованих змін всередині компанії. Бізнес-архітектура являє собою цілісне, багатовимірне уявлення про можливості, наскрізну доставку цінності, інформацію та організацію і взаємозв'язки між цими поглядами та стратегіями, продуктами, політиками, ініціативами, зацікавленими сторонами та показниками. Бізнес-архітектура забезпечує цінність як ефективну комунікаційну та аналітичну структуру для перетворення стратегії в практичні ініціативи. Ключові фактори, які сприяють розгортанню цифрових технологій в енергосистемах [10]:

- надання переваг для регуляторів в частині доступу до даних та аналітики в режимі реального часу для динамічного прийняття рішень, посилення залучення більшої кількості учасників та забезпечення прозорості прийняття рішень, належна компенсація за надання послуг операторам як цифрових, так і фізичних систем;

- підвищення продуктивності та зменшення споживання енергії;

- впровадження інфраструктури та стандартів задля забезпечення надійного зв'язку між елементами системи, розширена інфраструктура вимірювання; сумісність на основі гармонізованих стандартів і протоколів обміну даними;

- управління даними із забезпеченням їхньої кібербезпеки та конфіденційності.

Інтерес до цифрової трансформації енергетичних компаній має різні рушійні сили та різні тенденції розвитку в окремих країнах, оскільки енергетичні компанії стикаються з різними проблемами на регіональному рівні, такими як уповільнення зростання попиту на електроенергію, розширення застосування розосередженої генерації, погіршення роботи мережі, зміна попиту споживачів тощо.

Цифрові електричні мережі. Сучасна цифрова електрична мережа – це високоавтоматизована мережа, яка забезпечує спостережуваність і керованість завдяки цифровим системам зв'язку і обладнанню. Основними складовими такої мережі можна визначити:

- *інтелектуальні датчики задля забезпечення обліку електроенергії* (комерційного та технічного), систем контролю доступу; відеоспостереження; індикації пошкоджень в електричних мережах, пристроїв контролю напруги, збору та передачі даних від приладів обліку та пристроїв телеметрії;

– *інтелектуальні системи керування*: SCADA (система диспетчерського керування та збору даних); ADMS (системи керування розподілом електроенергії); CFMS (керування мережами в аварійному режимі); CRM (управління взаємовідносинами з клієнтами);

– *виконавчі органи*: автоматизована система керування технологічними процесами (АСК ТП), цифрові пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА), допоміжні системи з автоматизацією, реклоузери тощо.

Цифрова мережа є єдиним цифровим середовищем технологічних даних, що забезпечує функції керування технологічним процесом розподілу електроенергії, включаючи вироблення оптимальних управлінських рішень на основі актуальних достовірних даних про стан обладнання.

Цифрова електрична мережа має забезпечувати такі функціональні особливості: аналіз топології та розрахунок усталеного режиму; автоматичний розрахунок показників надійності; виявлення дефектів у мережі; дистанційне керування оперативними перемикачами в нормальному та аварійному режимах, зокрема з диспетчерських центрів суб'єкта оперативно-диспетчерського керування щодо об'єктів диспетчеризації; автоматичне регулювання напруги відповідно до заданих суб'єктів оперативно-диспетчерського керування графіками; автоматизоване зниження та відновлення навантаження, зокрема за командами суб'єкта оперативно-диспетчерського керування; перерозподіл навантаження шляхом реконфігурації розподільної мережі; згладжування «піків» навантаження в мережі; керування усуненням несправностей; самодіагностика та самовідновлення після збоїв у роботі окремих елементів; керування розосередженою малою генерацією.

За результатами світового досвіду цифровізація електричних мереж може забезпечити: підвищення доступності технологічного приєднання – в 1,5 рази; зменшення операційних витрат – на 30 %; зменшення капітальних витрат – на 15 %; збільшення терміна служби активів – на 10 %; зменшення в середньому на 50 % показників SAIDI та SAIFI (ключові показники надійності електропостачання).

На сьогодні найбільший вплив на електроенергетичний сектор має автоматизація. Наведений нижче перелік цифрових технологій розміщено зі зниженням їхнього впливу на системи передачі та розподілу електроенергії: автоматизація та цифровий робочий процес (digital workflow); кібербезпека; розширена аналітика (наприклад, AI/машинне навчання); Інтернет речей (IoT); візуалізація даних; хмарні обчислення; дрони та БПЛА; розподілені обчислення; блокчейн; доповнена реальність (Augmented Reality, AR); віртуальна реальність (Virtual Reality, VR); кодування.

Цифрова трансформація передбачає побудову «розумної» електроенергетичної системи, що орієнтована на вирішення проблем оптимізації загальної ефективності та балансу низки взаємопов'язаних енергетичних технологій та процесів як електричних, так і неелектричних. Досягається завдяки динамічному управлінню попитом і пропозицією; посиленому моніторингу електричних, теплових і паливних складових; контролю та оптимізації обладнання, приладів та послуг; кращій інтеграції розосереджених джерел енергії, а також мінімізації витрат як для постачальників, так і для споживачів.

Складовою «розумної» електроенергетичної системи є побудова систем Microgrid, що представляють собою групу взаємопов'язаних навантажень та розосереджених енергетичних ресурсів у встановлених електричних межах, які діють як єдиний керований об'єкт мережі та можуть підключатися або відключатися від мережі задля забезпечення можливості роботи в острівному режимі.

Зв'язуючою ланкою між мережею вищого рівня та Microgrid є розподільна «розумна мережа», що автоматично відслідковує потоки енергії та відповідно адаптується до змін у попиті та пропозиції. У поєднанні з інтелектуальними системами вимірювання «розумні мережі» охоплюють споживачів і постачальників, надаючи інформацію про споживання в реальному часі. За допомогою розумних лічильників споживачі можуть адаптувати – у часі та обсязі – своє споживання енергії до різних цін на електричну енергію протягом доби.

Цифровізація енергетичних співтовариств та ринків електричної енергії. У Паке-ті чистої енергії ЄС, Розділ III Директиви про електроенергетику визначає рамки для місце-

вих енергетичних співтовариств (Local Energy Communities, LEC) та регіональних/відновлювальних енергетичних співтовариств (Regional / Renewable Energy Communities, RECs) [4]. Вони визначають LEC як організацію, яка відрізняється від традиційних підприємств електроенергетики, що працюють на ринку, на основі їхніх характеристик як цінності, а не прибутку, та яка ефективно контролюється місцевими громадами, місцевою владою або малими підприємствами.

До основних принципів цифрової трансформації на локальних ринках відносяться: забезпечення спостереження мережевих об'єктів та режимів їхньої роботи; автоматизація управління технологічними та корпоративними процесами; застосування принципів автоматизованого ризик-орієнтованого керування; побудова цифрової СІМ-моделі за єдиним галузевим стандартом та інформаційна взаємодія з усіма контрагентами (мережі, споживачі та інші суб'єкти електроенергетики).

Основними елементами цифрової трансформації локальної електроенергетичної системи є [11]: розумне реагування на попит; інтеграція змінних ВДЕ; впровадження розумної зарядки для електромобілів; поява дрібномасштабних розосереджених електричних ресурсів, таких як побутові сонячні фотоелектричні електростанції.

Пакет цифрових технологій для електромережевого комплексу дає змогу LEC працювати в мережі розподілу таким чином, щоб підтримувати роботу Операторів систем розподілу (ОСР), зі свого боку ОСР надає цей пакет потенційним агрегаторам або іншим LEC [4, 11].

Цифровізація ринку електричної енергії призводить до появи нових бізнес-моделей та форм участі на ринку [12]:

Оптовий / спотовий ринок: адаптивна до ціни зарядка та розрядка електромобілів (V2G), охолодження централізованого опалення, впровадження віртуальних електростанцій (VPP) для внутрішньодобового спотового ринку, VPP для балансування електроенергетичних систем.

Допоміжні послуги: управління перевантаженнями та допоміжні послуги з використанням електромобілів, VPP для балансування резервів (допоміжні послуги).

Управління перевантаженнями: промислове гібридне опалення, системи управління енергією в домашніх умовах, системи енергоменеджменту будівель (Building Energy Management Systems, BEMS) для комерційних будівель, оптимізація власного споживання за допомогою електромобілів, житлові теплові насоси, конкуренція ресурсів.

Цифровізація енергетики забезпечує такі ефекти для споживачів електроенергії [27, 28]:

- підвищення якості та доступності послуг із передачі електроенергії та технологічного приєднання;
- можливість участі в регулюванні власного споживання;
- додаткові послуги (особистий кабінет, управління навантаженням тощо);
- стримування темпів зростання цін та тарифів; створення умов появи нових споживчих сервісів.

Цифрова інфраструктура енергопостачальних компаній створює умови для нових споживчих сервісів:

- гібридні системи електропостачання споживачів;
- новий учасник ринку – просюмер: споживач, який споживає, виробляє та зберігає електроенергію;
- проактивні послуги для споживачів, мобільні програми;
- тарифне меню та технології «Інтернету речей» (цифрові датчики, сенсори та засоби комунікації);
- управління енергоефективністю, розумні будинки;
- спостереження споживачів за соціально-економічними даними, доступ до даних;
- використання розумних контрактів для розрахунків;
- аналітичні послуги для споживачів.

Нормативне забезпечення Smart Grid, як складова цифрової трансформації в Україні. Для забезпечення цифрової трансформації Міністерство енергетики України розро-

било «Концепцію впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року», в якій розкрито поняття «розумних мереж», визначено загальні напрямки впровадження й використання технологій «розумних мереж» в енергетичному секторі України, встановлено пріоритети й основні механізми реалізації, а також етапи та коло ключових учасників впровадження технологій «розумних мереж» [13].

У цій Концепції зазначено, що платформа просування «розумних мереж» в Україні спирається на готовий набір технологій і заходів, передбачених у європейських та міжнародних стандартах, які визначають технологічні рішення реалізації для кожного компонента енергетичного сектора, а також містять готовий набір телекомунікаційних та інформаційних протоколів, що сприяють реалізації цих технологій.

Існуючий курс «Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року», направлений на активний розвиток систем Smart Grid в енергетичній системі України, відповідає пріоритетним напрямкам розвитку енергетики в ЄС, а також задачам, які потребують розв’язку в процесі синхронної роботи ОЕС України та ENTSO-E.

Згідно з Концепцією в Україні процес розвитку необхідної нормативно-технічної бази має спиратися на такі основні принципи: застосування існуючого набору технологій і заходів, визначених Європейським комітетом з електротехнічної стандартизації (CENELEC) для кожного компонента енергетичного сектору; застосування наявного пакету міжнародних стандартів, включаючи телекомунікаційні та інформаційні протоколи, розроблені ІЕС, що сприяють реалізації технологій "розумних" мереж та ринків електричної енергії.

Забезпечення процесів цифрової трансформації в електроенергетичній галузі України зі свого боку потребує прийняття пріоритетних сучасних європейських та міжнародних стандартів у сфері впровадження технологій Smart Grid. До основних функціональних систем SmartGrid, які є найбільш актуальними для розвитку електроенергетичної системи України та потребують впровадження відповідних стандартів згідно з ІЕС TR 63097:2017, відносяться такі [14]:

- система управління генерацією (Generation Management System);
- гнучкі системи передачі змінного струму (FACTS for grids);
- система енергетичного менеджменту (Energy Management system);
- система запобігання системним аваріям в енергосистемі (Black out Prevention System);
- вдосконалена система управління розподілом (Advanced Distribution Management System);
- система автоматизації розподілу (Distribution Automation System);
- система автоматизації роботи підстанцій (Substation Automation System);
- система управління розосередженими енергетичними ресурсами (Distributed Energy Resources Operation System);
- удосконалена інфраструктура обліку енергії (Advanced Metering Infrastructure);
- система управління ринками (Market places system);
- реагування на попит / управління навантаженням (Demand Response/Load Management);
- система зберігання електричної енергії (Electrical Energy Storage System).

Впровадження стандартів із зазначених напрямків має враховувати нові міжнародні стандарти відповідної сфери застосування, що з’явилися після 2017 р., через що не були включені до стандарту ІЕС TR 63097:2017.

Висновки. За результатами аналізу стану справ щодо сучасних тенденцій цифрової трансформації в галузі енергетики показано, що її основними завданнями є поліпшення показників надійності та безперебійності електропостачання споживачів, випереджаючого розвитку мережевої інфраструктури, підвищення ефективності учасників ринку електричної енергії та послуг, розвиток ринку енергетичних послуг, підвищення доступності електромережевої інфраструктури, диверсифікація господарської діяльності завдяки додатковим сервісам, що є актуальними на сучасному етапі модернізації енергетики України. Головним ефектом цифровізації в енергетиці є зміна ланцюжків створення доданої вартості під час відпуску

електричної енергії або надання послуг на ринку завдяки використанню сучасних Smart Grid технологій та запровадженню нових бізнес-моделей на ринку електричної енергії чи послуг. Визначено, що забезпечення процесів цифрової трансформації в електроенергетичній галузі України потребує прийняття пріоритетних сучасних європейських та міжнародних стандартів у сфері впровадження технологій Smart Grid як технологічної складової цифрової трансформації енергетичної галузі. Визначено функціональні системи Smart Grid, які є найбільш актуальними для розвитку електроенергетичної системи України.

Фінансується за держбюджетною темою: *III-23-22 «Моделі та засоби запобігання погіршення якості електропостачання промислових споживачів» (шифр «Монітор-4»)*, (КПКВК 6541030).

1. Кириленко О.В. Заходи та засоби перетворення енергетики України на інтелектуальну екологічно безпечну систему. 2022. *Вісн. НАН України*. № 3. С. 18–23. DOI: <https://doi.org/10.15407/vsn2022.03.018>
2. Кириленко О.В., Жуйков В.Я., Денисюк С.П. Використання динамічної тарифікації для оптимізації техніко-економічних показників Microgrid на локальних ринках електроенергії. *Техн. електродинаміка*. 2022. № 3. С. 37–48.
3. ETIP SNET VISION 2050. Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment. European Commission. 2018. P. 52.
4. Digitalization of the energy system and customer participation: Description and recommendations of Technologies, Use Cases and Cybersecurity ETIP SNET Position Paper Summary. ETIP SNET. 2018. P. 21.
5. A European strategy for data. European Commission. 2020. P. 35.
6. Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration. 2020. P. 22.
7. Action plan on the digitalisation of the energy sector – roadmap launched. URL: https://ec.europa.eu/info/news/action-plan-digitalisation-energy-sector-roadmap-launched-2021-jul-27_en
8. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
9. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchansky V., Shkaruplyo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. 2021 *IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>
10. A Brief Roadmap for Digital Transformation: Leveraging Business Architecture to Achieve Superb Results. <https://www2.deloitte.com/rs/en/pages/strategy-operations/articles/brief-roadmap-for-digital-transformation-leveraging-business-architecture-to-achieve-superb-results.html>
11. Digitalization & Energy. OECD/IEA, 2017. 188 p. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b1e6600c-4e40-4d9c-809d-1d1724c763d5/DigitalizationandEnergy3.pdf>
12. Digitalisation of Energy Flexibility. EC. 2022. 265 p. URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/c230dd32-a5a2-11ec-83e1-01aa75ed71a1/language-en>
13. Кириленко О.В., Блінов І.В., Зайцев Є.О., Палачов С.О., Васильченко В.І. Впровадження міжнародних та європейських стандартів для розвитку ОЕС України згідно з концепцією Smart Grid. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2022. Вип. 63. С. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005>
14. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.

DIGITAL TRANSFORMATION OF THE ENERGY INDUSTRY: CURRENT TRENDS AND TASK

O.V. Kyrlyenko¹, S.P. Denysiuk², I.V. Blinov¹

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

2 – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”,
Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

e-mail: blinovigor81@gmail.com

The article presents the features of digital transformation and digitalization of energy as processes of transition to new business models in energy. This transition is due to the use of digital technologies and the provision of new opportunities to create additional value during the generation, transmission, distribution and use of electricity. The main directions of the formation of the European policy in the field of digitization and digital transformation are given. The goals of digital transformation in the energy industry are defined and an overview of the impact of digitalization on the development processes of electric networks, industry enterprises, and the electric energy market is given. The priority areas of regulatory support in the field of Smart Grid, as a component of the digital transformation of Ukraine's energy industry, have been determined. Bibl. 14.

Keywords: power system, digitalization, digital transformation, Smart Grid, standardization.

1. Kyrylenko O.V. Measures and ways of transforming Ukraine's energy sector into an intelligent environmentally friendly system. 2022. *Visnyk Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. No 3. Pp. 18–23. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2022.03.018>
2. Kyrylenko O.V., Zhuikov V.Ya., Denysiuk S.P. Use of dynamic tariffication for optimization Microgrid technical and economic indicators in local electricity markets. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 3. Pp. 37–48.
3. ETIP SNET VISION 2050. Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment. European Commission. 2018. P. 52.
4. Digitalization of the energy system and customer participation: Description and recommendations of Technologies, Use Cases and Cybersecurity ETIP SNET Position Paper Summary. ETIP SNET. 2018. P. 21.
5. A European strategy for data. European Commission. 2020. P. 35.
6. Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration. 2020. P. 22.
7. Action plan on the digitalisation of the energy sector – roadmap launched. URL: https://ec.europa.eu/info/news/action-plan-digitalisation-energy-sector-roadmap-launched-2021-jul-27_en
8. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storadge system in electric networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
9. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchanskyy V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. 2021 *IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>
10. A Brief Roadmap for Digital Transformation: Leveraging Business Architecture to Achieve Superb Results. <https://www2.deloitte.com/rs/en/pages/strategy-operations/articles/brief-roadmap-for-digital-transformation-leveraging-business-architecture-to-achieve-superb-results.html>
11. Digitalization & Energy. OECD/ IEA, 2017. 188 p. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b1e6600c-4e40-4d9c-809d-1d1724c763d5/DigitalizationandEnergy3.pdf>
12. Digitalisation of Energy Flexibility. EC, 2022. 265 p. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/c230dd32-a5a2-11ec-83e1-01aa75ed71a1/language-en>
13. Kyrylenko O., Blinov I., Zaitsev Ie., Palachov S., Vasylenko V. International and European standards implementation for use Smart Grid concept in IPS of Ukraine. *Pratsi Istytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2022. No 63. Pp. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005>
14. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.

Надійшла: 31.05.2023

Прийнята: 15.06.2023

Submitted: 31.05.2023

Accepted: 15.06.2023

ВПРОВАДЖЕННЯ В НОРМАТИВНУ БАЗУ УКРАЇНИ ЄВРОПЕЙСЬКИХ ВИМОГ ДО ПРОВЕДЕННЯ ВИМІРЮВАННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

А.Ф. Жаркін*, акад. НАН України, **С.О. Палачов****, канд. техн. наук

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

Проведено аналіз основних європейських вимог і положень стандарту EN 50160:2022, що стосуються правильного вибору точки вимірювання показників якості електричної енергії, та показано зв'язок між вимогами до якості електроенергії та рівнями електромагнітної сумісності. Досліджено основні відмінності принципів організації вимірювання показників якості електроенергії, прийнятих в Україні, та їхню відповідність сучасним європейським принципам. Бібл. 4, рисунок, таблиця.

Ключові слова: якість електроенергії, електромагнітна сумісність, стандартизація, точка вимірювання, точка постачання електроенергії, точка загального приєднання.

Вступ. З 1 січня 2023 року Україна ще більше наблизилася до вступу до Євросоюзу, коли в Європейському комітеті з електротехнічної стандартизації (CENELEC) було змінено її статус із організації компаньйона на афілійованого члена. Це означає, що Україна зобов'язана не тільки приймати європейські міжнародні стандарти як національні та скасовувати ті національні, які суперечать будь-якому прийнятому європейському, але і враховувати під час розробки національної нормативної бази (галузових документів) певні загальні принципи, згідно з якими й було розроблено європейські міжнародні стандарти [1]. Метою вступу України до CENELEC є досягнення загальної технічної гармонізації в рамках єдиного європейського економічного простору. Зокрема, новий статус України потребує перегляду певних принципів, що стосуються забезпечення якості електроенергії (ЯЕ) та електромагнітної сумісності (ЕМС) у мережах загальної призначеності України і, як наслідок, можливого корегування пакету відповідних галузових документів для забезпечення їхньої відповідності ідеології, закладеній у міжнародних стандартах. Наприклад, в Україні в галузових правилах для визначення допустимості приєднання до електромереж нового споживача досі застосовують категорію «винуватець погіршення якості напруги» в той час, як у Євросоюзі для тих самих цілей оперують зовсім іншим чинником, а саме принципом дотримання новим споживачем певних норм емісії завад, що встановлено постачальником електроенергії для конкретної мережі. Такий принцип забезпечує як для існуючих, так і нових споживачів однакові вимоги щодо рівнів емісії завад і відповідно витрат на забезпечення ЕМС [2]. Цей приклад ілюструє той факт, що певні положення нормативних документів в Україні, які були незмінними багато років, мають бути переглянуті і, можливо, суттєво скориговані.

З огляду на це слід відмітити, що існують певні розбіжності в застосуванні міжнародного європейського EN 50160 [3] та міждержавного ГОСТ 13109 [4] стандартів щодо проведення вимірювань показників якості електроенергії. Після введення в дію в 2000 році ГОСТ 13109-97 на багато років став базою для розробки галузових документів в енергетиці й заклав основи принципів, за якими в Україні визначають можливість приєднання нового споживача на підставі умов забезпечення ЕМС та ЯЕ в розподільній мережі. Тому при впровадженні в Україні міжнародних європейських стандартів у відповідній галузі і визначенні необхідності скасування національних стандартів, які суперечать європейським, потрібно насамперед встановити ті базові положення, за якими вони були створені, а також провести перевірку існуючої в Україні концепції забезпечення ЕМС та ЯЕ в розподільних мережах на її відповідність європейським принципам.

Метою статті є аналіз відповідності вимог до організації вимірювань показників ЯЕ, прийнятих в Україні, сучасним європейським вимогам.



Як було зазначено вище, основні вимоги до організації вимірювань показників якості електроенергії в Україні встановлено в ГОСТ 13109-97, який охоплює ту ж саму сферу застосування, що й відповідний європейський стандарт EN 50160. (Сферою застосування саме останньої редакції EN 50160 є мережі загальної призначеності напругою до 800 кВ). Однак, на відміну від EN 50160 розробники ГОСТ 13109-97 норми з ЯЕ в мережах загального призначення об'єднали в одному документі з рівнями електромагнітної сумісності та вимогами до рівнів несприйнятливості обладнання.

Останню редакцію стандарту EN 50160:2022 до кінця 2023 року має бути впроваджено в Україні, а згідно з правилами CENELEC до 2025 року має бути скасовано національні стандарти України, що конфліктують з EN 50160:2022. Тому слід розглянути існуючі розбіжності відповідних нормативних документів України та EN 50160:2022.

Огляд нормативних документів України, що стосуються вимірювання ЯЕ. У ГОСТ 13109-97 визначено показники ЯЕ, а також їхні норми в електричних мережах загальної призначеності. Також вказано, що ці норми є рівнями електромагнітної сумісності в мережах електропостачання загального призначення, а також зазначено, що норми застосовують до точок, до яких приєднуються електричні мережі, що перебувають у власності різних споживачів електричної енергії, або приймачі електричної енергії (точки загального приєднання). Слід відмітити, що в попередній редакції цього стандарту (ГОСТ 13109-87) не було посилання на рівні електромагнітної сумісності, а було зазначено, що вимоги до ЯЕ віднесено до точок, до яких приєднано приймачі або споживачі електричної енергії. Отже, точка загального приєднання споживачів (її в міжнародних стандартах застосовують виключно в контексті контролю рівня завад із метою забезпечення електромагнітної сумісності) у редакції стандарту від 1987 року не розглядалася. Можна припустити, що введення в текст стандарту ГОСТ 13109-97 цієї точки оцінювання ЯЕ було здійснено під впливом міжнародних стандартів, що розглядають певні аспекти ЕМС, а саме ІЕС 61000-2-2: 1990 (рівні електромагнітної сумісності) та ІЕЕЕ 519-92 (емісія завад типу гармонік від всього комплексу обладнання користувача), оскільки рівні та норми в стандартах з ЕМС встановлено саме в точках загального приєднання користувача. Таким чином, бажання розробників ГОСТ 13109-97 об'єднати в одному документі категорії ЕМС і ЯЕ призвели до деякої плутанини щодо точок вимірювання ЯЕ, внаслідок чого стосовно них в Україні зараз є певні неузгодженості. Нижче розглянуто низку документів України, що мають практичне застосування й стосуються аспекту ЯЕ з погляду взаємовідношень споживача та постачальника електроенергії.

Галузевий документ СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55:2011 (Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення) доповнює вимоги ГОСТ 13109-97 у частині проведення вимірювань. Посилання на нього є загальноприйнятим у разі тендерної закупівлі електроенергії у частині, що стосується проведення контролю й оцінювання показників ЯЕ. У цьому документі розглядають декілька пунктів контролю ЯЕ залежно від мети проведення вимірювань, а також типу завад, а саме: межа розділу балансової належності двох енергопостачальних організацій; центр живлення; точка комерційного контролю ЯЕ; точка загального приєднання.

Тобто документ містить вимоги не тільки до проведення вимірювань ЯЕ у рамках договору на її постачання, а також вимоги, які стосуються оцінюванню рівнів завад у мережі та їхніх джерел, призначені для забезпечення ЕМС, а крім того, методи аналізу ЯЕ й причин її погіршення. Отже, ця методика, як і ГОСТ 13109-97, об'єднує в одному документі вимоги до вимірювань характеристик напруги електропостачання, що мають різні цілі: оцінювання якості продукції (електроенергії) і забезпечення ЕМС. Також слід відмітити, що зазначена методика була розроблена ще тоді, коли в Україні не був дійсним міжнародний європейський стандарт щодо вимірювання ЯЕ (ДСТУ ІЕС 61000-4-30), тому багато в чому вона дублює його положення. Отже, на сьогодні доцільно переглянути необхідність застосування цієї методики замість ДСТУ ІЕС 61000-4-30.

У Кодексі систем розподілу, прийнятому постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 14.03.2018 №310, зазначено, що контроль і оцінювання показників ЯЕ здійснюється в точках

приєднання споживачів. Тобто в цьому документі точку контролю показників ЯЕ розглядають з погляду електричного під'єднання споживача, а не межі балансової належності суб'єктів договору на електропостачання.

Нарешті, у Правилах роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312, також визначено, що оцінювати параметри ЯЕ на відповідність вимогам установлених стандартів згідно з договором на постачання електроенергії треба в точках приєднання електроустановок учасників роздрібного ринку. Слід відмітити, що в зазначеному документі наведено визначення для точки розподілу/передачі електричної енергії, яка встановлюється на межі балансової належності електроустановок споживача та зазначається в договорі споживача про надання послуг із розподілу електричної енергії з оператором системи. Водночас показники ЯЕ віднесено до іншої точки, а саме до точки приєднання.

Отже, у діючих документах України можна спостерігати різні підходи до проведення вимірювань ЯЕ. Точки вимірювання розглядають як з погляду межі балансової належності суб'єктів договору на електропостачання, так і електричного під'єднання або джерела завад. Слід відмітити, що проблема уніфікації зазначених підходів має не тільки теоретичне, але й практичне значення. Згідно з Порядком забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їхнє недотримання, затвердженим постановою НКРЕКП від 12.06.2018 № 375, у випадку недотримання окремих показників ЯЕ, встановлених Кодексом систем розподілу, електропостачальник надає споживачу компенсацію (грошима або в інший спосіб). Таким чином, усі питання, що стосуються порядку проведення вимірювань показників ЯЕ повинні мати однозначне тлумачення для уникнення конфліктних ситуацій, спричинених недосконалістю нормативної бази.

Розгляд положень EN 50160:2022, що стосуються правильного вибору точки вимірювання ЯЕ. У додатку D останньої редакції EN 50160 наведено роз'яснення щодо зв'язку ЕМС та ЯЕ. Зазначено, що спільною метою застосування обох категорій є забезпечення споживачів, під'єднаних до розподільної мережі, електроенергією з характеристиками, що дають змогу їхньому устаткуванню працювати належним чином без небажаних завад. Відповідність вимогам стандартів щодо ЕМС для окремої одиниці та всього комплексу обладнання в цілому є основною передумовою для забезпечення ЯЕ, яка вважається задовільною у випадку, коли її показники не перевершують граничні норми EN 50160. Вона дає змогу забезпечити безаварійну, сумісну роботи великої кількості електричних пристроїв у системі електропостачання.

Сукупність електромагнітних явищ, пов'язаних з електромережами, впливає на показники ЯЕ, які залежать від місцезнаходження, типу та кількості підключеного навантаження, а також конкретного моменту їхнього вимірювання. Норми ЯЕ розглядають стосовно будь-якої точки мережі, де відбувається обмін енергією між суб'єктами договору на електропостачання, тому характеристики напруги, що можна спостерігати в мережі (як і значення загальної емісії завад у неї), мають імовірнісний характер. У наведеній нижче таблиці порівняно деякі аспекти ЯЕ та ЕМС, що ілюструють зв'язок між ними.

У міжнародних стандартах, що розглядають норми ЯЕ і рівні ЕМС, відповідні значення визначено для різних точок електричних мереж. У EN 50160:2022 дається таке пояснення для характерних точок у мережі електропостачання.

Термін «point of supply (POS)», який можна перекласти як точка постачання електроенергії, та його синонім «supply terminal» – «термінал живлення» відносяться до якості електроенергії. Він стосується точки розподільної мережі, яку зафіксовано в договорі на електропостачання, і через яку відбувається обмін енергією між суб'єктами зазначеного договору. На практиці – це місцезнаходження межі між мережею загальної призначеності та користувачем мережі. Характеристики напруги, які може очікувати користувач мережі відповідно до EN 50160:2022, відносяться саме до точки постачання електроенергії (терміналу живлення).

Аспект	Якість електроенергії (ЯЕ)	Електромагнітна сумісність (ЕМС)
Визначення	Характеристики електричного струму, напруги та частоти в точці електроенергетичної системи, оцінені відносно комплексу базових технічних параметрів	Здатність обладнання або системи задовільно функціонувати в електромагнітному середовищі, не створюючи неприпустимих електромагнітних завад іншому устаткуванню в цьому середовищі
Технічні цілі	Описати умови та встановити правила для забезпечення належного електропостачання та функціональної сумісності в точці постачання електроенергії споживачу	Забезпечити роботу устаткування за призначенням, без неприйнятної погіршення його встановлених характеристик
Регуляторні цілі	Умови для приєднання електроустаткування до електричної мережі	Забезпечення вимог ЕМС Директиви для електричного обладнання
Характер норм відповідних стандартів	Імовірнісні. Відображають мінливі умови в будь-якій точці електричної мережі	Детерміновані (здатні до відтворення). Значення вимірюють за певних умов випробувань для окремої одиниці устаткування.
Точки вимірювань	Точка постачання електричної енергії	Усі типи портів (порти живлення змінного та постійного струму, сигналів, заземлення)

Точку приєднання «point of connection (POC)» визначено як встановлену точку в системі електропостачання, до якої підключено електричне устаткування користувача.

Термін «point of common coupling (PCC)», або точка загального приєднання відноситься до категорії ЕМС. У EN 50160:2022 точка загального приєднання визначена як точка в мережі загальної призначеності, електрично найближча до конкретного користувача, до якої підключені або можуть бути підключені інші користувачі. Дотримання умов ЕМС (рівень збурення в мережі) оцінюється на основі рівнів сумісності (EN 61000-2-2) у відповідній точці загального приєднання (PCC) користувача.

У багатьох випадках точка загального приєднання та точка постачання електричної енергії є ідентичними за місцем розташування або настільки близькими одна до одної, що на практиці їх можна розглядати як спільну точку щодо ЯЕ та ЕМС. Однак іноді ці точки можуть бути віддалені одна від одної настільки, що їх потрібно розглядати окремо щодо ЯЕ та ЕМС. Оскільки цей факт може вплинути на значення відповідних показників, то його слід враховувати під час проектування приєднання користувача.

На практиці також можуть виникнути обставини, за яких доступ до PCC і POS виявляється дуже складним або майже неможливим. Якщо з часом може знадобитися зазначений доступ, наприклад, для проведення вимірювань, щоб з'ясувати параметри збурень або для підтвердження відповідності певним нормам, то необхідно буде обрати іншу доступну відповідну електричну точку, розташовану якомога ближче до PCC або POS.

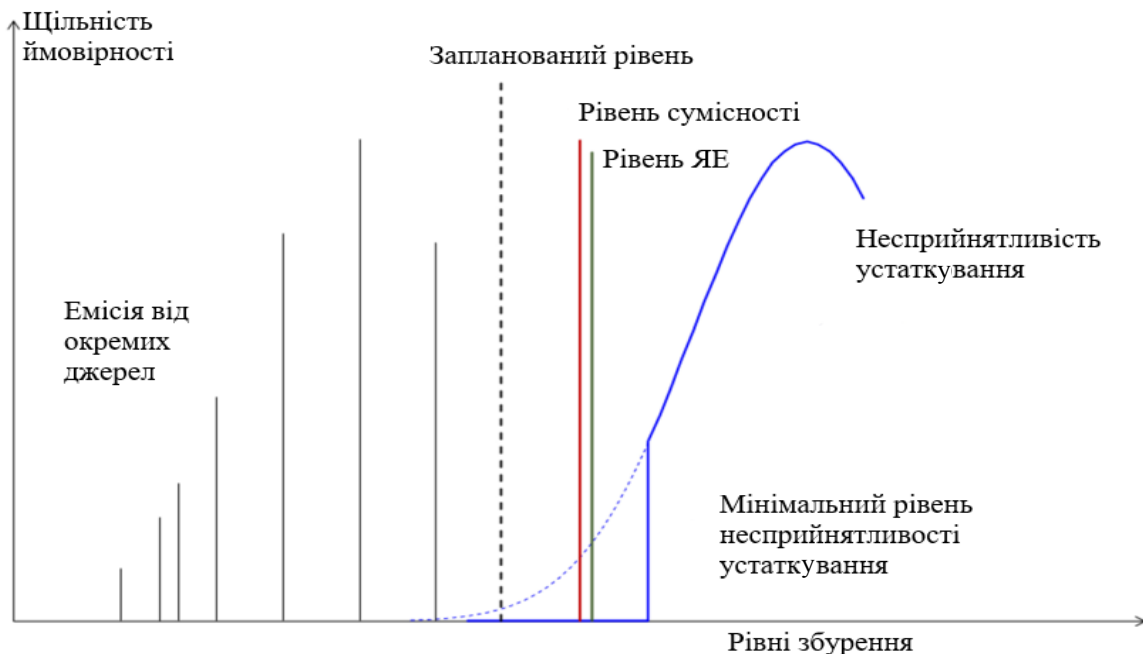
Слід зазначити, що крім описаних вище контрольних точок, для забезпечення роботи устаткування користувача мережі також мають значення інші, наприклад, згадана вище точка вимірювання або точка приєднання (POC). Але вони не мають відношення до аспектів ЯЕ та ЕМС і тому не розглядаються в стандарті EN 50160:2022.

Зв'язок між вимогами до ЯЕ та рівнями електромагнітної сумісності. Згідно з загальновідомим визначенням, рівень електромагнітної сумісності – це встановлений рівень електромагнітних збурень, який використовується як базовий рівень під час встановлення норм емісії та несприйнятливості та необхідний для їхнього узгодження між собою.

За домовленістю рівень сумісності обирається в такий спосіб, щоб існувала лише невелика ймовірність перевищення його фактичним рівнем збурень. Однак електромагнітна сумісність досягається лише в тому випадку, коли рівні емісії збурень обмежуються, а рівень несприйнятливості встановлюється так, щоб у кожній точці електричної мережі рівень збурень, що є результатом сукупної емісії від усіх її споживачів, був нижчим, ніж рівень несприйнятливості для кожного пристрою, устаткування та системи, розташованої в тому самому місці.

Точкою вимірювання для визначення рівня несприйнятливості для устаткування є його затискачі, на які безпосередньо подається напруга змінного струму. Електроенергія від точки, в якій контролюється якість напруги згідно з вимогами EN 50160 до затискачів устаткування, передається через внутрішню мережу споживача. Таким чином, постачальник електроенергії не відповідає за показники якості напруги на затискачах устаткування, приєднаного до внутрішньої мережі споживача.

На рисунку в схематичному вигляді показано співвідношення між рівнями ЕМС та ЯЕ для окремого типу збурень (електромагнітного явища).



Згідно з рисунком встановлений електропостачальником запланований рівень збурення певного типу в мережі, що є сумою допустимих збурень від окремих джерел (устаткування різних споживачів), має бути не більше рівня сумісності, а рівень збурення, що відповідає певній нормі ЯЕ, має бути більше або співпадати з відповідним рівнем сумісності, а також бути менше рівнів несприйнятливості будь-якого окремого пристрою.

Норми якості електроенергії та рівні електромагнітної сумісності можуть співпадати в чисельних значеннях, але вони не є ідентичними, оскільки відносяться до різних точок. Тоді як стандартизовані вимоги до ЯЕ застосовуються тільки до точки постачання електричної енергії (POS), електромагнітна сумісність повинна бути забезпечена саме на терміналах, де обладнання безпосередньо підключене до напруги живлення.

У стандарті EN 50160:2022 окремо підкреслено, що встановлені в ньому характеристики напруги не призначено для використання як рівні електромагнітної сумісності (ЕМС) або допустимі норми несприйнятливості для категорії продукції.

Висновки. Аналіз вимог останньої редакції європейського міжнародного стандарту EN 50160:2022 показує, що певна кількість нормативних документів України суперечать йому і має бути відповідно скоригована або вилучена з обігу, як наприклад ГОСТ 13109-97 та СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55:2011. Замість них під час вимірювання показників ЯЕ мають бути застосовані вимоги ДСТУ EN 50160 у новій редакції (сфера застосування якого включає в себе мережі напругою до 800 кВ) та ДСТУ ІЕС 61000-4-30 відповідно.

Нині в Україні є дійсними багато галузевих стандартів, в яких є пряме посилання на ГОСТ 13109-97. Крім того, в різних організаціях енергетичної галузі в експлуатації знаходиться великий парк вимірювальних пристроїв, що застосовують жорсткий алгоритм вимірювання та оцінювання його результатів відповідно до методики, що наведена в ГОСТ 13109-97, які не можуть бути переналагоджені на іншу методику. Для скасування ГОСТ

13109-97 і переходу на європейську методику вимірювання зацікавленими Міністерствами має бути ініційована досить масштабна підготовча робота.

Слід урахувати, що вимірювання показників ЯЕ згідно з договором на постачання електроенергії та вимірювання для контролю рівня завад з погляду забезпечення електромагнітної сумісності в мережі мають різні цілі, певні розбіжності та проводяться в різних точках мережі загальної призначеності (POS або PCC), тому доцільно надалі не об'єднувати відповідні методики в одному документі.

Згідно з сучасними європейськими принципами вимірювання показників ЯЕ в контексті EN 50160 розглядається виключно з погляду взаємовідносин постачальника продукту, яким є електроенергія, та її споживача, тобто на межі балансової належності.

Фінансується за держбюджетною темою «Розвинення теорії та розроблення заходів і технічних засобів для забезпечення якісного електропостачання в електричних мережах систем розподілу з відновлюваними джерелами енергії» (шифр «Емісія-3»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ НАН України від 09.07.2019 р., протокол № 12, КПКВК 6541030.

1. Кириленко О.В., Блінов І.В., Зайцев Є.О., Палачов С.О., Васильченко В.І. Впровадження міжнародних та європейських стандартів для розвитку ОЕС України згідно з концепцією Smart Grid. 2022. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. № 63. С. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005>
2. Жаркін А.Ф., Палачов С.О., Шкляр Т.Б. Практична реалізація міжнародних вимог щодо забезпечення ЕМС в нормативних документах України. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»*. 2017. № 27 (1249). С. 22–25.
3. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Киев, Госстандарт Украины, 1999, 31 с.
4. EN 50160:2022 Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. CEN-CENELEC Management Centre. Brussels, 2022, 53 p.

IMPLEMENTATION OF THE EUROPEAN PRINCIPLES OF MEASURING THE QUALITY OF ELECTRIC ENERGY INTO THE REGULATORY BASE OF UKRAINE

A. Zharkin, S. Palachov

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

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

mail: sergijpalachov@gmail.com

The analysis of the main European requirements and provisions of the EN 50160:2022 concerning the correct choice of the point of measurement of power quality characteristics was carried out, and the relation between the power quality requirements and EMC compatibility levels was shown. The main differences in the principles of organization of measurement of power quality characteristics adopted in Ukraine and their compliance with modern European principles were studied. Ref. 4, figure, table.

Keywords: power quality, electromagnetic compatibility, standardization, measurement point, point of supply, point of common coupling.

1. Kyrylenko O., Blinov I., Zaitsev Ie., Palachov S., Vasylchenko V. International and European standards implementation for use Smart Grid concept in IPS of Ukraine. 2022. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. No 63. Pp. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2022.63.005> (Ukr)
2. Zharkin A., Palachov S. Practical implementation of international requirements for providing EMC in regulatory documents of Ukraine. *Bulletin of National Technical University Kharkiv Polytechnic Institute*. 2017. Issue 27 (1249). Pp. 22–25. (Ukr)
3. GOST 13109 -97 Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in public electrical systems. Kyiv, Gosstandart Ukrainy, 1999, 31 p. (Rus)
4. EN 50160:2022 Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. CEN-CENELEC Management Centre, Brussels, 2022, 53 p.

Надійшла: 30.05.2023

Прийнята: 15.06.2023

Submitted: 30.05.2023

Accepted: 15.06.2023

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.021>

ОЦІНКА ВАРТОСТІ ПОСЛУГ ДОБОВОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ НЕМАНЕВРЕНИМИ НАКОПИЧУВАЧАМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

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

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

2 – Інститут проблем машинобудування НАН України,
вул. Пожарського, 2/10, м. Харків, Україна, 61046

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovigor81@gmail.com, kostikov@ipmach.kharkov.ua

Публікація присвячена основам розрахунку економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги компенсації профіциту генерації електричної енергії атомними електростанціями з малими модульними реакторами в нічні години доби. Розглянуто основні складові математичної моделі розрахунку тарифу послуги накопичення профіциту генерації електричної енергії. Наведено імітаційну модель функціонування системи накопичення електричної енергії. Розроблено математичну модель розрахунку мінімального тарифу послуги компенсації профіциту генерації електричної енергії атомними електростанціями з малими модульними реакторами в нічні години доби за допомогою систем накопичення електричної енергії. Бібл. 13, рис. 3.

Ключові слова: атомна електростанція, малий модульний реактор, система накопичення електроенергії.

Вступ. Сьогодні важливою проблемою об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України є нестача маневрових і резервних генеруючих потужностей [1], що обумовлено зростанням частки ВДЕ в загальному балансі ОЕС України [2] і створенням через ВДЕ додаткових значних небалансів електричної енергії [3, 4]. Це визначає актуальність створення додаткових маневрених та резервних потужностей, які забезпечать сталу роботу ОЕС України [5] шляхом вирішення проблеми нестачі маневрених та резервних енергоблоків.

Ця проблема вирішується зокрема і впровадженням нових технологій розподіленої генерації. Одну з ключових ролей у забезпеченні функціонування ОЕС України відіграє атомна енергетика, що забезпечує переважну частину покриття базового навантаження в добовому циклі споживання електричної енергії. За існуючих сьогодні обставин функціонування вітчизняної енергетики в умовах бойових дій в Україні спеціалісти не лише продовжують розглядати і використовувати атомну енергію як одне з ефективних низьковуглецевих джерел виробництва електричної енергії, але й не відмовляються від планів її розвитку під час повоєнного відновлення й будівництва нових атомних енергоблоків. Це обумовлює впровадження нових технологій розподіленої генерації, зокрема за рахунок маневрених енергетичних установок (МЕУ) на базі малих модульних реакторів (ММР).

Як і великоблокові АЕС, станції з ММР мають обмежені можливості регулювання рівня завантаження. Відповідно добове завантаження станцій з ММР слід вважати незмінним протягом розрахункової доби. В ОЕС України традиційна проблема використання АЕС полягає у профіциті електроенергії в години нічного мінімуму електроспоживання, і будівництво нових атомних станцій із ММР лише посилить цю проблему. Короткий час (до 30 хвилин) пуску/зупинки блоків із ММР надає Оператору системи передачі деякі можливості балансування режиму ОЕС України, проте такі дії призводять до зменшення часу використання енергоблоків та знижують економічну ефективність атомної енергетики загалом. Один зі способів вирішення проблеми профіциту атомної енергетики в години мінімального електроспоживання – впровадження додатково з АЕС систем накопичення електричної енергії (СНЕ) [6-8].

Наразі в науковій та технічній літературі публікується велика кількість досліджень структури й функцій СНЕ в різних режимах, зокрема й у поєднанні з ММР на АЕС [9]. Проте останні роки все більше дослідників наголошують на функціях СНЕ як окремому виді по-



слуг, купівля/продаж яких повинна здійснюватися в окремому ринковому сегменті [10]. Дійсно, різниця цін у сегменті ринку «на добу наперед» не дає змогу здійснювати беззбиткову діяльність СНЕ за традиційною схемою купівлі/продажу електричної енергії [11]. У сегменті балансуючого ринку відзначаються деякі перспективи економічної діяльності, проте так само беззбитковість застосування СНЕ для балансування режимів енергосистем залишається проблематичною [12]. З іншого боку, подальше впровадження систем накопичення електроенергії в енергосистемах стимулюватиме зменшення різниці граничних цін, що унеможливило для СНЕ перспективи купівлі/продажу електричної енергії в організованих ринкових сегментах навіть в умовах здешевлення технологій накопичення електричної енергії. Тому оцінку економічного ефекту від використання СНЕ в енергосистемах слід також здійснювати як розрахунок вартості послуги регулювання режимів.

Мета статті полягає в побудові математичної моделі оцінки вартості послуги балансування добового графіка відпуску електричної енергії від АЕС із ММР.

Вимоги до технологій накопичення профіциту електроенергії в нічні години доби. Значний відкладений попит на системи накопичення електричної енергії для розв'язання різних задач підтримки операційної безпеки режимів електроенергетичних систем стимулює розвиток різних технологій зберігання енергії [13]. Для розв'язання задачі накопичення профіциту електричної енергії від АЕС із ММР у нічні години доби достатньо застосовувати технології неманеврених режимів заряду/розряду СНЕ. Такі технології зокрема реалізують гідроакumuлюючі електростанції та системи електролізу води для отримання водню, технологічне устаткування яких у режимі накопичення електричної енергії працює зі сталим завантаженням кілька годин поспіль. Відпуск накопиченої енергії в денні години доби також не потребує маневрових властивостей від СНЕ. Перспективи застосування технологій електролізу води в СНЕ доповнюються можливостями безпосереднього продажу енергоносія (водню чи аміаку). Сталий режим роботи СНЕ в режимах заряду та розряду принципово дає змогу здійснювати купівлю/продаж електричної енергії в сегменті ринку «на добу наперед». Проте жорсткі регуляторні обмеження ринку «на добу наперед» України призводять до різниці цін у нічні та денні години доби, недостатньої для компенсації витрат на експлуатацію накопичувачів електричної енергії. Для забезпечення рентабельності функціонування СНЕ доцільно визначити задачу компенсації профіциту генерації електричної енергії від АЕС із ММР як окремий вид послуги регулювання режиму, або послугу заміщення резервів. Для Оператора системи передачі вирішення проблеми профіциту генерації в нічні години доби як послуги надає перевагу можливості визначення часу активації диспетчерською службою процесу відпуску накопиченої в СНЕ електричної енергії, виходячи з оперативних потреб балансування режиму ОЕС України.

Розрахункова модель задачі оцінки економічного ефекту від використання СНЕ

Розрахункова модель оцінки вартості послуги добового регулювання обсягів відпуску електричної енергії від станцій із ММР формується за принципом співставлення витрат, пов'язаних із експлуатацією СНЕ, та вигоди від надання послуги регулювання. Основні

складові такої розрахункової моделі відображені на рис. 1.

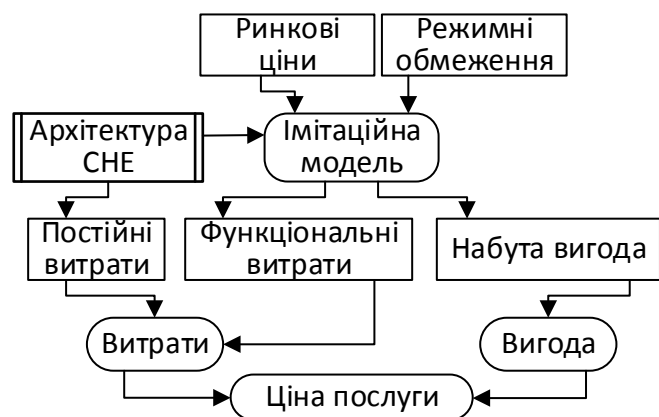


Рис. 1

Пов'язані з експлуатацією СНЕ витрати мають постійну та функціональну (змінну) складові. Постійна складова витрат визначається інвестиціями в закупівлю та монтаж СНЕ, а також витратами на обслуговування системи. Функціональна складова витрат у розрахунковій моделі пов'язується з витратами, які здійснюються в процесі використання СНЕ для розв'язання задач управління режимами ОЕС України. Нарешті, набута вигода визначається економічним ефектом за резуль-

татами розв'язання задач балансування режиму ОЕС України за допомогою СНЕ. Під архітектурою СНЕ розуміються передусім такі технічні характеристики: встановлена ємність накопичувача електричної енергії та технологічні обмеження струмів заряду й розряду.

Будь-яка задача використання СНЕ спрямована на зміну режиму ОЕС України. Тому розрахункова модель економічного ефекту від експлуатації СНЕ використовує результати моделювання різних режимів ОЕС України, подані системою режимних обмежень у місці підключення СНЕ. Функціональні витрати та набута вигода пов'язуються з економічними результатами експлуатації СНЕ і розраховуються з використанням ринкових цін та тарифів на електричну енергію чи послуги Оператору системи передачі.

Нарешті, імітаційна модель СНЕ наводить математичний опис розв'язання конкретних задач регулювання режимів ОЕС України й пов'язує між собою економічні, технологічні та режимні характеристики.

Формалізація розрахунку тарифів на послугу балансування ОЕС України.

У задачах вибору оптимальної структури СНЕ цільова функція визначає оптимальне рішення, за якого формується максимальна різниця між сукупною вигодою $Pref_{\Sigma}$, отримуваною від використання СНЕ, та витратами $Cost_{\Sigma}$, пов'язаними з цією системою:

$$Pref_{\Sigma} - Cost_{\Sigma} \rightarrow \max. \quad (1)$$

До витрат відносять постійну складову (інвестиції у СНЕ та витрати на обслуговування) та змінну складову, пов'язану з наданням послуги накопичення електричної енергії (зокрема, вартість накопичуваної електричної енергії та витрати технологічних процесів). Вигода від експлуатації СНЕ пов'язується з відпуском накопиченої електричної енергії за більш високою ціною. Окупність СНЕ можлива за відношення:

$$Pref_{\Sigma} > Cost_{\Sigma}. \quad (2)$$

Умова (2) вимагає різниці вартості накопичуваної та відпущеної електричної енергії, достатньої для покриття постійних та змінних витрат, що неможливо для існуючих технологій накопичення електричної енергії. Тому для беззбиткової експлуатації СНЕ необхідно реалізувати додатковий платіж, пов'язаний із наданням послуги накопичення електричної енергії:

$$B_{\text{посл}} = Cost_{\Sigma} - Pref_{\Sigma} \rightarrow \min. \quad (3)$$

Для інвестора в СНЕ (3) визначає вибір такої конфігурації системи накопичення електричної енергії, за якої мінімізується потреба в компенсаційному платежі, що підвищує конкурентоспроможність системи порівняно з іншими СНЕ в ОЕС України. Для Оператора системи передачі (3) визначає мінімізацію витрат на балансування режимів ОЕС України.

Постійна складова витрат на експлуатацію СНЕ. У процедурах пошуку оптимального рішення значення постійної складової витрат рівномірно розподіляється на весь строк експлуатації СНЕ. Крім того, постійні витрати також ураховують планований рівень рентабельності інвестицій у закупівлю й монтаж системи R :

$$Cost_{\text{const}}^{(\text{CHE})} (W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})}) = \left(1 + \frac{R}{100}\right) \cdot (Cost_{\text{purch}}^{(\text{CHE})} (W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})}) + Cost_{\text{mont}}^{(\text{CHE})} (W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})}) + Cost_{\text{maint}}^{(\text{CHE})} (W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})})), \quad (4)$$

де $Cost_{\text{purch}}^{(\text{CHE})}$, $Cost_{\text{mont}}^{(\text{CHE})}$, $Cost_{\text{maint}}^{(\text{CHE})}$ – відповідно витрати на закупівлю, монтаж та обслуговування устаткування СНЕ; $W_{\text{nom}}^{(\text{CHE})}$ – встановлена ємність накопичувача електричної енергії в СНЕ.

Подання (4) залежностями від встановленої потужності накопичувачів дає змогу дослідити варіанти реалізації СНЕ та визначити найбільш оптимальний варіант такої структури. Але для практичної оцінки економічного ефекту від експлуатації СНЕ необхідно виконати приведення постійної складової витрат до одиниці послуги накопичення, наданої Оператору системи передачі. Для виконання такого приведення необхідно формалізувати режим роботи СНЕ в процесі надання послуги накопичення електричної енергії.

Імітація функцій СНЕ під час накопичення профіциту електроенергії в нічні години доби. Для вирішення проблеми профіциту атомної генерації в нічні години доби СНЕ

має здійснювати в ці години накопичення електричної енергії та реалізовувати накопичений заряд у години піку електроспоживання (рис. 2).

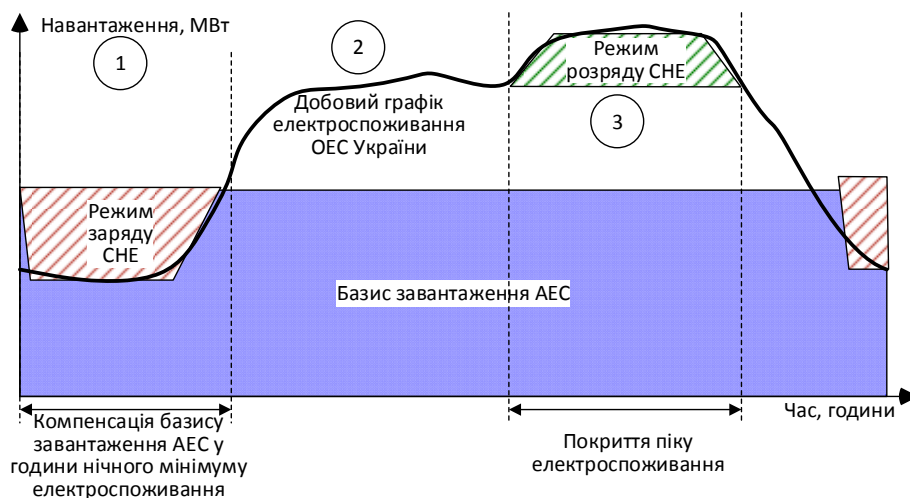


Рис. 2

Наведений графік функціонування СНЕ протягом розрахункової доби має три основні режими: 1) режим накопичення електричної енергії в нічний період (з 23:00 до 7:00); 2) стан очікування в денний період доби; 3) режим розряду в період вечірнього піку електроспоживання за командою активації послуги від Оператора системи передачі.

Час активації та завершення режиму розряду СНЕ визначає ОСП, виходячи з особливостей режиму ОЕС України та технологічних можливостей підтримки потужності розряду СНЕ.

Відображений на рис. 2 добовий графік функціонування СНЕ використовується для вибору оптимальної ємності накопичувачів електричної енергії, за яких максимізується (1) чи мінімізується (3). Альтернатива використанню СНЕ для накопичення профіциту електричної енергії від АЕС із ММР полягає в зниженні сумарного базису завантаження АЕС в ОЕС України та покриття електроспоживання в денні години доби вугільними ТЕС (рис. 3).

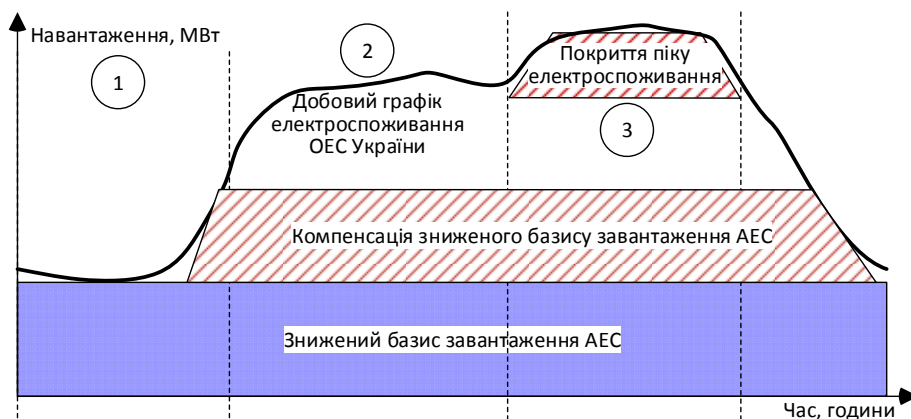


Рис. 3

Порівняльний аналіз наведених на рис. 2 і 3 варіантів компенсації профіциту генерації АЕС у нічні години доби дає змогу оцінити потенціал економічної вигоди ОЕС України від застосування СНЕ та визначити межу тарифікації послуги компенсації профіциту АЕС у нічні години доби.

Економічний баланс циклу заряд/розряд СНЕ. Для наведеного на рис. 2 графіка роботи СНЕ реалізація одного циклу заряд/розряд супроводжується витратами на закупівлю накопичуваної в режимі заряду електричної енергії. У режимі розряду СНЕ здійснює відпуск

електричної енергії, що формує прибуткову складову економічного балансу СНЕ. Економічний баланс витрат та вигоди за один цикл заряд/розряд СНЕ оцінюється як

$$Bal_{(c)}^{(CHE)} = W_{(dis)}^{(CHE)} \cdot C_{sell}^{(Mk)} - W_{(ch)}^{(CHE)} \cdot C_{buy}^{(Mk)},$$

де $W_{(ch)}^{(CHE)}$, $W_{(dis)}^{(CHE)}$ – обсяги електричної енергії в режимах відповідно заряду та розряду СНЕ;

$C_{buy}^{(Mk)}$, $C_{sell}^{(Mk)}$ – ринкові ціни відповідно купівлі та продажу електричної енергії.

Функціонування СНЕ в усіх трьох режимах (рис. 2) супроводжується технологічними витратами електричної енергії на власні потреби. Обсяг таких витрат виробники системи накопичення нормують коефіцієнтом ефективності:

$$K_{ef}^{(CHE)} = \frac{W_{(dis)}^{(CHE)}}{W_{(ch)}^{(CHE)}}$$

Тоді економічний баланс циклу заряд/розряд СНЕ як функція відпущеної електричної енергії набуває виду:

$$Bal_{(c)}^{(CHE)} = \frac{W_{(dis)}^{(CHE)}}{K_{ef}^{(ESS)}} \cdot C_{sell}^{(Mk)} - W_{(dis)}^{(CHE)} \cdot C_{buy}^{(Mk)}.$$

Для СНЕ, встановленої з метою добового балансування відпуску електричної енергії на АЕС із ММР, режим заряду фактично реалізує накопичення згенерованої на станції електроенергії. Тому в практичних розрахунках ціна закупівлі електроенергії прирівнюється собівартості відпуску електроенергії на АЕС із ММР. Водночас ціна продажу електричної енергії має відповідати тарифу послуги накопичення профіциту генерації електроенергії від АЕС у нічні години доби:

$$Bal_{(c)}^{(CHE)} = \frac{W_{(dis)}^{(CHE)}}{K_{ef}^{(ESS)}} \cdot T_{serv}^{(CHE)} - W_{(dis)}^{(CHE)} \cdot C_{cb}^{(AEC)}, \quad (5)$$

де $C_{cb}^{(AEC)}$ – собівартість відпуску електроенергії на АЕС із ММР; $T_{serv}^{(CHE)}$ – тариф послуги накопичення профіциту АЕС у нічні години доби.

Оцінка тарифу послуги компенсації профіциту АЕС у нічні години доби. Для оцінки тарифу послуги компенсації профіциту АЕС у нічні години доби за допомогою СНЕ складові (3) приводяться до одиниці відпущеної в режимі розряду СНЕ електричної енергії за один цикл заряд/розряд. Тоді (3) з урахуванням (5) набуває вигляду:

$$Cost_{(c)}^{(CHE)} + Bal_{(c)}^{(CHE)} \rightarrow \min,$$

де $Cost_{(c)}^{(CHE)}$ – приведена до відпущеного в режимі розряду СНЕ постійна складова витрат.

Постійна складова витрат (4), приведена до одного циклу заряд/розряд СНЕ, розраховується як

$$Cost_{(c)}^{(CHE)} = \frac{Cost_{const}^{(CHE)}}{N_{cycles}^{(CHE)}} = \frac{Cost_{const}^{(CHE)}}{t_{(експл)}^{(CHE)} \cdot D_{(он)}^{(CHE)} \cdot N_{(cpd)}^{(CHE)}}, \quad (6)$$

де $N_{cycles}^{(CHE)}$ – кількість циклів заряд/розряд протягом усього строку експлуатації СНЕ; $t_{(експл)}^{(CHE)}$ – нормована виробником кількість років експлуатації СНЕ; $D_{(он)}^{(CHE)}$ – нормована кількість днів роботи СНЕ протягом року; $N_{(cpd)}^{(CHE)}$ – кількість циклів заряд/розряд СНЕ протягом доби, для послуги накопичення профіциту АЕС $N_{(cpd)}^{(CHE)} = 1$.

Розглянемо граничний випадок, коли тариф послуги накопичення профіциту електроенергії від АЕС із ММР у нічні години доби покриває постійну та змінну складові витрат СНЕ:

$$Cost_{(c)}^{(CHE)} = Bal_{(c)}^{(CHE)}.$$

Тоді, враховуючи (5) і (6):

$$\frac{W_{(dis)}^{(CHE)}}{K_{ef}^{(ESS)}} \cdot T_{serv}^{(CHE)} - W_{(dis)}^{(CHE)} \cdot C_{cb}^{(AEC)} = \frac{Cost_{const}^{(CHE)}}{t_{(експл)}^{(CHE)} \cdot D_{(он)}^{(CHE)} \cdot N_{(cpd)}^{(CHE)}}.$$

Мінімальне значення тарифу послуги накопичення профіциту генерації електроенергії від АЕС із ММР, яке компенсує всі витрати, пов'язані з роботою СНЕ, становитиме

$$T_{\text{serv}}^{(\text{CHE})} = K_{\text{ef}}^{(\text{ESS})} \left(\frac{\text{Cost}_{\text{const}}^{(\text{CHE})}}{W_{(\text{dis})}^{(\text{CHE})} \cdot t_{(\text{експл})}^{(\text{CHE})} \cdot D_{(\text{оп})}^{(\text{CHE})} \cdot N_{(\text{срп})}^{(\text{CHE})}} + C_{\text{св}}^{(\text{AEC})} \right).$$

Висновки. Запропонована в публікації математична модель дає змогу оцінити мінімальний рівень тарифу послуги балансування за допомогою СНЕ добового графіка відпуску електричної енергії від АЕС із ММР. Використання математичної моделі на початкових етапах проектування дає змогу порівняти перспективи вибору різних технологій накопичення електричної енергії для встановлення на АЕС із ММР. Крім того, оцінка тарифу послуги балансування за допомогою СНЕ добового графіка відпуску електричної енергії від АЕС із ММР дає змогу розробити ефективну регуляторну політику стимулювання впровадження СНЕ в ОЕС України.

Фінансується за держбюджетною темою II-25-23 «Удосконалення та розробка основного обладнання турбоагрегатів енергоблоків АЕС, у тому числі з використанням технологій малих модульних реакторів та акумулювання енергії, з метою забезпечення енергетичної безпеки та стійкого розвитку економіки України у воєнний та повоєнний періоди», яка виконується в рамках бюджетної програми «Підтримка розвитку пріоритетних напрямів наукових досліджень» (КПКВК 6541230) на 2023–2024 роки за пріоритетним напрямом «Технології тепло-, електро- та атомної енергетики для забезпечення енергетичної безпеки України».

1. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей для покриття прогнозованого попиту на електричну енергію та забезпечення необхідного резерву у 2020 році. НЕК Укренерго. 2020. 122 с.
2. Басок Б.І., Буткевич О.Ф., Дубовський С.В. Техніко-економічні аспекти оцінювання перспектив декарбонізації об'єднаної енергосистеми України. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 5. С. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>.
3. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. IEEE, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>
4. Сичова В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 59–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059>
5. Кириленко О.В., Павловський В.В., Блінов І.В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059>
6. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
7. Парус Є.В., Блінов І.В., Олефір Д.О. Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2021. № 60. С. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>
8. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchanskyy V., Shkaruplyo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. *IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2021. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>.
9. Саух С.Є., Борисенко А.В. Математична модель локальної мережі з АЕС на малих модульних реакторах. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2022. № 2(94). Pp. 44–52. DOI: [https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2\(94\).05](https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2(94).05)
10. Anuj Banshwar, Naveen Kumar Sharma, Yog Raj Sood, Rajnish Shrivastava, Market-based participation of energy storage scheme to support renewable energy sources for the procurement of energy and spinning reserve. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 135. Pp. 326–344. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.009>
11. Asmae Berrada, Khalid Loudiyi, Izeddine Zorkani, Valuation of energy storage in energy and regulation markets. *Energy*. 2016. Vol. 115. Part 1. Pp. 1109–1118. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.093>
12. Parus Y., Blinov I. and Olefir D. Simulation Model for Assessing the Feasibility of Using the Energy Storage System for Regulation of Modes of Electric Networks. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 26–30. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969247>
13. Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, Amit Kumar, Assessment of energy storage technologies. *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 223. 113295. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>

ESTIMATION OF THE COST OF DAY-TIME REGULATION OF ELECTRICITY CONSUMPTION SERVICES BY NON-MANEUVERABLE ELECTRIC ENERGY STORAGE STORES

E.V. Parus¹, I.V. Blinov¹, A.O. Kostikov²

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

2 – Pidhornyi Institute of Mechanical Engineering Problems of NAS of Ukraine, Pozhars'koho St., 2/10, Kharkiv, 61046, Ukraine

e-mail: paruseugene@gmail.com, blinovigor81@gmail.com, kostikov@ipmach.kharkov.ua

The publication is devoted to the basics of calculating the economic effect of providing electric energy storage systems with the service of compensating the surplus of electric energy generation by nuclear power plants with small modular reactors at night. The main components of the mathematical model for calculating the service tariff for the accumulation of a surplus of electric energy generation are considered. A simulation model of the operation of the electric energy storage system is given. A mathematical model was developed for calculating the minimum tariff for the service of compensation for the surplus of electric energy generation by nuclear power plants with small modular reactors at night with the help of electric energy storage systems. Bibl. 13, fig. 3.

Keywords: nuclear power plant, small modular reactor, electricity storage system.

1. Report on the assessment of the adequacy (sufficiency) of generating capacities to cover the projected demand for electric energy and ensure the necessary reserve in 2020. NPC Ukrenergo. 2020. 122 p. (Ukr)
2. Basok B.I., Butkevych O.F., Dubovskiy S.V. Technical and economic aspects of decarbonisation prospects assessing of the interconnected power system of Ukraine. *Tekhnichna Electrodynamika*. 2021. No 5. Pp. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055> (Ukr)
3. Blinov I., Miroshnyk V., Sychova V. Comparison of models for short-term forecasting of electricity imbalances. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. IEEE. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969288>
4. Sychova V. Prediction of daily schedules of overall imbalances of electric energy in IPS of Ukraine. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 4. Pp. 59–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.059> (Ukr)
5. Kyrylenko O.V., Pavlovsky V.V., Blinov I.V. Scientific and technical support for organizing the work of the IPS of Ukraine in synchronous mode with the Continental European power system ENTSO-E. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 5. Pp. 59–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.05.059> (Ukr)
6. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna Electrodynamika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044> (Ukr)
7. Parus E., Blinov I., Olefir D. Assessment of the economic effect of energy storage system providing the balancing services in the IPS of Ukraine. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2021. No 60. Pp. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028> (Ukr)
8. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchanskyy V., Shkaruplyo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. *IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 202. Pp. 262–265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>
9. Saukh S. & Borysenko A. Mathematical Model of a Local Grid with Small Modular Reactor NPPs. *Yaderna ta radiatsiina bezpeka*. 2022. No 2(94). Pp. 44–52. DOI: [https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2\(94\).05](https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2(94).05)
10. Anuj Banswar, Naveen Kumar Sharma, Yog Raj Sood, Rajnish Shrivastava, Market-based participation of energy storage scheme to support renewable energy sources for the procurement of energy and spinning reserve. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 135. Pp. 326–344. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.12.009>
11. Asmae Berrada, Khalid Loudiyi, Izeddine Zorkani, Valuation of energy storage in energy and regulation markets. *Energy*. 2016. Vol. 115. Part 1. Pp. 1109–1118. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.093>
12. Parus Y., Blinov I., Olefir D. Simulation Model for Assessing the Feasibility of Using the Energy Storage System for Regulation of Modes of Electric Networks. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 26–30. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969247>
13. Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, Amit Kumar, Assessment of energy storage technologies. *Energy Conversion and Management*. 2020. Vol. 223. 113295. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>

Надійшла: 30.05.2023

Прийнята: 15.06.2023

Submitted: 30.05.2023

Accepted: 15.06.2023

РОЗРОБЛЕННЯ ЦИФРОВИХ ЗАСОБІВ БАГАТОКАНАЛЬНОГО МОНІТОРИНГУ ПРИСТРОЇВ СИНХРОНІЗАЦІЇ ЧАСУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ SMART GRID СИСТЕМ

О.В. Самков^{1*}, докт. техн. наук, **В.В. Коваль**^{2**}, докт. техн. наук, **В.П. Лисенко**^{2***}, докт. техн. наук, **В.В. Чопик**^{1****}, канд. техн. наук, **О.Л. Осінський**^{1*****}, **Б.О. Самков**^{1*****}

1 – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, м. Київ, 03057, Україна

2 – Національний університет біоресурсів і природокористування України,

вул. Героїв Оборони, 15, м. Київ, 03041, Україна

e-mail: samkov@ied.org.ua

У роботі представлено результати розроблення засобів комп'ютерно-інтегрованої системи багатоканального моніторингу пристроїв синхронізації часу, яка призначена для підвищення достовірності цифрових даних синхронних векторних вимірів електроенергетичних SMART Grid систем. Розроблено конструкторську документацію та виготовлено дослідний зразок пристрою багатоканального моніторингу. Створено сегмент інформаційної цифрової системи передавання даних моніторингу з використанням корпоративної IP-мережі ІЕД НАН України, сертифікованої апаратури Cisco та засобів багатоканального моніторингу, які змонтовано на лабораторному стенді. Виконано експериментальні дослідження та проведено тестування виготовленого дослідного зразку пристрою багатоканального моніторингу на діючій IP-мережі. Встановлена відповідність отриманих характеристик досліджуваних цифрових засобів багатоканального моніторингу та інформаційної системи передавання даних вимогам технічного завдання. Наведено організаційну структуру системи багатоканального моніторингу пристроїв синхронізації часу та розроблено рекомендації щодо її використання на електроенергетичних підприємствах. Бібл. 10, рис. 2.

Ключові слова: SMART Grid, пристрій синхронізації часу, вимірювання, цифровий засіб, багатоканальний моніторинг, інформаційна система.

Автоматизована система керування технологічними процесами (підстанції) [1] повинна забезпечувати експлуатацію магістральних та міждержавних електричних мереж як в умовах штатного режиму роботи, так і в умовах надзвичайних ситуацій. Функціонування інтелектуальних електроенергетичних мереж залежить від результатів моніторингу параметрів, які повинні проводитись у реальному часі з мікросекундною точністю [2, 3]. Цифрові дані результатів синхронних векторних вимірів синхрофазорів (PMU – Phasor Measurement Unit) є вихідною інформацією для забезпечення надійного і енергоефективного керування електроенергетичними SMART Grid системами.

Згідно зі стандартом [4], який введено в дію на території України, для автоматизації енергосистем повинна бути забезпечена передача сигналів синхронізації часу локальними мережами з точністю не гірше 1 мікросекунди. Варто зауважити, що нині розповсюджена практика формування синхросигналів із використанням глобальних супутникових навігаційних систем, яка вирішує проблему точності. Проте такий спосіб формування синхросигналів має значну залежність від характеристик відкритого середовища розповсюдження радіосигналів. Аналіз проведених досліджень підтверджує наявність зазначеної залежності та визначає вплив на системи синхронізації критичної інфраструктури [3, 5–7]. В умовах воєнного стану та інших надзвичайних і нештатних ситуаціях імовірність впливу на сигнали синхронізації часу значно збільшується, що потребує застосування додаткових організаційних і технічних заходів. З метою покращення якісних показників сигналів синхронізації часу пропонується використання комп'ютерно-інтегрованої системи багатоканального моніторингу пристроїв синхронізації часу, організаційна структура якої наведена на рис. 1.



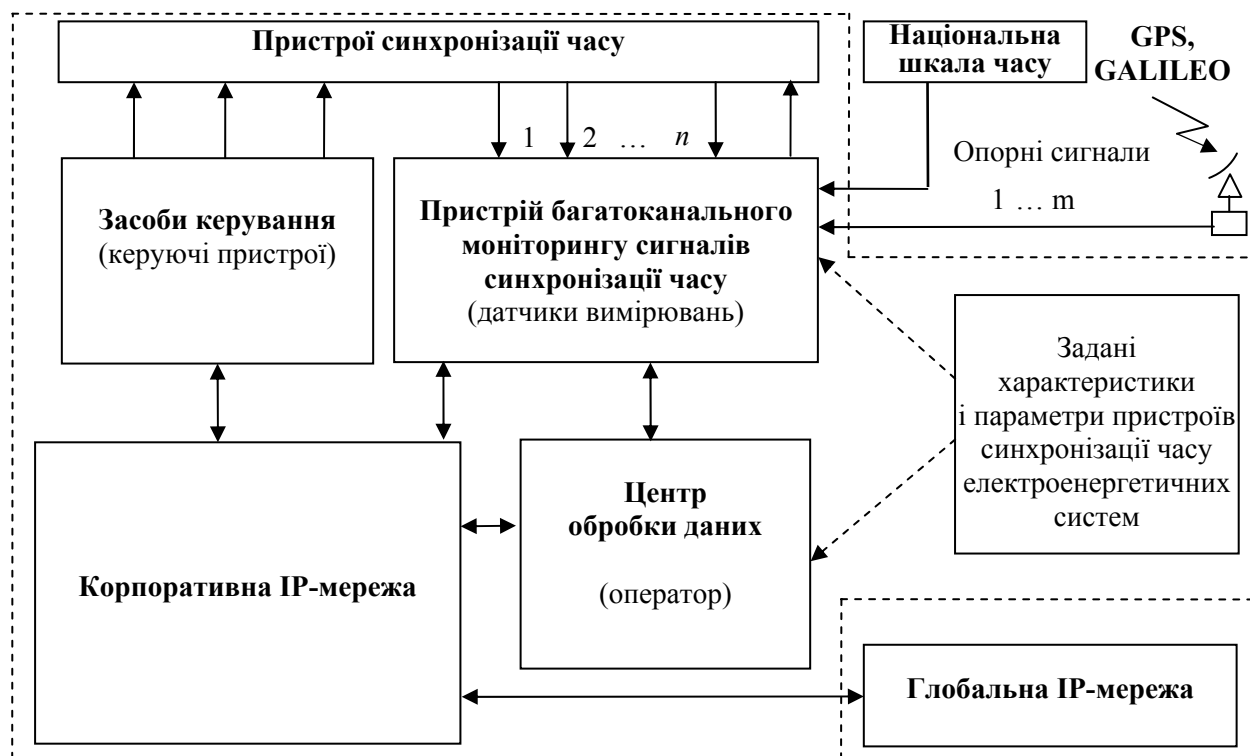


Рис. 1

Технічна реалізація комп'ютерно-інтегрованої системи багатоканального моніторингу синхросигналів буде малоефективною в разі використання на цифрових підстанціях сигналів тільки однієї супутникової навігаційної системи GPS. У такому випадку виявляється проблемним забезпечення достатньої якості опорного сигналу та, як наслідок, низької інформаційної достовірності результатів багатоканального моніторингу сигналів синхронізації часу. Для підвищення ефективності процесу багатоканального моніторингу доцільним буде використання сигналу національної шкали часу, що формується Національним еталоном одиниць часу і частоти [8, 9].

Практичним підґрунтям для реалізації комп'ютерно-інтегрованої системи є результат розроблення її програмно-апаратних засобів, проведення експериментальних досліджень і тестувань. У процесі виконання науково-технічної роботи «Розроблення пристрою багатоканального моніторингу сигналів синхронізації часу енергосистем» розроблено конструкторську документацію та виготовлено дослідний зразок пристрою багатоканального моніторингу сигналів синхронізації часу (ПБМССЧ) [3].

Створено лабораторний стенд, складовою частиною якого є дослідний зразок ПБМССЧ, із застосуванням якого проведено натурне моделювання, експериментальні дослідження і тестування. Дослідний зразок ПБМССЧ складається з електронних компонентів, які розміщуються на платах, а саме на процесорній платі (ПП) та платі формувачів сигналів (ПФС). Плата процесора ПП забезпечує виконання вимірювань, здійснює попередню обробку даних і формує інформацію для передавання і прийому через інтерфейси RS-232 та Ethernet. Плата ПП містить мікроконтролер сімейства ARM TDMI виробництва компанії NXP LPC2378 та інтерфейсні мікросхеми зв'язку, такі як мікросхеми Ethernet модуля та інтерфейсу RS232. На процесорній платі також реалізовано повнодоступний одноланковий комутатор, який дає змогу підключити будь-який вхідний сигнал до входу мікросхеми EPM7128SLC84-15 програмувальної логіки «ALTERA» сімейства MAX7000.

Плата ПФС виконує узгодження та перетворення контрольованих сигналів синхронізації часу до рівнів і форм, які можуть бути прийняті та оброблені в цифровому виді на процесорній платі цієї схемотехнічної реалізації ПБМССЧ. Багатоканальність ПБМССЧ забезпечується завдяки використанню п'яти вхідних інтерфейсів, один з яких призначено для під-

ключення опорного сигналу, з номінальними частотами 2,048 МГц, 5 МГц та 10 МГц. Усі вхідні інтерфейси мають трансформаторну розв'язку. Також на платі встановлено прецизійний кварцовий генератор та елементи, які забезпечують можливість керування його частотою цифровим сигналом.

Виготовлений дослідний зразок був використаний для експериментальної перевірки теоретичних положень запропонованого способу багатоканального моніторингу та тестування ПБМССЧ на діючій IP-мережі із застосуванням сучасних інформаційно-комунікаційних технологій. Схему організації взаємодії персонального комп'ютера і пристрою ПБМССЧ з використанням сегмента інформаційної системи передавання даних моніторингу, який підключено до IP-мережі ІЕД НАН України, наведено на рис. 2.

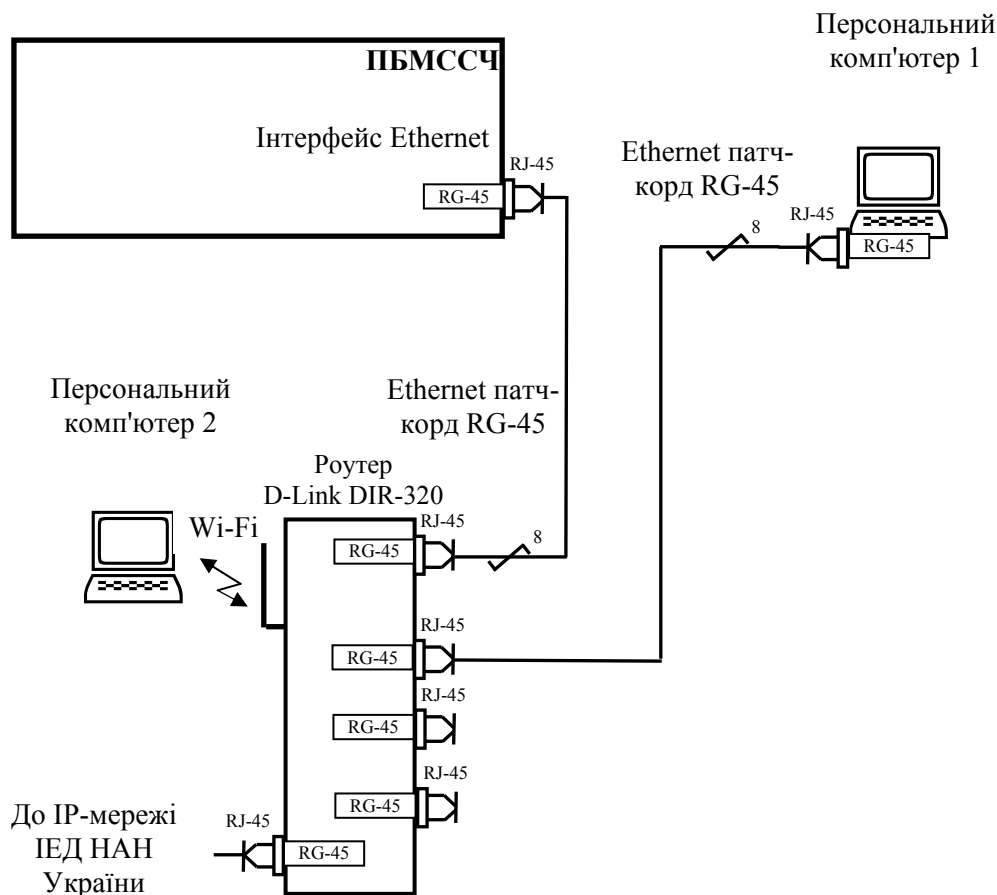


Рис. 2

Подальші дослідження виконувались із використанням створеного сегмента цифрової інформаційної системи передавання даних моніторингу на базі сертифікованої апаратури Cisco, який був підключений до корпоративної IP-мережі ІЕД НАН України.

Результати проведених досліджень пристрою ПБМССЧ із використанням сегмента цифрової інформаційної системи передавання даних моніторингу показали відповідність отриманих значень встановленим значенням тестового сигналу. З огляду на це можна зробити висновок про успішне проходження тестування й узгодженість між отриманими характеристиками та відповідними пунктами технічного завдання.

За результатами розроблення і проведених досліджень пристрою ПБМССЧ підготовлено рекомендації щодо використання системи багатоканального моніторингу сигналів синхронізації часу на електроенергетичних підприємствах.

Фінансується за держбюджетною темою «Науково-технічні засади відновлення та керованості електроенергетичної системи України в повоєнний період за синхронної роботи з енергооб'єднанням країн континентальної Європи (ENTSO-E)» (шифр: ФЕНІКС). КПКВК 6541030.

1. Стандарт підприємства СОУ НЕК 20.261:2021 Технічна політика НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж.
2. Кириленко О.В. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режимію. Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
3. В.В. Коваль, О.В. Самков, І.В. Блінов, О.Л. Ламеко, І.В. Трач, С.Й. Поліщук, В.І. Вакась, В.В. Чопик, О.Л. Осінський, Автоматизований моніторинг сигналів синхронізації часу енергосистем. К.: Видавничий центр НУБіПУ, 2021. 380 с.
4. ДСТУ ІЕС/ІЕЕЕ 61850-9-3:2018 Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств Профіль протоколу точного часу для автоматизації енергосистем. Ч. 9–3.
5. Lombardi M. NIST Technical Note 2189, An Evaluation of Dependencies of Critical Infrastructure Timing Systems on the Global Positioning System (GPS), November 2021. DOI: <https://doi.org/10.6028/NIST.TN.2189>
6. Department of Homeland Security (DHS) Science and Technology Directorate (S&T). Resilient PNT Conformance Framework, Version 2.0, May 2022. <https://www.dhs.gov/publication/st-resilient-pnt-conformance-framework>
7. National Security of the National Science & Technology Council. Positioning, Navigation, and Timing Research and Development Interagency Working Group Subcommittee on Resilience Science and Technology Committee on Homeland and National Research and Development Plan for Position, Navigation, and Timing Resilience, August 2021. https://www.whitehouse.gov/wpcontent/uploads/2021/08/Position_Navigation_Timing_RD_Plan-August-2021-1.pdf.
8. Koval V., Lysenko V., Osinskiy O., Samkov O., Khudyntsev M. Infocommunication Technologies and Networks for Multichannel Monitoring of Synchronization Signals of SMART Grid and Microgrid Electrical Systems. Conference Proceedings *International Scientific-Practical Conference Problems of Infocommunications. Science and Technology (PICST-2019)*. 8–11 October 2019: Borys Grinchenko Kyiv University, Kyiv, Ukraine. Pp. 153–156. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8632078>
9. Коваль В.В., Самков О.В., Худинцев М.М., Кальян Д.О. Автоматизована система синхронізації цифрових сигналів. К.: ТОВ ЦП Компрінт, 2018. 494 с.
10. Koval V., Klian D., Osinskiy O., Samkov O., Khudyntsev M., Lysenko V. Diagnostics of Time Synchronization Means of the Integrated Power Grid of SMART Technologies by Using an Optimal Performance System of Automatic Frequency Adjustment. Conference Proceedings *15th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering, TCSET 2020*; Lviv, Slavske; Ukraine; 25–29 February 2020. Pp. 269–276. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9088587>

DEVELOPMENT OF DIGITAL MEANS OF MULTI-CHANNEL MONITORING OF TIME SYNCHRONIZATION DEVICES OF POWER SMART GRID SYSTEMS

O.V. Samkov¹, V.V. Koval², V.P. Lysenko², V.V. Chopyk¹, O.L. Osinskiy¹, B.O. Samkov¹,

1 – Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine,

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

2 – The National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine,

Heroiv Oborony St., 15, Kyiv, 03041, Ukraine

e-mail: samkov@ied.org.ua

The work presents the development results of the means of a computer-integrated system of multi-channel monitoring of time synchronization devices, which is designed to increase the reliability of digital data of synchronous vector measurements of the power SMART Grid systems. The design documentation was developed, and a prototype of the multi-channel monitoring device was manufactured. A segment of the information digital system for transmitting monitoring data was created using the corporate IP network of the IED of the NAS of Ukraine, Cisco-certified equipment, and multi-channel monitoring devices mounted on a laboratory stand. Experimental studies and testing of the manufactured experimental model of the multi-channel monitoring device on the operating IP network were carried out. It was established that the obtained characteristics of the researched digital means of multi-channel monitoring and the information system of data transmission meet the requirements of the technical assignment. The organizational structure of the multi-channel monitoring system of time synchronization devices is presented, and recommendations for its use in electric power enterprises are developed. Ref. 10, fig. 2.

Keywords: SMART Grid, time synchronization device, measurement, digital means, multi-channel monitoring, computer-integrated system.

1. Enterprise standard SOU NEC 20.261:2021 Technical policy of NEC Ukrenergo in the field of development and operation of trunk and interstate electric networks. (Ukr)
2. Kirilenko O. Intelligent electrical networks: elements and modes. Kyiv, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2016. 400 p. (Ukr)
3. Koval V.V., Samkov O.V., Blinov I.V., Lameko O.L., Trach I.V., Polischuk S.J., Vakas V.I., Chopyk V.V., Osinskiy O.L. Automated monitoring of time-synchronization signals of power systems. 2021. K.: NUBIPU Publishing Center, 2021. 380 p. (Ukr)

4. State Standard of Ukraine IEC/IEEE 61850-9-3:2018 Communication networks and systems for automation of electric power enterprises. Precise Time Protocol Profile for Power System Automation. P. 9–3. (Ukr)
5. Lombardi M. NIST Technical Note 2189, An Evaluation of Dependencies of Critical Infrastructure Timing Systems on the Global Positioning System (GPS), November 2021. DOI: <https://doi.org/10.6028/NIST.TN.2189>
6. Department of Homeland Security (DHS) Science and Technology Directorate (S&T). Resilient PNT Conformance Framework, Version 2.0, May 2022. <https://www.dhs.gov/publication/st-resilient-pnt-conformance-framework>
7. National Security of the National Science & Technology Council. Positioning, Navigation, and Timing Research and Development Interagency Working Group Subcommittee on Resilience Science and Technology Committee on Homeland and National Research and Development Plan for Position, Navigation, and Timing Resilience, August 2021. https://www.whitehouse.gov/wpcontent/uploads/2021/08/Position_Navigation_Timing_RD_Plan-August-2021-1.pdf.
8. Koval V., Lysenko V., Osinskiy O., Samkov O., Khudyntsev M. Infocommunication Technologies and Networks for Multichannel Monitoring of Synchronization Signals of SMART Grid and Microgrid Electrical Systems. Conference Proceedings *International Scientific-Practical Conference «Problems of Infocommunications. Science and Technology (PICS&T-2019)*. 8–11 October 2019: Borys Grinchenko Kyiv University, Kyiv, Ukraine. Pp. 153–156. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8632078>
9. Koval V.V., Samkov O.V., Khudyntsev M.M., Kalia D.O. Automated system of synchronization of digital signals: K.: TOV TsP Kompyrnt, 2018. 494 p. (Ukr)
10. Koval V., Kalia D., Osinskiy O., Samkov O., Khudyntsev M., Lysenko V. Diagnostics of Time Synchronization Means of the Integrated Power Grid of SMART Technologies by Using an Optimal Performance System of Automatic Frequency Adjustment. Conference Proceedings *15th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering, TCSET 2020*; Lviv, Slavske; Ukraine; 25–29 February 2020. Pp. 269–276. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9088587>

Надійшла: 01.06.2023

Прийнята: 19.06.2023

Submitted: 01.06.2023

Accepted: 19.06.2023

ОПТИМІЗАЦІЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РАЗІ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ІНФОРМАЦІЇ

В.Г. Кузнецов*, чл.-кор. НАН України, **Ю.І. Тугай****, докт. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: tugay@ukr.net

Запропоновано концепцію формування цільової функції для вирішення задачі оптимізації якості електричної енергії в електромережах, яка враховує фактор невизначеності інформації про параметри режиму. Це дасть змогу, на відміну від традиційної бінарної функції оцінки якості електричної енергії на відповідність встановленим нормам, враховувати динаміку зміни критерія ефективності й виконувати пошук оптимальних значень відповідних керуючих впливів. Наведено класифікацію інформаційних потоків про режим електричної мережі та визначено границі розмитості областей значень параметрів режиму. Показано, що цільову функцію доцільно формувати на основі нечіткої логіки. Визначено принципи формування нечітких математичних моделей для аналізу усталених нормальних режимів електричної мережі. Функції приналежності параметрів пропонується визначати з урахуванням якості інформації, яка може бути надана технічними засобами електричної мережі. Бібл. 5, рис. 3.

Ключові слова: електрична мережа, якість електричної енергії, невизначеність інформації, нечітка математична модель.

Електрична енергія – товар, який використовується в усіх галузях національного господарства, але поняття її якості відрізняється від поняття якості інших товарів. Кожен споживач розрахований для нормальної роботи за певних характеристик якості електроенергії (ЯЕ), що зазвичай визначаються сукупністю певних величин параметрів режиму – показників. Рішення оптимізаційних задач в електроенергетиці переважно зводиться до побудови певного алгоритму, що дає змогу відшукувати екстремальні значення обраного критерію під час виконання заданих обмежувальних умов, а також визначити величини керуючих впливів, необхідних для досягнення екстремуму. Слід відзначити, що нині зростає вплив факторів, які зумовлюють спотворення параметрів нормальних режимів електричних мереж [1].

Для контролю за ЯЕ, яка постачається споживачам, зараз в Україні використовується стандарт ДСТУ EN 50160-2014 (гармонізований із міжнародними нормативними документами). Електричні величини, на значеннях яких базуються показники ЯЕ, вимірюються в метричних шкалах, тому доцільно використовувати такі характеристики, як стандартна невизначеність і розширена невизначеність. Стандартна невизначеність – це середнє квадратичне відхилення значення показника. Комбінована стандартна невизначеність – це невизначеність, отримана за результатами моделювання режиму. Розширена невизначеність – це добуток комбінованої стандартної невизначеності та більшого за одиницю коефіцієнта охоплення [2].

Однак в умовах прийнятого згідно зі стандартом бінарного підходу до контролю ЯЕ можна робити висновок про відповідність або не відповідність ЯЕ встановленим нормам, але не видається можливим визначити міру цієї відповідності. Це істотно знижує інформативність оцінки якості електроенергії, не дає змогу цілком відстежити динаміку зміни ЯЕ в процесі оптимізації та оцінити ці зміни. Тому для оптимізації ЯЕ є доцільним використання цільової функції, що спирається для врахування невизначеності на нечітку логіку [3]. Типи інформації про режими електричних мереж, що повинна враховуватися під час формування такої функції, наведено на рис. 1.

Під детермінованою інформацією розуміється інформація, що основана на закономірних причинно-наслідкових зв'язках та задається в чисельно-однозначній формі, і не змінюється в розглянутий період експлуатації (паспортні дані устаткування, склад ввімкненого устаткування і т.п.). Для спрощення розрахунків до детермінованої інформації відносять та-



кож так звану умовно-детерміновану інформацію, тобто ймовірнісну інформацію, що змінюється в незначних межах у разі зміни режиму мережі.

Імовірнісна інформація описує стохастичний характер зміни параметрів режиму, сукупності елементів мережі, що відповідає цьому режиму.

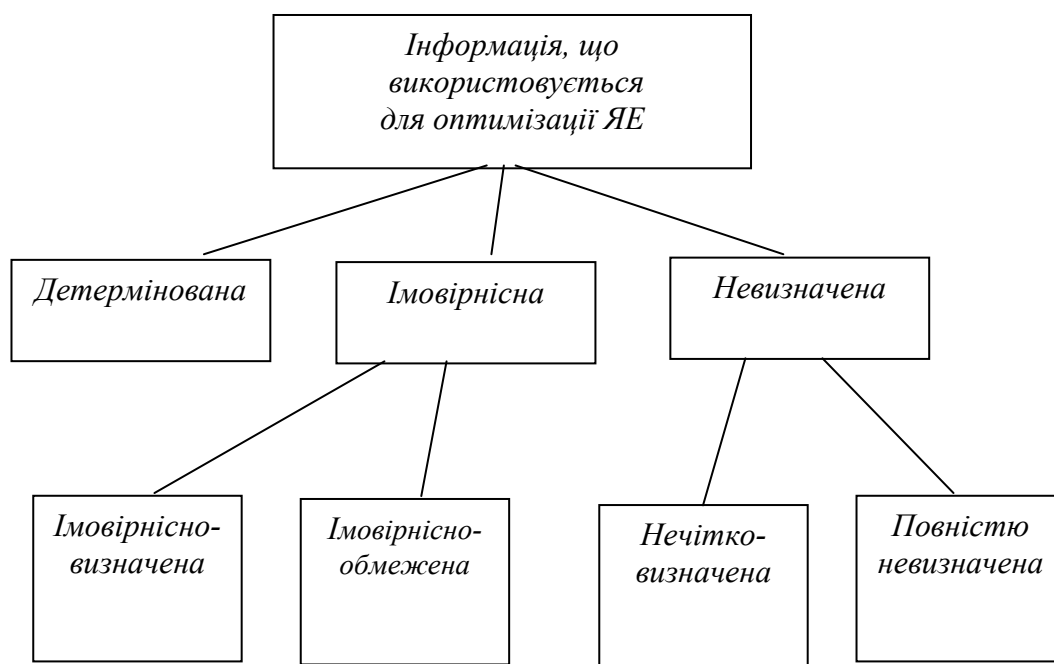


Рис. 1

Імовірнісно-визначена інформація, відбиваючи фізичну сутність параметрів режиму, обумовлена тим, що параметри, власне, не можуть бути задані точно. Однак статистичних вибірок з випадкових процесів достатньо для встановлення їхніх законів розподілу та достовірного визначення ймовірнісних характеристик.

Імовірнісно-обмежена інформація характеризується неповним обсягом вибірки, необхідної для достовірного опису параметрів випадкового процесу, і не дає змогу традиційними методами виявити закономірності процесів, що досліджуються. Інакше кажучи, словами обмеженість обсягу вибірки, обумовлена умовами експлуатації, не дає змогу забезпечити необхідну точність опису параметрів режиму.

Невизначена інформація – це така інформація, яка дає змогу описати кількісні значення параметрів режиму або схемний стан мережі лише наближено, спираючись тільки на номінальні параметри елементів мережі та можливу сукупність включених і відключених елементів схеми, і відповідає випадковому або стохастичному впливу на систему.

Нечітко визначена інформація характерна для випадків, коли відомий лише можливий діапазон зміни параметрів режиму або схеми мережі.

Повністю невизначена інформація відповідає випадкам повної необізнаності про об'єкт і визначає неоднозначність його опису.

Для визначення повноти та достовірності інформації, що забезпечує необхідну точність рішення задач системного аналізу втрат електроенергії, необхідно визначити граничний рівень α для розмитих областей, кількісне значення якого відповідає оптимальним параметрам якості інформації (тобто повноті та достовірності):

$$\alpha = \frac{1}{\ln N \sum_{i=1}^N \mu_{Ai}(A_i)} \left[\sum_{i=1}^N \mu_{Ai}(A_i) \cdot \ln \sum_{i=1}^N \mu_{Ai}(A_i) - \sum_{i=1}^N \mu_{Ai}(A_i) \cdot \ln_{\mu_{Ai}}(A_i) \right],$$

де $\mu_{\tilde{A}_i}(A_i)$ – функція приналежності для i -го з перерахованих вище множин, тобто $A_I, A_{II}, A_{III}, A_{IV}$; N – число варіантів множини інформації.

Запропонований критерій якості інформації дає змогу класифікувати інформацію та застосовувати ті математичні моделі, які дають найбільшу точність її опису, тим самим забезпечуючи прийнятну точність вирішення задачі. Для формування математичної моделі, яка враховує різні типи інформації під час системного аналізу ЯЕ, невизначеність інформації доцільно представити за допомогою когнітивної карти (рис. 2).

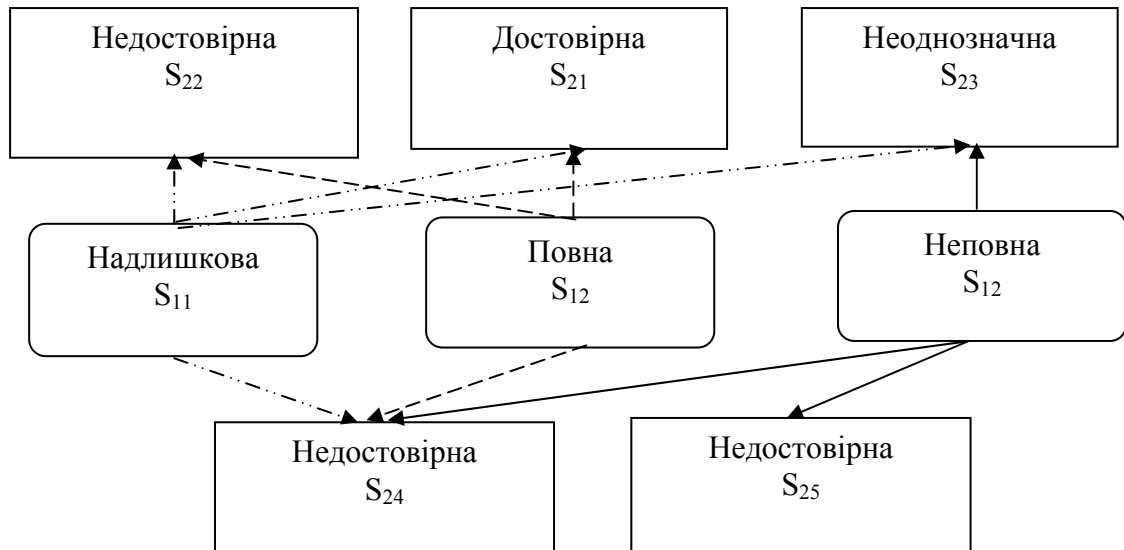


Рис. 2

Тут розглянуто дві системи: S1, що розбита на три підсистеми, і S2 та їхній зв'язок. Водночас система S2 розбита на п'ять підсистем, що обумовлюють властивості низької якості інформаційної моделі за винятком властивості достовірності. Згідно з когнітивною картою невизначеності в разі оптимізації ЯЕ необхідно побудувати таке відображення S2 в S1, щоб залежно від ваги (ступеню) впливу підсистем системи S2 на систему S1 формувалася правильний вибір математичної моделі процесу зміни параметрів режиму в умовах невизначеності інформаційних потоків, який забезпечить необхідну точність оцінки якості електроенергії на різних часових інтервалах. Системи S1 і S2, а також відповідно їхні підсистеми представляються нечіткими множинами, а ступінь впливу – функцією приналежності.

$$\varphi_{s_{11}} = \varphi(s_{21}, s_{22}, s_{23}, s_{24}) = s_{21} + s_{22}s_{23} + s_{24} + s_{22}s_{24} + s_{22}s_{23}s_{24},$$

$$\varphi_{s_{12}} = \varphi(s_{21}, s_{22}, s_{24}) = s_{21} + s_{22} + s_{24},$$

$$\varphi_{s_{13}} = \varphi(s_{23}, s_{24}, s_{25}) = s_{23} + s_{24} + s_{25} + s_{23}s_{24} + s_{23}s_{25} + s_{24}s_{25} + s_{23}s_{24}s_{25},$$

З урахуванням властивостей поглинання для спрощення структурних функцій, одержимо:

$$\varphi_{s_{11}} = \varphi(s_{21}, s_{22}, s_{23}, s_{24}) = s_{21} + s_{24} + s_{23}s_{24},$$

$$\varphi_{s_{13}} = \varphi(s_{23}, s_{24}, s_{25}) = s_{23} + s_{24} + s_{25} + s_{23}s_{24}.$$

Представимо кожен структурну функцію у вигляді мережі, зображеної на рис. 3, де a – надлишкова інформація; b – повна інформація; c – неповна інформація.

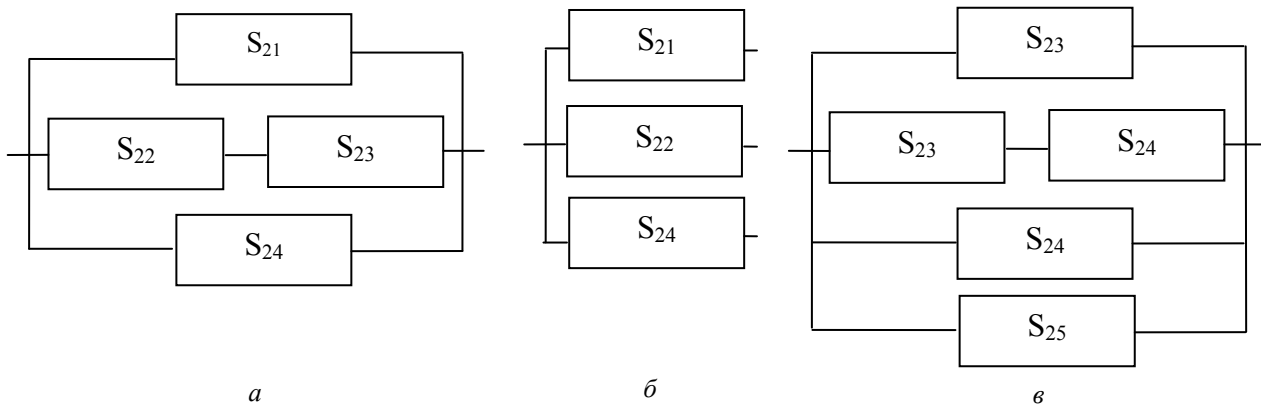


Рис. 3

Максимальне значення функції приналежності покаже ступінь впливу i -ої сукупності нечітких підмножин множини $\mathcal{S}_2$ та дасть змогу визначити повноту та достовірність інформації про режимні змінні, що, зі свого боку, визначить вибір математичного опису електричної мережі і її режимних параметрів. З урахуванням опису послідовних і паралельних мереж рівень якості інформації кожної нечіткої множини можна представити в такий спосіб:

$$\begin{aligned}\psi_{s_{11}} &= \psi(s_{21}, s_{22}, s_{23}, s_{24}) = \mu_{s_{21}}(S_{21}) \vee (\mu_{s_{22}}(S_{22}) \wedge \mu_{s_{23}}(S_{23})) \vee \mu_{s_{24}}(S_{24}) = \\ &= \max[\mu_{s_{21}}(S_{21}), \min(\mu_{s_{22}}(S_{22}), \mu_{s_{23}}(S_{23}), \mu_{s_{24}}(S_{24}))], \\ \psi_{s_{12}} &= \psi(s_{21}, s_{22}, s_{24}) = \mu_{s_{21}}(S_{21}) \vee \mu_{s_{22}}(S_{22}) \vee \mu_{s_{24}}(S_{24}) = \\ &= \max[\mu_{s_{21}}(S_{21}), \mu_{s_{22}}(S_{22}), \mu_{s_{24}}(S_{24})], \\ \psi_{s_{13}} &= \psi(s_{23}, s_{24}, s_{25}) = \mu_{s_{23}}(S_{23}) \vee \mu_{s_{24}}(S_{24}) \vee \mu_{s_{25}}(S_{25}) = \\ &= \max[\mu_{s_{23}}(S_{23}), \mu_{s_{24}}(S_{24}), \mu_{s_{25}}(S_{25})],\end{aligned}$$

Тим самим показник якості інформаційних потоків прийме вигляд

$$\psi(s_{11}, s_{12}, s_{13}) = \psi_{s_{11}} \vee \psi_{s_{12}} \vee \psi_{s_{13}}.$$

Звідки

$$\psi(s_{11}, s_{12}, s_{13}) = \max[\mu_{s_{11}}(S_{11}), \mu_{s_{12}}(S_{12}), \mu_{s_{13}}(S_{13})].$$

Максимальне значення функції приналежності показує ступінь впливу i -ої сукупності нечітких підмножин множини $\mathcal{S}_2$ та дасть змогу визначити повноту та достовірність інформації про режимні змінні, що, зі свого боку, визначить вибір математичного опису електричної мережі і її режимних параметрів. Таким чином, маючи залежності для розрахунку функцій належності нечітких норм ЯЕ та розраховані з використанням вимірів функції приналежності показників ЯЕ, отримаємо набір значень функцій приналежності для кожного показника ЯЕ [4]. Традиційний детермінований підхід призначено найімовірніше для фіксації самого факту наявності неякісної електроенергії та визначення заходів щодо нормалізації ЯЕ за цим фактом [5]. Водночас запропонована методологія дає змогу відстежувати зміну якості електроенергії, навіть, якщо основні показники не виходять за межі допустимих значень, проводити аналіз динаміки зміни ЯЕ та оптимізацію.

1. Кузнецов В.Г., Шполянський О.Г., Яремчук Н.А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 3. С. 46–52.
2. Яремчук Н.А., Годя О.Ю., Проскін В.В. Оцінювання комплексного показника якості складного об'єкта з характеристикою невизначеності. *Український метрологічний журнал*. 2018. № 2. С. 9–17.

3. Mauris G., Lassere V., Foulley L. A fuzzy approach for the expression of uncertainty in measurement. *Measurement*. 2001. No 29. Pp. 109–121.
4. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.И., Тимчук С.А., Черемисин Н.М. Методика оценки качества электроэнергии в нечеткой форме. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2014. № 1. С. 18–21.
5. Tymchuk S., Miroshnyk O. Assess electricity quality by means of fuzzy generalized index *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2015. Vol. 3. No 4 (75). Pp. 26–31.

OPTIMIZATION OF THE QUALITY OF ELECTRICITY WITH INFORMATION UNCERTAINTY

V.G. Kuznetsov, Yu.I. Tugay

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

Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: tugay@ukr.net

The concept of forming an objective function for solving the problem of the quality of electrical energy optimizing in power networks is proposed, which takes into account the uncertainty factor of information about the mode parameters. This will allow, in contrast to the traditional binary function of assessing the quality of electrical energy for compliance with the established standards, to take into account the dynamics of changes in the efficiency criterion and perform the search for optimal values of the relevant controlling influences. The classification of information flows about the mode of the electric network is presented and the boundaries of fuzzy set for the values of the mode parameters are defined. It is shown that the objective function should be appropriately formed on the basis of fuzzy logic. The principles of the formation of fuzzy mathematical models for the analysis of established normal modes of the electrical network are defined. It is proposed to determine the membership function of a fuzzy set taking into account the quality of information that can be provided by the technical means of the electrical network. Ref. 5, fig. 3.

Keywords: electrical network, quality of electrical energy, uncertainty of information, fuzzy mathematical model.

1. Kuznetsov V.G., Shpolianskyi O.G., Yaremchuk N.A. Generalized indicator of energy quality in electrical networks and systems. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2011. No. 3. Pp. 46–52. (Ukr)
2. Yaremchuk N.A., Goda O.Yu., Proskin V.V. Evaluation of a complex indicator of the quality of a complex object with a characteristic of uncertainty. *Ukrainian Metrological Journal*. 2018. No 2. Pp. 9–17. (Ukr)
3. Mauris G., Lassere V., Foulley L. A fuzzy approach for the expression of uncertainty in measurement. *Measurement*. 2001. No 29. Pp. 109–121.
4. Kuznetsov V.G., Tugai Y.I., Tymchuk S.A., Cheremisyn N.M. The method of estimating the quality of electricity in a fuzzy form. *Energy and computer-integrated technologies in agriculture*. 2014. No 1. Pp. 18–21. (Rus)
5. Tymchuk S., Miroshnyk O. Assess electricity quality by means of fuzzy generalized index. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2015. Vol. 3 No. 4 (75) Pp. 26–31.

Надійшла: 31.05.2023

Прийнята: 27.06.2023

Submitted: 31.05.2023

Accepted: 27.06.2023

ГІДРОАКУМУЛЮЮЧІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ЯК ДЖЕРЕЛА РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В СКЛАДІ ПРОМИСЛОВИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

О.Ю. Михайленко*, канд. техн. наук, **І.О. Сінчук****, канд. техн. наук, **К.В. Будніков*****, докт. філ.

Криворізький національний університет,
вул. Віталія Матусевича, 11, Кривий Ріг, 50027, Україна
e-mail: mykhailenko@knu.edu.ua

У статті розглянуто економічні аспекти ефективності застосування систем електропостачання споживачів залізничної шахти, що включають пікові гідроакumuлюючі електростанції (ПГАЕС), які використовують резервуари водовідливного комплексу. Порівняння варіантів електропостачання проводилося за критерієм чистої приведеної вартості (NPV), який визначався за зміни водного потоку гідротурбіни та енергоспоживання. У результаті чисельних експериментів встановлено, що найбільшого економічного ефекту можна досягнути шляхом впровадження ПГАЕС, що складається з чотирьох гідротурбін, дві з яких будуть використовуватися в години дії базового тарифу, а в інший час, коли використовується піковий тариф, будуть задіяні всі агрегати. Бібл. 10, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: гідроакumuлююча електростанція, розподілена генерація, шахтний водовідлив, чиста приведена вартість, ефективність.

Вступ. Підвищення конкурентоздатності продукції гірничих підприємств може бути забезпечене завдяки підвищенню енергетичної ефективності виробництва. Вона може бути досягнута, з одного боку, оптимізацією режимів роботи наявного обладнання або заміною, де це можливо, застарілого електроустаткування на нове з високим рівнем енергоефективності, а з іншого, упровадженням в енергосистему підприємства додаткових об'єктів генерації для зниження витрат на придбання електроенергії в зовнішніх операторів розподілу.

Для виробництва електроенергії в шахтах потрібно використовувати технологічні об'єкти, які розміщуються безпосередньо в гірських виробках шахт або недалеко від них. Одним із таких об'єктів є шахтний водовідлив, енергетичний потенціал якого наразі використовується не в повному обсязі. Розглядаючи шахтний водовідлив як сукупність резервуарів, розміщених на різній висоті один відносно одного, можна стверджувати, що існують достатні передумови для створення на його основі пікової гідроакumuлюючої гідроелектростанції (ПГАЕС) [1].

Аналіз досліджень і публікацій. Особливості впровадження ГАЕС у енергосистеми гірничодобувних підприємств є предметом дослідження ряду робіт [2–9]. Більшість із них [2–8] присвячені дослідженню впливу конструктивного виконання елементів водовідливу, зокрема водозбірників і гідравлічних систем, або технологічних режимів на роботу ГАЕС в умовах шахт. Так, у статті [2] авторами проведено аналіз геомеханічних характеристик водозбірника в разі використання разом із гідротурбінами ГАЕС. Досліджено вплив матеріалу, який використовують для опор галереї резервуару, на їхню механічну міцність. У [3] досліджено вплив конструктивного виконання водозбірника на роботу ГАЕС. Зокрема розглянуто застосування як резервуара нижнього рівня мережі поєднаних між собою тунелів та галерей. Визначено атмосферний тиск і швидкість змішування шахтних вод у відсіках водозбірника під час скидання води і водоприпливу. Дослідженню зміни атмосферного тиску в підземному водозбірнику під час роботи ГАЕС у режимі водовідливу, тобто насосної станції, і його впливу на елементи конструкції резервуару присвячена робота [4]. У статті [5] аналізуються процеси виникнення хвиль у підземних водозбірниках під час роботи ГАЕС і їхній можливий вплив на механічну міцність конструкцій резервуару (стінки та опори). Дослідженню впливу водоприпливів на ефективність роботи ГАЕС присвячена робота [6]. Оцінка впливу роботи

ГАЕС, а саме відкачки та скидання води на водоприпливи, тобто характер притоку ґрунтових вод проведена в [7]. Зокрема, проаналізовано рівень заповнення водозбірника й гідравлічний напір всередині нього для різних умов роботи ГАЕС. Під час моделювання необхідних обсягів генерації ГАЕС (впливає на інтенсивність відкачки та скидання вод) використовуються дані про вартість електроенергії за 14 днів у зимовий, весняний та літній періоди. У [8] досліджується рівень заповнення водозбірника в процесі роботи ГАЕС у різних режимах.

Економічним аспектам впровадження ГАЕС на водовідливих шахт приділяють дещо менше уваги. У роботі [9] досліджено економічні показники роботи ГАЕС у разі продажу електроенергії зовнішнім споживачам. Побудовані залежності економічних показників, зокрема вартості електроенергії, NPV, IRR терміну окупності від розміру інвестиційних витрат і "турбінних циклів".

Викладення матеріалу та результати. Ефективність упровадження ПГАЕС для комбінованого живлення споживачів шахти розглянемо на прикладі водовідливу шахти «Криворізька» ПАТ «Кривбасзалізрудком». Основне технологічне обладнання водовідливу, а саме насоси та водозбірники, розміщуються на горизонтах 500, 940, 1240 і 1315 метрів.

Під час проведення обчислювальних експериментів передбачається встановлення на ступенях водовідливу гідрогенераторів потужністю 1000 кВт типу CJ A237-W-90/1x5,5 з номінальною витратою води $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і ККД 90 %. Оскільки рівень генерації електроенергії гідротурбіною знаходиться в прямій залежності від величини гідростатичного напору, тому доцільно розміщувати гідротурбіни на горизонтах 500 (відм. 0–500) і 940 (відм. 500–940) метрів.

Під час проведення досліджень розглянуто три конфігурації системи розподіленої генерації з використанням ПГАЕС: встановлення однієї або двох гідротурбін на горизонті 500 м і встановлення чотирьох гідротурбін – по дві на горизонтах 500 і 940 м.

Для кожної конфігурації системи порівняльний аналіз проводився для двох варіантів живлення споживачів. Перший варіант передбачає придбання електроенергії в електропостачальній компанії за чинними тарифами, що повністю задовольняє потреби об'єкта. Другий – електропостачання від гідрогенераторів ПГАЕС разом з отриманням електроенергії від зовнішньої енергосистеми мережі.

Обчислення варіанта із застосуванням ПГАЕС урахує капіталовкладення на придбання гідротурбін вартістю 540 тис. грн/од., а також витрати на планово-попереджувальні ремонти й обслуговування в розмірі 80 тис. грн на рік. Передбачені втрати у гідравлічній системі складають 15 %. Вартість електроенергії, яку отримує підприємство від електропостачальної компанії, складатиме 0,093 грн/кВт·год, як для побутових споживачів першої категорії. Додаткове моделювання проведено для вартості електроенергії в години пік. Це – 0,14 грн/кВт·год. Далі ці тарифи позначатимемо відповідно, як базовий і піковий.

Критерієм для порівняння ефективності двох варіантів виступає значення чистої приведеної вартості системи (NPV) [10]:

$$NPV = \sum_{i=1}^N R_i / (1 + d)^i, \quad (1)$$

де R_i – різниця між прибутком і витратами під час функціонування системи, грн; d – облікова ставка, 8 %; N – кількість років експлуатації системи, 25 років.

Оскільки розглядається окремо лише енергосистема підприємства та не передбачається продаж електроенергії, тому доходна частина буде відсутня. Отже, NPV завжди прийматиме негативне значення. Тоді кращим варіантом системи буде той, коли NPV найменший. Для зручності використовується модульне значення NPV.

Економічний показник використовується під час моделювання для врахування витрат на придбання й обслуговування генеруючого обладнання ПГАЕС.

Очевидним критерієм ефективності системи міг би виступати обсяг потужності, отриманий із зовнішньої енергосистеми й оплачений за чинними тарифами електропостачальної компанії. Проте він є нерепрезентативним, оскільки наявність додаткового джерела живлення в будь-якому випадку призведе до зменшення рівня електроенергії, що споживається від зовнішньої електричної мережі.

Під час моделювання номінальне електричне навантаження здавалося рівномірно розподіленим протягом доби із середнім і піковим значенням потужності 900 кВт та середньодобовим споживанням 21,6 МВт·год (позначатимемо далі ER). Також обчислення здійснювалося для випадків уведення в роботу або, навпаки, відключення додаткового електрообладнання, коли середньодобове споживання збільшується до 43,2 МВт·год (ЕН) та зменшується до 10,8 МВт·год (EL). Другим змінним параметром були прийняті витрати води, що проходить через гідротурбіну. Вони фіксувалися на рівнях 0,23; 0,15; 0,07 м³/с. Надалі позначатимемо їх QR, QM і QL відповідно. Результати обчислювального експерименту занесено до таблиці.

Споживання електроенергії	Витрати води	Мережа		Мережа та ПГАЕС					
				1 гідротурбіна		2 гідротурбіни		4 гідротурбіни	
		Базова вартість	Пікова вартість	Базова вартість	Пікова вартість	Базова вартість	Пікова вартість	Базова вартість	Пікова вартість
EL	QL	3,93	5,89	4,74	6,21	5,56	6,52	7,28	7,28
	QR	3,93	5,89	2,10	2,23	3,64	3,64	7,28	7,28
	QH	3,93	5,89	1,82	1,82	3,64	3,64	7,28	7,28
ER	QL	7,86	11,79	8,67	12,10	9,49	12,41	11,12	13,03
	QR	7,86	11,79	6,02	8,13	4,19	4,47	7,28	7,28
	QH	7,86	11,79	2,73	3,18	3,64	3,64	7,28	7,28
ЕН	QL	15,72	23,58	16,53	23,89	17,35	24,20	18,98	24,82
	QR	15,72	23,58	13,88	19,92	12,05	16,25	8,38	8,93
	QH	15,72	23,58	10,59	14,97	5,45	6,36	7,28	7,28

На рис. 1 показано чисті приведені вартості системи електропостачання окремих споживачів шахти в разі впровадження додаткового об'єкту генерації – ПГАЕС, що містить одну гідротурбіну у випадку дії базового (позначений на осі абсцис 1) і пікового тарифів (позначений на осі ординат 2). Окремо на графіках позначено економічні показники, що відповідають живленню тільки від зовнішньої електромережі (Мережа), живленню тільки від ПГАЕС, а також загальні показники системи розподіленої генерації (СЕР – мережа разом із ПГАЕС).

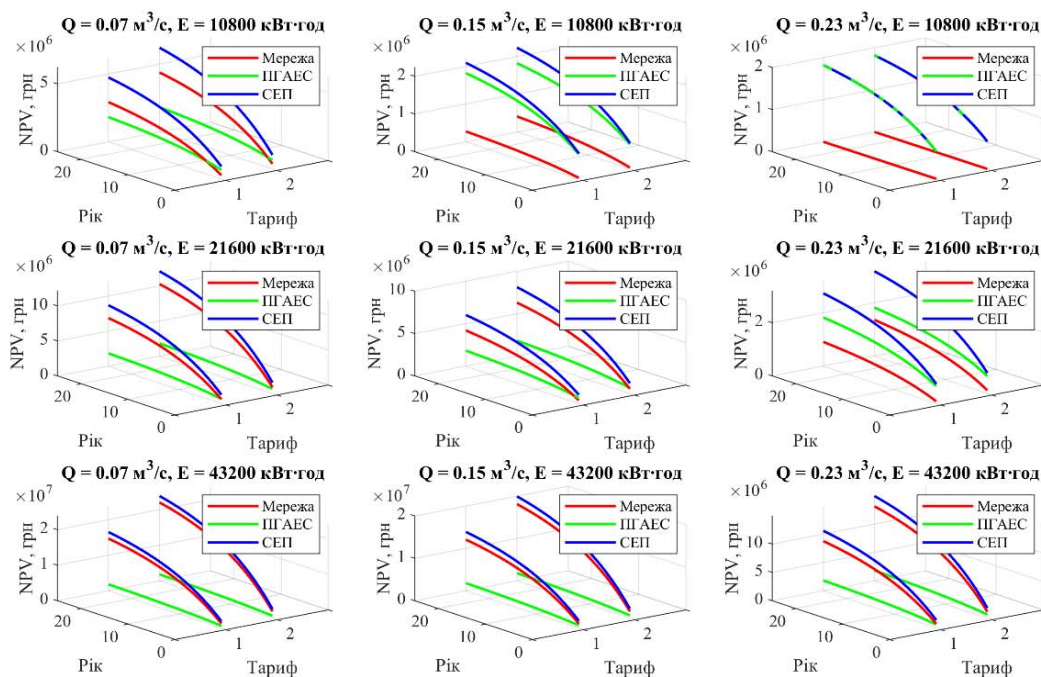


Рис. 1

Графіки демонструють, що за низького рівня енергоспоживання (10,8 кВт·год) та витрат води через гідротурбину, близьких до номінального значення, чиста приведена вартість системи зумовлюється експлуатаційними витратами на ПГАЕС. Це пов'язано з тим, що генерація гідротурбіною повністю задовольняє поточний рівень енергоспоживання, тому придбання електроенергії із зовнішньої електричної мережі оператора розподілу не здійснюється. Енергосистема розподіленої генерації працює в автономному режимі.

За типових умов функціонування QR-ER, а також QM-EL чиста приведена вартість системи практично зумовлюється NPV ПГАЕС. Так, частка NPV від використання виробництва електроенергії гідротурбінами становить 86,9 % при QM-EL та 66,8 % при QR-ER. Зі збільшенням енергоспоживання дефіцит потужності ПГАЕС починає покриватися зовнішнім електропостачанням. При QL-ER, QL-EN, QM-EN і QR-EN чиста приведена вартість системи практично повністю залежить від витрат на придбання електроенергії в оператора розподілу, що пояснюється низьким рівнем генерації ПГАЕС. Так, частка NPV від роботи гідротурбіни в загальній структурі NPV системи становить лише 11 % при QL-EN, 13,1 % – при QM-EN, 21 % – при QL-ER та 17,2 % – при QL-EN відповідно. У цих випадках використовувати розглянуту конфігурацію системи недоцільно.

Порівнявши економічні показники роботи двох запропонованих варіантів живлення споживачів шахти – тільки від мережі та від комбінованої системи електропостачання з ПГАЕС (див. табл.) – встановлено, що в разі зростання Q до номінального значення гідрогенератора $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ величина NPV для системи з ПГАЕС знижується. Так, під час роботи електроустаткування зі споживанням QM-ER чиста приведена вартість системи з ПГАЕС складає на 23,34 % менше порівняно із системою без неї, а при QR – на 65,3 % (більше на 43 % ніж при QM). За умови введення в роботу двох насосів, тобто зі збільшенням рівня споживання потужності до EN, чиста приведена вартість при QM для системи з ПГАЕС менша на 11,8 %, а при QR – на 32,7 % (більше на 21 % порівняно з QM). Отже, зі збільшенням установленної потужності споживачів водовідливу ефективність системи з ПГАЕС зростає не так інтенсивно. Це пояснюється тим, що з певних причин гідротурбіна не може повністю задовольнити потреби об'єкта, тому виникає дефіцит потужності.

Застосування тарифу для пікових годин (табл., рис. 1) очікувано призводить до підвищення ефективності системи комбінованого електропостачання, що містить ПГАЕС із однією гідротурбіною на горизонті 500 метрів.

Це пояснюється збільшенням витрат на придбання електроенергії із зовнішньої енергосистеми та зумовлено збільшенням її вартості. Водночас витрати на придбання, обслуговування й попереджувальні ремонти гідрогенератора залишаються незмінними порівняно з випадком використання базового тарифу.

Так, частка чистої приведеної вартості ПГАЕС під час дії пікового тарифу в найбільш несприятливих умовах функціонування в загальній структурі NPV системи зменшується порівняно з базовим тарифом. Наприклад, вона становить 7,6 % при QL-EN, 9,1 % – при QM-EN, 12,2 % – при QR-EN та 15 % – при QL-ER. Для базового тарифу частка становила 11 %, 13,12 %, 21 % і 17,2 % відповідно.

Відзначимо також, що частка чистої приведеної вартості ПГАЕС суттєво знизилася за умов QL-EL та QM-ER та склала 29,3 % і 22,4 % (38,4 % і 30,2 % за базового тарифу) відповідно. Це зумовлюється збільшенням витрат на придбання електроенергії із зовнішньої електричної мережі.

За номінальних умов QR-ER та QM-EL NPV, зумовлена придбанням електроенергії із зовнішньої електричної мережі, все ще залишається нижчою за NPV ПГАЕС.

Чиста приведена вартість для систем із ПГАЕС, як порівняти з базовим тарифом, збільшується більш суттєво в разі зростання витрат води до номінального значення.

Наприклад, для ER, що відповідає роботі споживача потужністю 900 кВт, NPV при QM менший на 31,06 % для системи комбінованого електропостачання порівняно із живленням тільки від зовнішньої енергосистеми (за базового тарифу зменшення становило 23,34 %), а при QR – менший на 73 % (65,3 % для базового тарифу). У разі одночасної роботи двох споживачів потужністю 900 кВт, тобто QH, чиста приведена вартість системи з ПГАЕС на

15,5 % нижча для QM (11,7 % для базового тарифу) і на 36,5 % нижча для QR (32,7 % для базового тарифу). Тобто в разі зростання витрат води через гідротурбіну до номінального значення відсоток зменшення NPV для системи з ПГАЕС практично співставний: 73 % проти 65,3 % для ER і 36,5 % проти 32,7 % для ЕН.

Також у разі збільшення встановленої потужності різниця в зменшенні NPV не така суттєва для двох розглянутих варіантів вартості електроенергії – базової та пікової.

На наступному етапі досліджень проведено розрахунки для варіанту встановлення двох гідротурбін на горизонті 500 метрів шахти «Криворізька». Така можливість забезпечується завдяки підвищенню гідроакumuлюючого потенціалу, зумовленого використанням додаткових вод з декількох сусідніх шахт. Аналогічно до попереднього випадку було визначено чисту приведену вартість у системах з ПГАЕС та без неї. Побудовано відповідні графіки залежності. Розглянуто випадки придбання електроенергії у зовнішнього оператора розподілу за базовим і піковим тарифами.

Числові результати обчислювального експерименту для базового тарифу зведено в таблицю. А їхнє графічне представлення наведено на рис. 2.

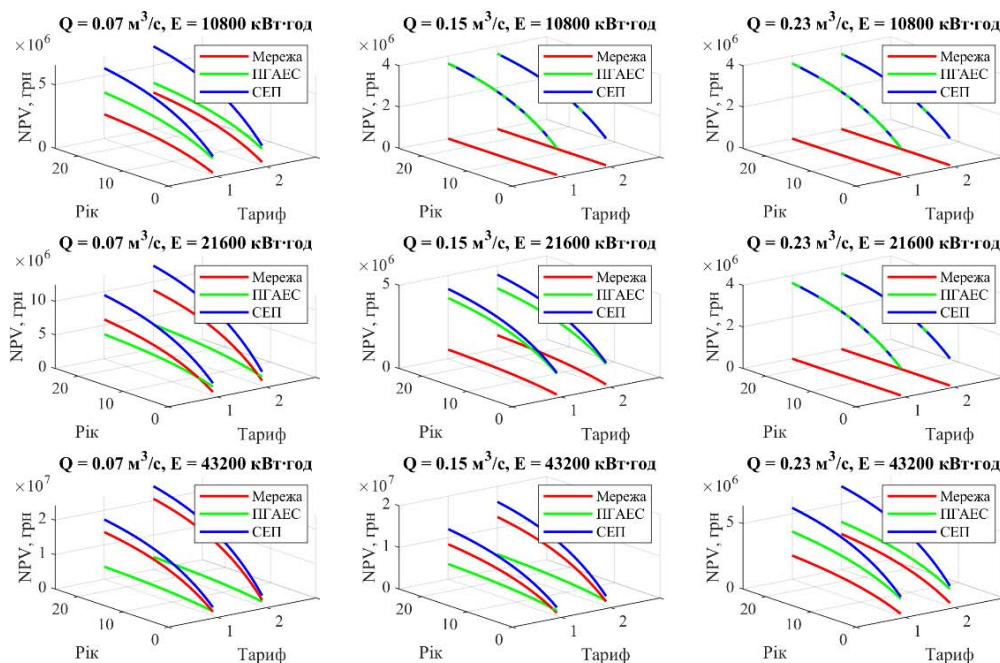


Рис. 2

Отримані дані показують зростання долі чистої приведеної вартості ПГАЕС у структурі NPV системи (рис. 2). Це пов'язано зі зростанням обсягів генерації електроенергії гідроагрегатами і зменшенням дефіциту потужності. Як наслідок, зменшуються витрати на придбання електроенергії у зовнішнього оператора розподілу.

Так, відповідно до рис. 2 для вже раніше визначених трьох найбільш несприятливих умов застосування ПГАЕС QL-ER, QL-ЕН та QM-ЕН частка NPV становить 29,3 %, 15 % і 22,4 % відповідно. Тобто доля суттєво зростає порівняно з варіантом, коли застосовувався один гідроагрегат, але все ще не перевищує дисконтовану вартість придбання електроенергії із зовнішньої електричної мережі протягом 25 років.

NPV системи при QL-EL, QM-ER та QR-ЕН починає переважно залежати від NPV ПГАЕС (55,9 %, 81,6 % і 57,3 % відповідно), а при QM-EL, QR-EL та QR-ER – повністю визначається витратами на гідротурбіни, що пояснюється збільшенням генерації до рівня, коли здійснюється автономне електропостачання споживачів.

Як і в попередніх випадках, у разі зростання витрат води через гідроагрегати до номінального значення 0,23 м³/с чиста приведена вартість системи комбінованого електропостачання з ПГАЕС стає меншою за NPV системи, що отримує живлення тільки від мережі. Для

рівня споживання електроенергії ЕН вона менша на 57,9 %, для ER – на 64,5 % і для EL – на 29,1 %.

У разі застосування пікового тарифу на електроенергію в умовах функціонування гідротурбін з номінальними витратами води $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ NPV для системи з ПГАЕС менше на 38,2 %, 69,1 % і 73 % за рівнів споживання 43,2, 21,6 і $10,8 \text{ МВт}\cdot\text{год}$ відповідно ніж для системи без неї. Про це свідчать результати обчислень, наведені в таблиці. Якщо порівняти з варіантом, коли діє базовий тариф (див. табл.), видно, що за критерієм чистої приведеної вартості ефективність систем розподіленої генерації зростає, оскільки різниця між NPV стає значнішою.

NPV системи при QL-EL, QM-ER та QR-EN переважно залежить від NPV ПГАЕС, частка якої для наведених пар параметрів становить 55,9 %, 81,6 % і 57,2 % відповідно. Тобто, у першому й останньому випадках NPV практично зрівнюються з дисконтованою вартістю придбання електроенергії із зовнішньої електричної мережі. При QM-EL, QR-EL та QR-ER здійснюється автономне електропостачання від власних джерел генерації.

На завершальному етапі було розглянуто доцільність впровадження системи розподіленої генерації з ПГАЕС, розміщеними на горизонтах 500 і 940 шахти «Криворізька». Ураховуючи, що в такому варіанті використовується енергетичний потенціал скидання вод із декількох шахт, тому передбачається встановлення чотирьох гідроагрегатів – по два на кожному горизонті.

Отримані дані (див. табл., рис. 3) показують, що NPV системи електропостачання шахти з ПГАЕС суттєво зростає. Вона залишається меншою за NPV, коли живлення споживачів здійснюється від зовнішньої електричної мережі тільки в чотирьох випадках: QM-ER (менше на 7,3 %), QR-ER (менше на 7,3 %), QM-EN (менше на 46,7 %) та QR-EN (менше на 53,7 %).

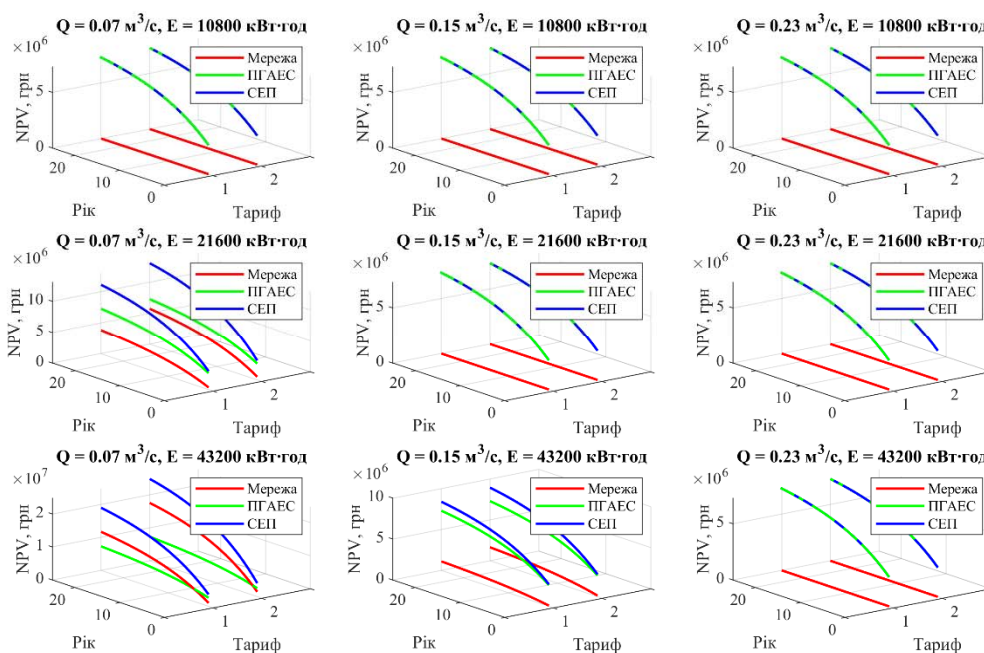


Рис. 3

У цілому NPV системи з ПГАЕС, яка складається з чотирьох гідротурбін, у разі використання базового тарифу в номінальних умовах роботи (QR-ER) збільшується порівняно із застосуванням одного або двох гідроагрегатів у 2,67 і 1,99 рази відповідно.

Аналіз складових NPV системи в разі комбінованого електропостачання (рис. 3, тариф 1) показує ще більше зростання долі чистої приведеної вартості ПГАЕС у структурі NPV системи порівняно з варіантом, у якому генерація електроенергії здійснювалася двома гідроагрегатами, установленими біля водозбірника горизонту 500 метрів. Водночас рівень генерації, достатній для автономного електропостачання, забезпечується в цьому варіанті в усіх випадках, окрім умов QL-ER, QL-EN та QM-EN. До того ж при QL-ER та QM-EN NPV системи за-

лежить переважно від NPV ПГАЕС. Частка NPV ПГАЕС для цих умов складає 65,52 % і 86,9 %. Тобто при QL-ER NPV мережі та ПГАЕС практично рівні. У результаті тільки при QL-EN NPV системи зумовлено вартістю електроенергії, придбаної ззовні. Її частка складає 61,62 %.

Під час дії пікового тарифу NPV запропонованої системи електропостачання з ПГАЕС нижче NPV системи, у якій живлення споживачів здійснюється тільки від зовнішньої електричної мережі, тільки при енергоспоживанні ER і EN та витратах води QM і QR (див. табл.). Так при QM-ER та QR-ER вона менше на 38,2 %, при QM-EN – на 62,1 %, а при QR-EN – на 69,1 %. За базового тарифу ці відсотки для аналогічних умов склали 7,3 %, 7,3 %, 46,7 % та 53,7 %. Збільшення різниці між NPV пояснюється зростанням вартості придбання електроенергії в електропостачальній компанії через дію пікового тарифу за збереження рівня генерації власними гідроагрегатами, а також капітальних витрат і витрат на експлуатацію та планово-попереджувальні ремонти.

Аналіз складових NPV системи в разі комбінованого електропостачання (див. рис. 3, тариф 2) показує, що для пари параметрів QL-EN чиста приведена вартість системи зумовлена дисконтованою вартістю електроенергії, частка якої становить 70,7 %, що на 9 % вище ніж за базового тарифу. В умовах QM-EN частка чистої приведеної вартості ПГАЕС перевищує NPV мережі підприємства на 63,1 %, і становить відповідно 81,56 % проти 18,4 % (див. рис. 3). Для QL-ER вони приймають практично однакові значення – NPV мережі перевищує NPV ПГАЕС лише на 2,8 %.

У всіх інших умовах, окрім означених, NPV системи повністю визначається NPV ПГАЕС, оскільки виробленої електроенергії достатньо для автономного електропостачання споживачів водовідливу.

Отже, незважаючи на високий рівень капітальних витрат на придбання генеруючого обладнання та подальше його обслуговування такий варіант є найкращим для електропостачання в умовах, коли відбувається зміна електроспоживання або витрат води через гідротурбіни.

Висновок. Аналіз різних конфігурацій систем електропостачання споживачів шахти «Криворізька» АТ «Кривбасзалізрудком», зокрема зі встановленням однієї або двох гідротурбін на горизонті 500 метрів та чотирьох гідроагрегатів – по два на горизонтах 500 і 940 метрів – продемонстрував, що за умов, близьких до номінальних, використання ПГАЕС з однією гідротурбіною має найвищу приведену вартість NPV через низький рівень генерації, що зумовлює недоцільність застосування такої структури порівняно з іншими конфігураціями. Найкращим варіантом для впровадження в разі пікового тарифу виявилася система з ПГАЕС, що містить чотири гідроагрегати на горизонтах 500 і 940 метрів. Він продемонстрував найнижче значення NPV в умовах, близьких до номінальних, та найвищу область раціонального використання в розглянутих межах зміни електроспоживання та витрат води через гідротурбіни. У разі базового тарифу доцільно застосовувати систему розподіленої генерації тільки з двома гідроагрегатами на горизонті 500 метрів. Вона має найвище значення області раціонального використання серед усіх досліджених конфігурацій.

Таким чином, найбільшого економічного ефекту можна досягти шляхом впровадження ПГАЕС, що складається з чотирьох гідротурбін, дві з яких будуть використовуватися в години дії базового тарифу, а у інший час, коли використовується піковий тариф, будуть задіяні всі агрегати. Таке балансування повинно реалізовуватися системою керування електропостачанням споживачів шахти.

1. Sinchuk I., Mykhailenko O., Kupin A., Ilchenko O., Budnikov K. and Baranovskyi V. Developing the algorithm for the smart control system of distributed power generation of water drainage complexes at iron ore underground mines. *IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2022. Pp. 116–122. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969263>
2. Menéndez J., Schmidt F., Konietzky H., Bernardo Sánchez A., Loredó J. Empirical Analysis and Geomechanical Modelling of an Underground Water Reservoir for Hydroelectric Power Plants. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10 (17). 5853. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10175853>

3. Menéndez J., Loredó J., Galdo M., Fernández-Oro J.M. Energy storage in underground coal mines in NW Spain: Assessment of an underground lower water reservoir and preliminary energy balance. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 134. Pp. 1381–1391. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.042>
4. Menéndez J., Fernández-Oro J.M., Galdo M., Loredó J. Transient Simulation of Underground Pumped Storage Hydropower Plants Operating in Pumping Mode. *Energies*. 2020. Vol. 13 (7). 1781. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13071781>
5. Pummer E., Schüttrumpf H. Reflection Phenomena in Underground Pumped Storage Reservoirs. *Water*. 2018. Vol. 10 (4). 504. DOI: <https://doi.org/10.3390/w10040504>
6. Pujades E., Poulain A., Orban P., Goderniaux P., Dassargues A. The Impact of Hydrogeological Features on the Performance of Underground Pumped-Storage Hydropower (UPSH). *Applied Sciences*. 2021. Vol. 11 (4). 1760. DOI: <https://doi.org/10.3390/app11041760>
7. Pujades E., Orban P., Archambeau P., Kitsikoudis V., Erpicum S., Dassargues A. Underground Pumped-Storage Hydropower (UPSH) at the Martelange Mine (Belgium): Interactions with Groundwater Flow. *Energies*. 2020. Vol. 13 (9). 2353. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13092353>
8. Kitsikoudis V., Archambeau P., Dewals B., et al. Underground Pumped-Storage Hydropower (UPSH) at the Martelange Mine (Belgium): Underground Reservoir Hydraulics. *Energies*. 2020. Vol. 13 (14). 3512. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13143512>
9. Menéndez J., Fernández-Oro J.M., Loredó J. Economic Feasibility of Underground Pumped Storage Hydropower Plants Providing Ancillary Services. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10 (11). 3947. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10113947>
10. Al-Addous M., Al Hmidan S., Jaradat M., Alasis E., Barbana N. Potential and Feasibility Study of Hybrid Wind–Hydroelectric Power System with Water-Pumping Storage: Jordan as a Case Study. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10 (9). 3332. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10093332>

PUMPED-STORAGE HYDROELECTRIC POWER PLANTS AS SOURCES OF DISTRIBUTED POWER GENERATION AS PART OF INDUSTRIAL POWER SYSTEMS

O. Mykhailenko, I. Sinchuk, K. Budnikov

Kryvyi Rih National University,

Vitaliy Matusevych str., 11, Kryvyi Rih, 50027, Ukraine

e-mail: mykhailenko@knu.edu.ua

The article examines the economic aspects of the efficiency of power systems for mine loads, which include peak pumped-storage hydroelectric power plants that use reservoirs of the mine underground water drainage. The comparison of power supply options was carried out according to the net present value (NPV) criterion, which was determined by changing the water inflow through the hydro turbine and power consumption. As a result of numerical experiments, it has been established that the greatest economic effect can be achieved by implementing a pumped-storage hydroelectric power plant consisting of four hydroturbines, two of which will be used during the half-peak price hours, and at other times, when the peak price is used, all facilities will be used to. Ref. 10, fig. 3, table.

Key words: pumped-storage hydroelectric power plant, distributed power generation, mine drainage, net present value, efficiency.

Надійшла: 08.06.2023

Прийнята: 06.07.2023

Submitted: 08.06.2023

Accepted: 06.07.2023

ОЦІНКА ПРИХОВАНИХ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ В ТЕХНОЛОГІЧНИХ СИСТЕМАХ

Б.М. Плєскач*, канд. техн. наук, **В.Д. Самойлов**, докт. техн. наук

Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України,

вул. Генерала Наумова, 15, Київ, 03164, Україна

e-mail: bn.pleskach@gmail.com

Приховані втрати в технологічній системі виникають випадково через появу дефектів у обладнанні, помилкові дії персоналу, зміну неконтрольованих зовнішніх умов. У роботі розглядається спосіб виявлення та оцінки прихованих енергетичних втрат, заснований на машинному навчанні та аналізі прецедентів енергоспоживання, спрямований на усунення таких енергетичних утрат. Бібл. 10.

Ключові слова: енергетичні втрати, технологічна система, машинне навчання, аналіз прецедентів.

Збільшення вартості енергоносіїв та їхньої доступності, а також щораз більший вплив енергоспоживаючих технологічних систем на природне середовище вимагають впровадження систематичних заходів, спрямованих на підвищення енергетичної ефективності виробництв. Водночас прогнозується [1], що в майбутньому споживання енергії буде збільшуватись. Особливо це торкнеться електричної енергії. У всьому світі споживання електроенергії в промисловості здійснюється шляхом перетворення за допомогою електродвигунів та електротермічних систем. Дослідження показують, що система контролю, заснована на аналізі технологічних параметрів та інтенсивності споживання електроенергії, може мати широке застосування в промисловості [2, 3].

Моніторинг та аналіз прецедентів енергоспоживання в режимі реального часу може підвищити обізнаність персоналу підприємств у наявності прихованих енергетичних втрат та вплинути на їхні дії. Оперативний моніторинг відхилень енерговитрат від прийнятих значень ефективного енергоспоживання може стати показником працездатності обладнання та інструментом на підтримку заходів із технічного обслуговування. Конкретні несправності обладнання можна передбачити шляхом виявлення певних закономірностей споживання енергії. Швидке реагування на такі події може запобігти катастрофічним несправностям обладнання. Таким чином, моніторинг енергії стає рушієм надійності обладнання, стабільності технологічного процесу та якості продукції.

Більшість енергоспоживачів перетворюють отримувану енергію та сировину в корисний продукт. У цей процес перетворення залучені технологічне обладнання, продукти виробництва та виконавці. Кожна з цих ланок може впливати на енергоспоживання та привносити енергетичні втрати. Фактичне енергоспоживання технологічної системи E визначається вектором впливових технологічних параметрів $X = \{x_1, x_2, \dots, x_k\}$ та сукупністю випадкових неконтрольованих факторів Z , що викликають приховані енергетичні втрати ΔE :

$$E = f(X, Z) = \varphi(X) + \Delta E. \quad (1)$$

Приховані енергетичні втрати у споживача можуть бути викликані порушеннями технічного стану обладнання, погіршенням властивостей сировини, помилковими діями персоналу та іншими факторами, які зазвичай не підлягають автоматизованому контролю. Проблема полягає в тому, що обслуговуючий персонал не отримує оперативну інформацію про наявність та розміри прихованих енергетичних втрат у технологічних системах підприємства. Ця робота присвячена розвитку методів розпізнавання та аналізу прецедентів ефективного енергоспоживання з метою оцінки прихованих енергетичних втрат.

Залежність енергоспоживання від сукупності технологічних параметрів X за відсутності випадкових неконтрольованих факторів Z будемо називати функцією ефективного енергоспоживання, а значення цієї функції за певних технологічних параметрів X_i – ефективним енергоспоживанням E_{ei} , тобто енергоспоживанням без прихованих енергетичних втрат:



$$E_{ei} = \varphi(X_i) = f(X, Z = 0) . \quad (2)$$

Діагностування енергетичної ефективності, а відповідно й оцінка прихованих енергетичних втрат засновані на порівнянні фактичного поточного енергоспоживання технологічної системи E з ефективним енергоспоживанням E_e , отриманим з рівняння (2):

$$\Delta E = E - E_e . \quad (3)$$

Функцію ефективного енергоспоживання, а відповідно і значення ефективного енергоспоживання за певних технологічних параметрів зазвичай визначають кількома способами. Відомий спосіб, коли ефективне енергоспоживання отримують шляхом розрахунку за відомим емпіричним або аналітичним залежностям електротехніки, теплотехніки, механіки, гідравліки [4]. Цей метод дає приблизну оцінку еталонної енергії в реальному технологічному процесі. Інший спосіб отримання оцінки ефективного енергоспоживання заснований на проведенні тестових випробувань обладнання і визначенні нормативного енергоспоживання під час роботи обладнання в заданих умовах [5]. Такі оцінки нормативного енергоспоживання не завжди відповідають ефективним еталонам у реальному виробництві [6]. Здебільшого в процесі енергетичного менеджменту для порівняння з поточним енергоспоживанням використовують лінійну регресійну модель залежності «стандартного» енергоспоживання від контрольованих технологічних параметрів за методикою «Monitoring and Targeting» [7].

Прецедентом квазістаціонарного енергоспоживання $CaseE$ будемо називати випадок у роботі технологічної системи, за якого всі нормалізовані впливові технологічні параметри $X = \{X1, X2, ..., Xn\}$ та споживання енергії E впродовж певного відрізка часу залишаються в межах заздалегідь визначених допустимих значень. Задані таким чином прецеденти утворюють у n -мірному просторі впливових технологічних параметрів $\{X1, X2, ..., Xn\}$ хмару прецедентів квазістаціонарних станів технологічної системи з різними оцінками енергоспоживання. У цій хмарі присутні прецеденти з мінімальним енергоспоживанням, які утворюють поверхню ефективного енергоспоживання.

Оцінювання прихованих енергетичних втрат, які виникли за певних технологічних параметрів, засновано на визначенні відстані ΔE між фактичним поточним енергоспоживанням і поверхнею ефективного споживання. Залежно від отриманого значення ΔE можна зробити висновок про енергетичну ефективність роботи обладнання, яке піддається моніторингу. Якщо $\Delta E \approx 0$, вважається, що обладнання працює ефективно, якщо $\Delta E < 0$, обладнання працює зі зниженими енерговитратами й економія енергії дорівнює ΔE , якщо $\Delta E > 0$, обладнання працює з енергетичними втратами, розмір яких досягає $-\Delta E$.

Автоматизовані міркування на основі аналізу прецедентів ефективного споживання дають змогу визначити еталони ефективного енергоспоживання для кожного з поточних прецедентів. Для цього з бази накопичених на етапі машинного навчання прецедентів ефективного споживання обирається n прецедентів, найближчих до поточного, і на їхній основі будується лінійна апроксимація ділянки поверхні ефективного споживання.

Пошук найближчих сусідів проводиться серед великої кількості прецедентів. Для спрощення цієї процедури залучається механізм кластеризації. Кластеризація прецедентів – це процес об'єднання прецедентів у групи, що характеризуються схожими ознаками. Утворені кластери представляють окремі непересічні ділянки функції (2). Вважається, що прецеденти, віднесені до одного й того ж кластера, належать до однієї ділянки поверхні ефективного енергоспоживання.

Синхронізація й пошук співвідношення між вектором технологічних параметрів і інтенсивністю енергетичних витрат досягається шляхом сегментації похідних даних. Мета процедури сегментації часового ряду режимних параметрів полягає в поділі потоку даних на окремі непересічні ділянки зі схожими характеристиками та виділенні серед них ділянок з ознаками стаціонарності [8]. Для формалізації відносин між елементами ряду вводиться спеціальна функція ціни входу в сегмент $cost[S]$, яка визначає відносини між елементами ря-

ду. Зазвичай для сегментації використовують функцію відстані між елементами ряду або групами елементів [9, 10].

Висновок. Аналіз пов'язаних літературних джерел демонструє необхідність розповсюдження моніторингу енергоефективності до рівня окремих, конкретних технологічних систем. Це завдання може бути вирішено завдяки збільшенню кількості контрольованих технологічних параметрів та інтелектуалізації їхньої обробки.

У цій роботі пропонується застосувати метод аналізу прецедентів стаціонарного енергоспоживання для оцінки енергетичних втрат у кожній окремій технологічній системі підприємства.

Оцінка енергетичних втрат заснована на порівнянні в реальному масштабі часу фактичного поточного енергоспоживання технологічної системи з розрахунковим значенням, яке прийняте за споживання з допустимими втратами.

Розрахунок значення енергоспоживання з допустимими втратами виконується шляхом групування близьких один до одного прецедентів та побудови лінійного сплайна ефективного енергоспоживання.

1. World Energy Outlook 2019, IEA, Paris. Accessed: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
2. Waide P., Brunner C.U. Energy-Efficiency Policy Opportunities for Electric Motor-Driven Systems. International Energy Agency, 2011.
3. Soner Emec, Jörg Krüger, Günther Seliger, Online fault-monitoring in machine tools based on energy consumption analysis and non-invasive data acquisition for improved resource-efficiency, *13th Global Conference on Sustainable Manufacturing*, Procedia CIRP 40. 2016. Pp. 236–243.
4. Shaohua Hu, Fei Liu, Yan He, Tong Hu. An on-line approach for energy efficiency monitoring of machine tools. *Journal of Cleaner Production*. 2012. Vol. 27. Pp. 133–140.
5. Бережний С.В., Мельник О.Є. Методи визначення питомих норм електроспоживання. *Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація*. 2012. Вип. 25. Ч. II. С. 145–150.
6. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Контроль ефективності енерговикористання в системі енергетичного менеджменту. *Вісник КНУТД*. 2013. № 6. С. 67–76.
7. Efficiency Direct, *Energy Monitoring and Targeting* [Online]. Accessed: <https://efficiency-direct.co.uk/services/energy-monitoring-and-targeting/>
8. Shumway R.H., Stoffer D.S. Time Series Analysis and Its Applications: With R Examples, 3rd Edition. Springer, 2011. 609 p.
9. Kohonen T. Self-Organizing Maps. Springer, 1995. 501 p.
10. Змитрович А.И. Интеллектуальные информационные системы. Мн.: НТООО ТетраСистемс, 1997. 368 с.

ASSESSMENT OF HIDDEN ENERGY LOSSES IN TECHNOLOGICAL SYSTEMS

B.M. Pleskach, V.D. Samoilov

G.E. Pukhov Institute for Modeling in Energy Engineering of the National Academy of Sciences of Ukraine, General Naumov str., 15, Kyiv, 03164, Ukraine

e-mail: bn.pleskach@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9842-647X>

Hidden losses in the technological system occur accidentally due to the appearance of defects in the equipment, erroneous actions of personnel, changes in uncontrolled external conditions. The paper considers a method of detecting and estimating hidden energy losses, based on machine learning and analysis of energy consumption precedents, aimed at eliminating such energy losses. Ref. 10.

Keywords: Energy losses, technological system, machine learning, analysis of precedents.

1. World Energy Outlook 2019, IEA, Paris. Accessed: <http://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
2. Waide P., Brunner C.U. Energy-Efficiency Policy Opportunities for Electric Motor-Driven Systems. International Energy Agency, 2011.
3. Soner Emec, Jörg Krüger, Günther Seliger, Online fault-monitoring in machine tools based on energy consumption analysis and non-invasive data acquisition for improved resource-efficiency, *13th Global Conference on Sustainable Manufacturing*, Procedia CIRP 40. 2016. Pp. 236–243
4. Shaohua Hu, Fei Liu, Yan He, Tong Hu. An on-line approach for energy efficiency monitoring of machine tools. *Journal of Cleaner Production*. Vol. 27. May 2012. Vol. 27. Pp. 133–140.
5. Berezhny S.V., Melnyk O.E. Methods for determining the specific norms of electricity consumption. *Technology in agricultural production, industrial engineering, automation*. 2012. Issue 25. Part II. Pp. 145–150. (Ukr)

6. Nakhodov V.F., Borychenko O.V., Ivanko D.O. Control of efficiency of energy use in the energy management system. Visnyk KNUTD. 2013 No. 6. Pp. 67–76. (Rus)
7. Efficiency Direct, Energy Monitoring and Targeting. Accessed: <https://efficiency-direct.co.uk/services/energy-monitoring-and-targeting/>
8. Shumway R.H., Stoffer D.S. Time Series Analysis and Its Applications: With R Examples, 3rd Edition. Springer, 2011. 609 p.
9. Kohonen T. Self-Organizing Maps. Springer, 1995. 501 p.
10. Zmytrovych A.I. Intellectual information systems. Mn.: NTOOO TetraSystems, 1997. 368 p. (Rus)

Надійшла: 08.06.2023

Прийнята: 06.07.2023

Submitted: 08.06.2023

Accepted: 06.07.2023

ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ СКЛАДУ ПАЛИВА І РІВНЯ НАВАНТАЖЕННЯ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ АВТОНОМНИХ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ З ІСКРОВИМ ЗАПАЛЮВАННЯМ

С.В. Зайченко^{1*}, докт. техн. наук, Р.Д. Кулиш^{2**}

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

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

e-mail: zstefv@gmail.com, venenationhesperus@gmail.com

У роботі представлено новий підхід для визначення енергетичних показників, таких як питомі витрати палива та коефіцієнт енергоефективності електрогенеруючої установки. Сутність нового методу полягає в визначенні миттєвої потужності установки з подальшою обробкою даних шляхом інтегрування. Використання такого методу дає змогу встановити залежність питомих енергетичних показників від рівня навантаження генеруючої установки. Встановлений розподіл дозволяє визначити оптимальні параметри експериментальної установки й витрати за різних рівнів навантаження. Найбільші питомі витрати енергії палива (1189–1297 г/(кВт·х) і 962–1147 г/(кВт·х) спостерігаються у разі найнижчого й найважчого навантаження за різних видів палива. Експериментальні дані підтвердили, що паливо без домішок етанолу дає змогу генерувати більшу кількість електричної енергії, що доцільно використовувати в разі виникненні більших потреб. Бібл. 8, рис. 2, табл. 3.

Ключові слова: локальна система, дизель-генератор, графік навантаження, агрегатор.

Введення. Енергетична стратегія України до 2030 року підтримує курс на раціональну «мінімізацію» енергетики. Зокрема, передбачено суттєве збільшення частки використання поновлюваних джерел енергії та позабалансових енергетичних ресурсів до 57,73 млн. т у.п. на рівні 2030 року порівняно з 15,51 млн. т у.п., використаних у 2005 році (збільшення в 3,72 раза). Прогнозовано зростання виробництва електроенергії електростанціями, що використовуватимуть поновлювані джерела енергії (без урахування виробництва електроенергії на малих ГЕС та на біопаливі за базовим сценарієм) до 50 млн. кВт·год у 2010 р.; 800 – у 2015 р.; 1500 – у 2020 р.; 2000 млн. кВт·год – у 2030 році. Одночасно збільшуватиметься виробництво електроенергії блок-станціями промислової та комунальної енергетики до 9,85 млрд. кВт·год у 2010 р.; 10,8 – у 2015 р.; 11,4 – у 2020 р.; 13,5 млрд. кВт·год – у 2030 році [1, 2]. Аналіз динаміки і структура виробництва електроенергії в Україні за останні два роки (2019–2020) свідчить про постійне зростання долі в генерації автономними станціями електричної енергії в загальному обсязі виробництва електричної енергії з 1 до 2 % (відповідно 2372 і 5357 млн кВт·г).

Така особливість пояснюється розвитком систем автономного електропостачання, які не тільки доповнюють стаціонарні електричні станції, але й здебільшого забезпечують вирішення важливих технічних проблем електропостачання у важкодоступних районах. Автономна енергетика дає змогу споживачеві не залежати від централізованого енергопостачання та його стану, використовувати технологію оптимального для таких умов джерела виробництва енергії SMART GRID [3]. У різних режимах роботи системи енергопостачання електричні генератори зазвичай працюють з навантаженням, меншим номінального. Це пояснюється необхідністю резерву для забезпечення електроенергією різної кількості енергоприймачів. Для коректного аналізу динаміки роботи систем та техніко-економічної оцінки варіантів компоновки нових енергосистем одним із найважливіших параметрів є питомі показники витрат і коефіцієнти енергоефективності генеруючого обладнання та енергоприймачів.

Аналіз ринку автономних джерел енергії, які отримали максимального поширення, свідчить про достатньо вузьку номенклатуру вживаних генераторів [4]. Найбільш поширеним варіантом автономного джерела енергії (більше 50 % одиниць) є бензинові генератори з іскровим запалюванням із синхронним електрогенератором 2,5–3,5 кВт.



Фактична ефективність генераторного агрегату в разі недовантаження залежить від ККД двигуна і ККД синхронного генератора за різних навантажень. Існує низка методів встановлення цих параметрів як для двигунів внутрішнього згорання (ISO 15550:2016), так і для синхронних генераторів (ДСТУ ІЕС 60034-2-1:2019). Проте застосування таких методів для автономних генераторів ускладнено необхідністю дослідження окремих складових об'єкта, двигуна внутрішнього згорання і генератора, що в деяких випадках неможливо з конструктивних причин. Саме тому для полегшення процесу встановлення параметрів енергетичної системи двигун-генератор можна розглядати стан системи в цілому.

Для використання вказаного підходу необхідно модернізувати існуючі методи, провести дослідження автономних електричних установок за різних рівнів навантажень, які в цілому направлені на визначення якісних показників електропостачання в номінальних або близьких до номінальних (перенавантаження) режимах.

Мета роботи. Метою цього дослідження є визначення енергетичних показників автономних електричних генераторів на базі двигунів з іскровим запалюванням у процесі використання найбільш поширених палив.

Матеріали досліджень. Як енергетичні показники, необхідні для моделювання динаміки роботи систем енергопостачання та техніко-економічної оцінки варіантів компоновки нових енергосистем, обрано: питомі витрати палива на генерацію електричної енергії за різного рівня навантаження, г/кВт·г; коефіцієнт корисної дії за різного рівня навантаження.

Як паливо для проведених дослідів використано два види найбільш поширених палив (згідно з ДСТУ 7684:2015): бензин автомобільний А-95 – Євро5; бензин автомобільний А-95 – Євро5 – Е7. Досліди проводились у приміщенні за температури (298 ± 3) К $[(25 \pm 3) ^\circ\text{C}]$ і відносної вологості (95 ± 3) %. Значення атмосферного тиску знаходилось у діапазоні 755–165 мм рт. ст. (100 658–101 991 Па). За даних умов визначено один із головних реологічних параметрів палива – густину. Так, для А-95 – Євро5 вона склала 735 кг/м³, і для А-95 – Євро5 – Е7 – 757 кг/м³.

Серед широкого асортименту автономних генераторів авторами було приділено увагу генеруючим установкам на базі одноциліндрового бензинового чотиритактного двигуна внутрішнього згорання з об'ємом двигуна 200см³. Технічні характеристики наведено в табл. 1. Більшість генераторів використовує як альтернатор синхронний електрогенератор з автоматичним регулятором напруги (AVR), який містить обмотки ротора і статора. Частота обертання ротора електрогенератора підтримується за допомогою відцентрового регулятора частоти, пов'язаного з карбюратором.

На рис. 1 схематично зображена експериментальна установка та вимірювальні пристрої на ній. Основою експериментальної установки є автономний електричний синхронний генератор – 1 із двигуном іскрового запалювання – 2. Карбюратор двигуна – 3 від'єднано від бака (не зображено) і приєднано до посудини з позначеними на ній поділками – 4. Синхронний генератор 1 приєднано до навантажувача у вигляді рідинного реостата – 5. Вимірювання потужності відбувалося шляхом реєстрації напруги на панелі генератора й струму датчиком Холла – 6. Аналоговий сигнал із датчика струму YHDC HK 16 і датчика напруги на основі індуктивного модуля з трансформатором напруги серії ZMPT101B перетворюється 14-бітовою мікросистемою збору даних m-DAQ12 – 7 із фіксацією на комп'ютері – 8.

У табл. 2 і 3 наведено результати експерименту й обчислені показники енергоефективності за встановленими даними зміни напруги й струму. Корисна робота у вигляді електричної енергії ΔP визначена методом трапецій із попереднім добутком даних напруги й струму:

Таблиця 1

Параметр	Одиниця виміру	Значення
Тип двигуна	-	4-тактний
Кількість циліндрів	шт	1
Модель двигуна	-	H-168
Об'єм двигуна	см ³	196
Потужність двигуна	Вт	4780
Максимальна потужність	Вт	2800
Об'єм паливного бака	м ³	0,015
Вага	кг	53,6

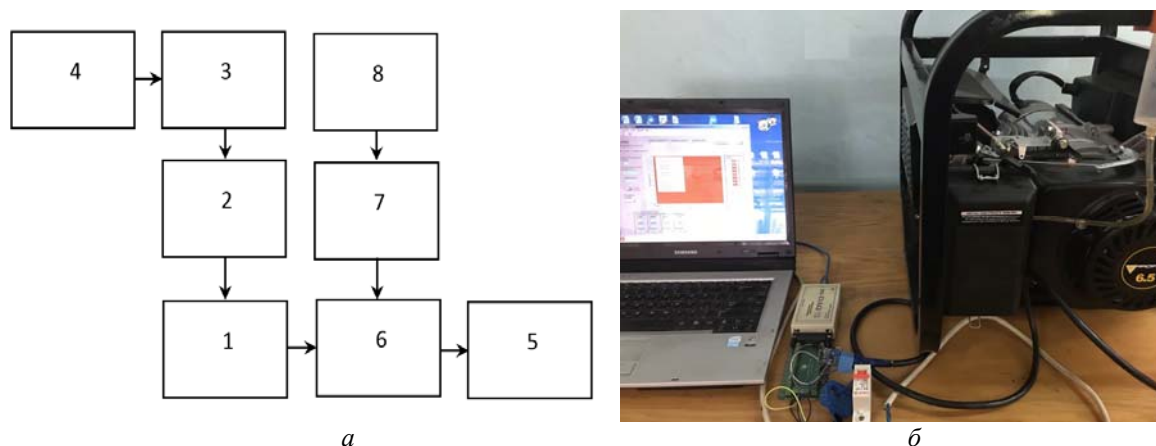


Рис. 1

$$\Delta P = \sum_{k=1}^{N_m} \frac{U_{k-1}I_{k-1} + U_k I_k}{2} \frac{1}{f}, \quad (1)$$

де U_{k-1} , I_{k-1} , U_k , I_k – сусідні значення напруги й струму; f – частота опитування каналів АЦП (1000Hz); N_m – кількість вимірювань:

$$N_m = \Delta t \cdot f. \quad (2)$$

Параметри енергоефективності електрогенератора для бензину А-95 – Євро5 наведено в табл. 2.

Таблиця 2

N_0	$\frac{N}{N_0}$	Δt , s	r , g/s	$BSFC$, g/J	$BSFC$, g/(kW×h)	ΔP , J	η
1	0	97	0,15608	-	-	-	-
2	0,2	89	0,17011	0,00033	1189,21	44828	0,0688
3	0,4	70	0,21629	0,00021	756,00	70693	0,1082
4	0,6	62	0,24419	0,00015	569,03	93320	0,1437
5	0,8	44	0,34409	0,00016	601,36	88843	0,1360
6	1	21	0,68818	0,00026	962,18	55453	0,0850

Параметри енергоефективності електрогенератора для бензину А-95 – Євро5 – Е7 наведено в табл. 3.

Таблиця 3

N_0	$\frac{N}{N_0}$	Δt , s	r , g/s	$BSFC$, g/J	$BSFC$, g/(kW×h)	ΔP , J	η
1	0	92	0,16457	-	-	-	-
2	0,2	84	0,18024	0,00036	1297,71	42011	0,0656
3	0,4	66	0,22939	0,00022	825,81	66509	0,1032
4	0,6	58	0,26103	0,00017	626,48	87265	0,1360
5	0,8	41	0,36927	0,00018	664,68	82779	0,1282
6	1	19	0,79684	0,00031	1147,45	47803	0,0742

Із аналізу даних, наведених в табл. 1 і 2, необхідно визначити зменшення часу роботи електрогенератора Δt і відповідно зростання витрат палива r в середньому на 4,3 %, що пояснюється нижчою теплотворною здатністю спиртовмісних бензинів.

Для полегшення аналізу даних таблиць 1 і 2 побудовано графіки зміни питомої витрати палива й коефіцієнту корисної дії (рис. 3). Суттєві питомі витрати енергії (1189–1297 g/(kW×h) і 962–1147 g/(kW×h)) спостерігаються в разі низького (0,2) і максимального навантаження електрогенератора. За цих обставин наближення навантаження до мінімально-

го значення призводить до значно більших питомих витрат ніж перевантаження електрогенератора. Оптимальний рівень навантаження для електрогенераторів такої конструкції, за якого очікується найнижчий рівень питомих витрат палива, складає 0,7, для різних типів – відповідно 560 і 605 g/(kW×h).

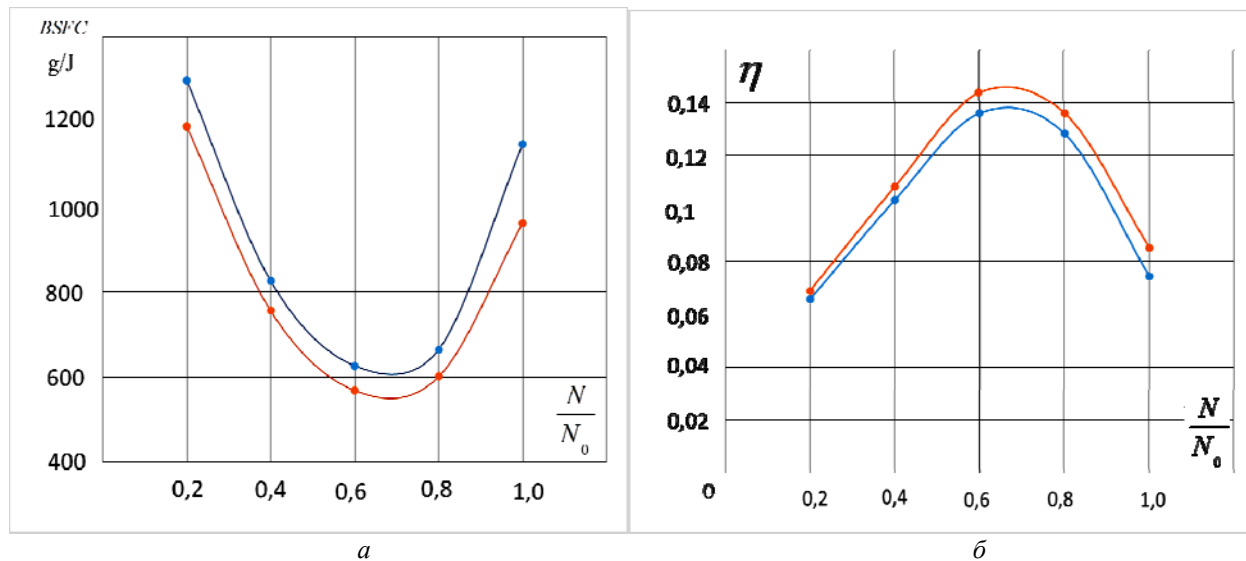


Рис. 2

Діаграми зміни питомої витрати палива (а) і коефіцієнту корисної дії (б) при використанні різних типів палив зображено на рис. 2: ——— – бензин автомобільний А-95 - Євро5; ——— – бензин автомобільний А-95 - Євро5 – Е7.

Причиною таких ефектів є ціла низка негативних явищ, що супроводжують процес генерації електричної енергії в разі відхилення навантаження від оптимального. До основних причин слід віднести: збільшення потужності, погіршення газонаповнення циліндра, зменшення турбулізації з викидом частини заряду з циліндра у вхідну систему за збільшення подачі палива. Також збільшення витрат спостерігається у режимі, наближеному до холостого. До загальних витрат енергії ΔA додаються витрати на створення реактивної потужності, яка необхідна для генерації на різних рівнях навантаження.

Установлені розподіли питомих значень витрат палива і значення коефіцієнту енергоефективності за різного значення навантаження з використанням різних палив за новою методикою вимірювань є необхідними для моделювання й планування енерговитрат енергетичних систем, які використовують генеруючі установки цього типу.

Висновки. У цій роботі було запропоновано нову методику визначення значень витрат палива і значення коефіцієнту енергоефективності електрогенеруючої установки з двома паливами (етил-бензин), що дало змогу відстежувати максимальну ефективність. Так, для такого обладнання вона складає 0,147 та 0,138 за навантаження 0,7 від номінального для різних типів палив. Питомі витрати для оптимального навантаження складають 560 і 605 g/(kW×h) відповідно.

Використання цієї методики, яка базується на визначенні миттєвих значень потужності, за певних умов дає змогу уникнути суттєвих похибок (30 %) під час визначення енергетичних параметрів. Крім того, експериментальна оцінка роботи генеруючої установки підтвердила, що паливо без домішок етанолу дає змогу генерувати більшу кількість електричної енергії, що доцільно використовувати в разі виникнення більших потреб.

1. Білодід В.Д., Таранець К.В. *Проблеми загальної енергетики*. 2008. № 18. С. 40–47.
2. Ермілов С. Енергетична стратегія України на період до 2030 року: проблемні питання змісту та реалізації. *Дзеркало тижня*. 2006. № 20. С. 12.
3. Denysiuk S., Zaichenko S., Opryshko V., & Derevianko D. Assessment of consumers power consumption optimization based on demand side management. *Eureka: Physics and Engineering*. 2021. No 2. Pp. 19–31.

4. Zaichenko S., Shevchuk S., Opryshko V., Pryadko S., Halem A., Adjebi A. Determination of autonomous electrical energy source technical condition based on an internal combustion engine. In 2020 *IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2020. Pp. 305–308.
5. Zaichenko S., Shevchuk S., Opryshko V., Pryadko S., Halem A. Autonomous electric power source energy efficiency improvement by internal combustion engine gases distribution control. In 2020 *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2020. Pp. 262–265.
6. Irimescu A., Vasiu G., Tordai G. T. Performance and emissions of a small scale generator powered by a spark ignition engine with adaptive fuel injection control. *Applied energy*. 2014. No 121. Pp. 196–206.
7. Rebai Mohamed, et al. Low-Emission Maximum-Efficiency Tracking of an Intelligent Bi-Fuel Hydrogen–Gasoline Generator for HEV Applications. *IEEE Transactions on Vehicular Technology* 67.10. 2018. Pp. 9303–9311.
8. Onishchenko D.O., Pankratov S.A., Zotov A.A., Osipkov A.S., Poshekhonov R.A. Study of influence of hydraulic thermoelectric generator resistance on gasoline engine efficiency. *International journal of applied engineering research*. 2017. No 12(5). Pp. 721–727.

OPTIMIZATION OF ELECTRICAL LOAD SCHEDULES BY AN AGGREGATOR IN LOCAL ELECTRICAL POWER SYSTEMS

S. Zaichenko¹, R. Kulish²

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

2 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteiskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: zstefv@gmail.com, venenationhesperus@gmail.com

This proceeding presents a new approach to determining energy indicators, such as specific fuel consumption and the energy efficiency ratio of a power generating plant. The essence of the new method is to determine the instantaneous power of the installation followed by data processing through integration. The use of this method made it possible to establish the dependence of specific energy indicators on the load level of the generating plant. The established distribution allows you to determine the optimal parameters of the experimental installation and consumption at different load levels. The highest specific fuel energy consumption is observed (1189–1297 g/(kW×h) and 962–1147 g/(kW×h)) at the lowest and heaviest load with different types of fuel. Experimental data confirmed that fuel without ethanol impurities allows generating a larger amount of electrical energy, which is advisable to use when greater needs arise. Bibl 8, fig. 2, tables 3.

Keywords: local system, diesel generator, load schedule, aggregator.

1. Bilodid V.D., Taranets K.V. Small energy and its importance in regional systems of the future. *Problemy zahalnoi enerhetyky*. 2008. No 18. Pp. 40–47. (Ukr)
2. Ermilov S. Energy strategy of Ukraine for the period until 2030: problematic issues of content and implementation. *Dzerkalo tyzhnia*. 2006. No 20. P. 12. (Ukr)
3. Denysiuk S., Zaichenko S., Opryshko V., Derevianko D. (2021) Assessment of consumers power consumption optimization based on demand side management. *Eureka: Physics and Engineering*. 2021. No 2. Pp. 19–31.
4. Zaichenko S., Shevchuk S., Opryshko V., Pryadko S., Halem A., Adjebi A. (2020, October). Determination of autonomous electrical energy source technical condition based on an internal combustion engine. In 2020 *IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2020. Pp. 305–308.
5. Zaichenko S., Shevchuk S., Opryshko V., Pryadko S., Halem A. Autonomous electric power source energy efficiency improvement by internal combustion engine gases distribution control. In 2020 *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2020. Pp. 262–265.
6. Irimescu A., Vasiu G., Tordai G. T. Performance and emissions of a small scale generator powered by a spark ignition engine with adaptive fuel injection control. *Applied energy*. 2014. No 121. Pp. 196–206.
7. Rebai Mohamed, et al. Low-Emission Maximum-Efficiency Tracking of an Intelligent Bi-Fuel Hydrogen–Gasoline Generator for HEV Applications. *IEEE Transactions on Vehicular Technology* 67.10. 2018. Pp. 9303–9311.
8. Onishchenko D.O., Pankratov S.A., Zotov A.A., Osipkov A.S., Poshekhonov R.A. Study of influence of hydraulic thermoelectric generator resistance on gasoline engine efficiency. *International journal of applied engineering research*. 2017. No 12(5). Pp. 721–727.

Надійшла: 08.06.2023

Прийнята: 10.07.2023

Submitted: 08.06.2023

Accepted: 10.07.2023

ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ДОЦІЛЬНОСТІ МАНЕВРУВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯМ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ ЗАДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВАРТОСТІ СПОЖИТОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Ю.Г. Качан*, докт. техн. наук, О.А. Шрам**, канд. техн. наук, К.О. Братковська***, канд. екон. наук

Національний університет «Запорізька політехніка»,

вул. Жуковського, 64, м. Запоріжжя, 69063, Україна

e-mail: alexshrum@yahoo.com, bratkovskaja@gmail.com

Метою роботи є оцінка економічної доцільності маневрування навантаженням промислових підприємств задля зменшення вартості спожитої електроенергії. Для досягнення поставленої мети проведено розрахунки вартості добового споживання електричної енергії та добової вартості небалансів для промислового підприємства м. Запоріжжя. Зростання генерації ВДЕ та невідповідність заявленого споживання електроенергії фактичному призводять до виникнення небалансів і, як наслідок, до додаткових фінансових витрат на їхнє покриття. Водночас на промислових підприємствах є споживачі, які мають можливість маневрувати своїм навантаженням задля вирівнювання добових графіків споживання електроенергії та зменшення небалансів. Для оцінки здатності маневрування навантаженням промисловими підприємствами та окремими їхніми підрозділами запропоновано коефіцієнт маневрових можливостей, який характеризує теоретичну спроможність споживача електроенергії брати участь у вирівнюванні добового графіка навантаження та зменшення небалансів електричної енергії. У результаті застосування споживачів-регуляторів на підприємстві добова вартість небалансів зменшилась на 29 %, а загальна добова вартість спожитої електричної енергії – на 1,94 %. Бібл. 7, рис. 3, табл.

Ключові слова: вартість електричної енергії, коефіцієнт маневрових можливостей, енергоринок, небаланс електроенергії, графік навантаження.

З огляду на необхідність забезпечення енергетичної безпеки України, а також у зв'язку з переходом до низьковуглецевої енергетики відбувається постійне зростання частки відновлювальних джерел енергії в об'єднаній енергетичній системі України. Згідно з "Проектом плану відновлення України", розробленим Національною радою з відновлення України від наслідків війни, в Україні до 2032 року планується збудувати нові об'єкти ВДЕ потужністю понад 10 ГВт [1]. Для цього потрібно залучити понад 11 млрд. дол. США інвестицій.

Але через високу залежність обсягів генерації електроенергії об'єктами ВДЕ від погодних умов погіршуються технічні можливості інтеграції сонячних та вітрових електростанцій в енергосистему країни [2]. Крім стохастичного характеру генерації відбуваються також періодичні обмеження щодо залучення потужності сонячних та вітрових електростанцій в об'єднану енергосистему через різке зменшення навантаження в останній.

Таким чином, зростання генерації ВДЕ, невідповідність заявленого споживання фактичному, певна його стохастичність призводять до суттєвих розбіжностей між погодинними заявленими обсягами продажу та купівлі електроенергії на ринку на добу наперед (РДН). Це зі свого боку призводить до необхідності врегулювання зазначених невідповідностей (небалансів) на балансуєчому ринку, що вимагає додаткових фінансових витрат. З метою зменшення останніх постачальники поєднуються в балансуєчі групи, а споживачі намагаються більш точно здійснювати прогнозування обсягів споживання електроенергії та маневрувати своїми навантаженнями [3].

Розділення послуг із передачі та розподілу електроенергії поміж різними учасниками ринку (ОСП, ОСР) сприяє появі конкуренції між постачальниками електроенергії. Вони зі свого боку пропонують споживачам електричну енергію за різною ціною, яка формується з вартості електричної енергії на ринку на добу наперед (РНД), тарифів на її передачу й розподіл та вартості послуг (маржі) постачальника. Водночас можуть ураховуватися націнка регу-



лятора ринку (НКРЕКП), послуги з диспетчеризації та плата за небаланс. Останні складові можуть бути внесені у формулу розрахунку вартості електроенергії або враховані у вартості послуг постачальника.

Промислові підприємства, як і решта споживачів, мають право купувати електроенергію для власного використання за двосторонніми договорами на РДН та внутрішньодобовому ринку (ВДР). Ураховуючи, що ціна електроенергії на ринку ДД найнижча, а найбільшу вартість доведеться сплачувати за небаланс (якщо така складова є у формулі розрахунку вартості електроенергії згідно з договором на постачання електроенергії), актуальність прогнозування заявлених обсягів споживання електроенергії суттєво зростає.

Для мінімізації витрат на електричну енергію промисловими підприємствами може розглядатися низка заходів. До них відносяться організація приєднання в точці продажу електричної енергії зі ступенем напруги 27,5 кВ і вище, заміна постачальника електроенергії з метою отримання більш привабливої пропозиції, а також безпосередня участь підприємства в добовому балансуванні ринку з управлінням навантаженням, яке дасть змогу зменшити відхилення фактичних обсягів споживання електроенергії від заявлених, змінити профіль навантаження відповідно до найнижчих цін на відповідних погодинних сегментах ринку електроенергії.

Перехід до I-го класу напруги вимагає від споживача величезних капітальних витрат і до того ж не завжди може бути технічно реалізований. Привабливість другого з перерахованих раніше напрямків пов'язана з тим, що конкуренція серед постачальників електроенергії активізувала їхню діяльність щодо розробки різних комерційних пропозицій. Останні враховують наявність базового навантаження, обсяги споживання, спосіб розрахунків за спожиту електроенергію, вимогу сплачувати за небаланси. Для споживачів, які відносяться до групи «А», фактична вартість електроенергії визначається за цінами РДН на поточні обсяги споживання ними електроенергії та іншими складовими формули комерційної пропозиції постачальника:

$$B = \frac{\sum_{i=1}^n [W_i \cdot (C_{РДН i} + C_{ОСП} + C_{ОСР} + C_{ПОСТ}) + W_{НБ i} \cdot C_{НБ i}]}{W_{факт}}, \quad (1)$$

де n – кількість годин у місяці; $W_{факт}$ – фактичне споживання електроенергії за місяць, кВт·год; W_i – погодинне споживання електроенергії, кВт·год; $W_{НБ i}$ – погодинний небаланс електроенергії, кВт·год; $C_{РДН i}$ – погодинна ціна за електроенергію на РНД, грн/кВт·год; $C_{ОСП}$ – тариф на послуги з передачі електричної енергії, грн/кВт·год; $C_{ОСР}$ – тариф на послуги з розподілу електричної енергії, грн/кВт·год; $C_{ПОСТ}$ – маржа постачальника, грн/кВт·год; $C_{НБ i}$ – погодинна ціна за небаланс, грн/кВт·год.

Для забезпечення необхідної гнучкості енергосистеми вітчизняні та закордонні науковці пропонують впроваджувати заходи з управління попитом на електроенергію [3–5]. Одним із таких ефективних заходів щодо мінімізації витрат на електричну енергію є балансування та управління піковим навантаженням. Зазвичай за таких умов пропонується обмежувати споживання електричної енергії вдень, коли вона використовується найбільше і відповідно коштує найдорожче, та переносити робочі процеси на нічний час [6]. Водночас необхідно зазначити, що сьогодні недостатньо уваги приділяється можливостям промислових підприємств маневрувати своїм навантаженням задля такої оптимізації.

Так, у роботі [7] зазначається, що на промислових підприємствах є багато споживачів електричної енергії, які мають можливість обмежувати тривалість своєї роботи чи переносити її на інші години впродовж доби. Такі споживачі можуть збільшувати власне споживання електроенергії в години мінімального навантаження та зменшувати його в пікові години без суттєвого впливу на технологічний процес. Таким чином, використовуючи споживачі-регулятори для маневрування навантаженням підприємство може не тільки покращити форму добового графіка, але й зменшити небаланси електроенергії, які викликані зазначеними вище причинами. У результаті можна суттєво зменшити витрати за спожиту підприємством електричну енергію. Можливості підприємства щодо маневрування навантаженням залежать

від багатьох факторів, а саме: від характеру технологічних процесів, потужності та кількості споживачів-регуляторів тощо.

Для визначення споживачів-регуляторів та потенційної можливості промислового підприємства маневрувати своїм навантаженням у роботі [7] пропонується охарактеризувати режим роботи споживачів за такими параметрами: тривалість роботи за зміну/добу, обсяги спожитої електричної енергії за зміну/добу, тривалість циклів роботи та паузи за імпульсної роботи за зміну/добу, а також інтервали часу, коли споживача не можна відключати через обмеження технологічного процесу або режиму його роботи. Використовуючи зазначену характеристику споживачів можна визначити коефіцієнт маневрових можливостей усього підприємства або його окремих підрозділів за формулою:

$$k_M = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} (T_{\Pi i} / 1440)}{m}, \quad (2)$$

де $T_{\Pi i}$ – тривалість паузи робочого циклу i -го споживача електроенергії, хв; m – наявна кількість споживачів електроенергії.

Цей коефіцієнт дає змогу оцінити потенційну можливість підприємства або його окремого підрозділу маневрувати навантаженням задля зменшення коливань потужності, покращення форми добового графіка навантаження та зменшення небалансів електричної енергії.

Розглянемо можливість і економічну доцільність використання зазначених споживачів-регуляторів на одному з промислових підприємств м. Запоріжжя. Установлена потужність споживачів-регуляторів підприємства складає 498 кВт, коефіцієнт маневрових можливостей $k_M = 0,442$ [7]. На добовому графіку його навантаження, зображеному на рис. 1, прогнозоване споживання електроенергії не співпадає з фактичним, через що виникають додаткові витрати, пов'язані з необхідністю оплачувати погодинні небаланси. Погодинні ціни електроенергії на ринку на добу наперед, а також ціни за позитивний та негативний небаланс, які були використані в розрахунку, показано на рис. 2. У результаті проведених розрахунків визначено, що вартість добового споживання електроенергії цим підприємством складає 199 792,51 грн. Добова вартість небалансу становить 17 329,61 грн, що відповідає 8,67 % від вартості добового споживання електроенергії.

Аналізуючи погодинно фактичне та прогнозоване споживання цим підприємством електроенергії, можна виділити їхні неспівпадіння та знайти відповідні споживачі-регулятори, які можуть бути задіяні для зменшення небалансів. Так, на зображеному добовому графіку (рис. 1) спостерігається перевищення фактичного споживання над заявленим на інтервалі 3:00...4:00 години, яке можна усунути шляхом вимкнення групи споживачів сумарною потужністю 250 кВт. Зазначені вище споживачі можна ввімкнути в інший період часу, коли фактичне споживання електроенергії буде менше прогнозованого, зокрема на інтервалі часу 5:00...6:00 годин. Під час вибору таких інтервалів доцільно брати до уваги не тільки ціну електроенергії на РДН, але і відповідність величини небалансу потужності задіяних споживачів-регуляторів та їхньої можливості брати участь у маневруванні електричним навантаженням. Остання характеризується відповідним коефіцієнтом маневрування, запропонованим у [7], який враховує кількість хвилин {проміжок часу}, на які можна зупинити або перенести роботу споживача-регулятора без порушення технологічного процесу.

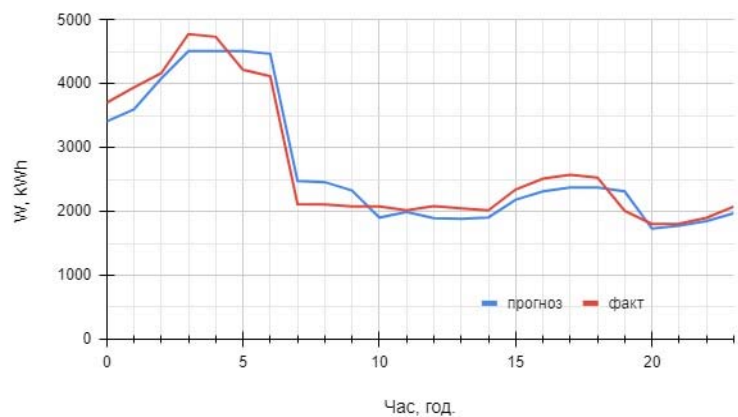


Рис. 1

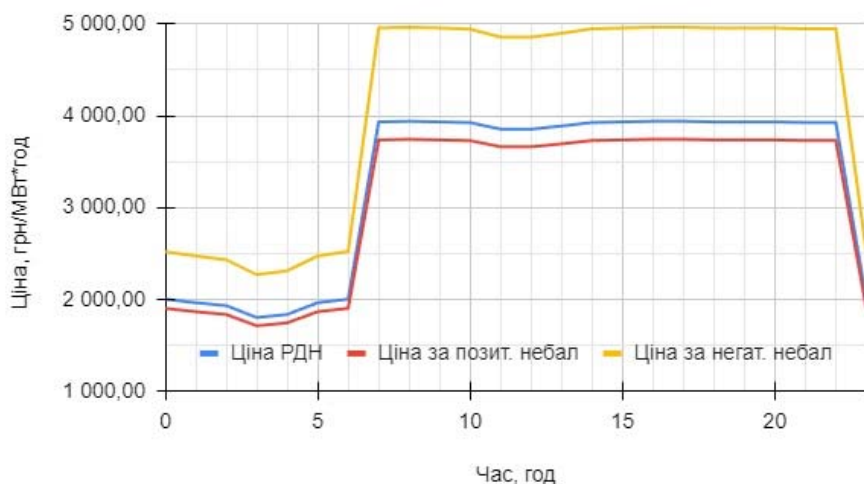


Рис. 2

потужності в електричних мережах підприємства та небалансів наведено на рис. 3.

У результаті проведених аналогічних розрахунків вартість добового споживання електроенергії складає 195 920,03 грн. Добова вартість небалансу становить 12 288,70 грн, що

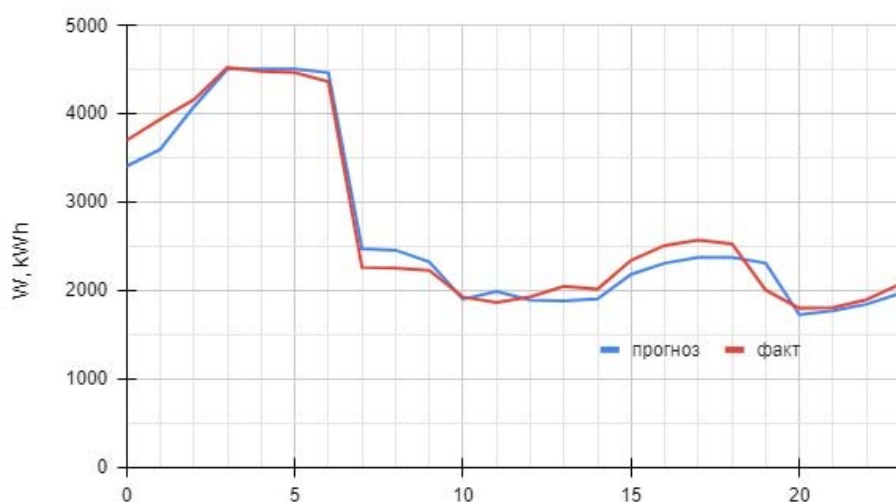


Рис. 3

співпадіння вихідного профілю навантаження підприємства з погодинними цінами на РДН, застосування його маневрових можливостей щодо запропонованого підходу.

Аналогічним чином можна забезпечити збільшення фактичного споживання до заявленого, використовуючи групу споживачів-регуляторів потужністю 150 кВт на інтервалі часу 7:00...9:00 з наступною перервою в їхній роботі на проміжку 10:00...12:00 годин.

Добовий графік навантаження в разі зазначеного використання споживачів-регуляторів для зменшення коливань

відповідає 6,27 % від вартості добового споживання електроенергії. Отже, завдяки залученню споживачів-регуляторів до маневрування електричним навантаженням підприємства вартість небалансу зменшилася на 29 %, що призвело до зменшення вартості добового споживання електроенергії на 1,94 %. Ця величина може суттєво відрізнятися залежно від ступеню

	Без маневрування навантаженням	З використанням споживачів-регуляторів
Вартість добового споживання ЕЕ, грн	199 792,51	195 920,03
Вартість добового небалансу, грн	17 329,61	12 288,70
Відсоток небалансу від добової вартості, %	8,67	6,27

Висновки. 1. Постійне зростання встановленої потужності ВДЕ, певна стохастичність споживання електроенергії, невідповідність фактичного навантаження промислових підприємств прогнозованому призводять до виникнення небалансів електроенергії та додаткових фінансових витрат для їхнього врегулювання.

2. Сьогодні недостатньо уваги приділяється можливостям промислових підприємств маневрувати своїм навантаженням задля управління піковим навантаженням та зменшення невідповідності фактичного споживання електроенергії прогнозованому.

3. Деякі споживачі електроенергії промислових підприємств мають можливість обмежувати тривалість своєї роботи або переносити її на інші години протягом доби. Залучення таких споживачів до маневрування навантаженням дає змогу вирівняти добовий графік, а також зменшити погодинні небаланси електроенергії. Для розглянутого підприємства використання таких споживачів-регуляторів дало змогу зменшити вартість небалансів на 29 %, а добову вартість споживання електроенергії – на 1,94 %.

4. За умови значно більшої потенційної можливості підприємства маневрувати своїм навантаженням та наявності у нього програмних засобів щодо формування динаміки такого маневрування вартість небалансів та добова вартість спожитої електроенергії значно зменшиться.

1. Проект Плану відновлення України. Національна рада з відновлення України від наслідків війни. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf> (Дата звернення: 03.05.2023).
2. Sun S., Dong M. and Liang B. Distributed Real-Time Power Balancing in Renewable-Integrated Power Grids With Storage and Flexible Loads, *IEEE Transactions on Smart Grid*. Sept. 2016. Vol. 7. No. 5. Pp. 2337–2349. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2445794>.
3. Gomis-Bellmunt O., Tavakoli S.D., Lacerda V.A., Prieto-Araujo. E. Grid-Forming Loads: Can the Loads Be in Charge of Forming the Grid in Modern Power Systems? *IEEE Transactions on Smart Grid*. March 2023. Vol. 14. No. 2. Pp. 1042–1055, DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3202646>.
4. Basit A., Ahmad T., Yar Ali A., Ullah K., Mufti G., Hansen AD. Flexible Modern Power System: Real-Time Power Balancing through Load and Wind Power. *Energies*. 2019. No 12(9). Pp.1710. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12091710>.
5. Sun Yalu, Ding Kun, Du Wenlu, Yang Changhai, Li Yalong. Power-balancing compensation mechanism and method for controllable load reduction. *Frontiers in Energy Research*. 2023. DOI: <https://doi.org/10.1037624.10.3389/fenrg.2022.1037624>.
6. Panda S., Mohanty S., Rout P.R., Sahu B.K., Bajaj M., Zawbaa H.M., Kamel S.. Residential Demand Side Management model, optimization and future perspective: A review. *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. Pp. 3727–3766. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.02.300>.
7. Качан Ю. Г., Шрам О. А. Оцінка маневрових можливостей електронавантажень промислових підприємств. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2022. Вип. 2 (58). С. 17–23. DOI: <https://doi.org/10.30929/2072-2052.2022.2.58.17-23>.

ASSESSMENT OF THE ECONOMIC FEASIBILITY OF LOAD MANEUVERING BY INDUSTRIAL ENTERPRISES TO REDUCE THE COST OF CONSUMED ELECTRICITY

Yu.G. Kachan, O.O. Shram, K.O. Bratkovska

Zaporizhzhia Polytechnic National University,
Zhukovsky str., 64, Zaporizhzhia, 69063, Ukraine

e-mail: alexshrum@yahoo.com, bratkovskaja@gmail.com

The purpose of the study is to assess the economic feasibility of load maneuvering by industrial enterprises to reduce the cost of consumed electricity. To achieve this goal, calculations of the cost of daily electricity consumption and the daily cost of imbalances for an industrial enterprise in Zaporizhzhia were made. The growth of renewable energy generation and the mismatch between the estimated electricity consumption and the actual consumption lead to imbalances and, as a result, additional financial costs to cover them. At the same time, industrial enterprises have consumers who can maneuver their load to level daily electricity consumption diagrams and reduce imbalances. To assess the ability of load maneuvering by industrial enterprises and their individual subdivisions, the article proposes a maneuvering capability coefficient, which characterizes the theoretical ability of an electricity consumer to participate in the leveling of the daily load diagram and reduce electricity imbalances. As a result of the use of consumer-regulators at the enterprise, the daily cost of imbalances decreased by 29 %, and the total daily cost of electricity consumption decreased by 1.94 %. Ref. 7, fig. 3, table.

Keywords: cost of electricity, maneuvering capacity coefficient, energy market, electricity imbalance, load diagram.

1. Draft Plan for the Recovery of Ukraine. The National Council for the Recovery of Ukraine from the War. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf> (Accessed: 03.05.2023). (Ukr)

2. Sun S., Dong M. and Liang B., Distributed Real-Time Power Balancing in Renewable-Integrated Power Grids With Storage and Flexible Loads, *IEEE Transactions on Smart Grid*. Sept. 2016. Vol. 7. No. 5. Pp. 2337–2349. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2445794>.
3. Gomis-Bellmunt O., Tavakoli S.D., Lacerda V.A., Prieto-Araujo E., Grid-Forming Loads: Can the Loads Be in Charge of Forming the Grid in Modern Power Systems? *IEEE Transactions on Smart Grid*. March 2023. Vol. 14. No. 2. Pp. 1042–1055, DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3202646>.
4. Basit A., Ahmad T., Yar Ali A., Ullah K., Mufti G., Hansen AD., Flexible Modern Power System: Real-Time Power Balancing through Load and Wind Power. *Energies*. 2019. No 12(9). P. 1710. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12091710>.
5. Sun Yalu, Ding Kun, Du Wenlu, Yang Changhai, Li Yalong. Power-balancing compensation mechanism and method for controllable load reduction. *Frontiers in Energy Research*. 2023. DOI: <https://doi.org/10.1037624.10.3389/fenrg.2022.1037624>.
6. Panda S., Mohanty S., Rout P.K., Sahu B.K., Bajaj M., Zawbaa H.M., Kamel S. Residential Demand Side Management model, optimization and future perspective: A review. *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. Pp. 3727–3766. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.02.300>.
7. Kachan Yu.G., Shram O.A. Estimation of the electrical loads' maneuvering capabilities of industrial enterprises. *Elektromekhanichni i enerhozberihaiuchi systemy*. 2022. Vol. 2 (58). Pp. 17–23. DOI: <https://doi.org/10.30929/2072-2052.2022.2.58.17-23>. (Ukr)

Надійшла: 12.06.2023

Прийнята: 27.06.2023

Submitted: 12.06.2023

Accepted: 27.06.2023

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ РАЙОНІВ МАЛОПОВЕРХОВОЇ ЗАБУДОВИ МІСТ

П.П. Говоров*, докт. техн. наук, В.П. Говоров**, канд. техн. наук, В.О. Перепечений***, канд. техн. наук, А.К. Кіндінова****

Харківський Національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61003, Україна
e-mail: philip.govorov@gmail.com

Виконано аналіз методів оцінки параметрів та режимів розподільних електричних мереж районів малоповерхової забудови міст. Запропоновано метод оптимізації параметрів розподільних мереж 0,38 кВ за умов невизначеності вихідної інформації. Показано, що однією з невирішених проблем розрахунку параметрів розподільних електричних мереж міст є визначення розрахункового навантаження комунально-побутових споживачів. Залежність його від кількості та характеристик споживачів, приєднаних до ліній міських трансформаторних підстанцій, обумовлює низьку точність розрахунків. Похибка розрахунку навантаження трансформаторної підстанції може сягати при цьому 10-25 %, а похибка розрахунку або перетинів ліній 0,38 кВ сягає 40 %. У припущенні щодо постійності сумарної довжини ліній міських електричних мереж та незмінності відстані між навантаженнями, запропоновано розрахункові формули для лінійних моментів та коефіцієнтів розподілу навантажень і на їхній основі розроблені моделі перетину та втрат потужності в лініях. З урахуванням розроблених моделей запропоновано моделі дисконтованих витрат на мережі 0,38 кВ та трансформаторні підстанції при розрахунках по економічній цільності струму та припустимих втратах напруги.

Ключові слова: оптимізація, розподільні мережі, невизначеність, ефективність, малоповерхова забудова, схема.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими та практичними завданнями. Основними чинниками, що визначають ефективність використання елементів електричних мереж, є рівень капіталовкладень, якість електроенергії, надійність електропостачання споживачів, витрати та втрати електроенергії в елементах електричних мереж.

Численні дослідження параметрів і режимів мереж показали, що найбільш малонадійними і капіталомісткими, незважаючи на практично подвійне резервування, є розподільні мережі 6(20) і 0,38 кВ. Їхня протяжність сьогодні сягає десятків тисяч кілометрів, і становить до 70 % протяжності електричних мереж “Обленерго”. Втрати активної електроенергії у розподільних мережах сягають близько 80 % втрат енергії у мережах “Обленерго”. У меншому ступені це стосується рівня капіталовкладень, які становлять до 40 % всіх капітальних вкладень “Обленерго”. Це зумовлює підвищення уваги до співвідношення рівня капітальних вкладень та втрат активної потужності в мережах і потребує вдосконалення існуючих методів розрахунку та принципів побудови розподільних мереж 6(20) та 0,38 кВ.

Найважливішими факторами, що визначають рівень капітальних вкладень, значення втрат активної потужності, якість електроенергії та надійність електропостачання споживачів у мережах є їхні схеми та параметри. При складанні схеми електропостачання населеного пункту головним питанням є вибір технічного рішення, що зумовлює оптимальну конфігурацію, параметри, величину та принципи регулювання напруги і компенсації реактивної потужності. Такі рішення обґрунтовуються техніко-економічним порівнянням низки технічно прийнятних варіантів схем електропостачання. Важливим заходом, що спрощує завдання вибору найбільш ефективного варіанту, є передпроектний вибір оптимальної потужності мережевих трансформаторних підстанцій (ТП 20/0,38 кВ).

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Обґрунтування оптимальної побудови розподільних електричних мереж можливе лише за умов повноцінного врахування їхньої взаємної залежності із суміжними системами. Проте конкретні оптимізаційні рішення реально досяжні лише за умови виділення розподільних мереж міст із великої системи електро-



енергетики. Загальна теорія декомпозиції великих систем електроенергетики наведена у [1], проте вона не містить необхідні матеріали щодо розподільних мереж міст. Основним параметром міської розподільної електричної мережі, що визначає схему побудови та параметри решти її елементів, є потужність трансформаторних підстанцій. При виведенні формул оптимальної потужності ТП, визначенні їхньої оптимальної кількості [2] або з'ясуванні найвигіднішої відстані від ТП до точки з найбільшою втратою напруги [3], на ранніх етапах розвитку мереж автори виходять з припущення рівномірного розподілу навантаження вздовж вулиць або по території електропостачального району. Досить докладний і коректний аналіз моделей для оптимальної потужності ТП раннього періоду зроблено в [3]. Надалі цей напрямок дослідження оптимальних параметрів мережі, з урахуванням конкретних умов, отримав розвиток у роботах В.А. Козлова [4]. Питання, пов'язані з вирішенням визначених завдань, розглянуті в роботах Тугая Ю.І. [5] та Кузнецова В.Г. [6], але співвідношення коштів, що витрачаються на спорудження мереж та забезпечують доцільне їхнє розподілення між окремими мережевими елементами, не було визначено. Вирішення цього питання має сьогодні особливу важливість в умовах переходу мереж на напругу 20 кВ.

Формулювання цілей статті (постановка задачі). Метою досліджень є вдосконалення існуючих методів передпроектної оцінки параметрів електричних мереж районів малоповерхової забудови на основі окремого обліку фактора надійності мережі 0,38 та 6-20 кВ.

Викладення основного матеріалу дослідження. Існуючі розрахункові формули визначення оптимальної потужності ТП у районах малоповерхової забудови отримані при мінімізації рівня наведених витрат або капіталовкладень з використанням питомих показників навантаження, що характеризують щільність її на території, що розглядається. Як питомі показники авторами використані поверхнева щільність навантаження σ (кВ·А/га; кВ·А/км²) або лінійна щільність навантаження δ (кВ·А/км; кВ·А/м), для визначення яких необхідно знати сумарне навантаження району та поверхневу площу забудови чи сумарну довжину вулиць. Визначення поверхневої площі забудови або сумарної довжини вулиць не є проблемою. Однак розрахункове навантаження комунально-побутових споживачів залежить від характеристики приєднаних до лінії ТП споживачів та їхньої кількості. У загальному вигляді ця залежність має вигляд

$$S_p = S_{\text{пит}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot n, \quad (1)$$

де n – кількість споживачів; $S_{\text{пит}}$ – питомі навантаження окремих споживачів, кВ·А; $k_{\text{одн}}$ – коефіцієнт одночасності, який може бути виражений у функції від кількості споживачів у вигляді

$$k_{\text{одн}} = a_n + \frac{b_n}{\sqrt{n}}, \quad (2)$$

де a_n і b_n – коефіцієнти інтерполяції.

Отже, розрахункове навантаження від комунально-побутових споживачів населеного пункту чи групи споживачів дорівнюватиме

$$S_p = S_{\text{пит}} \cdot (a_n \cdot n_{\Sigma} + b_n \cdot \sqrt{n_{\Sigma}}), \quad (3)$$

де n_{Σ} – сумарна кількість споживачів.

При виведенні розрахункових формул визначення оптимальної потужності ТП, зазначених вище, приймалися такі припущення. Розрахункове навантаження ТП визначається за формулою

$$S_{\text{ТП}} = \frac{S_p}{N}, \quad (4)$$

де N – кількість ТП.

Навантаження лінії 0,38 кВ визначається за формулою

$$S_{\text{л}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{m}, \quad (5)$$

де m – кількість ліній 0,38 кВ, що відходять від ТП.

Тобто в обох випадках не враховується вплив коефіцієнта одночасності, що залежить від кількості підключених до ТП або лінії споживачів.

Як показують розрахунки, похибка у визначенні оптимального навантаження ТП при використанні розрахункового навантаження району (селища) може становити від 10 до 25 %, а похибка у визначенні оптимальних перетинів ліній 0,38 кВ від 25 до 40 %, при числі споживачів району (селища) від 500 до 1500. У разі більшої кількості споживачів похибка може бути ще більшою.

Складна залежність між кількістю споживачів, підключених до ТП та до ліній 0,38 кВ, і потужністю трансформаторів, що встановлюються у ТП, не дає змоги ввести поправочний коефіцієнт. Меншу похибку дасть методика визначення оптимальних параметрів мережі після попереднього визначення оптимальної кількості споживачів, територією чи вулицями і питомі навантаження окремих споживачів.

Кількість та сумарна довжина ліній у населеному пункті з малоповерховою забудовою мало змінюється зі зміною кількості підстанцій. Тому можна вважати, що загальна їхня довжина залишається постійною і дорівнює зоні дії однієї ТП

$$L_n = l_0 \cdot n_l \cdot m, \quad (6)$$

де l_0 – середня відстань між споживачами, км; n_l – кількість споживачів, підключених до однієї лінії; m – кількість ліній, що відходять від ТП.

У реальних умовах щільність і характер розташування споживачів можуть дуже розрізнятися. Для узагальнення досліджень необхідна певна ідеалізація схеми мережі. Оскільки така ідеалізація поширюється на конкретний район, але для низки варіантів схем електропостачання, то неточність, допущена для одного варіанту, буде також допущена і для іншого, отже, обидва варіанти матимуть однакові похибки.

Представивши лінію 0,38 кВ у вигляді магістралі з відгалуженнями, де відстані між перетинами за всією їхньою довжиною незмінні, припустивши, що відгалуження рівномірно розподілені за довжиною магістралі, можна отримати для такої лінії лінійний момент у вигляді

$$M_n = S_n \cdot l_0 \cdot n_l \cdot k_n, \quad (7)$$

в якому k_n – коефіцієнт розподілу навантажень за напругою і для такої моделі лінії дорівнюватиме

$$k_n = \frac{0,5}{(1 + a_m)}, \quad (8)$$

де a_m – відношення кількості навантажень на відгалуженні до загальної їхньої кількості, підключеної до лінії.

Втрати потужності дорівнюватимуть

$$\Delta W_n = \frac{S_n^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot 10^{(-3)}}{U_n^2 \cdot k_e^2 \cdot F} \cdot l_0 \cdot n, \quad (9)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу, Ом·мм²/км; τ – час максимальних втрат, год/рік; U_n – номінальна напруга мережі, кВ; F – переріз проводів, мм²; k_e – коефіцієнт розподілу навантажень за потужністю, для моделі лінії, який з точністю до 10 % можна визначити за формулою

$$k_e = 1,59 \cdot (1 + a_m). \quad (10)$$

Припустивши, що до ліній, що відходять від ТП, підключено рівну кількість навантажень, за кількості ліній m , навантаження однієї лінії дорівнюватиме

$$S_n = S_{\text{пит}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП}}}{m} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП}}}}{\sqrt{m}} \right), \quad (11)$$

де $n_{\text{ТП}}$ – кількість підключених до ТП навантажень.

Для отримання мінімуму наведених витрат в мережі 0,38 кВ, переріз ліній необхідно вибрати виходячи з економічних міркувань, тобто економічної щільності струму j_e .

$$F_1 = \frac{S_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot k_{\text{е}} \cdot j_{\text{е}}} \quad (12)$$

Обраний переріз має відповідати технічним обмеженням. Технічними обмеженнями у розгалужених нерезервованих розподільних мережах є механічна міцність і припустима втрата напруги $\Delta U_{\text{д}}$. Для повітряних ліній критерієм механічної міцності є мінімальний переріз алюмінієвого проводу $F_2 = 16 \text{ мм}^2$.

Переріз, що визначається за допустимою втратою напруги ($\Delta U_{\text{д}} \%$),

$$F_3 = \frac{S_{\text{л}} \cdot \rho \cdot l_0 \cdot n_{\text{ТП}} \cdot k_{\text{н}} \cdot \xi}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{д}} \% \cdot m} \quad (13)$$

де ξ – коефіцієнт, що характеризує опір проводів і коефіцієнт потужності навантаження,

$$\xi = \cos \varphi + \frac{x_0}{r_0} \cdot \sin \varphi \quad (14)$$

Для повітряних мереж 0,38 кВ при $\cos \varphi = 0,95$ $\xi \cong 1,05$.

Для визначення областей застосування формул вибору перерізів по $j_{\text{е}}$, $\Delta U_{\text{д}} \%$ і механічній міцності, прирівняємо $F_2 = F_1$; $F_1 = F_3$; $F_2 = F_3$. Вибір перерізів проводів ліній 0,38 кВ доцільно здійснювати за формулою (12) за кількості навантажень на одній лінії

$$n_{\text{л}} \geq \left(-\frac{b_{\text{н}}}{2a_{\text{н}}} + \sqrt{\frac{b_{\text{н}}^2}{4a_{\text{н}}^2} + \frac{\sqrt{3} \cdot F_2 \cdot U_{\text{н}} \cdot k_{\text{е}} \cdot j_{\text{е}}}{S_{\text{пит}} \cdot a_{\text{н}}}} \right) \quad (15)$$

та за довжини лінії

$$n_{\text{л}} \cdot l_0 \leq \frac{10 \cdot U_{\text{н}} \cdot \Delta U_{\text{д}} \%}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot j_{\text{е}} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{е}} \cdot \xi} \quad (16)$$

Вибір перерізів проводів за $\Delta U_{\text{д}} \%$ доцільно здійснювати при

$$n_{\text{л}} \cdot l_0 \geq \frac{10 \cdot U_{\text{н}} \cdot \Delta U_{\text{д}} \%}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot j_{\text{е}} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{е}} \cdot \xi} \quad (17)$$

і

$$n_{\text{л}} \cdot l_0 \geq \frac{10 \cdot U_{\text{н}} \cdot \Delta U_{\text{д}} \% \cdot F_2}{\rho \cdot \xi} \quad (18)$$

Найбільш вірогідним конструктивним виконанням електричних мереж 0,38 кВ в умовах малоповерхової забудови є використання повітряних ліній на залізобетонних опорах у поєднанні з комплектними ТП, що більше притаманне електричним мережам 20 кВ. Аналіз областей використання різних способів вибору перерізів для ліній на залізобетонних опорах показав, що при кількості підключених до лінії навантажень 21 та більше та при довжині лінії до 1 км доцільно вибрати переріз за $j_{\text{е}}$.

Враховуючи вищесказане, наведені дисконтовані витрати $V_{\text{М}}$ на мережу 0,38 кВ відповідно до [9, 10] можна представити при визначенні F по $j_{\text{е}}$ як

$$V_{\text{Мj}} = \left[\frac{\rho_{\Sigma \text{л}} \cdot K'_{\text{л}} \cdot l_0 \cdot n_{\text{ТП}}}{E} + 2 \cdot \frac{S_{\text{пит}} \cdot \left(\frac{a_{\text{н}} \cdot n_{\text{ТП}}}{m} + \frac{b_{\text{н}} \cdot \sqrt{n_{\text{ТП}}}}{\sqrt{m}} \right)}{U_{\text{н}} \cdot k_{\text{е}}} \times \frac{\sqrt{\rho_{\Sigma \text{л}} \cdot K''_{\text{л}} \cdot \rho \cdot \tau \cdot c_{\text{е}} \cdot 10^{-3}} \cdot l_0 \cdot n_{\text{ТП}}}{E} \right] \cdot N, \quad (19)$$

де $\rho_{\Sigma \text{л}}$ – відрахування на амортизацію, ремонт та обслуговування ліній 0,38 кВ, в.о.; $c_{\text{е}}$ – вартість втраченої електроенергії, грн/кВт·год; K' і K'' – частини вартості 1 км лінії, що незалежна і залежить від перерізу, відповідно, грн/км, грн/км·мм²; E – норма дисконту.

$$B_{M\Delta U} = \left[\frac{\rho_{\Sigma l} \cdot K'_l \cdot l_0 \cdot n_{TP}}{E} + \rho_{\Sigma l} \cdot K''_l \cdot \frac{S_{пит} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{TP}}{m} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{TP}}}{\sqrt{m}} \right) \cdot \rho \cdot l_0^2 \cdot n_{TP}^2 \cdot k_n \cdot \xi}{U_n \cdot k_e \cdot E} + \right. \\ \left. + S_{пит} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{TP}}{m} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{TP}}}{\sqrt{m}} \right) \cdot \frac{m \cdot \tau \cdot c_e \cdot \Delta U_d \% \cdot 10^{-2}}{E \cdot k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} \right] \cdot N \quad (20)$$

при визначенні F по $\Delta U_d \%$.

Наведені дисконтовані витрати B_{TP} на спорудження та експлуатацію ТП мають вид

$$B_{TP} = \left[\left(\frac{\rho_n + \rho_{TP}}{E} \right) \cdot K_{TP} + \frac{\Delta W_{TX} \cdot c_e^x + \Delta W_{TK} \cdot c_e^k}{E} \right] \cdot N, \quad (21)$$

де K_{TP} – капіталовкладення у ТП, грн; ΔW_{TX} – втрата електроенергії у сталі трансформаторів, кВт; ΔW_{TK} – втрата електроенергії в обмотках трансформаторів, кВт;

$\Delta W_{TK} = \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_p}{S_n} \right)^2 \cdot \tau$; c_e^x , c_e^k – вартість втраченої електроенергії, грн/кВт·год; S_p , S_n –

розрахункове та номінальне навантаження трансформаторів, кВ·А; T_B – час увімкненого стану трансформатора на рік·год.

Приймаючи наведені дисконтовані витрати на мережу рівними сумі витрат на ТП та мережу 0,38 кВ, відносячи їх до одиниці довжини мережі 0,38 кВ, тобто позначивши

$$B'_M = \frac{B_M}{l_0 \cdot n_{TP} \cdot N}, \quad \text{отримаємо} \quad \left(\frac{\rho_n + \rho_{TP}}{E} \right) \cdot K_{TP} + \frac{\Delta W_{TX} \cdot c_e^x + \Delta W_{TK} \cdot c_e^k}{E} = A_1; \quad \frac{\rho_{\Sigma l} \cdot K'_l}{E} = B; \\ \frac{2}{U_n \cdot k_e} \cdot \frac{\sqrt{\rho_{\Sigma l} \cdot K''_l \cdot \rho \cdot \tau \cdot c_e \cdot 10^{-3}}}{E} = C_1; \quad \frac{\rho_{\Sigma l} \cdot K''_l \cdot \rho}{10 \cdot U_n^2 \cdot E} = D_1; \quad \frac{\tau \cdot c_e \cdot 10^{-2}}{E} = E_1.$$

Отримаємо

$$B'_{MF} = \frac{A_1}{l_0 \cdot n_{TP}} \cdot S_{пит} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{TP}}{m} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{TP}}}{\sqrt{m}} \right) \cdot C_1 + B_1 \quad (22)$$

при визначенні F по j_e і

$$B'_{MU} = \left[A_1 + E_1 \cdot S_{пит} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{TP}}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{TP} \cdot m \cdot \Delta U_d \%}}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} \right) \right] \cdot \frac{1}{l_0 \cdot n_{TP}} + \\ + D_1 \cdot S_{пит} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{TP}}{m} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{TP}}}{\sqrt{m}} \right) \cdot \frac{k_n \cdot \xi}{\Delta U_d \%} \cdot l_0 \cdot n_{TP} + B_1 \quad (23)$$

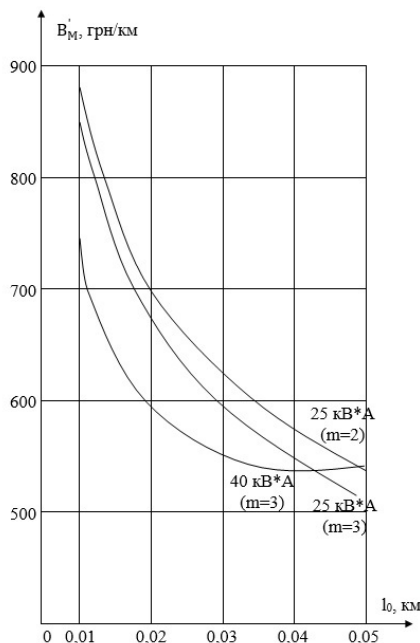
при визначенні F по $\Delta U_d \%$.

На рисунку представлено залежності наведених дисконтованих витрат $B'_M(l_0)$ від середньої відстані між споживачами для комплектних ТП та ліній 0,38 кВ на залізобетонних опорах. Кількість споживачів, підключених до трансформатора заданої потужності, визначалася із співвідношення

$$S_{TP} \cdot k_{31} = S_{пит} \cdot \left(a_n \cdot n_{TP} + b_n \cdot \sqrt{n_{TP}} \right), \quad (24)$$

де k_{31} – коефіцієнт завантаження трансформатора комунально-побутовим навантаженням (залежить від співвідношення комунально-побутового та іншого навантаження у цьому житловому районі);

$$n_{TP} = \left(-\frac{b_n}{2 \cdot a_n} + \sqrt{\frac{b_n^2}{4 \cdot a_n^2} - \frac{S_{TP} \cdot k_{31}}{S_{пит} \cdot a_n}} \right)^2. \quad (25)$$



Зона економічності використання ТП тієї чи іншої потужності може бути визначена у загальному вигляді аналітично з рівності

$$S_{\text{пит1}} = S_{\text{пит2}}, \quad (26)$$

де індекси 1 та 2 відносяться до ТП суміжних потужностей.

Розкриваючи (26), можна отримати середню відстань між споживачами, за яких доцільно переходити на ТП меншої потужності

$$l_0 = \frac{\frac{A_{1(2)}}{n_{\text{ТП2}}} - \frac{A_{1(1)}}{n_{\text{ТП1}}}}{S_{\text{пит}} \cdot C_1 \cdot \left[a_n \cdot (n_{\text{л1}} - n_{\text{л2}}) + b_n \cdot (\sqrt{n_{\text{л1}}} - \sqrt{n_{\text{л2}}}) \right]}, \text{ км}. \quad (27)$$

При визначенні F по j_e маємо

$$l_0 = \sqrt{\frac{G_2 - G_1}{H_1 - H_2}}. \quad (28)$$

При визначенні F по $\Delta U_d \%$ отримаємо

$$G_1 = \left[A_{1(1)} + E_1 \cdot S_{\text{пит}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП1}}}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП1}} \cdot m_1} \cdot \Delta U_d \%}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} \right) \right] \cdot \frac{1}{n_{\text{ТП1}}};$$

$$G_2 = \left[A_{1(2)} + E_1 \cdot S_{\text{пит}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП2}}}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП2}} \cdot m_2} \cdot \Delta U_d \%}{k_e^2 \cdot k_n \cdot \xi} \right) \right] \cdot \frac{1}{n_{\text{ТП2}}};$$

$$H_1 = D_1 \cdot S_{\text{пит}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП1}}}{m_1^2} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП1}}}}{m_1 \sqrt{m_1}} \right) \cdot \frac{k_n \cdot \xi}{\Delta U_d \%};$$

$$H_2 = D_2 \cdot S_{\text{пит}} \cdot \left(\frac{a_n \cdot n_{\text{ТП2}}}{m_2^2} + \frac{b_n \cdot \sqrt{n_{\text{ТП2}}}}{m_2 \sqrt{m_2}} \right) \cdot \frac{k_n \cdot \xi}{\Delta U_d \%}.$$

Висновки та перспективи подальшого розвитку дослідження. 1) Аналіз графіків рисунка показує, що обмежуючим чинником під час вибору ТП є довжина ліній 0,38 кВ, підключених до ТП. 2) При проектуванні системи електропостачання районів малоповерхової забудови міст слід прагнути до скорочення протяжності низьковольтних мереж. 3) Наявність точок перетину кривих $B'_M(l_0)$ свідчить про наявність точок оптимуму $S_{\text{ТП}}(l_0)$. 4) Використання розроблених моделей може бути використано при реконструкції або переведенні електричних мереж 6(10)/0,38 кВ на напругу 20 кВ.

1. Астахов Ю.Н., Гордиевский И.Г., Карасев Д.Д. Об экономической соразмерности в системах электроснабжения городских районов. Технический прогресс в электроснабжении городов. Л.: Энергия, 1970. 269 с.
2. Бранко Ф. Принципы планирования дистрибутивных сетей у градоустройства. Електродистрибуція. 1988. № 1. С. 59–63.
3. Козлов В.А. Вопросы построения городских распределительных сетей. Опыт построения систем электроснабжения городов. Л.: Энергия, 1973. 342 с.
4. Тугай Ю.І., Нікішин Д.А., Демов О.Д., Півнюк Ю.Ю. Декомпозиція електричних мереж при оптимізації реактивних потужностей. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2018. Вип. 50. С. 11–15.
5. Кузнецов В.Г., Тугай І.Ю. Аналіз ферорезонансних процесів в розподільчому пристрої підстанції високої напруги за допомогою методів нелінійної динаміки. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 33–34.
6. Говоров П.П., Новський В.О., Говоров В.П., Кіндінова А.К. Керування режимами розподільних електромереж міст в умовах слабкої кореляції графіків активної та реактивної потужностей. *Технічна електродинаміка*. 2020. Вип. №4. С. 60–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.060>
7. Hovorov P., Hovorov V., Kindinova A., Abdelrhim O. Development of model voltage booster transformers parameters. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek): materials of the conference, Kharkiv, 5-10 october 2020. P. 211–216. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250136>

8. Hovorov P., Kindinova A., Hovorov V., Abdelrhim O. Control of modes of power supply and lighting systems of cities based on the concept of Smart-Grid. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): materials of the conference, Kyiv, 12-14 october 2022. P. 21–25.
9. Романюк Ю.Ф., Демкович О.В. Вибір оптимальної схеми приєднання споживачів до транзитної лінії електропередавання нафтопромислової мережі. *Нафтогазова енергетика*. 2013. № 2. С. 101–108.
10. Романюк Ю.Ф., Поточний А.І. Застосування методу економічних інтервалів для оптимізації параметрів електричних мереж. *Нафтогазова енергетика*. 2009. № 2 (11). С. 72–75.

INCREASING THE EFFICIENCY OF THE DISTRIBUTION NETWORKS OF LOW-RISE CITY DISTRICTS

P.P. Hovorov, V.P. Hovorov, V.O. Perepecheniy, A.K. Kindinova

O.M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv,

st. Marshala Bazhanova, 17, Kharkiv, 61003, Ukraine

e-mail: philip.govorov@gmail.com

The article analyzes the methods of estimating the parameters and regimes of electrical distribution networks in areas of low-rise urban development. A method for optimizing the parameters of distribution networks of 0.38 kV under conditions of uncertainty of the initial information is proposed. It is shown that one of the unsolved problems of calculating the parameters of distribution electric networks of cities is the determination of the estimated load of utility consumers. Its dependence on the characteristics of consumers and their number connected to the lines of city transformer substations causes the low accuracy of calculations. In this case, the error of calculating the transformer substations load can reach 10-25%, and the error of calculating the cross-sections of 0.38 kV lines reaches 40%. In the assumption of the constancy of the total length of the lines of urban electric networks and the invariance of the distance between loads, calculation formulas for linear moments and load distribution coefficients are proposed, and based on them, models of intersection and power losses in lines are developed. Taking into account the developed models, we offer discounted cost models for 0.38 kV networks and transformer substations when calculating economic current density and allowable voltage costs.

Keywords: optimization, distribution networks, uncertainty, efficiency, low-rise building, scheme.

1. Astakhov Yu.N., Gordiyevskiy I.G., Karasev D.D. On economic proportionality in the power supply systems of urban areas. *Tekhnicheskii progress v elektrosnabzhenii gorodov*. L: Energiya, 1970. 269 p.
2. Branko F. Principles of urban distribution network planning. *Elektrodistibucija*. 1988. № 1. P. 59–63.
3. Kozlov V.A. Issues of building urban distribution networks. Experience in building power supply systems for cities. L: Energiya, 1973. 342 p.
4. Tuhay Yu.I., Nikishyn D.A., Demov O.D., Pivnyuk Yu.Yu. Decomposition of electrical networks during optimization of reactive powers. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsional'noyi akademiyi nauk Ukrainy*. 2018. № 50. P. 11–15.
5. Kuznetsov V.H., Tuhay I.Yu. Analysis of ferroresonance processes in the switchgear of a high-voltage substation using nonlinear dynamics methods. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2012. № 3. P. 33–34.
6. Hovorov P.P., Novskiy V.O., Hovorov V.P., Kindinova A.K. Management of modes of distributive electric networks of cities under conditions of weak correlation of graphics of active and reactive power. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2020. № 4. P. 60–66. DOI: <https://doi.org/10.15407/technd2020.04.060>
7. Hovorov P., Hovorov V., Kindinova A., Abdelrhim O. Development of model voltage booster transformers parameters. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek): materials of the conference, Kharkiv, 5-10 october 2020. P. 211–216. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250136>
8. Hovorov P., Kindinova A., Hovorov V., Abdelrhim O. Control of modes of power supply and lighting systems of cities based on the concept of Smart-Grid. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): materials of the conference, Kyiv, 12-14 october 2022. P. 21–25.
9. Romanyuk Y.F., Demkovich O.V. Choosing the optimal scheme for connecting consumers to the transit power line of the oil industry network. *Naftohazova enerhetyka*. 2013. № 2. P. 101–108.
10. Romanyuk Y.F., Potochnyi A.I. Application of the method of economic intervals to optimize the parameters of electrical networks. *Naftohazova enerhetyka*. 2009. № 2 (11). P. 72–75.

Надійшла: 07.06.2023

Прийнята: 13.07.2023

Submitted: 07.06.2023

Accepted: 13.07.2023

CHALLENGES AND DESIGN ASPECTS OF MICROGRID CLUSTERING

O.M. Fedoseienko

Warsaw University of Technology,
Pl. Politechniki 1, 00-661 Warsaw, Poland
e-mail: fedosejenko@gmail.com

With the growing penetration of distributed energy resources, the traditional microgrid concept is evolving into microgrid clustering, which decomposes the distribution system into interconnected microgrids to improve stability, reliability, and efficiency. Microgrid clusters coordinate power-sharing between microgrids and the main grid, effectively reducing problems such as voltage rise, harmonics, poor power factor, reverse power flow, and conventional protection scheme failures. However, there are challenges to overcome before adopting microgrid clustering, particularly in the design aspects. This paper critically reviews the challenges in the design of microgrid clustering, categorizing multi-microgrids into different architectures based on the interconnections' layout, evaluating reported control techniques in microgrid clustering, and presenting aspects of multi-microgrid protection. Possible areas of future research are highlighted to improve the operational aspects of microgrid clusters. Ref. 3, fig. 6, tables 2.

Keywords: energy management, microgrid cluster, ring connection, power converter, protection, synchronization.

Introduction. The demand for electricity has been on the rise, while the availability of fossil fuels has been diminishing. This has resulted in unpredictable fluctuations in electricity prices. However, in view of the growing concerns over greenhouse gas emissions and the need for sustainable energy sources, renewable power generation has been gaining attention as a means to meet future energy requirements [1]. In addition to energy dependence and the risks associated with energy shortages, the issue of environmental impact on electric power systems is a significant concern that is becoming increasingly important in society. The risk of an energy crisis looms large in the event of power outages, which may occur due to technical issues in the power grid, natural disasters, or political conflicts. Such crises can lead to significant economic losses and pose a threat to the country's security.

The demand for electrical power continues to rise while the availability of fossil fuels diminishes. This has led to unpredictable fluctuations in energy prices. In response to environmental concerns and the need for sustainable energy sources, renewable energy production is gaining significant attention as a future energy solution. Distributed energy resources such as solar, wind, hydro, and geothermal energy are being recognized as stable, environmentally friendly, and economically viable alternatives to traditional energy sources. Their use can reduce fuel import dependency, lower greenhouse gas emissions, and enhance energy independence.

Environmental issues and increasing power demand promote the development of microgrid (MG) technology [2, 3], which can be operated in AC, DC, or mixed AC/DC technology. Although the development of MGs has become more consummate, there are still some challenges, such as the lack of absorptive capacity for large-scale renewable energy technologies. Meanwhile, the development of energy storage systems and electric vehicles has an urgent demand for smart MG technology.

As the penetration of distributed energy resources grows, the traditional microgrid concept is evolving towards microgrid clustering, which involves breaking down the distribution system into interconnected microgrids to enhance stability, reliability, and efficiency. Microgrid clusters coordinate power distribution between microgrids and the main grid, effectively addressing issues like voltage rise, harmonics, poor power factor, reverse power flow, and protection scheme limitations. However, before adopting microgrid clustering, there are challenges, particularly in the design aspects.

Objective. The aim of this article is to explore the technology of microgrid clusters and their utilization in addressing reliability and efficiency issues in the energy sector, particularly in the context of renewable energy sources. The objective is to analyze the advantages and challenges associated with microgrid development and investigate various architectures and interaction methods of microgrid clusters. Additionally, the goal is to compare different power transmission technologies within microgrid clusters and examine their respective merits and drawbacks. Special attention is also devoted to the control and management of microgrid clusters, along with highlighting directions for future research aimed at enhancing the integration of large-scale renewable energy sources and developing robust microgrid cluster management systems.

Main Results. A microgrid cluster is a technique for self-healing and reconfiguration that divides the distribution network into smaller, manageable grids. It combines multiple microgrids close to each other, creating a network of interconnected microgrids. This has several economic benefits for both the utility grid and the microgrids, including increased reliability, stability, and reduced costs.

When the main grid fails, individual microgrids may struggle to meet demand due to the intermittent nature of renewable-energy-based distributed generation. To address this issue, microgrids in a cluster can support each other during islanded operation through interconnections. Figure 1 provides an example of a microgrid cluster comprising two microgrids. Nonetheless, connecting several microgrids into a cluster requires a reliable control and energy management system to ensure the safe and efficient operation of the entire cluster during both grid-connected and islanded modes.

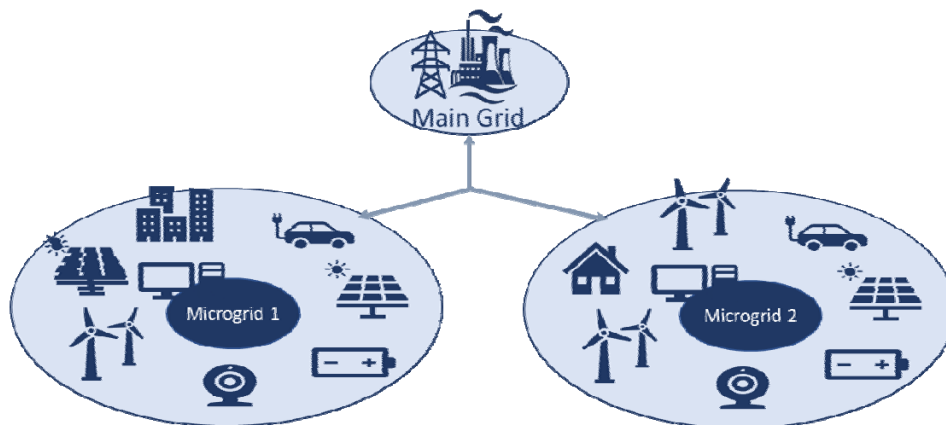


Fig. 1

The architecture of microgrid clusters can be classified into three types based on the network formation: parallel-connected, ring-connected, and mesh-connected (table 1). In the parallel-connected architecture (figure 2, 3), the microgrids are connected in parallel to the main grid in a radial or star topology. In the star topology (figure 2), multiple microgrids are connected to the main grid through a common bus bar. This allows surplus power to be transmitted to neighbouring microgrids or the main grid, and power deficits to be filled by neighbouring microgrids or the main grid.

In the radially connected topology (figure 3), larger microgrids are directly connected to the main grid, while smaller microgrids are connected to a large microgrid through a separate common bus bar, enabling power-sharing through the main grid.

In the ring-connected architecture, each microgrid is connected to two adjacent microgrids in the shape of a ring, allowing energy and information to be shared between them.

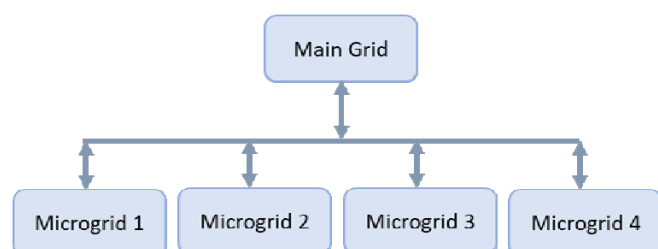


Fig. 2

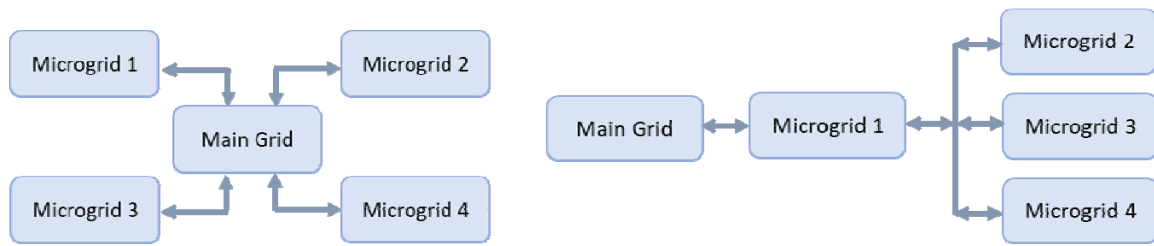


Fig. 3

The ring network has improved redundancy and stability compared to the radial structure, but controlling and protecting the system becomes complex due to the multiple pathways for power exchange.

Microgrid clusters can also have a mesh architecture where all microgrids are interconnected, creating a complex network. In this type of configuration, each microgrid is connected to its neighbouring microgrids through a power transmission and communication network, as depicted in Figure 4. As a result, each microgrid can exchange power with the main grid and neighbouring microgrids, resulting in improved operational performance with increased stability and reliability due to redundant connections. However, controlling and protecting such a complex network is a challenging task. The dispatching and scheduling of distributed generation in each microgrid are influenced by all connected microgrids and their local demand and supply, making power-sharing management difficult.

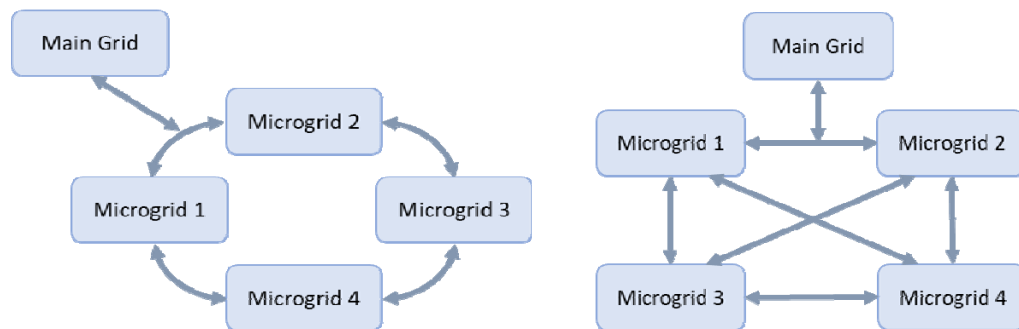


Fig. 4

Table 1 compares different microgrid cluster architectures based on various factors. The table evaluates the growing capacity of the cluster, individual microgrid growing capacity, overall scaling capacity, and complexity associated with each architecture.

Table 1

Layout architecture	Microgrid cluster growing capacity	Individual microgrid growing capacity	Overall scaling capacity	Complexity
Parallel	Low	Medium	Low	Low
Ring	High	Medium	Medium	Medium
Mesh	High	High	High	High

Line technologies used in microgrid clusters can be AC, DC, or hybrid, table 2 provides it's comparison. AC systems allow for voltage level changes and isolation using transformers, while also using established protection techniques. However, they require power and frequency control, are susceptible to transient and dynamic instabilities, and come with high operational costs due to losses, skin effect, and dielectric losses. They also need synchronism and suffer from large power oscillations, making them applicable only for short distances (<50 km).

Table 2

System	Advantages	Disadvantages
AC systems	- voltage level changes - isolation using transformers - established protection techniques	- require power and frequency control, - susceptible to transient and dynamic instabilities, - high operational costs due to losses, skin effect, and dielectric losses - need synchronism - suffer from large power oscillations
DC systems	- higher efficiency with reduced losses and fewer conversion stages - better transient and dynamic stability with no electromagnetic interference - lower operational costs associated with conductors and insulators	- interfaces are costly - fault isolation is difficult due to the lack of a zero-crossing point.

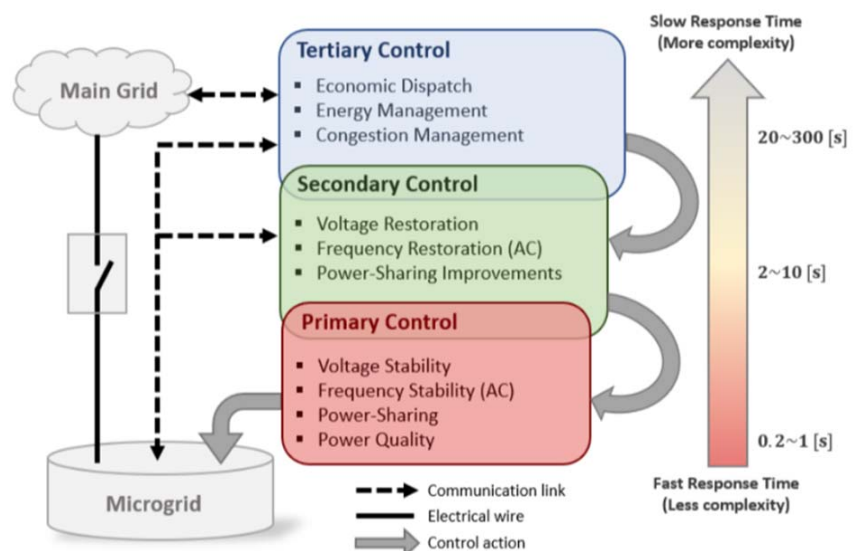
On the other hand, DC systems have higher efficiency with reduced losses and fewer conversion stages. They offer better transient and dynamic stability with no electromagnetic interference and lower operational costs associated with conductors and insulators. However, their interfaces are costly, and fault isolation is difficult due to the lack of a zero-crossing point.

To connect different line technologies, power transformers and power electronics converters are commonly utilized. Power transformers offer a reliable and cost-effective method for changing AC/AC voltage levels. However, they have low controllability and operational performance. On the other hand, power electronics converters have better voltage regulation and high voltage controllability. They can be used to interconnect any line technology, whether AC/AC, AC/DC, or DC/DC. However, they have certain disadvantages, including protection requirements, communication dependency and being an expensive solution.

Achieving optimal power-sharing and regulation of voltage and frequency in a microgrid cluster can be challenging due to different operating scenarios and system architectures. Two major control structures are commonly used: hierarchical and distributed.

The hierarchical control structure divides control objectives into three control layers (figure 5). The primary control layer handles local control operations such as voltage and frequency regulation, active and reactive power control, islanding detection, and local protection. The secondary control layer ensures voltage and frequency regulation due to deviations caused by primary-level control actions. In addition, it performs grid synchronization, optimal operation of DERs, and real-time energy management. The third control layer, in collaboration with the distributed network operator, performs market operations such as economic dispatch and unit commitment.

The distributed control structure consists of a two-level structure (figure 6). In the distributed primary control layer, microgrids manage voltage, current and frequency regulation, islanding detection, grid synchronization, and load power management in a fully distributed manner. In the

**Fig. 5**

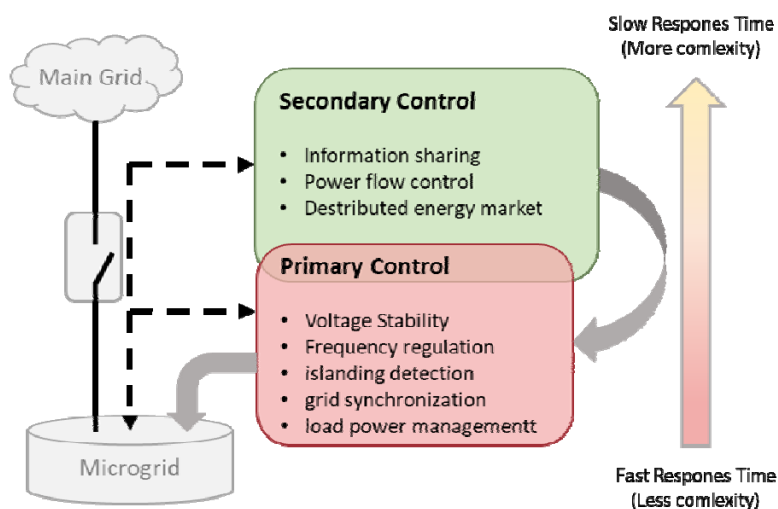


Fig. 6

the lack of absorptive capacity for large-scale renewable energy technologies within microgrids is crucial. Developing strategies to improve the integration and utilization of renewable energy sources, such as advanced forecasting techniques and optimized scheduling methods, can be explored. Secondly, the demand for smart microgrid technology should be addressed, considering the development of energy storage systems and electric vehicles. Research can focus on enhancing intelligence and automation in microgrids through advanced control algorithms, machine learning, and real-time optimization methods. Thirdly, reliable control and energy management systems need to be developed to ensure the safe and efficient operation of microgrid clusters. This can involve investigating novel control strategies, communication protocols, and distributed coordination mechanisms to enhance performance and resilience.

Conclusions. Various aspects of microgrid clusters have been discussed, wherein the distribution system is divided into interconnected microgrids to enhance stability, reliability, and efficiency. The different line technologies employed in microgrid clusters, along with their respective advantages and disadvantages, and their interconnections using power transformers and power electronics converters, have been explored. Additionally, the challenges related to optimal power sharing, voltage and frequency regulation in microgrid clusters have been addressed, considering hierarchical and distributed control strategies. The design challenges of microgrid clustering have also been reviewed, including the categorization of multi-microgrids into different architectures, evaluation of reported control techniques, and presentation of multi-microgrid protection aspects. Potential areas for future research aimed at refining the operational aspects of microgrid clusters have been highlighted.

1. Lau LC, Lee KT, Mohamed AR (2012) Global warming mitigation and renewable energy policy development from the Kyoto Protocol to the Copenhagen Accord—A comment. *Renewable Sustainable Energy Rev* 16: 5280–5284. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.006>
2. A. Muhtadi, D. Pandit, N. Nguyen and J. Mitra Distributed Energy Resources Based Microgrid: Review of Architecture, Control, and Reliability, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 57, No 3, Pp. 2223–2235, May-June 2021, DOI: <https://doi.org/10.1109/TIA.2021.3065329>
3. Soheil Ranjbar, Ameena S. Al-Sumaiti, Reza Sangrody, Young-Ji Byon, Mousa Marzband Dynamic clustering-based model reduction scheme for damping control of large power systems using series compensators from wide area signals, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 131, 2021, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107082>

ПРОБЛЕМИ ТА АСПЕКТИ КЛАСТЕРИЗАЦІЇ MICROGRID СИСТЕМ

О.М. Федосєнко, канд. техн. наук

Варшавський політехнічний університет,

secondary control level, each microgrid shares information with other microgrids and the distributed network operator to perform market operations and optimal power flow.

While the hierarchical control strategy can provide better economic operation of the microgrid cluster, it doesn't support the growth of the microgrid cluster. On the other hand, the distributed control strategy offers more flexibility and scalability, allowing for “plug-and-play” functionality.

Future research in microgrid cluster technology can focus on several key areas. Firstly, addressing

Pl. Politechniki 1, 00-661 Варшава, Польща,
e-mail: fedosejenko@gmail.com

Зі зростаючим проникненням розподілених енергетичних ресурсів традиційна концепція мікромереж еволюціонує до кластеризації мікромереж, яка декомпозує розподільчу систему на взаємопов'язані мікромережі для підвищення стабільності, надійності та ефективності. Кластери мікромереж координують розподіл електроенергії між мікромережами та основною мережею, ефективно зменшуючи такі проблеми як підвищення напруги, гармоніки, низький коефіцієнт потужності, зворотні перетоки електроенергії та збої в роботі традиційних схем захисту. Однак, перш ніж впроваджувати кластеризацію мікромереж, необхідно вирішити низку проблем, зокрема, пов'язаних з проектуванням. Метою цієї статті є вивчення технології кластерів мікромереж та їхнє використання для вирішення питань надійності та ефективності в енергетичному секторі, зокрема в контексті використання відновлюваних джерел енергії. У даній статті критично аналізуються проблеми проектування кластеризації мікромереж, вивчаються переваги та виклики, пов'язані з розвитком мікромереж. Досліджуються різні архітектури мікромережеских кластерів та методи їхньої взаємодії. Класифікація кластера мікромережі проводиться за різними архітектурами на основі розташування з'єднань. Також проводиться порівняння різних технологій передачі електроенергії в межах мікромережеских кластерів, зокрема систем змінного струму та постійного струму, з оцінкою переваг і недоліків кожної технології. Значна увага приділяється контролю та керуванню мікромережескими кластерами, висвітлюються можливості ієрархічних та розподілених структур управління для забезпечення оптимального розподілу потужності та регулювання напруги та частоти. На завершення статті розглядаються перспективні напрями подальших досліджень, спрямованих на поліпшення інтеграції великомасштабних джерел відновлюваної енергії, розробку інтелектуальних систем управління. Висвітлено можливі напрями майбутніх досліджень для покращення експлуатаційних аспектів кластерів мікромереж. Бібл. 3, рис. 6, табл. 2.

Ключові слова: управління енергією, кластер мікромереж, кільцеве з'єднання, силовий перетворювач, захист, синхронізація.

Надійшла: 12.06.2023

Прийнята: 09.08.2023

Submitted: 12.06.2023

Accepted: 09.08.2023

ТЕОРЕТИЧНА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОФІЗИКА

УДК 621.3.011:621.372

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.074>

ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗМІНЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРЯДУ СУПЕРКОНДЕНСАТОРА НА ЛІНІЙНЕ АКТИВНЕ НАВАНТАЖЕННЯ ПРИ ЗМІНІ ТРИВАЛОСТІ РОЗРЯДУ

А.А. Щерба^{1*}, чл.-кор. НАН України, Н.І. Супруновська^{1**}, докт. техн. наук,
С.В. Белкін^{1***}, асп., І.М. Маслюченко^{2****}, канд. техн. наук

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

e-mail: iednat1961@gmail.com.

2 – Науково-технічний центр ДП НАЕК "Енергоатом",
вул. Гоголівська, 22-24, Київ, 01054, Україна

У роботі визначені закономірності змінення втрат електроенергії та коефіцієнта її передачі у лінійне активне навантаження при розряді на нього суперконденсатора за різних умов переривання розрядних струмів. Визначено вплив умов переривання розрядних струмів суперконденсатора на енергетичні характеристики розрядного кола з урахуванням того, що ємність суперконденсатора є функцією від напруги на його клеммах. Водночас зважалося, що ця напруга може змінювати свою полярність. Було розроблено математичну модель, яка враховує, що розрядний процес може мати як аперіодичний, так і коливальний характер. Модель була реалізована в пакеті програм Matlab/Simulink. Було проведено порівняння енергетичних характеристик при розряді суперконденсатора та звичайного лінійного конденсатора на одне і те ж лінійне навантаження при однаковій початковій напрузі на цих конденсаторах. Встановлено, що енергія, що надходить у навантаження, при розряді суперконденсатора в 1,8 рази більша, ніж при розряді звичайного лінійного конденсатора, зарядженого до тієї ж напруги, проте коефіцієнти корисної дії (ККД) передачі енергії цих процесів практично однакові. Однак при примусовому перериванні розрядів як суперконденсатора, так і звичайного лінійного конденсатора, ККД передачі енергії в навантаження збігаються, причому ККД при розряді суперконденсатора завжди вищий. Бібл. 14, рис. 3, табл. 2.

Ключові слова: суперконденсатор, конденсатор, розряд, лінійне навантаження, втрати електроенергії, ККД передачі енергії.

Вступ. Останніми роками вчені в галузі імпульсної електротехніки приділяють велику увагу підвищенню енергетичних та динамічних параметрів ємнісних накопичувачів енергії (ЄНЕ) для передачі ними у навантаження великих імпульсних потужностей, неможливих для інших накопичувачів електроенергії [1, 2]. Тривалий час для розробки електроімпульсних технологій застосовувалися ЄНЕ на основі звичайних лінійних конденсаторів (ЛК), заряд яких прямо пропорційно (лінійно) залежить від напруги на їхніх клеммах, а постійним коефіцієнтом зазначеної пропорційної залежності є їхня електрична ємність. У роботі [2] досліджувалися такі енергетичні характеристики ЄНЕ, як енергія, що передається в лінійний активний опір, енергія, накопичена в реактивних елементах і розсіяна в активних опорах розрядного контуру і т.п. У роботі [3] визначено діапазони зміни коефіцієнтів корисної дії (ККД) зарядного та розрядного кіл ЛК при зміні активного опору навантаження.

На сьогодні фірми України, США, Японії та країн ЄС суттєво підвищили електроенергетичні характеристики ємнісних накопичувачів енергії, які називаються суперконденсаторами (ультраконденсаторами, іоністорами або двошаровими електрохімічними конденсаторами), що викликало новий сплеск досліджень щодо їх практичного використання в автономних джерелах електроживлення електронних та обчислювальних пристроїв, імпульсній електротехніці та тяговому електроприводі [4–8]. Огляд результатів аналізу енергетичних



характеристик сучасних суперконденсаторів (СК) [9–12] показав, що дослідження проводились без урахування електричних процесів у колах заряду, часткового розряду, дозаряду та внутрішнього перерозподілу зарядів СК при виникаючих комутаціях струмів і напруг.

У [13] автори вже дослідили енергетичні характеристики СК при їх заряді від джерела напруги та розряді на резистивне навантаження, а в [14] – виявили деякі закономірності обміну енергією між нелінійними та лінійними конденсаторами. У той же час залишається невизначеним вплив умов переривання розрядних струмів СК на їх енергетичні характеристики, зокрема на втрати енергії та ККД лінійних кіл розряду СК з урахуванням функціональної залежності ємності суперконденсатора від напруги на його клеммах.

Звичайно в перелічених областях застосування СК навантаження є нелінійною величиною, проте аналіз перехідних процесів у колах з двома нелінійностями зазвичай настільки ускладнюється, що виникають складнощі з визначенням детермінованих енергетичних закономірностей. Тому в даній роботі активні опори в колі розряду нелінійного СК приймалися лінійними. При цьому отримані результати можуть бути застосовані на практиці за умови, що лінійний опір навантаження енергетично буде еквівалентним нелінійному опору, тобто енергії, виділені за час розряду на лінійному і нелінійному опорах будуть однакові.

Тому **метою роботи** є визначення закономірностей змін втрат електроенергії та коефіцієнта її передачі у навантаження при розряді суперконденсатора на лінійне активне навантаження за різних умов переривання розрядних струмів.

Результати досліджень. На рис. 1 показана еквівалентна заступна схема кола розряду суперконденсатора на навантаження, яке представлено лінійним активним опором R_n . Індуктивність L відображає індуктивність елементів розрядного кола СК, а його внутрішній опір представлено активним опором R . Заступна схема швидкого ємнісного кола СК, як і в роботах [4–9, 10–13], представлена двома паралельно з'єднаними ємностями: лінійною – C_0 та нелінійною динамічною – $C_{\text{дин}}$, величина якої

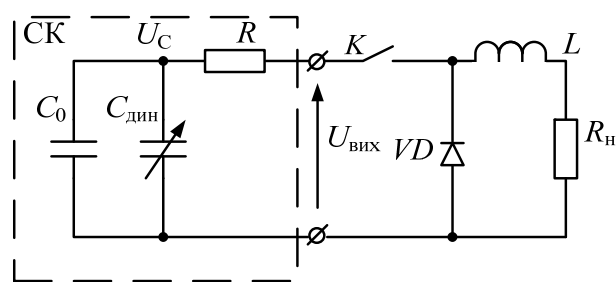


Рис. 1

залежить від напруги конденсатора U_C і визначається як $C_{\text{дин}} = k_0 \cdot U_C$ (де k_0 – постійний коефіцієнт, що має розмірність [Ф/В], а U_C – напруга на C_0 і $C_{\text{дин}}$). Таким чином ємність СК представляється функцією:

$$C(U_C) = C_0 + k_0 \cdot U_C. \quad (1)$$

Але раніше не враховувалося, що напруга U_C може змінювати свою полярність, оскільки конструкція СК цього не виключає.

Вищезазначений підхід дозволив дослідити детерміновані режими розряду СК при значеннях ємності $C(U_C)$, індуктивності L та опору R_n , за яких можливий і аперіодичний, і коливальний розряд СК зі зміною полярності напруги на його клеммах. Тому для визначення значення ємності $C(U_C)$ застосовувалась формула:

$$C(U_C) = C_0 + k_0 \cdot |U_C|, \quad (2)$$

в якій динамічна ємність $C_{\text{дин}} = k_0 \cdot |U_C|$ збільшується зі зростанням напруги U_C будь-якої полярності.

Для визначення закономірностей зміни втрат електроенергії та коефіцієнта її передачі на навантаження були розглянуті режими розряду СК, як з нерегульованою, так і з регульованою тривалістю. Регулювання тривалості розряду здійснюється шляхом примусового переривання (розмиканням ключа K). При розмиканні ключа K накопичена в індуктивності енергія розсіюється в опорі навантаження R_n через зворотний діод VD .

Зважаючи на складність одержуваних аналітичних виразів для дослідження енергетичних процесів в електричному колі, що містить СК, у [14] була побудована його математична модель у пакеті програм Matlab/Simulink. У ній СК моделюється керованим джерелом напруги, величина напруги на якому в поточний момент часу t_n задається математичним рівнянням, яке відображає залежність напруги на СК $U_C(t_n)$ від струму i , що протікає через СК:

$$U_C(t_n) = -C_0 + \sqrt{C_0^2 + 4k_0 \left(C_0 U_0 + k_0 U_0^2 + \int_0^{t_n} i(t) dt \right)} / 2k_0, \quad (3)$$

де U_0 – початкова напруга на СК.

Однак ця математична модель була розроблена за припущення, що напруга на СК U_C завжди більша або дорівнює нулю, оскільки в розрядному колі не враховувалася індуктивність, а отже, розряд не міг мати коливального характеру, і напруга на СК не могла змінювати свою полярність. Тому для електричних кіл розряду СК, які можуть містити досить велику індуктивність, була розроблена математична модель, яка враховує, що розрядний процес може бути як аперіодичним, так і коливальним.

З урахуванням виразу (2) для визначення величини заряду СК q можна записати:

$$q = C(U_C) \cdot U_C = (C_0 + k_0 |U_C|) \cdot U_C. \quad (4)$$

Тоді значення струму в розрядному колі СК можна визначати за виразом:

$$i(t) = dq/dt = d(C_0 U_C + k_0 |U_C| U_C) / dt. \quad (5)$$

Виконавши інтегрування (5) за часом на інтервалі від $t = 0$ до поточного моменту часу $t = t_n$, отримаємо вираз:

$$\int_0^{t_n} i(t) dt = \int_{U_C(0)}^{U_C(t_n)} d(C_0 U_C(t) + k_0 |U_C(t)| U_C(t)), \quad (6)$$

з якого випливає, що

$$\int_0^{t_n} i(t) dt = (C_0 U_C(t) + k_0 |U_C(t)| U_C(t)) \Big|_{U_C(0)}^{U_C(t_n)} = C_0 U_C(t_n) + k_0 |U_C(t_n)| U_C(t_n) - C_0 U_C(0) - k_0 |U_C(0)| U_C(0). \quad (7)$$

Розглянемо наступні варіанти полярності напруг $U_C(0)$ и $U_C(t_n)$:

1. $U_C(0) > 0$, $U_C(t_n) \geq 0$. У цьому випадку $|U_C(t_n)|$ і $|U_C(0)|$ в рівнянні (7) можна замінити відповідно на $U_C(t_n)$ й $U_C(0)$:

$$k_0 U_C^2(t_n) + C_0 U_C(t_n) - C_0 U_C(0) - k_0 U_C^2(0) - \int_0^{t_n} i(t) dt = 0, \quad (8)$$

тобто отримаємо квадратне рівняння відносно напруги $U_C(t_n)$:

$$a \cdot (U_C(t_n))^2 + b \cdot U_C(t_n) + c = 0, \quad (9)$$

де $a = k_0$, $b = C_0$, $c = -C_0 U_C(0) - k_0 U_C^2(0) - \int_0^{t_n} i(t) dt$.

З урахуванням прийнятого припущення, що $U_C(0) > 0$ і за умови позитивного дискримінанта квадратного рівняння (тобто $b^2 - 4ac > 0$), рішенням рівняння (9) буде рівняння (3).

2. $U_C(0) > 0$, $U_C(t_n) < 0$. У цьому випадку позначення модуля $|U_C(t_n)|$ в рівнянні (7) можна відкинути, але одночасно з цим потрібно змінити знак напруги $U_C(t_n)$ під модулем (тобто $|U_C(t_n)|$ замінити на $-U_C(t_n)$). Одночасно $U_C(0)$ можна замінити на $U_C(0)$. Тоді рівняння (7) набуде вигляду:

$$k_0 U_C^2(t_n) - C_0 U_C(t_n) + C_0 U_C(0) + k_0 U_C^2(0) + \int_0^{t_n} i(t) dt = 0 \quad (10)$$

У цьому випадку квадратне рівняння щодо напруги $U_C(t_n)$ має такі коефіцієнти a , b , c :

$$a = k_0, \quad b = -C_0, \quad c = C_0 U_C(0) + k_0 U_C^2(0) + \int_0^{t_n} i(t) dt.$$

За умови позитивного дискримінанта квадратного рівняння (тобто $b^2 - 4ac > 0$) рівняння (10) має два розв'язки:

$$U_C(t_n)_1 = C_0 + \sqrt{C_0^2 - 4k_0 \left(C_0 U_C(0) + k_0 U_C^2(0) + \int_0^{t_n} i(t) dt \right)} / 2k_0, \quad (11)$$

$$U_C(t_n)_2 = C_0 - \sqrt{C_0^2 - 4k_0 \left(C_0 U_C(0) + k_0 U_C^2(0) + \int_0^{t_n} i(t) dt \right)} / 2k_0. \quad (12)$$

Оскільки $U_C(t_n)$ згідно з (11) (на відміну від (12)) завжди матиме додатне значення, що не відповідає варіанту, що розглядається, то в удосконаленій математичній моделі реалізовано вираз (12).

3. $U_C(0) < 0$, $U_C(t_n) \geq 0$. У цьому випадку $|U_C(0)|$ у виразі (7) потрібно замінити на $-U_C(0)$, а $|U_C(t_n)|$ – на $U_C(t_n)$:

$$k_0 U_C^2(t_n) + C_0 U_C(t_n) - C_0 U_C(0) + k_0 U_C^2(0) + \int_0^{t_n} i(t) dt = 0. \quad (13)$$

Коефіцієнти квадратного рівняння (13): $a = k_0$, $b = C_0$, $c = -C_0 U_C(0) + k_0 U_C^2(0) + \int_0^{t_n} i(t) dt$.

Рішенням (13) є наступне рівняння:

$$U_C(t_n) = -C_0 + \sqrt{C_0^2 + 4k_0 \left(C_0 U_0 - k_0 U_0^2 + \int_0^{t_n} i(t) dt \right)} / 2k_0, \quad (14)$$

(оскільки другий корінь рівняння (13) завжди від'ємний, і тому не задовольняє вихідним умовам, що $U_C(t_n) \geq 0$).

4. $U_C(0) < 0$, $U_C(t_n) < 0$. У такому разі в (7) можна опустити позначення модуля, але одночасно потрібно змінити знаки напруг, що стоять під знаком модуля (тобто замінити $|U_C(t_n)|$ і $|U_C(0)|$ відповідно на $-U_C(t_n)$ та $-U_C(0)$):

$$k_0 U_C^2(t_n) - C_0 U_C(t_n) + C_0 U_C(0) - k_0 U_C^2(0) + \int_0^{t_n} i(t) dt = 0 \quad (15)$$

Коефіцієнти рівняння (15): $a = k_0$, $b = -C_0$, $c = C_0 U_C(0) - k_0 U_C^2(0) + \int_0^{t_n} i(t) dt$.

За умови $b^2 - 4ac > 0$ рівняння (15) має два розв'язки. Але тільки один з них може набувати від'ємних значень (тобто задовольняти вихідним умовам):

$$U_C(t_n) = C_0 - \sqrt{C_0^2 - 4k_0 \left(C_0 U_0 - k_0 U_0^2 + \int_0^{t_n} i(t) dt \right)} / 2k_0. \quad (16)$$

Таким чином, нова математична модель буде враховувати всі можливі варіанти полярності напруги на СК, використовуючи для розрахунку поточного значення $U_C(t_n)$ одне з рівнянь (3), (12), (14), (16) залежно від поєднання полярностей напруги $U_C(0)$ і $U_C(t_n)$.

Визначимо ККД передачі енергії в навантаження η як відношення дози енергії, переданої в навантаження ΔW_{R_n} , до дози енергії, відібраної від конденсатора ΔW_C (тобто $\eta = \Delta W_{R_n} / \Delta W_C$).

Водночас енергію втрат при розряді $W_{\text{втр}}_{\text{ат}}$ можна розрахувати як різницю доз енергії, відібраної від конденсатора ΔW_C , і енергії, переданої в навантаження ΔW_{R_n} (тобто $W_{\text{втр}}_{\text{ат}} = \Delta W_C - \Delta W_{R_n}$).

При моделюванні розряду СК на лінійне навантаження з активним опором R_n використовувалися наступні параметри кола: $R_n = 0,12 \text{ Ом} = \text{const}$; $R = 0,01 \text{ Ом}$; $U_0 = 200 \text{ В}$; $C_0 = 10^{-4} \text{ Ф}$; $k_0 = 3 \cdot 10^{-7} \text{ Ф/В}$; $L = 5 \cdot 10^{-6} \text{ Гн}$. Початкова добротність кола за таких його пара-

метрів дорівнює $Q_0 = \frac{\sqrt{L}}{(\sqrt{(C_0 + k_0 U_0)}(R + R_n))} \approx 1,36$.

Для порівняння енергетичних характеристик при розряді нелінійного і лінійного конденсаторів на однакове лінійне навантаження R_n був промодельований розряд на нього СК

ємністю $C = C_0 + k_0 \cdot U_C$, і розряд ЛК ємністю $C_{ЛК} = C_0$ (за однакової початкової напруги на конденсаторах $U(0) > 0$).

У табл. 1 представлено результати розрахунку втрат електроенергії $W_{\text{втр}} і ККД її передачі в навантаження η , а на рис. 2 показано змінення напруги на конденсаторі (U_C) і навантаженні ($U_{Rн}$) при розрядах СК і ЛК на лінійне навантаження у разі розрядного перехідного процесу з нерегульованою тривалістю.$

З табл. 1 видно, що ККД передачі енергії у навантаження η при нерегульованій тривалості розрядного перехідного процесу має практично однакове значення як при розряді СК, так і при розряді ЛК. Водночас енергія, відібрана від конденсатора, та енергія, що надійшла в навантаження, при розряді СК у 1,8 разу більша, ніж при розряді ЛК на те саме наванта-

Таблиця 1

Енергетичні характеристики	Розряд ЛК на навантаження R_n	Розряд СК на навантаження R_n
W_C , Дж	2,0	3,6
$W_{Rн}$, Дж	1,85	3,34
$W_{\text{втр}}$, Дж	0,15	0,26
КПД η , в.о.	0,92	0,93

ження.

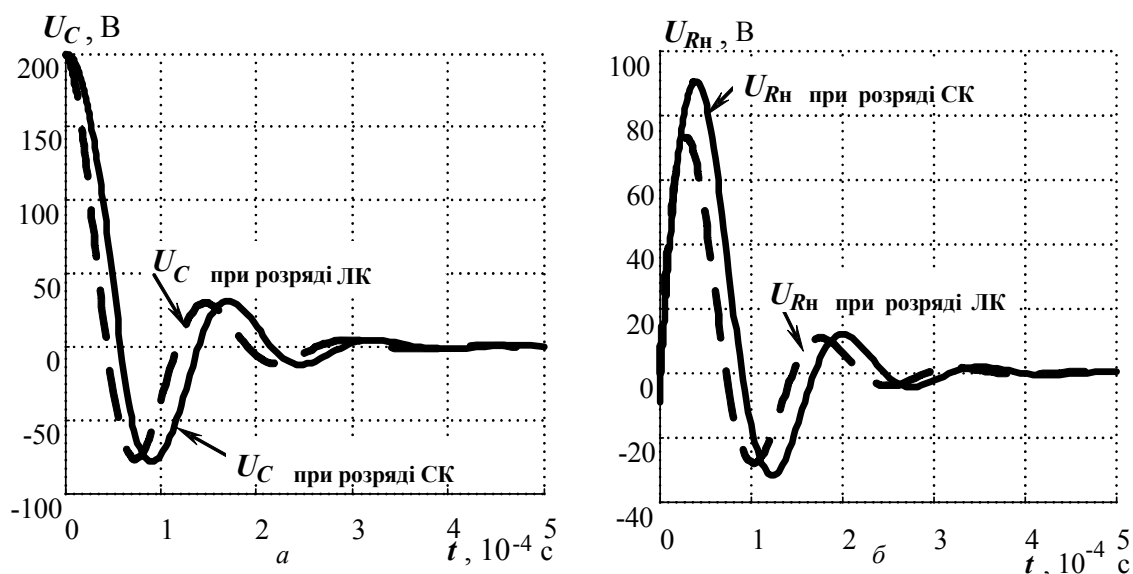


Рис. 2

Також було досліджено енергетичні характеристики розряду СК при регулюванні тривалості перехідного процесу. Регулювання здійснювалося примусовим перериванням розряду за допомогою ГТО-комутатора при досягненні струму навантаження величин, рівних $I_{\text{max}}/4$, $I_{\text{max}}/3$, $I_{\text{max}}/2$ і I_{max} . Також аналізувався режим, коли ГТО-комутатор закривався під час проходження напруги на ньому через нуль. Одночасно струм у навантаженні досягав значення $I_{\text{UGTO}=0} \approx 530$ А.

Схема для моделювання процесів розряду нелінійного конденсатора на лінійне навантаження R_n з примусовим перериванням розряду, реалізована у пакеті програм Matlab/Simulink, представлена на рис. 3.

У ній СК моделюється керованим джерелом напруги, величина напруги якого задається математичним рівнянням, що відображає залежність напруги на СК від струму у ньому. Напруга на СК розраховується за чотирма різними формулами – (3), (12), (14), (16) в залежності від знаків $U_C(0)$ і $U_C(t_n)$. Для коректної роботи моделі при реалізації автоматичного визначення знака напруги на СК використовувався наступний алгоритм: коли час моделювання був меншим 1 нс, модель прирівнювала знаки напруги на $U_C(t_n)$ і $U_C(0)$. Після 1 нс модель вже могла коректно автоматично визначати знак $U_C(t_n)$.

Для розряду ЛК реалізована аналогічна схема, в якій кероване джерело напруги замінено на звичайний конденсатор.

При моделюванні всі параметри елементів кола (R_n , R , U_0 , C_0 , L) і коефіцієнт k_0 приймалися такими ж, як зазначалось вище.

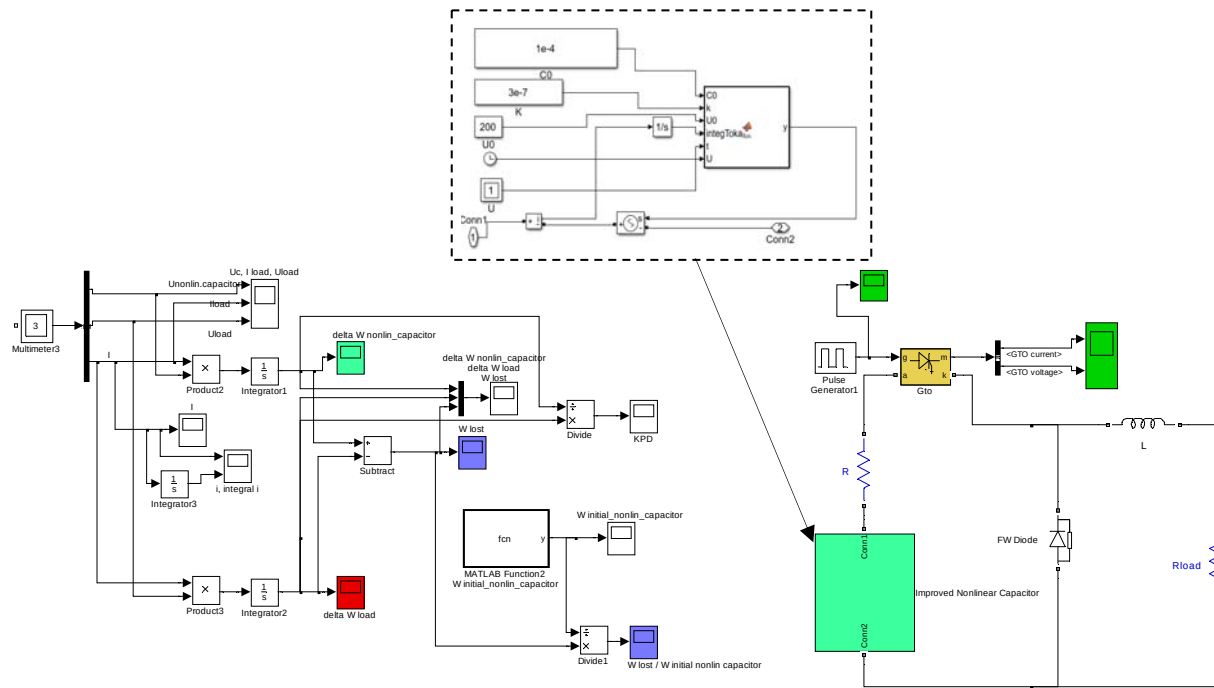


Рис. 3

У табл. 2 наведено результати розрахунків втрат електроенергії та ККД її передачі в навантаження при розрядах нелінійного та лінійного конденсаторів та регулюванні тривалості розрядів за допомогою повністю керованого ключа (GTO-комутатора).

Як впливає з табл. 2, при примусовому перериванні розряду як лінійного, так і нелінійного конденсатора до моменту, коли струм у колі досягне свого максимального значення, втрати електроенергії $W_{\text{втрат}}$ збільшуються, досягаючи свого максимального значення за I_{max} , після чого починають зменшуватися. Водночас ККД передачі енергії в навантаження η (і ЛК, і СК) збільшується у всьому розглянутому діапазоні. Зазначимо, що ККД СК перевищують відповідні ККД ЛК. Порівнюючи ККД η СК і ЛК у разі нерегульованого (табл. 1) і регульованого розряду (табл. 2), можна зробити висновок, що примусове переривання розрядного процесу знижує величину η . Однак у багатьох високочастотних технологічних установках потрібно зменшувати тривалість розряду (зокрема для іскроерозійної обробки матеріалів), що викликає необхідність використання керованих напівпровідникових комутаторів. У випадку використання напівпровідникового ключа (GTO) і переривання розряду за нульової напруги на ключі ККД СК досить високий ($\eta_{\text{СК}} = 0,89$, табл. 2) і є порівняним з ККД СК нерегульованого розряду ($\eta_{\text{СК}} = 0,93$, табл. 1), в той час як для ЛК відповідні ККД значно різняться ($\eta_{\text{ЛК}} = 0,62$ з GTO та $\eta_{\text{ЛК}} = 0,92$ без GTO).

Таблиця 2

Величина струму в навантаженні, А $I_{Rn \text{ СК}} ; I_{Rn \text{ ЛК}}$	$I_{\text{max}}/4$ 181 ; 147	$I_{\text{max}}/3$ 241 ; 196	$I_{\text{max}}/2$ 362 ; 294	I_{max} 724 ; 587	$I_{U_{\text{GTO}}=0}$ 530 ; 498
$W_{\text{втрат СК}}, \text{Дж}$	1,22	1,66	2,46	2,72	0,39
$W_{\text{втрат ЛК}}, \text{Дж}$	0,12	0,2	0,36	1,0	0,75
ККД $\eta_{\text{СК}}$	0,06	0,08	0,13	0,48	0,89
ККД $\eta_{\text{ЛК}}$	0,07	0,1	0,15	0,44	0,62

Висновки. 1. Визначено закономірності змінення втрат електроенергії та коефіцієнта її передачі у навантаження, яке може бути представлене лінійним активним опором, при розрядах (як з нерегульованою, так і з регульованою тривалістю) суперконденсатора та звичайного лінійного конденсатора.

2. Встановлено, що енергія, яка надходить у навантаження при нерегульованому розряді суперконденсатора, в 1,8 рази більше, ніж при розряді звичайного лінійного конденсатора, зарядженого до такої ж напруги. Водночас ККД передачі енергії суперконденсатора у навантаження є всього на 1 % більшим, ніж у випадку передачі енергії від лінійного конденсатора.

3. У разі переривання розряду як лінійного, так і нелінійного, конденсаторів у часовому діапазоні до моменту досягнення розрядним струмом максимального значення, втрати електроенергії $W_{\text{втр}}'$ збільшуються, досягаючи максимального значення за $I = I_{\text{max}}$, після чого починають зменшуватися.

4. ККД передачі енергії у навантаження суперконденсатора і звичайного конденсатора збільшуються у всьому розглянутому часовому діапазоні, причому ККД СК завжди перевищує ККД ЛК. Однак, порівнюючи ККД при нерегульованому і регульованому розрядах, можна дійти висновку, що примусове переривання розрядного процесу зменшує його величину у разі розряду як лінійного конденсатора, так і нелінійного конденсатора.

Роботу виконано за держбюджетною темою "Розробка основ теорії і методів дослідження впливу несинусоїдних напруг і струмів та виникаючих електротермодинамічних процесів на надійність і ресурс сучасних кабельних ліній електропередачі та на енергоефективність електротехнічних установок резонансного типу" (Шифр "ЕЛРЕС").

1. Вінниченко Д.В., Назарова Н.С., Вінниченко І.Л. Дослідження характеристик високовольтного безтрансформаторного резонансного зарядного пристрою ємнісного накопичувача. *Технічна електродинаміка*. 2023. №2. С. 21–27. <https://doi.org/10.15407/techned2023.02.021>.
2. Шидловский А.К. Н.И. Супруновская Энергетические процессы в электрических цепях разрядно-импульсных установок с емкостным накопителем энергии при ограничении длительности его разряда на электроискровую нагрузку и ненулевых условиях его заряда. *Технічна електродинаміка*. 2010. № 1. С. 42–48.
3. Супруновская Н.И., Щерба А.А. Процессы перераспределения электрической энергии между параллельно соединенными конденсаторами. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 4. С. 3–12.
4. Изотов Ю.В., Громадский Д.Г., Малетин Ю.А. Моделирование и расчет рабочих параметров суперконденсатора. *Наукові вісті НТУУ "КПІ"*. 2008. № 6. С. 114–118.
5. Beguin F., Frackowiak E. *Supercapacitors: Materials, Systems and Applications*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2013. 527 p.
6. Maletyn Y., Stryzhakova N., Zelinskyi S., Chernukhin S., Tretyakov D., Mosqueda H., Davydenko N., and Drobnyi D. New Approach to Ultracapacitor Technology: What it Can Offer to Electrified Vehicles. *Journal of Energy and Power Engineering*. 2015. No. 9. Pp. 585–591. DOI: <https://doi.org/10.17265/1934-8975/2015.06.010>
7. Mihailescu B., Svasta P., Varzaru G. Hybrid Supercapacitor-Battery electric system with low electromagnetic emissions for automotive applications. *U.P.B. Scientific Bulletin, Series C. Iss. 2. V. 75*. 2013. Pp. 277–290.
8. Zubieta L., Bonert R. Characterization of Double-Layer Capacitors for Power Electronics Applications. *IEEE Trans. On Industry Applications*. January-February 2000. No. 1. V. 36. Pp. 199–205. DOI: <https://doi.org/10.1109/28.821816>
9. Zhao Jingyuan, Burke Andrew F. Review on supercapacitors: Technologies and performance evaluation. *Journal of energy chemistry*. August 2021. Vol. 59. Pp. 276–291. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2020.11.013>
10. Burke A., Miller M. The power capability of ultracapacitors and lithium batteries for electric and hybrid vehicle applications. *Journal of the Power Sources*. Jan. 2011. Iss. 1. V. 196. Pp. 514–522.
11. Burke A., Zhao H. Supercapacitors in micro-and mild hybrids with lithium titanate oxide batteries: Vehicle simulations and laboratory tests. Research Report – UCD-ITS-RR-15-20. Institute of Transportation Studies. University of California, December 2015. <https://escholarship.org/uc/item/87j1k9fn>
12. Rafik F., Gualous H., Gallay R., Crausaz A., and Berthon A. Frequency, thermal and voltage supercapacitor characterization and modeling. *Journal of Power Sources*. 2007. No. 2. V. 165. Pp. 928–934.
13. Щерба А.А., Супруновская Н.И., Белецкий О.А. Энергетические характеристики суперконденсаторов при их заряде от источника напряжения и разряде на резистивную нагрузку. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. Київ, 2014. Вип. 39. С. 65–74.
14. Shcherba Anatolii, Suprunovska Nataliia, Biletsky Oleh. Increasing Energy Efficiency of Charge Circuits of Supercapacitors from Voltage Source. 2020 IEEE 7th International Conference on *Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 12-14 May 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160218>

REGULARITIES OF CHANGES IN THE ENERGY EFFICIENCY OF THE SUPERCAPACITOR DISCHARGE TO LINEAR ACTIVE LOAD WHEN THE DURATION OF THE DISCHARGE CHANGES

A.A. Shcherba¹, N.I. Suprunovska¹, S.V. Belkin¹, I.M. Masluchenko²

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

e-mail: iednat1961@gmail.com

2 – Scientific and Technical Center State Enterprise
"National Atomic Power Generating Company "Energoatom",
Gogolivska St. 22-24, Kyiv-54, 01054, Ukraine

In the paper, the regularities of changes in electricity losses and the coefficient of its transfer to a linear active load during the discharge of a supercapacitor on the load under different conditions of interruption of discharge currents are determined. The influence of the conditions of interruption of discharge currents of the supercapacitor on the energy characteristics of the discharge circuit is determined, taking into account the fact that the capacity of the supercapacitor is a function of the voltage at its terminals. It was taken into account that this voltage can change its polarity. A mathematical model was developed that takes into account that the discharge process can be both aperiodic and oscillatory. The model was implemented in the Matlab/Simulink software package. A comparison of the energy characteristics during the discharge of a supercapacitor and a conventional linear capacitor on the same linear load at the same initial voltage on these capacitors was carried out. It has been established that the energy delivered to the load during the discharge of a supercapacitor is 1.8 times greater than during the discharge of a conventional linear capacitor charged to the same voltage, but the efficiency of energy transfer for these processes is almost the same. However, when the discharges of a supercapacitor and a conventional linear capacitor are forcibly interrupted, the efficiency of energy transfer to the load increases, and the efficiency during the discharge of the supercapacitor is always higher. Bibl. 14, fig. 3, tables 2.

Key words: supercapacitor, capacitor, discharge, linear load, electricity losses, energy transfer efficiency.

1. Vinnychenko D.V., Nazarova N.S. Research of characteristics of high voltage transformerless resonant charger of capacitive storage device. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2019. No 1. Pp. 25–28. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.04.038> (Ukr)
2. Shydlovsky A.K., Suprunovskaya N.I. Energy processes in the electrical circuits of pulsed discharge installations with a capacitive energy storage at limitation of duration of its discharge on electrospark load at nonzero conditions of its charge. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2010. No 1. Pp. 42–48. (Rus)
3. Suprunovskaya N.I., Shcherba A.A. Processes of energy redistribution between parallel connected capacitors. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2015. No 4. Pp. 3–12. (Rus)
4. Izotov V.Yu., Gromadsky D.G., Maletin Yu.A. Simulation and calculation of the operating parameters of the supercapacitor. *Naukovi visti NTUU "KPI"*. 2008. No 6. Pp. 114–118. (Rus)
5. Beguin F., Frackowiak E. *Supercapacitors: Materials, Systems and Applications*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2013. 527 p.
6. Maletin Y., Stryzhakova N., Zelinskyi S., Chernukhin S., Tretyakov D., Mosqueda H., Davydenko N., and Drobnii D. New Approach to Ultracapacitor Technology: What it Can Offer to Electrified Vehicles. *Journal of Energy and Power Engineering*. 2015. No 9. Pp. 585–591. DOI: <https://doi.org/10.17265/1934-8975/2015.06.010>
7. Mihailescu B., Svasta P., Varzaru G. Hybrid Supercapacitor-Battery electric system with low electromagnetic emissions for automotive applications. *U.P.B. Scientific Bulletin, Series C. Iss. 2. V. 75*. 2013. Pp. 277–290.
8. Zubieta L., Bonert R. Characterization of Double-Layer Capacitors for Power Electronics Applications. *IEEE Trans. On Industry Applications*. January-February 2000. No 1. V. 36. Pp. 199–205. DOI: <https://doi.org/10.1109/28.821816>
9. Zhao Jingyuan, Burke Andrew F. Review on supercapacitors: Technologies and performance evaluation. *Journal of energy chemistry*. August 2021. Vol. 59. Pp. 276–291. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2020.11.013>
10. Burke A., Miller M. The power capability of ultracapacitors and lithium batteries for electric and hybrid vehicle applications. *Journal of the Power Sources*. Jan. 2011. Iss. 1. V. 196. Pp. 514–522.
11. Burke A., Zhao H. Supercapacitors in micro-and mild hybrids with lithium titanate oxide batteries: Vehicle simulations and laboratory tests. Research Report – UCD-ITS-RR-15-20. Institute of Transportation Studies. University of California, December 2015. <https://escholarship.org/uc/item/87j1k9fn>
12. Rafik F., Gualous H., Gallay R., Crausaz A., and Berthon A. Frequency, thermal and voltage supercapacitor characterization and modeling. *Journal of Power Sources*. 2007. No 2. V. 165. Pp. 928–934.
13. Shcherba A.A., Suprunovskaya N.I., Beletsky O.A. Power characteristics of supercapacitors during their charge from a source of voltage and discharge on resistive load. *Pratsi Insitutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. Kyiv, 2014. No. 39. Pp. 65–74. (Rus)
14. Shcherba Anatolii, Suprunovska Nataliia, Biletsky Oleh. Increasing Energy Efficiency of Charge Circuits of Supercapacitors from Voltage Source. 2020 IEEE 7th International Conference on *Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 12-14 May 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160218>

Надійшла: 05.06.2023

Прийнята: 06.07.2023

Submitted: 05.06.2023

Accepted: 06.07.2023

ТЕХНОЛОГІЧНЕ ОБЛАДНАННЯ

УДК 621.316.72

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.082>

ВПЛИВ ФОРМИ СТРУМУ ІНДУКТОРІВ ТА МАГНІТНОГО ПОТОКУ ЕЛЕКТРО-МАГНІТУ НА ЕЛЕКТРОМАГНІТНУ СИЛУ, ЩО ДІЄ НА РОЗПЛАВЛЕНИЙ МЕТАЛ В АКТИВНІЙ ЗОНІ МАГНІТОДИНАМІЧНОГО НАСОСА

А.А. Щерба*, чл.-кор. НАН України, **М.О. Ломко****, канд. техн. наук

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

Досліджено процеси створення електромагнітної сили, що діє на розплавлений метал в активній зоні магнітодинамічного насоса залежно від спектрального складу вищих гармонічних складових струму в каналі та індукції магнітного потоку, що наводиться електромагнітом. Визначено особливості регулювання величини й напрямку результуючого вектору цієї сили, сприятливі умови вібраційної дії на розплавлений метал в активній зоні. Бібл. 8, рис. 4, табл. 3.

Ключові слова: індуктор, електромагніт, активна зона, фазове управління, спектральний аналіз, електромагнітна сила.

Сучасні галузі промисловості, а нині насамперед військова промисловість, потребують високоякісних металів та сплавів. Здебільшого це стосується літакобудування та виготовлення сучасних безпілотних апаратів. Різноманіття індукційних установок, у яких виготовляються метали і сплави, дають змогу керувати якістю розплавленого металу завдяки оптимізації режимів їхньої роботи та вдосконаленню алгоритму електромагнітної дії на розплавлений метал під час його приготування.

Магнітодинамічні насоси (МДН) широко використовуються як дозатори розплавленого металу, що забезпечують під електромагнітним тиском примусове заповнення металом ливарної форми машини лиття в технологіях автоматичного виготовлення деталей. Але режими роботи МДН дають змогу застосовувати їх також як пристрої, що значно впливають на якість розплавленого металу. Окрім можливості приготування розплавленого металу необхідної якості в спеціальних плавильних печах з індукційними одиницями типу МДН (індукційна канална піч МДП-1 [1]), сама установка МДН може бути використана для отримання якісного розплавленого металу.

На початковому етапі експлуатації МДН користувалися виключно як дозатором. Основними характеристиками його продуктивності були величини електромагнітного тиску та точності дозування. Тому якості напруги, якою живилися електромагнітні системи МДН, приділялася значна увага. Тобто бажано було, щоб живляча напруга була близькою до гармонічної і синусоїдальної та містила в собі якнайменше вищих гармонік.

У процесі використання МДН для приготування розплавленого металу необхідної якості режими його роботи обумовлені як необхідністю інтенсивного перемішування розплавленого металу [2, 3], так і вібраційною дією на нього. Такі режими можуть бути забезпечені за допомогою частотного регулювання, а також живленням електромагнітних систем МДН різними за формою напругами. Для них наявність вищих гармонік не є критичною.

На рис. 1 а показана спрощена схема магнітодинамічного насоса. Тигель 1 сполучений з Ш-образним каналом, який складається з бокових каналів 2,3 та центрального 4. Бокові канали охоплюються магнітопроводами індукторів 5. Місце з'єднання бокових каналів і цен-



тального (активна зона) знаходиться між полюсами магнітопроводу електромагніту 6. Більш детально активна зона показана на рис. 1 б.

Для оцінювання впливу форми струму в каналі МДН та магнітної індукції в зазорі магнітопроводу електромагніту достатньо розрахувати силу, що діє на елемент струму довжиною $d\vec{l}$ зі струмом i в каналі, розташованому в зовнішньому магнітному полі з індукцією $\vec{B}$:

$$d\vec{f} = i[d\vec{l} \cdot \vec{B}]. \quad (1)$$

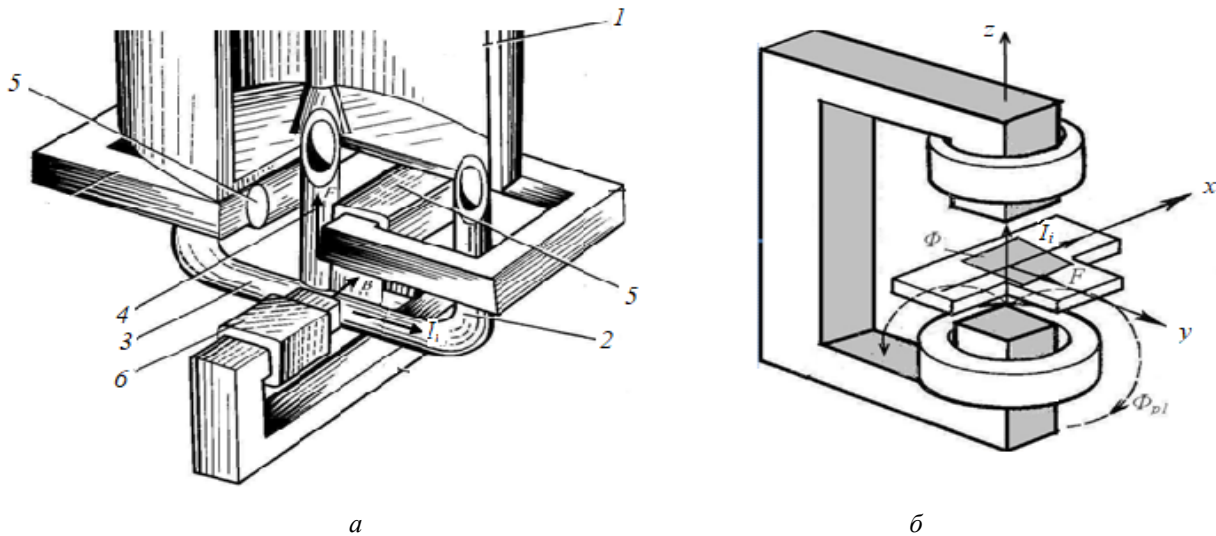


Рис. 1

Оскільки конструктивно в МДН канал зі струмом розташований перпендикулярно полюсам електромагніта (активна зона), то можна вважати $d\vec{l}$ і $\vec{B}$ взаємно перпендикулярними. Модуль миттєвого значення елементарної сили буде дорівнювати:

$$df = iBdl. \quad (2)$$

Електромагнітна сила dF , що діє на розплавлений метал, є середнім значенням за період проходження струму миттєвої електромагнітної сили f . Викликає інтерес величина dF , якщо:

- а) струм та магнітна індукція змінюються за синусоїдним законом однакової частоти;
- б) струм синусоїдний, а магнітна індукція змінюється з частотою, однаковою з частотою струму за періодичним несинусоїдним законом;
- в) струм та магнітна індукція є періодичними несинусоїдними функціями однакової частоти.

У першому випадку маємо:

$$i = I_m \sin(\omega t + \varphi_i), \quad B = B_m \sin(\omega t + \varphi_B). \quad (3)$$

$$\begin{aligned} df &= I_m B_m dl \sin(\omega t + \varphi_i) \sin(\omega t + \varphi_B) = \\ &= \frac{1}{2} I_m B_m dl \cos(\varphi_i - \varphi_B) - \frac{1}{2} I_m B_m dl \cos(2\omega t + \varphi_i + \varphi_B), \end{aligned} \quad (4)$$

де φ_i і φ_B – фазові кути струму в каналі i та магнітної індукції в зазорі електромагніту B .

Перша складова електромагнітної сили в рівнянні (4) є постійною в часі, залежить від різності фазових кутів струму в каналі та магнітної індукції в зазорі електромагніту і створює в розплавленому металі градієнт тиску. Ця складова електромагнітної сили використовується в МДН для переміщення металу та керування швидкістю його руху.

Друга складова електромагнітної сили в рівнянні (4) змінюється за синусоїдним законом із подвійною частотою живильної напруги. Завдяки їй в розплавленому металі виникають коливальні процеси.

Середнє значення миттєвої електромагнітної сили, що створює тиск у розплавленому металі, за період проходження струму дорівнює:

$$dF = \frac{1}{T} \int_0^T iB dl dt = \frac{1}{2} I_m B_m dl \cos(\varphi_i - \varphi_B) = I B_m dl \cos(\varphi_i - \varphi_B), \quad (5)$$

де I і B_m – діючі значення струму в каналі та магнітної індукції в зазорі електромагніту.

У другому випадку маємо:

$$i = I_m \sin(\omega t + \varphi_i), \quad B = B_0 + \sum_{k=1}^{\infty} B_{m_k} \sin(k\omega t + \varphi_{B_k}), \quad (6)$$

де B_0 – постійна складова індукції B .

За аналогією до рівняння (5) маємо:

$$dF = i B_m dl \cos(\varphi_i - \varphi_{B_k}), \quad (7)$$

тобто середнє значення миттєвої сили, що створює тиск у розплавленому металі за період проходження струму, визначається лише величиною першої гармоніки магнітної індукції та кутом зсуву фаз між індукцією цієї гармоніки та струмом у каналі.

При несинусоїдних струмі та магнітній індукції, що не містять постійних складових та змінюються з однаковою частотою:

$$i = \sum_{k=1}^{\infty} I_{m_k} \sin(k\omega t + \varphi_{i_k}), \quad B = \sum_{k=1}^{\infty} B_{m_k} \sin(k\omega t + \varphi_{B_k}). \quad (8)$$

Середнє значення миттєвої електромагнітної сили буде дорівнювати:

$$dF = \sum_{k=1}^{\infty} I_k B_{m_k} dl \cos(\varphi_{i_k} - \varphi_{B_k}). \quad (9)$$

З виразу (9) маємо, що при несинусоїдних напругах, які живлять електромагнітні системи МДН (індуктори та електромагніт), результуюча електромагнітна сила, що діє на розплавлений метал в активній зоні визначається алгебраїчною сумою добутків складових, викликаних дією кожної гармоніки струму та магнітної індукції окремо. Кожна з цих складових є середнім значенням електромагнітної сили відповідної гармоніки. Ці складові можуть бути направлені в різні сторони, що значно впливає на результуючу електромагнітну силу та викликає вібрацію розплавленого металу в активній зоні.

Розглянуті вище три випадки одержання результуючої електромагнітної сили dF можна забезпечити регульованими зустрічно-паралельними напівпровідниковими комутаторами з фазовим управлінням [4], а також напівпровідниковими перетворювачами з проміжною ланкою накопичення енергії [5]. Напівпровідникові комутатори з фазовим управлінням включаються та виключаються синхронно зі змінною напругою джерела живлення та підключають до нього навантаження на визначену регульовану частину кожного періоду. Для активно-індуктивного навантаження з параметрами R_n та L_n (а такими є індуктори та електромагніт МДН) регулювання напруги й струму можливе за зміни кута вмикання напівпровідникового комутатора α в діапазоні $\varphi = \alpha_{кр} \leq \alpha \leq \pi$ де $\varphi = \arctg(\omega L_n / R_n)$. У процесі регулювання до навантаження прикладена несинусоїдна напруга, і тече переривчастий струм [4]. Їхній гармонічний склад залежить від величин α та φ . Тому середнє значення електромагнітної сили кожної гармоніки буде визначатися відповідним значенням гармонічної складової струму в каналі та гармонічної складової магнітної індукції в зазорі електромагніту, яка пропорційна гармонічній складовій струму електромагніту.

За останні роки моделюванню режимів роботи пристроїв на основі МДН приділяється значна увага [6-8]. У цій роботі представлено результати досліджень, отриманих за допомогою пакету прикладних програм для розрахунку електричних кіл Matlab. Було проведено макетування та розрахунок режимів роботи МДН у разі регулювання напруги на його електромагнітних системах (індукторах та електромагніті) за допомогою регульованих напівпровідникових комутаторів (рис. 2). На моделі індуктори МДН зображені у вигляді трансформаторів, навантаженнями яких є короткозамкнені витки розплавленого металу, які представлені двома контурами, що мають спільну ділянку (центральный канал). Електромагніт також являє собою трансформатор з навантаженням, вхідні параметри якого відповідають параметрам реального електромагніта. Активний опір та індуктивність розсіювання обмоток індукторів та електромагніту згідно з умовами моделювання в моделі представлені в умовних одиницях. У роботі не ставилася задача розробки нової Simulink-моделі МДН, а була використана

на раніше розроблена модель [4]. Вона лише доповнилася системою живлення й управління, що забезпечує індуктори та електромагніт періодичними несинусоїдними напругами заданої форми. Вхідні параметри моделі відповідають параметрам діючої установки МДН-6 для приготування та дозування алюмінієвих сплавів, а саме: параметри індукторів – кількість витків обмотки індуктора $w_1 = w_2 = 30$; переріз магнітопроводу індуктора $S_{in} = 80 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$; активний опір обмотки індуктора $r_{in1} = r_{in2} = 2,7 \cdot 10^{-3} \text{ (у.о.)}$; індуктивність розсіювання обмотки індуктора $L_{sin1} = L_{sin2} = 1,9 \cdot 10^{-4} \text{ (у.о.)}$, параметри електромагніта – кількість витків обмотки електромагніту $w_3 = 36$; переріз магнітопроводу електромагніту $S_{em} = 56 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$; активний опір обмотки електромагніту $r_{em} = 3,2 \cdot 10^{-3} \text{ (у.о.)}$; індуктивність розсіювання обмотки електромагніту $L_{sem} = 1,8 \cdot 10^{-4} \text{ (у.о.)}$, довжина активної зони – 0,08 м.

Кожен напівпровідниковий комутатор представлений двома зустрічно-паралельно підключеними тиристорами, що керуються від автономної системи управління. На відміну від досліджень, які були проведені в [4], у цій роботі значна увага приділялась режимам, які забезпечують силову вібраційну дію на розплавлений метал в активній зоні МДН. Частота вібрацій металу залежить від того, яка гармонічна складова результуючої електромагнітної сили, що діє на розплавлений метал в активній зоні, має перевагу. Дослідження проводились за умови, що коефіцієнт потужності індукторів не перевищує $\cos \varphi_{in} \leq 0,8$, а коефіцієнт потужності електромагніту $\cos \varphi_{em} \leq 0,1$. Це означає, що на індукторах регулювання напруги починається з кута вмикання $\varphi_{in} = \alpha_{кр in} = 37^\circ$, а на електромагніті – з $\varphi_{em} = \alpha_{кр em} = 84^\circ$.

Для розширення діапазону вібраційної дії на розплавлений метал в активній зоні МДН було досліджено режими роботи за відсутності та наявності струму в центральному каналі, що характерно для паралельного-узгодженого та паралельного-зустрічного підключення індукторів. Цей фактор значно впливає на величини вертикальної та горизонтальної складових електромагнітної сили, що діє на розплавлений метал.

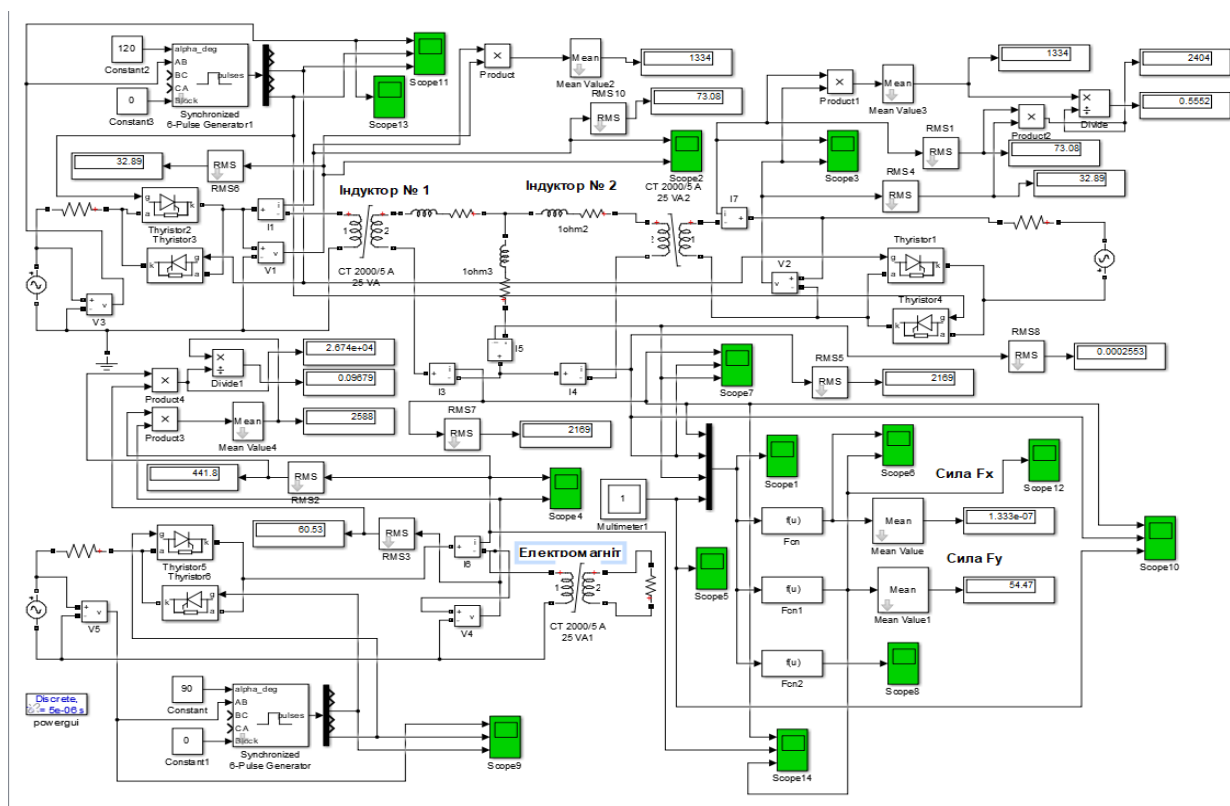


Рис. 2

Розглянемо традиційний для МДН як дозатора режим, коли індуктори підключені паралельно-узгоджено (струм у центральному каналі відсутній). Водночас електромагніт підключений таким чином, щоб наведений ним магнітний потік (магнітна індукція), що діє на розплавлений метал зі струмом індукторів, співпадали з ним у часі. При підведенні до індук-

торів та електромагніту номінальної напруги, осцилограми струму, наведеного в каналі індукторами, магнітної індукції електромагніта та електромагнітної сили, що діє в вертикальному напрямку на розплавлений метал (провідник зі струмом) в активній зоні, представлені на рис. 3 а. На рис. 3 б показано спектральний склад електромагнітної сили, тобто крім постійної складової для змінної складової характерна подвійна частота живильної напруги і відсутність складових інших гармонік.

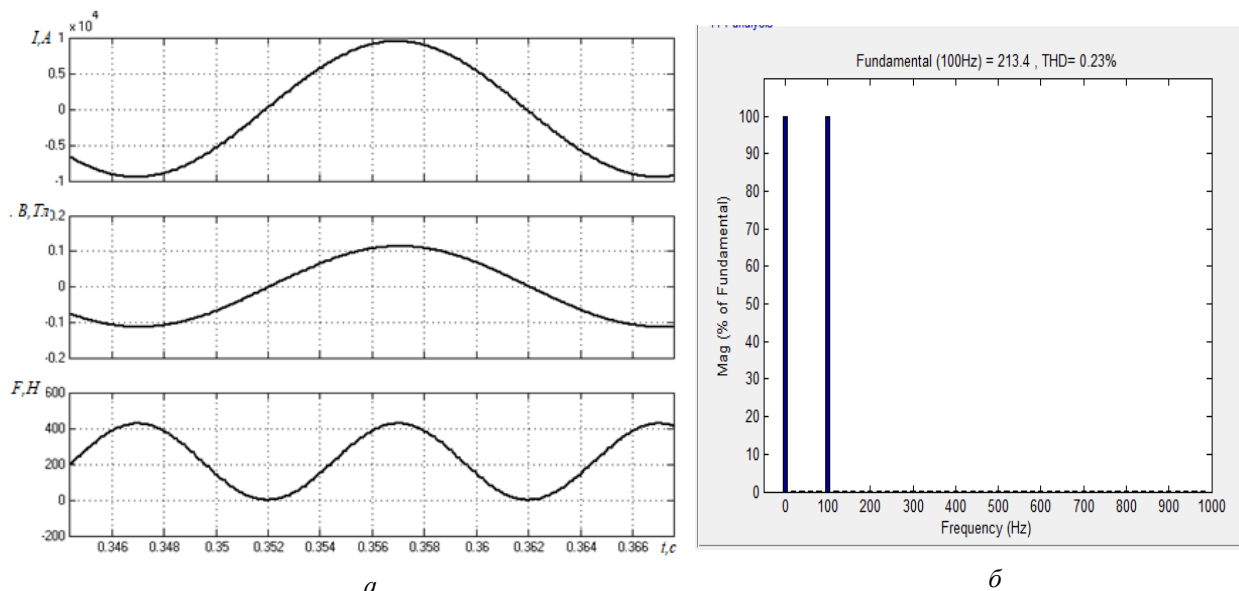


Рис. 3

У разі регулювання напруги на індукторах та електромагніті за допомогою напівпровідникових комутаторів з фазовим управлінням при $\alpha_{ин} = \alpha_{ем} = 90^\circ$ форма струму, наведеного в каналі індукторами, магнітної індукції електромагніту та електромагнітної сили, що діє на розплавлений метал, відрізняється від синусоїдної (рис. 4 а).

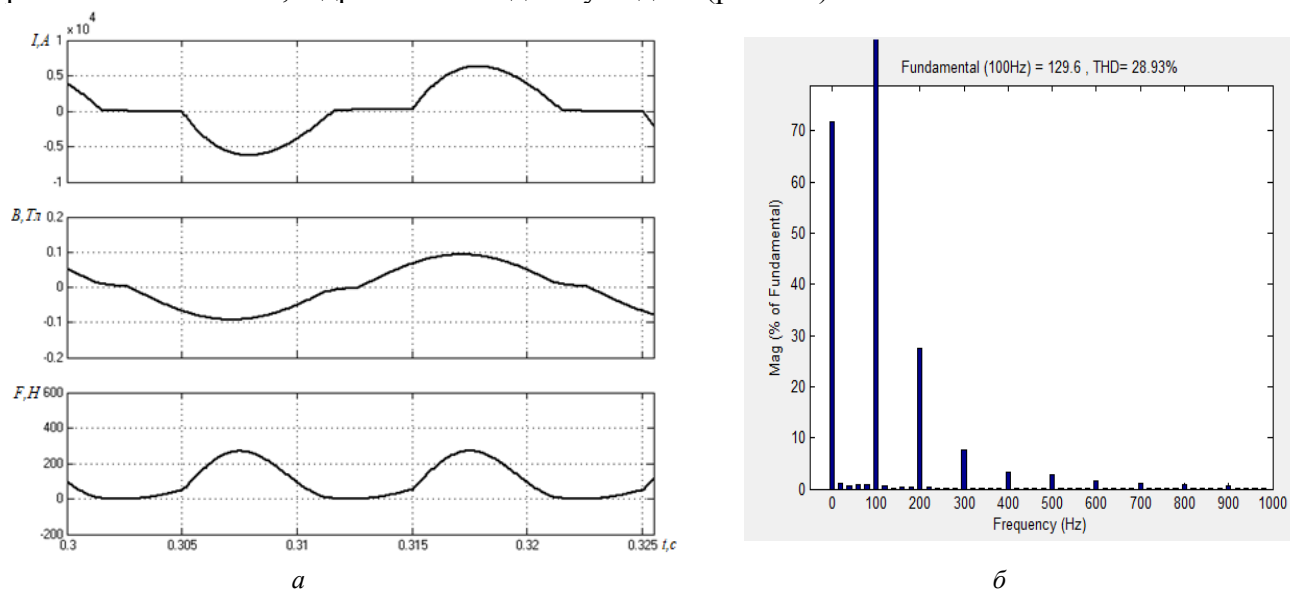


Рис. 4

На рис. 4 б показана діаграма, що характеризує гармонічний склад електромагнітної сили. Основні параметри процесу за різних кутів управління наведено в табл. 1.

У випадку паралельного-зустрічного підключення індукторів (струм у центральному каналі рівний подвійному струму бокового каналу) магнітний потік електромагніту під час взаємодії з цим струмом створює електромагнітну силу, що діє на розплавлений метал в ак-

тивній зоні МДН у горизонтальному напрямку. Параметри цього процесу за різних кутів управління наведено в табл. 2.

Таблиця 1

№ п/п	$\alpha_{\text{ін}},$ град.	$\alpha_{\text{ем}},$ град.	$F_{100\text{реас}},$ Н	$DC_{\text{comp}},$ Н	THD, %	$F_{0(DC)},$ %	$F_{200},$ %	$F_{300},$ %	$F_{400},$ %	$F_{500},$ %
1	90	90	129,6	92,98	28,93	71,72	27,47	7,58	3,28	2,69
2	100	90	106,9	72,3	37,86	67,65	36,24	7,97	5,68	3,27
3	110	90	83,73	53,87	47,31	64,34	45,07	10,26	7,9	3,73
4	120	90	60,78	37,39	58,15	61,52	54,31	16,62	9,01	5,85
5	90	100	106,8	74,69	31,44	69,91	30,41	6,17	3,61	2,53
6	100	100	87,74	58,08	40,37	66,19	39,01	6,98	6,18	2,73
7	110	100	68,33	43,15	49,94	63,14	47,64	11,16	7,79	3,97
8	120	100	49,16	29,76	60,97	60,53	56,56	19,15	8,31	6,49
9	90	110	84,95	57,7	35,07	67,92	34,43	4,14	4,32	1,75
10	100	110	69,48	44,9	43,86	64,62	42,65	6,81	6,34	2,44
11	110	110	57,73	33,23	53,55	61,85	50,93	13,39	6,98	4,86
12	120	110	38,22	22,73	64,81	59,47	59,41	22,86	7,51	6,86
13	90	120	63,41	41,64	40,43	65,67	39,93	3,32	4,87	0,67
14	100	120	51,65	32,49	48,82	62,9	47,39	9,3	5,46	3,35
15	110	120	39,6	23,94	58,55	60,46	55,11	17,64	5,04	5,76
16	120	120	27,74	16,19	70,1	58,35	62,94	28,06	8,3	6,16

Таблиця 2

№ п/п	$\alpha_{\text{ін}},$ град.	$\alpha_{\text{ем}},$ град.	$F_{100\text{реас}},$ Н	$DC_{\text{comp}},$ Н	THD, %	$F_{0(DC)},$ %	$F_{200},$ %	$F_{300},$ %	$F_{400},$ %	$F_{500},$ %
1	90	90	54,16	44,66	28,93	82,47	11,65	4,32	1,79	0,63
2	100	90	45,99	35,52	37,86	77,24	17,76	5,76	1,75	0,85
3	110	90	37,11	26,75	47,31	72,08	25,9	6,23	1,99	2,19
4	120	90	26,53	17,67	58,15	66,62	37,38	5,03	5,31	2,61
5	90	100	45,66	36,18	31,44	79,24	15,47	4,63	1,23	0,14
6	100	100	38,62	28,97	40,37	75,01	20,92	5,26	0,91	1,01
7	110	100	31,09	21,94	49,94	70,57	28,42	5,05	2,18	2,11
8	120	100	23,35	15,46	60,97	66,21	37,95	4,34	5,09	2,33
9	90	110	36,72	27,61	35,07	75,19	21,25	4,57	0,02	0,9
10	100	110	30,92	22,33	43,86	72,22	25,71	4,14	0,07	1,29
11	110	110	24,82	17,04	53,55	68,65	32,25	3,13	2,84	1,67
12	120	110	18,62	12,09	64,81	64,92	40,87	3,98	5,2	1,66
13	90	120	27,73	19,52	40,43	70,4	29,59	2,91	2,36	1,49
14	100	120	23,25	15,99	48,82	68,79	32,7	1,46	2,83	1,08
15	110	120	18,63	12,35	58,55	66,32	37,79	1,25	3,79	0,52
16	120	120	13,96	8,84	70,1	63,33	45,15	6,09	4,88	1,57

Слід зауважити, що в табл. 1, 2 та надалі: $F_{100\text{реас}}$ відповідає амплітудному значенню першої гармоніки електромагнітної сили в ньютонх; DC_{comp} – постійна складова; THD, % – коефіцієнт нелінійних спотворень, $F_{200} - F_{500}$, % – наявність вищих гармонічних складових електромагнітної сили відносно першої гармоніки в процентах.

Аналіз цих таблиць показує, що в разі використання напівпровідникових комутаторів із фазовим управлінням у діапазоні кута вмикання $90^0 \leq \alpha \leq 120^0$, амплітудне значення вертикальної електромагнітної сили згідно з табл. 1 можна змінювати з 129,6 Н до 27,74 Н, а горизонтальної електромагнітної сили згідно з табл. 2 – з 54,16 Н до 13,96 Н. Коефіцієнт нелінійних спотворень знаходиться в діапазоні 28,93...70,1 %. Щодо гармонічних складових для ве-

ртикальної електромагнітної сили, то друга гармоніка змінюється в діапазоні 27,47...62,94 %, третя – 3,32...28,06 %, четверта – 3,28...9,01 %, п'ята не перевищує 2,61 %. Для горизонтальної електромагнітної сили (табл. 2) найбільш дієвою є друга гармоніка, яка змінюється в діапазоні 11,65...45,15 %. Третя не перевищує 6,23 %, четверта – 5,09 %, п'ята – 2,61 %.

Для приготування металу необхідної якості найбільш актуальним є силова вібраційна дія на розплавлений метал в активній зоні в різних напрямках. Для МДН такі режими роботи можливі в разі живлення індукторів різними за фазою напругами. У табл. 3 наведено результати досліджень за умови зміни кута $\varphi_{U_{12}}$, на який напруга на індукторі 2 випереджає напругу на індукторі 1. Водночас кут вмикання на індукторах $\alpha_{in}=120^0$, а кут вмикання на електромагніті – $\alpha_{em}=90^0$.

У табл. 3 наведено результати окремо для горизонтальної та вертикальної складових сили F , тобто $F = \sqrt{F_x^2 + F_y^2}$. На рис. 5 а показана динаміка зміни складу гармонічних складових для горизонтальної складової сили F , а на рис. 5 б – для вертикальної складової сили F в активній зоні магнітодинамічної установки типу МДН. Залежно від величин складових цієї сили для кожної гармоніки результуюча сила має відповідне значення та зорієнтована в просторі відповідним чином.

Як за зміни кута між напругами індукторів, так і за зміни кутів вмикання на індукторах та електромагніті є можливість керувати гармонічними складовими електромагнітної сили, що спричиняють вібраційну дію на розплавлений метал.

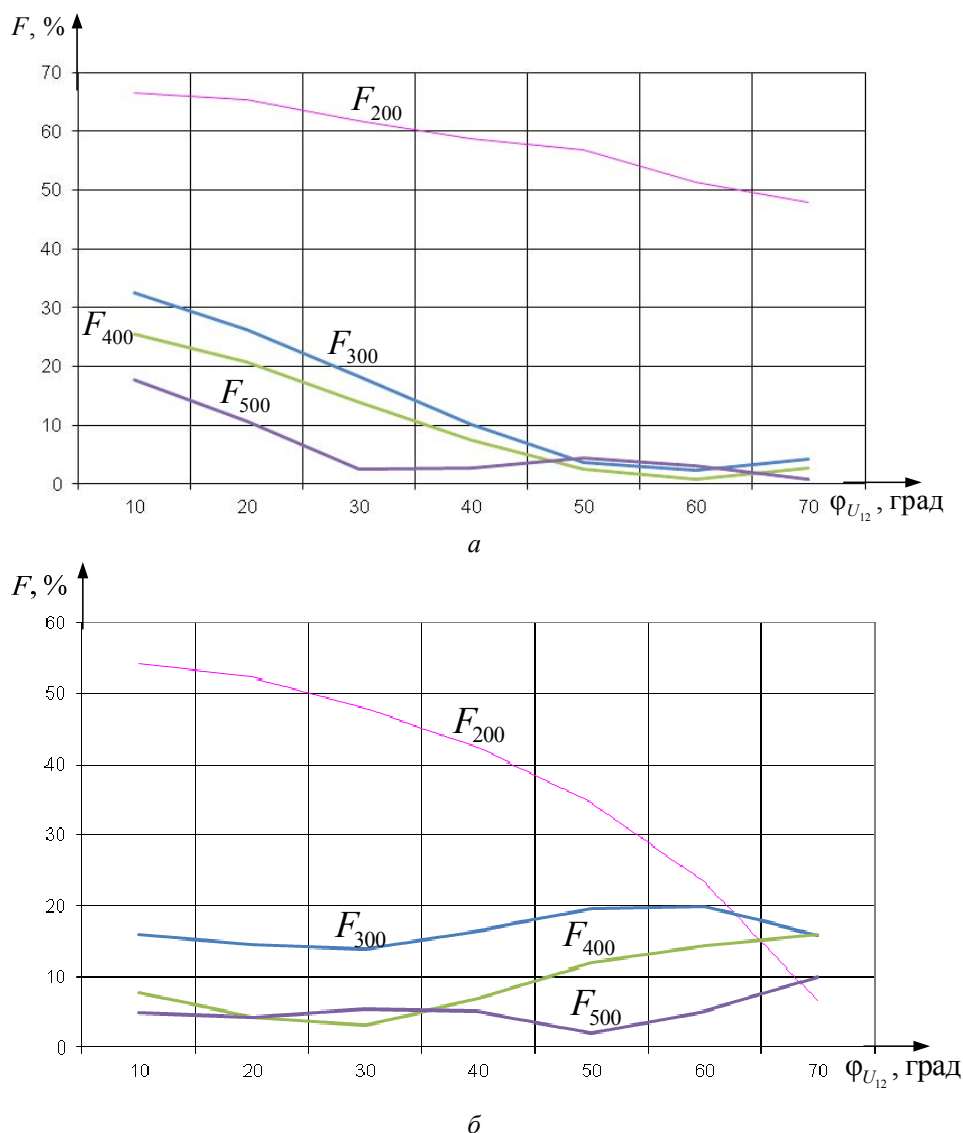


Рис. 5

Таблиця 3

 $\alpha_{\text{ин}},$ град.	$\alpha_{\text{ин}},$ град.	$\alpha_{\text{ем}},$ град.	F	$F_{100\text{реас}},$ Н	$DC_{\text{comp}},$ Н	THD, %	$F_{0(DC)},$ %	$F_{200},$ %	$F_{300},$ %	$F_{400},$ %	$F_{500},$ %
10	120	90	F_X	5,13	2,84	83,85	55,37	66,48	32,58	25,52	17,73
			F_Y	57,57	35,34	57,43	61,38	54,2	16,03	7,67	4,97
20	120	90	F_X	9,64	5,17	75,04	53,6	65,41	26,24	20,67	10,62
			F_Y	53,28	33,04	54,9	62,01	52,34	14,56	4,29	4,35
30	120	90	F_X	14,03	7,23	66,2	51,54	61,83	18,31	13,87	2,6
			F_Y	50,78	32,47	50,53	63,94	47,87	13,83	3,21	5,5
40	120	90	F_X	17,24	8,3	60,22	48,12	58,66	10,2	7,44	2,79
			F_Y	44,55	29,8	46,66	66,9	42,41	16,53	6,94	5,02
50	120	90	F_X	18,79	7,93	57,28	42,22	56,83	3,67	2,51	4,46
			F_Y	35,51	25,38	42,00	71,48	34,56	19,58	11,92	1,95
60	120	90	F_X	21,49	7,62	51,56	35,49	51,34	2,28	0,75	3,12
			F_Y	30,74	24,37	34,82	79,26	23,39	19,98	14,32	5,06
70	120	90	F_X	22,83	5,77	48,15	25,26	47,81	4,29	2,76	0,84
			F_Y	23,7	21,76	26,41	91,81	6,64	15,91	15,98	10,1

Висновки. 1. Розроблена модель дає змогу дослідити режими роботи амплітудофазозалежних установок, якими є МДН, за різних форм струму індукторів та магнітного потоку електромагніту. У результаті маємо гармонічний склад електромагнітної сили, що діє на розплавлений метал зі струмом в активній зоні МДН.

2. Вібраційні процеси в розплавленому металі виникають не тільки під впливом пульсуючої з частотою 100 Гц електромагнітної сили, а і значною мірою від наявності її вищих складових. Розроблена модель дає змогу дослідити, як змінення гармонічного складу електромагнітної сили впливає на величину, напрямлення та динаміку змінення електромагнітної сили, що діє на розплавлений метал в активній зоні МДН. Це дає можливість визначати оптимальні режими роботи МДН у процесах приготування якісного розплавленого металу.

Фінансується за держбюджетною темою "Розробка основ теорії і методів дослідження впливу несинусоїдних напруг і струмів та виникаючих електротермодинамічних процесів на надійність і ресурс сучасних кабельних ліній електропередачі та на енергоефективність електротехнічних установок резонансного типу" (Шифр "ЕЛРЕС"), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ 03.08.2022 р. Протокол №8. Державний реєстраційний номер роботи 0123U100693.

1. Полищук В.П., Цин М.Р., Горн Р.К. и др. Магнитодинамические насосы для жидких металлов. АН УССР, Ин-т проблем лития. Киев: Наук. думка, 1989. 256 с.
2. Бондар О.І., Глухенький О.І., Гориславець Ю.М., Западничук О.П. Чисельне моделювання теплового стану індукційної каналної печі. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 3. С. 44–49. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.03.044>
3. Бондар О.І., Гориславець Ю.М., Жаркін А.Ф. Інтенсифікація тепло-масообміну в індукційних каналних печах. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 3. С. 49–55. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.03.044>
4. Щерба А.А., Подольцев А.Д., Ломко Н.А. Энергоэффективные режимы работы магнитодинамических установок с использованием тиристорных регуляторов напряжения с фазовым управлением. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2017. № 48. С. 88–93.
5. Щерба А.А., Ломко Н.А. Супруновская Н.И. Энергетические процессы в магнитодинамических установках при питании их электромагнитов от тиристорных регуляторов напряжения с накопительными конденсаторами. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2014. № 39. С. 93–99.
6. Hashemi, S.P., Karafi, M.R., Sadeghi, M.H. et al. An electromagnetic arrayed pump to create arbitrary velocity profiles in fluid. *SN Appl. Sci.* 3, 859. 2021. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42452-021-04841-9>.
7. Seo J-H et al (2020) Numerical investigations on magnetohydrodynamic pump based microchannel cooling system for heat dissipating element. *Symmetry* 12(10):1713. DOI: <https://doi.org/10.3390/sym12101713>.
8. Kluber V, Buhler L, Mistrangelo C (2020) Numerical simulation of 3D magnetohydrodynamic liquid metal flow in a spatially varying solenoidal magnetic field. *Fusion Eng Des* 156:111659. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fusengdes.2020.111659>.

THE INFLUENCE OF THE SHAPE OF THE INDUCTOR CURRENT AND THE MAGNETIC FLUX OF THE ELECTROMAGNET ON THE ELECTROMAGNETIC FORCE ACTING ON THE MOLTEN METAL IN THE ACTIVE ZONE OF THE MAGNETODYNAMIC PUMP

A.A. Shcherba, M.O. Lomko

Institute of electrodynamics NAS of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: nlomko@gmail.com

The processes of creating an electromagnetic force acting on the molten metal in the active zone of a magnetodynamic pump are studied depending on the spectral composition of the higher harmonic components of the current in the channel and the induction of the magnetic flux induced by an electromagnet. The peculiarities of the regulation of the magnitude and direction of the resultant vector of this force, the favorable conditions of the vibrational action on the molten metal in the active zone are defined. Ref. 8, fig. 4, tables 3.

Key words: inductor, electromagnet, active zone, phase control, spectral analysis, electromagnetic force.

1. Polischuk V.P., Tsyn M.R., Horn R.K. et al. Magnetodynamic pumps for liquid metals. Academy of Sciences of the Ukrainian SSR, Institute of Casting Problems. Kyiv: Nauk. Dumka, 1989. 256 p.
2. Bondar O.I., Glukhenko O.I., Goryslavets Yu.M., Zapadynchuk O.P. Numerical modelling of induction channel furnace thermal state. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. No 3. Pp. 44–49. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.03.044>.
3. Bondar O.I., Goryslavets Yu.M., Zharkin A.F. Intensification of heat and mass transfer in induction channel furnaces. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 3. Pp. 49–55. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.03.049>.
4. Shcherba A.A., Podoltsev O.D., Lomko N.O. Energy efficient modes of magnetodynamic installations using thyristor voltage regulators with phase control. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2017. No 48. Pp. 88–93. (Rus)
5. Shcherba A.A., Lomko N.O., Suprunovskaya N.I. Energy processes in a magneto-dynamic installations at powering its electromagnets from thyristor voltage regulator with reservoir capacitors. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2014. No 39. Pp. 93–99. (Rus)
6. Hashemi S.P., Karafi M.R., Sadeghi M.H. et al. An electromagnetic arrayed pump to create arbitrary velocity profiles in fluid. *SN Appl. Sci.* 3, 859.2021. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42452-021-04841-9>.
7. Seo J-H et al (2020) Numerical investigations on magnetohydrodynamic pump based microchannel cooling system for heat dissipating element. *Symmetry* 12(10):1713. DOI: <https://doi.org/10.3390/sym12101713>.
8. Kluber V, Buhler L, Mistrangelo C (2020) Numerical simulation of 3D magnetohydrodynamic liquid metal flow in a spatially varying solenoidal magnetic field. *Fusion Eng Des* 156:111659. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fusengdes.2020.111659>

Надійшла: 08.06.2023

Прийнята: 29.06.2023

Submitted: 08.06.2023

Accepted: 29.06.2023

МОДЕЛЮВАННЯ ВІДБИВНОЇ ПЛАВИЛЬНОЇ ПЕЧІ, ОСНАЩЕНОЇ ВИХРОВОЮ КАМЕРОЮ З ДУГОВИМ ІНДУКТОРОМ

Ю.М. Гориславець*¹, докт. техн. наук, Т.О. Пеньковий^{1,2}

1 – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

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

пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна

e-mail: ugoris@ied.org.ua

Представлено схему відбивної печі для плавлення алюмінієвих відходів у вихровому потоці розплаву, створеного дуговим індуктором в окремій циліндричній камері. Вихрова камера, з'єднана з плавильною ванною печі за допомогою двох каналів, виконує у цій печі дві функції: переміщує розплавлений метал у ванні та створює вихрову воронку, куди подається подрібнена шихта. Сформульовано математичну модель для чисельного дослідження електромагнітних і гідродинамічних процесів у такій системі. Визначено вплив кута приєднання всмоктувального й натискного каналів до бокової циліндричної поверхні вихрової камери на її параметри, якими виступали середня швидкість рідкого металу у ванні печі, витрата розплаву через поперечні перерізи в з'єднувальних каналах та середня кутова швидкість металу в камері. Установлено, що кут приєднання всмоктувального каналу мало впливає на роботу камери на відміну від кута напірного каналу, який для досягнення максимальної ефективності перемішування металу у ванні повинен приймати мінімальні значення, а для створення максимальної вихрової воронки – бути більше 50°. Наведено міркування щодо компромісних значень цього кута, які можуть забезпечити необхідне функціонування камери як з погляду перемішувача рідкого металу у ванні печі, так і обертального пристрою металу в камері. Бібл. 8, рис. 5.

Ключові слова: відбивна плавильна піч, вихрова камера, дуговий індуктор, рідкий метал, моделювання електромагнітних і гідродинамічних процесів, з'єднувальні канали, кут приєднання каналів до вихрової камери.

Вступ. Як відомо, відбивні печі, які бувають електричними (печі електроопору) та паливними (паливними, газовими), широко використовуються для плавлення металевих відходів (брухту) із метою повторного залучення металу у виробництво. Особливо актуально це для алюмінію, оскільки отримання первинного алюмінію спричинює великі енергетичні витрати та значні викиди шкідливих речовин в атмосферу. З огляду на суттєво менші витрати та вплив на довкілля виробництво вторинного алюмінію в усьому світі постійно зростає.

Функціонально відбивна плавильна піч – це піч з верхнім поверхневим нагріванням. Унаслідок відсутності дієвих механізмів передачі тепла (оскільки в разі такого нагрівання теплопередача здійснюється тільки завдяки теплопровідності) метал у верхній частині ванни печі перегрівається, в той же час внизу він залишається відносно холодним. Ось чому для гомогенізації розплаву за температурою такі печі потребують вимушеного перемішування рідкого металу. Існує декілька способів такого перемішування, проте загальновизнано, що найбільш ефективним є електромагнітний спосіб, який реалізується за допомогою різноманітних електромагнітних систем (індукторів). Для цього здебільшого використовуються лінійні індуктори з біжучим магнітним полем [1]. Проведені в Інституті електродинаміки НАН України наукові дослідження показали, що окрім таких індукторів, у цих печах доцільно використовувати також індуктори пульсуючого магнітного поля, особливо так звані універсальні індуктори з почерговою дією на метал пульсуючого і біжучого магнітних полів [2, 3]. Вони дають змогу суттєво підвищити ефективність електромагнітного перемішування рідкого металу у ванні відбивної печі.

Інша проблема виникає в таких печах у випадку, коли плавленню підлягає так звана легковагова шихта (металева стружка, алюмінієві банки з-під напоїв тощо). Незважаючи на те, що такі відходи попередньо перед плавленням компактують (брикетують), внаслідок відносно малої маси такі брикети після завантаження в піч практично повністю знаходяться

(плавають) на поверхні розплавленого металу, де, піддаючись верхньому нагріванню, значна частина металу в них окислюється та згорає.

Відомо цікаве рішення, яке дає змогу зменшити такі втрати під час плавлення алюмінієвих відходів. Воно полягає в тому, що зазначені відходи перед плавленням не брикетують а, навпаки, подрібнюють, а потім подають у вихровий потік рідкого металу («vortex flow»), створений в окремій, приєднаній до печі циліндричній камері [4, 5]. Подрібнена шихта затягується у воронку вихрового потоку, занурюється в розплав і подається далі в плавильну ванну печі. За даними вищенаведених іноземних джерел вихід придатного для повторного використання металу за такою технологією сягає 97–98 %.

Вихровий потік рідкого металу в такій системі створюється занурювальним відцентровим електромеханічним насосом. Цей насос, окрім формування вихрової воронки, забезпечує також циркуляцію металу в печі, тобто здійснює перемішування розплаву у ванні й подачу нагрітого в ній металу до вихрової камери, забезпечуючи таким чином ефективне плавлення алюмінієвої шихти. Проте наявність механічного насоса знижує надійність і довговічність такого конструктивного рішення через знаходження його ротора (лопатей) в агресивному середовищі рідкого металу.

В Інституті електродинаміки НАН України задля подолання цієї проблеми запропоновано замість електромеханічного насоса використати індукційну електромагнітну систему у вигляді дугового індуктора (дугового статора), що охоплює зовні циліндричну вихрову камеру. На рис. 1 наведено схему відбивної плавильної печі з циліндричною вихровою камерою 1, в якій за допомогою дугового індуктора 2 створюється вихровий (обертальний) потік рідкого металу. Циліндрична камера двома каналами (всмоктувальним 3 і натискним 4) з'єднана з плавильною ванною 5 печі. Вихровий потік, що виникає в камері,

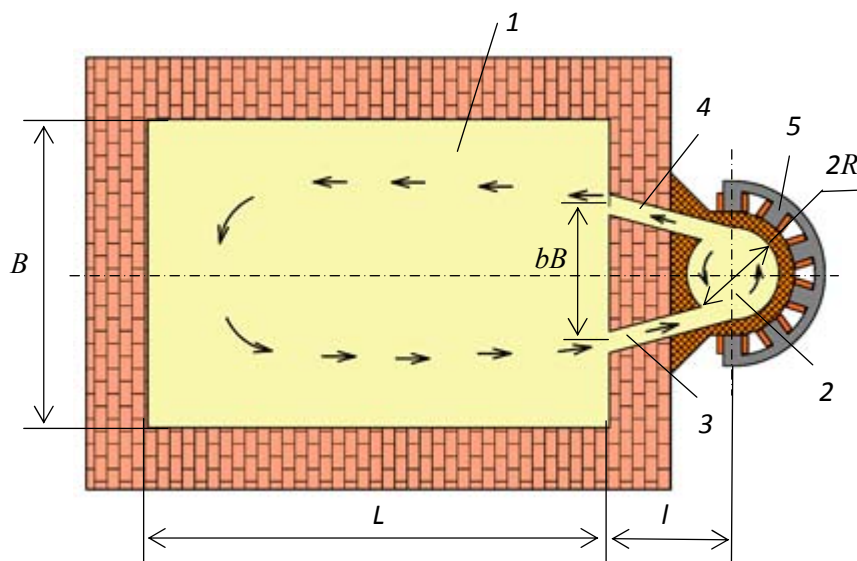


Рис. 1

розділяється в ній на дві частини, одна з яких надходить у ванну плавильної печі, де вона перемішує розплав і подає нагрітий метал у вихрову камеру, а інша замикається безпосередньо в самій камері, створюючи в ній вихрову воронку. Схема руху металу на цьому рисунку показана умовно для випадку, коли біжуче магнітне поле, створене індуктором, рухається в камері проти годинникової стрілки. У разі зміни напрямку руху (реверс)

магнітного поля з'єднувальні канали міняються місцями – всмоктувальний канал стає напірним, а напірний – всмоктувальним. Змінюючи кут, під яким з'єднувальні канали стикаються з циліндричною поверхнею бокової стінки вихрової камери, можна в разі потреби змінювати співвідношення між витратою рідкого металу, що поступає з камери у ванну печі, і витратою металу, котрий циркулює (обертається) у вихровій камері, створюючи таким чином необхідну воронку.

У роботі [6] шляхом математичного моделювання проведено дослідження гідродинамічних і теплових процесів у відбивній плавильній печі з такою камерою для двох значень кута приєднання натискного каналу до бокової поверхні камери. Показано, що в разі тангенційного приєднання цього каналу досягається максимальна ефективність перемішування металу у ванні печі, а приєднання його під кутом 45° забезпечує більший ніж

у першому випадку вихровий потік у вихровій камері.

Мета цієї роботи полягає у вивченні особливостей вихрової камери у складі відбивної печі як специфічного електромагнітного пристрою, що одночасно виконує дві функції: перемішує рідкий метал у ванні печі та створює вихрову гідродинамічну воронку в камері, куди завантажуються металева шихта для плавлення.

Дослідження проводилися шляхом математичного моделювання електромагнітних і гідродинамічних процесів у відбивній печі з вихровою камерою та дуговим індуктором, схемі якої подано на рис. 1.

Математична модель. Для вирішення поставленої задачі сформульовано математичну модель для чисельного (комп'ютерного) дослідження зазначених процесів у такій установці. Модель складається з двох частин – систем диференціальних рівнянь, що описують електромагнітні й гідродинамічні процеси. Вона побудована аналогічно розробленій раніше моделі для дослідження фізичних процесів, що протікають у відбивній плавильній печі з електромагнітним перемішувачем рідкого металу, виконаного у вигляді лінійного індуктора біжучого й пульсуючого магнітних полів [2, 3].

Електромагнітна частина моделі представлена диференціальними рівняннями відносно комплексних амплітуд векторного магнітного $\dot{\mathbf{A}}$ та скалярного електричного ϕ потенціалів:

$$\nabla \times (\mu_0^{-1} \mu_r^{-1} \nabla \times \dot{\mathbf{A}}) + (j\omega\sigma - \omega^2 \varepsilon_0 \varepsilon_r) \dot{\mathbf{A}} - \sigma \mathbf{u} \times (\nabla \times \dot{\mathbf{A}}) + (\sigma + j\omega \varepsilon_0 \varepsilon_r) \nabla \phi = \dot{\mathbf{J}}_e; \quad (1)$$

$$\nabla \dot{\mathbf{J}} = 0; \quad \nabla \dot{\mathbf{A}} = 0, \quad (2, 3)$$

де μ_0 і ε_0 – магнітна і діелектрична проникності вакууму, μ_r і ε_r – відносні магнітна і діелектрична проникності, σ – питома електропровідність, $\mathbf{u}$ – швидкість руху, ω – кутова частота, $\dot{\mathbf{J}}_e$ – комплексна амплітуда зовнішньої густини струму, $\dot{\mathbf{J}}$ – комплексна амплітуда густини струму провідності. Граничною умовою для цих рівнянь є умова магнітної ізоляції на зовнішніх границях розрахункової області ($\dot{\mathbf{A}} = 0$).

За результатами моделювання (отриманими розподілами потенціалів) знаходяться значення диференціальних параметрів електромагнітного поля (напруженостей і індукцій магнітного і електричних полів, густини електричного струму тощо) та інтегральних параметрів електромагнітної системи, таких як напруга, струм, активна, реактивна й повна потужності, потужність тепловиділення в рідкому металі та ін., а також значення електромагнітних сил, що виникають у рідкому металі:

$$\mathbf{f} = 0,5 \operatorname{Re}(\dot{\mathbf{J}} \times \dot{\mathbf{B}}^*), \quad (4)$$

де $\dot{\mathbf{J}} = \sigma(-\nabla \phi - j\omega \dot{\mathbf{A}} + \mathbf{u} \times \dot{\mathbf{B}})$ – густина струму провідності в рідкому металі, $\dot{\mathbf{B}} = \nabla \times \dot{\mathbf{A}}$, $\dot{\mathbf{B}}^*$ – спряжений комплекс індукції магнітного поля.

Гідродинамічний процес в моделі представлено усередненою за Рейнольдсом системою нелінійних диференціальних рівнянь Нав'є-Стокса для турбулентної течії в'язкої рідини:

$$\rho \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} = -\rho(\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} - \nabla p + \nabla \cdot (\eta_{eff} \nabla \mathbf{u}) + \mathbf{f}; \quad (5)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0. \quad (6)$$

Тут ρ – густина рідкого металу; p – тиск; $\eta_{eff} = \eta + \eta_t$, – коефіцієнт ефективної динамічної в'язкості, де η – коефіцієнт молекулярної динамічної в'язкості, η_t – коефіцієнт турбулентної в'язкості, розрахований відповідно до прийнятої моделі турбулентності; $\mathbf{f}$ – питома електромагнітна сила в рідкому металі, обчислена згідно з виразом (4). Для замикання рівнянь використовувалась k-ε модель турбулентності [7]. Гранична умова для цієї задачі задавалась на стінках, що контактують із рідким металом, у вигляді логарифмічного профілю швидкості для приграничного шару.

Представлену математичну модель сформульовано без урахування деформації вільної поверхні розплаву. У двовимірній постановці вона реалізована в пакеті програмного середовища COMSOL Multiphysics [8].

Постановка задачі. Розглядалася відбивна піч для плавлення алюмінію з вихровою камерою та дуговим індуктором, схему якої з позначеннями основних розмірів наведено на рис. 1. Довжина і ширина плавильної ванни печі – $L = 3$ м, $B = 2$ м. Внутрішній діаметр вихрової камери – $2R = 0,6$ м, розмір $l = 0,8$ м, відстань між каналами у ванні $b = 0,8$ м, ширина каналів – $0,1$ м.

Дуговий індуктор охоплює зовні половину циліндричної вихрової камери. Моделювання електромагнітного поля, яке він створює, проводилося на частоті 50 Гц за заданих ампер-витках у котушках, амплітудні значення яких у кожній із них складали по 20 кА. Фазовий кут між струмами сусідніх котушок прийнято рівним 60 ел. град. За такого живлення індуктор створює в камері біжуче магнітне поле, яке й викликає обертальний вихровий рух рідкого металу.

Оскільки вихрова камера в цій установці виконує дві функції, а саме – перемішує розплав у ванні печі й одночасно створює в ній вихрову воронку, в яку подається подрібнена шихта – важливо окремо оцінити кожну цю дію. Розглядаючи насамперед таку камеру як електромагнітний насос, що виступає в ролі електромагнітного перемішувача рідкого металу у ванні печі, варто зазначити, що натиск такого насосу, тобто тиск, який він створює, складатиметься з натисків обох каналів, що з'єднують камеру й плавильну ванну печі. Водночас натиск кожного з них – і всмоктувального (вхідного) і натискного (вихідного) – насамперед залежить від кута приєднання каналу α до бокової циліндричної поверхні вихрової камери. Можна стверджувати, що в разі тангенційного приєднання каналів цей тиск буде максимальним, а за кута приєднання $\alpha = 90^\circ$ теоретично він дорівнює нулю.

На рис. 2 схематично зображено декілька варіантів приєднання кожного каналу. На рис. 2 а показано тангенційне приєднання до камери обох каналів, на рис. 2 б – приєднання під кутом $\alpha = 90^\circ$ всмоктувального каналу за тангенційного приєднання натискного каналу і на рис. 2 в – приєднання під проміжним кутом натискного каналу за тангенційного приєднання всмоктувального каналу. За кут приєднання α у всіх випадках прийнято кут між віссю каналу й дотичною до циліндричної поверхні камери в точці перетину осі каналу з цією поверхнею. За тангенційного, як показано на рисунку, приєднання значення цього кута, яке, до речі, за такого позначення відмінне від нуля, залежить від геометричних розмірів каналу і вихрової камери. За прийнятих вище розмірів цей кут приблизно складає 33° (на відміну від позначення кута приєднання, прийнятого в роботі [6], де тангенційне приєднання відповідає нулю градусів).

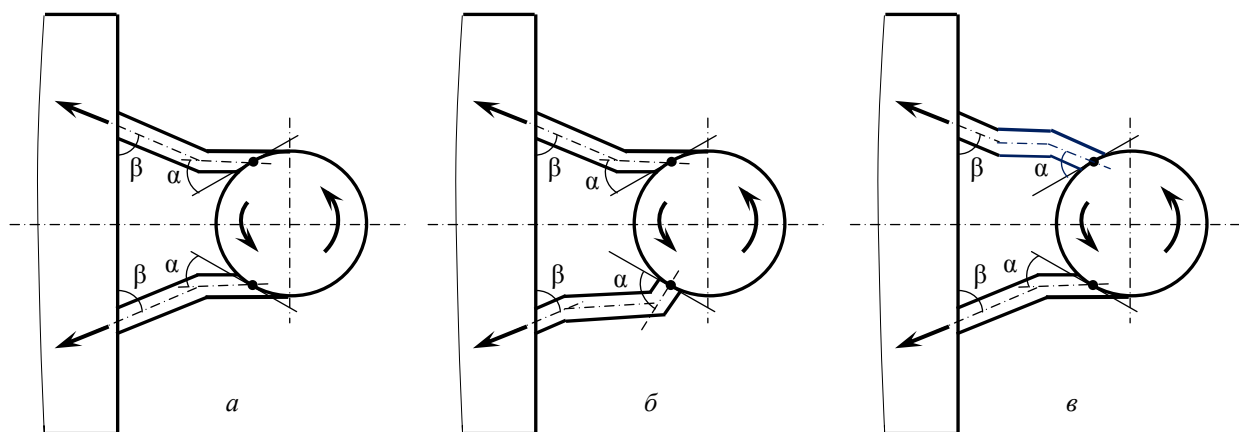


Рис. 2

З'єднувальні канали на рис. 2 зображено у вигляді ламаних ліній (ділянок) таким чином, що їхня ділянка, яка стикується з ванною печі, для всіх значень кута α залишається приєднаною до ванни під одним і тим же кутом β на одній відстані b між ними. Це зроблено навмисно для того, щоб у разі зміни кута α у процесі моделювання кут β і розмір b не змінюва-

лися, що дає змогу підтримувати приблизно однакову структуру (картину) течії металу у ванні печі для всіх розрахункових варіантів.

Оскільки, як було зазначено, при куті $\alpha = 90^\circ$ з'єднувальний канал не створює тиск, це дає змогу оцінити внесок кожного каналу в загальний натиск вихрової камери, тобто, задаючи, наприклад, $\alpha = 90^\circ$ для натискного каналу, можна визначити натиск всмоктувального каналу і навпаки. Така оцінка для кожного каналу окремо й для камери в цілому виконувалася за допомогою середньої швидкості рідкого металу у ванні відбивної печі $u_{av} = (1/S_b) \int_{S_b} |u| dS$, де $S_b = L B$, та витрат металу через поперечний переріз каналів.

Аналогічним чином можна розглянути та провести оцінку такої камери як пристрою обертального руху рідкого металу, тобто з позиції створення в ній вихрового (обертального) руху рідкого металу, який формує необхідну воронку. Така оцінка проводилася за допомогою середньої кутової швидкості металу у вихровій камері $\Omega = (1/S_{ch}) \int_{S_{ch}} (u_\phi / r) dr d\phi$, де $S_{ch} = \pi R^2$, r і ϕ – полярні координати відносно осі камери.

Результати моделювання. Моделювання виконувалося в безіндукційному наближенні, тобто без урахування електромагнітного поля, що наводиться в рідкому металі під час руху, тобто при $\mathbf{u} = 0$ у рівнянні (1).

На рис. 3 і 4 наведено результати комп'ютерного моделювання відбивної печі з вихровою камерою, які демонструють вплив кута приєднання з'єднувальних каналів до циліндричної поверхні камери. На рис. 3 наведено значення середньої швидкості металу u_{av} у ванні печі (рис. 3 а) та об'ємної витрати металу G через канали (рис. 3 б), які характеризують роботу камери як електромагнітного перемішувача розплаву у ванні печі залежно від кута приєднання каналів α до камери. Об'ємна витрата металу тут розрахована за умови, що висота металу в системі складає 0,5 м. Рис. 4 характеризує роботу вихрової камери з позиції створення в ній обертального руху металу, тут показано залежності від цього кута середньої кутової швидкості рідкого металу Ω в камері. На цих рисунках криві 1 отримано в разі дії тільки одного всмоктувального каналу, криві 2 – у разі дії натискного каналу, а криві 3 – за спільної дії обох каналів.

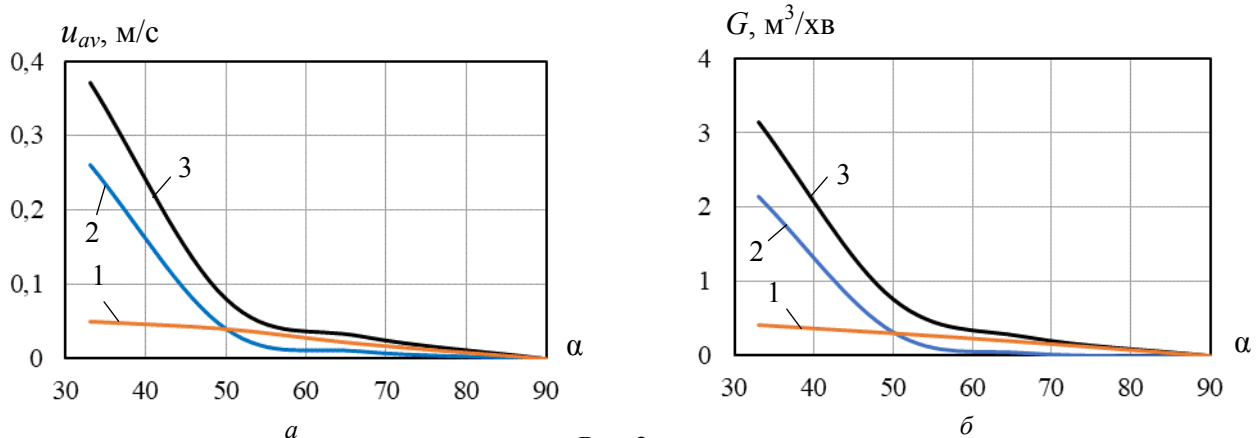


Рис. 3

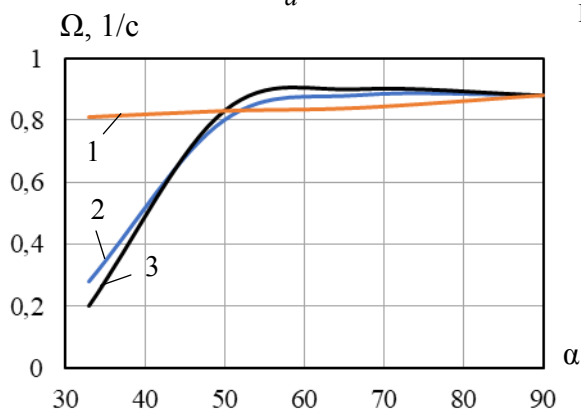


Рис. 4

Аналізуючи дані, наведені на рис. 3, можна відзначити, що в діапазоні значень кута $\alpha = (33 \dots 50)$ град. натискна дія вихідного каналу (криві 2) суттєво перевершує всмоктувальну дію вхідного (криві 1), а спільна дія обох каналів (криві 3) приблизно дорівнює сумі окремих дій кожного каналу. При $\alpha > 50^\circ$ зазначені дії обох каналів стають набагато меншими. Водночас слід зазначити, що обидва рисунки (3 а і б) виявилися ідентичними один одному, що дає

змогу стверджувати, що таку систему з погляду перемішувача рідкого металу у ванні печі можна характеризувати (оцінювати) за допомогою одного параметра: середньої швидкості металу у ванні печі або витрати металу через один із з'єднувальних каналів.

Що стосується вихрової дії камери як пристрою обертального руху металу, дані якої наведено на рис. 4, то виявляється, що вплив кута приєднання всмоктувального каналу на обертальний рух металу в камері, як і в попередньому випадку, практично незначний (крива 1). Вплив же натискного каналу на цей рух суттєво залежить від кута α тільки в діапазоні $33 \dots 50$ град., а при $\alpha > 50^\circ$ він стає мінімальним (крива 2).

Таким чином, виходячи з отриманих результатів, можна зробити такі висновки. Оскільки кут приєднання всмоктувального каналу до циліндричної поверхні вихрової камери незначною мірою впливає на роботу камери, то його значення можуть бути будь-якими (від 33 до 90°). Кут же приєднання натискного каналу по-різному впливає на ефективність роботи камери. Для отримання максимального перемішування металу у ванні печі цей кут повинен бути мінімальним, а для досягнення максимального обертального руху металу в камері його значення повинні бути в межах $\alpha \geq 50^\circ$. Оскільки одночасно задовольнити обидві умови (вимоги) на максимальному рівні неможливо, на практиці слід приймати компромісне рішення, яке з практичного погляду задовольнить роботу вихрової камери з одного боку як перемішувача, що забезпечує необхідну гомогенізацію металу у ванні печі за температурою, а з іншого – як обертового пристрою для створення вихрової воронки необхідної інтенсивності. Як один із можливих варіантів може бути прийнято такий, в якому кут приєднання одного каналу знаходиться, наприклад, на рівні 40° , а іншого – 33° (тангенційне приєднання). У цьому випадку, змінюючи напрям руху біжучого магнітного поля індуктора (з прямого на зворотне і навпаки), можна за потребою окремо підсилювати дію вихрової камери як перемішувача або як обертового пристрою металу.

На рис. 5 для варіанта, в якому верхній (на цьому рисунку) канал приєднано до камери під кутом 40° , а нижній – під кутом 33° , подано результати моделювання гідродинамічної течії у вигляді розподілу швидкості розплаву алюмінію у відбивній печі з дуговим індук-

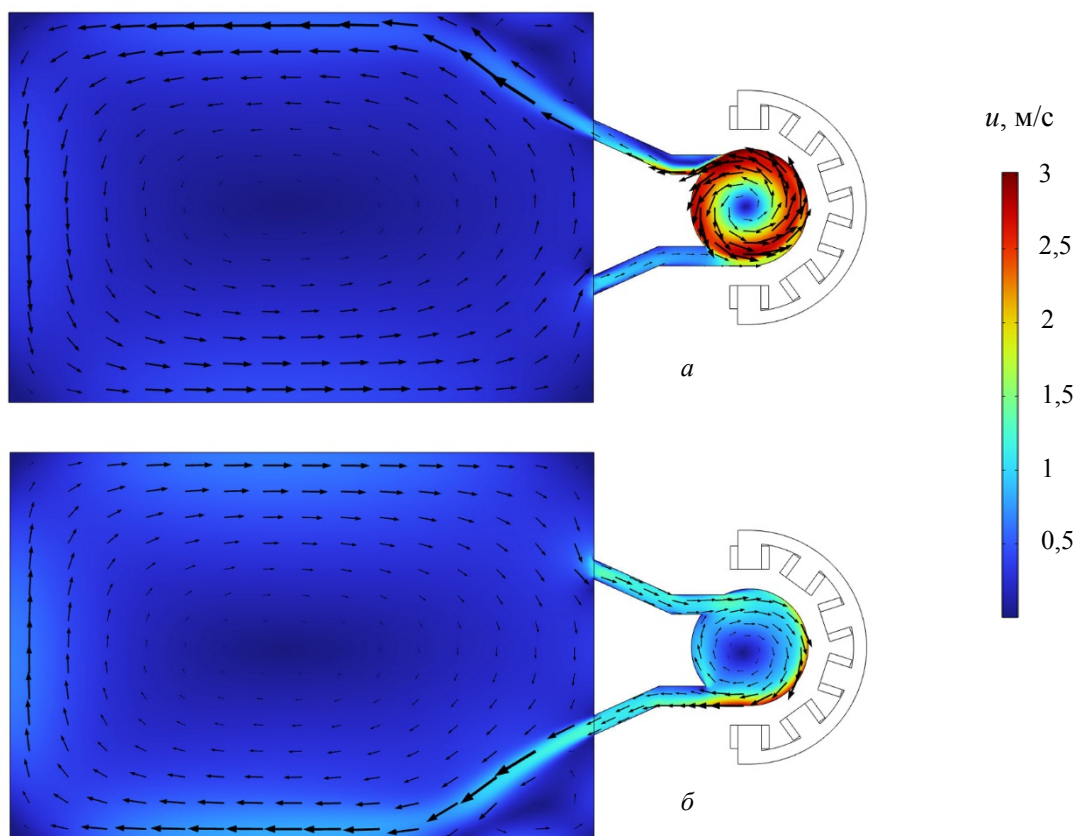


Рис. 5

тором, біжуче магнітне поле якого рухається проти годинникової стрілки (рис. 5 а) і за нею (рис. 5 б). Інтегральні параметри для цього конструктивного рішення в першому випадку склали: середня швидкість металу у ванні печі $u_{av} = 0,24$ м/с, об'ємна витрата розплаву через канали $G = 1,95$ м³/хв та середня кутова швидкість металу у вихровій камері $\Omega = 0,59$ 1/с. У другому випадку: $u_{av} = 0,34$ м/с, $G = 2,55$ м³/хв, $\Omega = 0,26$ 1/с. Таким чином, для збільшення ефективності перемішування рідкого металу у ванні печі біжуче магнітне поле індуктора в камері повинно рухатися за годинниковою стрілкою, а якщо необхідно підвищити дію вихрової воронки, рух магнітного поля потрібно змінити на зворотній.

Висновки. 1. Вихрова камера з дуговим індуктором, якою оснащена відбивна плавильна піч, одночасно виконує дві функції (дії): перемішує рідкий метал у ванні печі та створює вихровий обертальний рух розплаву в камері, куди завантажуються подрібнена металева шихта для плавлення. Ефективність обох функцій залежить від кута приєднання каналів, що з'єднують камеру з ванною печі, до бокової циліндричної стінки вихрової камери.

2. Натискна дія вихідного каналу вихрової камери суттєво перевершує всмоктувальну дію вхідного каналу для значень кута приєднання в межах від тангенційного приєднання до 50° . У діапазоні значень кута приєднання від 50° до 90° для обох каналів його вплив на роботу камери незначний як з погляду електромагнітного перемішування рідкого металу у ванні печі, так і з погляду створення вихрового руху в камері.

3. За різних значень кута приєднання до камери вхідного й вихідного каналів можна окремо керувати інтенсивністю кожної функції вихрової камери шляхом реверсу біжучого магнітного поля дугового індуктора.

Фінансується за кошти держбюджетної теми "Розвиток теорії електротехнологічних процесів та розроблення ефективних електроплавильних і електрозарядних систем з керованим електромагнітним впливом (шифр "Елтех)". Державний реєстраційний номер роботи 0122U000839. КПКВК 6541030.

1. Stal R., Hanley P. Electromagnetic stirring in aluminum ladles. ABB Value Paper. 2009.
2. Глухенький А.И., Гориславец Ю.М., Токаревский А.В. Трехмерное моделирование однофазного электромагнитного перемешивателя жидких металлов. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 77–84.
3. Dubodelov V.I., Gorislavets Y.M., Glukhenkii A.I., Fikssen V.N. Electromagnetic stirrer of liquid metal with alternate action of traveling and pulsating magnetic fields. *Proc. of the 8-th Inter. Conf. on Electromagnetic Processing of Materials EPM 2015*. October 12–16, 2015. Cannes, France. Pp. 605–608.
4. <https://www.yumpu.com/xx/document/view/14174965/-lotuss-pyrotek> (дата доступу: 01.05.2023).
5. <https://www.youtube.com/watch?v=EwvhukuQ-HQ> (дата доступу: 01.05.2023).
6. Пенковий Т.О., Халатов А.А., Гориславец Ю.М. Моделирование гидродинамических и тепловых процессов у відбивній плавильній печі з вихровою камерою. *Теплофізика та теплоенергетика*. 2023. Т. 45. № 1. С. 84–90.
7. Plinca F., Pelletier D. Positivity preservation and adaptive solution of the k-ε model of turbulence. *AIAA Journal*. 1998. 36(1). Pp. 44–50.
8. COMSOL Multiphysics. Simulation Software. URL: <https://www.comsol.com/comsol-multiphysics> (дата доступу: 01.05.2023).

SIMULATION OF A REVERBERATORY MELTING FURNACE EQUIPPED WITH A VORTEX CHAMBER WITH A CURVE INDUCTOR

Yu.M. Gorislavets¹, T.O. Penkovi^{1,2}

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

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

e-mail: ugoris@ied.org.ua

A scheme of a reverberatory furnace for melting aluminium waste in a vortex flow of melt created by a curve inductor in a separate cylindrical chamber is presented. The vortex chamber, which is connected to the furnace's melting bath by means of two channels, performs two functions in this furnace: it stirs the molten metal in the bath and creates a vortex funnel into which the pulverized charge is fed. A mathematical model for numerical research of electromagnetic and hydrodynamic processes in such a system is formulated. The influence of the angle of attachment of the suction and pumping channels to the side cylindrical surface of the vortex chamber on its parameters was determined. Such pa-

rameters were the average speed of liquid metal in the furnace bath, the melt flow through the cross sections of the connecting channels and the average angular speed of the metal in the chamber. It was established that the angle of the connection of the suction channel has little effect on the operation of the chamber, in contrast to the angle of the pumping channel, which in order to achieve maximum efficiency of metal stirring in the bath should take minimum values, and to create the maximum vortex funnel should be more than 50° . Considerations are given regarding the compromise values of this angle, which can ensure the necessary operation of the chamber, both from the point of view of the liquid metal stirrer in the furnace bath, and from the point of view of the rotating device of the metal in the chamber. Ref. 8, fig. 5.

Keywords: reverberatory melting furnace, vortex chamber, curve inductor, liquid metal, modelling of electromagnetic and hydrodynamic processes, connecting channels, angle of connection of channels to the vortex chamber.

1. Stal R., Hanley P. Electromagnetic stirring in aluminium ladles. ABB Value Paper. 2009.
2. Glukhenkyi A.I., Gorislavets Yu.M., Tokarevsky A.V. Three-dimensional modelling of a single-phase electromagnetic stirrer of liquid metals. *Tekhnichna electrodynamika*. 2013. No. 5. Pp. 77–84. (Rus)
3. Dubodelov V.I., Gorislavets Y.M., Glukhenkii A.I., Fiksen V.N. Electromagnetic stirrer of liquid metal with alternating action of traveling and pulsating magnetic fields. *Proc. of the 8th Inter. Conf. on Electromagnetic Processing of Materials EPM 2015*. October 12–16, 2015. Cannes, France. Pp. 605–608.
4. <https://www.yumpu.com/xx/document/view/14174965/-lotuss-pyrotek> (accessed: 05/01/2023).
5. <https://www.youtube.com/watch?v=EwvhukuQ-HQ> (accessed: 05/01/2023).
6. Penkovyi T.O., Khalatov A.A., Goryslavets Yu.M. Modelling of hydrodynamic and thermal processes in a reverberatory melting furnace with a vortex chamber. *Teplofizyka ta teploenerhetyka*. 2023. Vol. 45. No 1. Pp. 84–90. (Ukr)
7. Ilinca F., Pelletier D. Positivity preservation and adaptive solution of the k- ϵ model of turbulence. *AIAA Journal*. 1998. 36(1). Pp. 44–50.
8. COMSOL Multiphysics. Simulation Software. URL: <https://www.comsol.com/comsol-multiphysics> (accessed: 05/01/2023).

Надійшла: 18.05.2023

Прийнята: 02.06.2023

Submitted: 18.05.2023

Accepted: 02.06.2023

НАПІВПРОВІДНИКОВІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ

УДК 621.314

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.099>

ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ЇХНЄ ПОЛІПШЕННЯ АКТИВНИМИ ФІЛЬТРАМИ

М.Ю. Артеменко^{1*}, докт. техн. наук, **В.В. Чопик**^{2**}, канд. техн. наук, **В.М. Михальський**^{2***}, чл.-кор. НАН України, **С.Й. Поліщук**^{2****}, канд. техн. наук, **І.А. Шаповал**^{2*****}, докт. техн. наук
 1 – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. І. Сікорського», пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна
 2 – Інститут електродинаміки НАН України, пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
 e-mail: mikhalsky@ied.org.ua

Стаття присвячена питанню якості електроенергії та ролі активних фільтрів у її поліпшенні. Розглянуто характеристики якості електроенергії, які включають несинусоїдність напруги, несиметрію напруги, гармонічні спотворення вхідного струму та співвідношення між активною та повною потужністю. Розглянуто різні технічні засоби компенсації неактивної потужності та поліпшення спектрів струмів і напруг, включно з активними фільтрами, та сучасні стандарти, що регламентують вимоги до них. Описано переваги активних фільтрів, такі як зниження втрат енергії, придушення вищих гармонік, корекція коефіцієнта потужності та зменшення флікера. Наведено коректне визначення повної потужності для обґрунтування енергоефективної стратегії керування паралельним активним фільтром із метою мінімізації потужності втрат у лінії передачі. Для зручності розподіленої компенсації потужності небалансу відповідний їй вектор струму представлено чотирма ортогональними складовими, що створюють окремі внески в потужність втрат лінії передачі. Застосування активних фільтрів у системах живлення може покращити якість електроенергії та забезпечити ефективне використання електрообладнання. Бібл. 14.

Ключові слова: якість електроенергії, ефективність, технічні засоби, активні фільтри гармонік, нелінійне навантаження.

Електроенергія як особливий продукт має певні характеристики, що дають можливість визначити її придатність для різних виробничих процесів. Цей набір характеристик, що дають змогу споживачам електроенергії виконувати призначені функції, узагальнюється поняттям "якість електроенергії". Останнім часом велику увагу приділяють підвищенню якості електроенергії. Це пов'язано з тим, що невідповідність якості електроенергії встановленим показникам може чинити негативний вплив на електроспоживання, режими роботи електрообладнання, системи релейного захисту, автоматики й телемеханіки, виробничі процеси та призвести до значних економічних утрат через зниження надійності електропостачання. Проблема ощадливого використання всіх видів енергії, зокрема електроенергії, і підвищення ефективності роботи електрообладнання є важливою державною проблемою [1]. **Метою статті** є огляд показників якості електроенергії та демонстрація можливостей активних фільтрів щодо їхнього поліпшення.

Якість електроенергії відображають такі групи показників.

1. Величини, що характеризують несинусоїдність напруги [2].

Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2}}{U_1} 100\%, \quad (1)$$



де U_n – діюче значення n -ї гармонічної складової напруги, В; N – номер останньої з урахованих гармонічних складових напруги (стандартом встановлюється $N = 40$); U_1 – діюче значення напруги основної частоти, В. За наявності вищих гармонічних складових кривої напруги процес старіння ізоляції проводів мережі живлення протікає інтенсивніше, що пояснюється прискоренням небажаних фізико-хімічних процесів у діелектриках під дією високочастотного електричного поля.

Коефіцієнт n -ї гармонічної складової напруги дорівнює:

$$K_{U_n} = \frac{U_n}{U_1} 100\%. \quad (2)$$

Задля його обчислення необхідно визначити значення напруги окремих гармонік, що генеруються нелінійним навантаженням. Нормально та гранично припустимі значення K_{U_n} є нормованими величинами. Стандарт дає змогу не враховувати гармонічні складові порядків понад 40 або ті, значення яких менші за 0,3 %.

Небезпеку для електрообладнання становлять спотворення синусоїдності кривої напруги понад 8 % або наявність у кривій напруги її гармонічних складових непарного (парного) порядку з коефіцієнтом гармонік більшим за 5 %.

2. Величини, що характеризують несиметрію напруги основної частоти.

Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю визначається відношенням діючого значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної напруги $U_{-(1)}$ до номінальної лінійної напруги U_{LNOM} , вираженим у відсотках:

$$K_{-U} = \frac{U_{-(1)}}{U_{LNOM}} 100\%. \quad (3)$$

Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю трифазної чотирипровідної системи живлення (з нульовим проводом) визначається відношенням діючого значення напруги нульової послідовності основної частоти $U_{0(1)}$ до номінальної фазної напруги U_{NOM} , вираженим у відсотках:

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{NOM}} 100\%. \quad (4)$$

Нормально та гранично припустимі значення коефіцієнтів несиметрії напруг за зворотною та нульовою послідовностями дорівнюють 2,0 та 4,0 % відповідно.

3. Величини, що характеризують гармонічні спотворення вхідного струму [3].

Коефіцієнт загальних гармонічних спотворень струму:

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2}; \quad (5)$$

– зважений коефіцієнт гармонічних спотворень вхідного струму:

$$WTHD = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{n^k I_n}{I_1} \right)^2}; \quad (6)$$

– частково зважений коефіцієнт гармонічних спотворень струму:

$$PWHd = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{\sqrt{n} I_n}{I_1} \right)^2}, \quad (7)$$

де I_n – діюче значення n -ї гармонічної складової струму; I_1 – діюче значення основної гармонічної складової струму; $k = 1$ у випадку чисто індуктивного опору мережі, і відповідно $k = -1$ у випадку чисто ємнісного опору мережі. Відносні значення парних гармонічних складових до 12-ї включно не мають перевищувати $16/n$, %. Парні гармонічні складові з номерами $n > 12$, а також непарні гармонічні складові враховуються під час встановлення норм THD і $PWHd$.

У разі проходження струмів вищих гармонік елементами системи електропостачання виникають додаткові втрати електроенергії, насамперед в трансформаторах, двигунах і генераторах. У низці випадків ці втрати можуть призвести до неприпустимих порушень теплового режиму електрообладнання.

4. Величини, що характеризують співвідношення між активною та повною потужностями.

Активна потужність P дорівнює середньому значенню миттєвої потужності за період напруги живлення та визначає кількість електромагнітної енергії, що незворотно перетворюється за цей час в інші види енергії. Повна потужність є одним із базових понять теорії потужності, що визначається як максимальна активна потужність навантаження, що може бути досягнута за заданих напруг системи живлення та потужності втрат в лінії передачі [4, 5]. Повна потужність S зазвичай більша, ніж активна потужність P через існування неактивних складових потужності, струми яких, не створюючи корисного ефекту передачі електроенергії споживачеві, призводять до збільшення втрат енергії в лінії передачі. Виділяють три неактивні складові повної потужності [4]: реактивна потужність (потужність зсуву) Q , зумовлена фазовими зсувами між гармонічними складовими напруг та струмів; потужність спотворення R , зумовлена гармоніками струмів нелінійного навантаження, яких немає в спектрі напруг живлення; потужність несиметрії (небалансу) B , що виникає лише в багатофазних системах через несиметрію навантаження фаз. У загальному випадку повна потужність пов'язана зі своїми складовими квадратичним співвідношенням:

$$S^2 = P^2 + Q^2 + B^2 + R^2. \quad (8)$$

Коефіцієнт потужності визначається відношенням активної потужності до повної $A = P / S$, і є важливим критерієм енергоефективності процесу постачання електроенергії.

Основними технічними засобами компенсації неактивної потужності та поліпшення спектрів струмів і напруг є [6]: синхронні компенсатори; тиристорні компенсатори реактивної потужності; пасивні фільтрокомпенсуючі пристрої; активні фільтри; трансформаторні компенсатори струму нульового проводу; параметричні джерела струму; випрямні агрегати з підвищеними енергетичними показниками.

Цільові пристрої поліпшення якості електроенергії мають низку стандартів, за якими регулюється їхнє використання. Як приклад, далі перелічено стандарти, які визначають вимоги до окремих пристроїв для компенсації неактивної потужності та поліпшення спектрів струмів і напруг.

Стандарти для синхронних компенсаторів: ІЕС 60076-6 – визначає вимоги до синхронних компенсаторів струму і напруги; ІЕЕЕ С37.99 – встановлює вимоги до компенсаторів для високовольтних систем. Стандарти для тиристорних компенсаторів реактивної потужності: ІЕС 60146 – визначає загальні вимоги до електронних пристроїв зі змінною реактивною потужністю; ІЕЕЕ 519 – встановлює вимоги до гармонічних струмів, спотворень напруги та флікеру, що створюються тиристорними компенсаторами. Стандарти для активних фільтрів: ІЕС 61000-3-4 – визначає вимоги до активних фільтрів щодо гармонічних струмів; ІЕЕЕ 519 – встановлює вимоги до гармонічних струмів та спотворень напруги, що створюються активними фільтрами.

На сьогодні АФ є одним з найперспективніших технічних засобів зниження рівня вищих гармонік та зменшення втрат енергії і, як наслідок, забезпечення якості електроенергії завдяки таким своїм перевагам: зменшення потужності втрат внаслідок компенсації неактивних складових потужності; зменшення коефіцієнта нелінійних спотворень струму приблизно у співвідношенні 1:10; можливість повної компенсації вищих гармонік напруги або струму незалежно від амплітуд і початкових фаз гармонік; можливість нарощування потужності компенсації до необхідного рівня внаслідок паралельного чи послідовного підключень ідентичних модулів; відсутність резонансу на будь-якій частоті; нечутливість до впливу коливань частоти; несхильність до перевантаження; гнучкість у застосуванні.

Застосування різних типів АФ обумовлене їхніми властивостями задля розв'язання конкретної задачі [7] та можливостями одночасного виконання декількох функцій, як-от:

придушення вищих гармонік; зменшення потужності втрат; корекція коефіцієнта потужності; зменшення флікера; корекція частотних характеристик системи живлення та виключення негативних резонансних явищ.

Можна виділити окрему категорію стандартів, які регулюють встановлення, експлуатацію та загальні вимоги до напівпровідникових активних фільтрів: IEC 61000-3-2 – цей стандарт встановлює ліміти гармонічних струмів, які можуть бути введені електричним обладнанням у мережу живлення, він також визначає технічні вимоги до активних фільтрів для зниження гармонічних спотворень; IEC 61000-3-4 – цей стандарт встановлює ліміти флікер-спотворень, які можуть бути викликані електричним обладнанням, а також вимоги до активних фільтрів для зниження флікер-спотворень та забезпечення стабільності напруги в мережі; IEC 61000-3-12 – цей стандарт встановлює ліміти спотворень напруги в мережі, які можуть бути викликані електричним обладнанням, та вимоги до активних фільтрів для зниження спотворень напруги; IEEE 519 – цей стандарт визначає граничні значення гармонік і спотворень струму, які можуть бути внесені електричним обладнанням у мережу живлення, та встановлює вимоги до активних фільтрів для забезпечення відповідності цим граничним значенням.

Ці стандарти визначають нормативні вимоги та процедури тестування для активних фільтрів, які забезпечують електромагнітну сумісність із мережею живлення. Вони гарантують, що активні фільтри виконують свої функції ефективно та відповідають вимогам безпеки та якості. IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-4 та IEC 61000-3-12 – як зазначалося раніше, ці стандарти визначають ліміти гармонічних струмів, флікер-спотворень та спотворень напруги, які можуть бути викликані електричним обладнанням. Активні фільтри, які відповідають цим стандартам, сприяють забезпеченню вимог щодо електромагнітної сумісності з мережею живлення.

Підвищення коефіцієнта потужності є однією з найважливіших задач АФ, і для її успішного розв'язання потрібно коректно визначити повну потужність за відомими струмами та напругами багатофазної системи живлення. Формула Бухгольца [8] визначає квадрат повної потужності як добуток сум середньоквадратичних значень струмів та напруг, однак сума середньоквадратичних значень струмів пропорційна потужності втрат лише за умови однаковості опорів лінії передачі. Тому в діючому стандарті [9] одним із множників квадрата повної потужності трифазної чотирипровідної системи є ефективний струм, значення якого пропорційно потужності втрат за різних значень опорів лінійних проводів та нейтралі. Ще детальніше вплив різних опорів лінії передачі на множники напруги та струму квадрату повної потужності відображено в роботах [10, 11]. Водночас розмірності векторів напруги та струму, що використовується для аналізу, дорівнюють кількості проводів багатофазної системи живлення, а напруги відраховуються відносно точки штучного заземлення. У [12] узагальнено результати теоретичних та експериментальних досліджень, спрямовані на коректне визначення повної потужності для обґрунтування стратегій керування паралельними активними фільтрами з метою мінімізації потужності втрат в лінії передачі.

Для визначення повної потужності використано скорочений координатний базис, в якому використовуються вектор фазних напруг $\mathbf{u}(t)$, виміряних відносно нейтрального проводу, та вектор лінійних струмів $\mathbf{i}(t)$. У практичному плані це дало змогу зменшити кількість сенсорів та імпульсних регуляторів компенсаційних струмів, а також позбутися проблеми організації точки штучного заземлення для вимірювання напруг. Співвідношення між опорами проводів лінії передачі встановлює матриця $\mathbf{R} = \mathbf{D} + r_N \mathbf{j}\mathbf{j}^\wedge$, де $\mathbf{D}$ – діагональна матриця опорів лінійних проводів; r_N – опір нейтрального проводу; $\mathbf{j}$ – вектор, що складається з одиниць за кількістю лінійних проводів; $^\wedge$ – знак транспонування. У результаті використання інтегральної нерівності Шварца для максимізації активної потужності отримана така формула повної потужності багатофазної системи живлення, записана з використанням позначення $T^{-1} \int_T \mathbf{x}^\wedge(t) \mathbf{y}(t) dt = \mathbf{x} \circ \mathbf{y}$ для скалярного добутку довільних однорозмірних векторів:

$$S = \sqrt{(\mathbf{i} \circ \mathbf{R}\mathbf{i}) \times (\mathbf{u} \circ \mathbf{R}^{-1}\mathbf{u})}.$$

Перший множник підкореневого виразу є потужністю втрат у лінії передачі, викликаних протіканням струмів, другий відображає потужність теплових втрат, викликаних напругами. Таким чином, повна потужність є середнім геометричним значенням потужностей теплових втрат у лінії передачі, викликаних заданими струмами та напругами багатозфазної системи електроживлення. Кожна із зазначених потужностей залежить від абсолютних значень опорів лінії передачі, однак повна потужність, що може бути представлена у вигляді

$$S = \sqrt{[\mathbf{i} \circ (\mathbf{R} / r_N) \mathbf{i}] \times \mathbf{u} \circ (\mathbf{R} / r_N)^{-1} \mathbf{u}} = \sqrt{(\mathbf{i} \circ \bar{\mathbf{R}}\mathbf{i}) \times (\mathbf{u} \circ \bar{\mathbf{R}}^{-1}\mathbf{u})}, \quad (9)$$

залежить лише від співвідношення між опорами лінійних проводів та нейтралі, що встановлює діагональна матриця $\bar{\mathbf{D}} = \mathbf{D} / r_N$.

Формули (2) визначення повної потужності відповідає вектор активного струму

$$\mathbf{i}_A(t) = \frac{P}{\mathbf{u} \circ \bar{\mathbf{R}}^{-1}\mathbf{u}} \bar{\mathbf{R}}^{-1}\mathbf{u}(t), \quad (10)$$

що має формувати ПАФ у лінії передачі шляхом генерування компенсаційних струмів. За такого струму досягається одиничне значення коефіцієнта потужності та мінімальне значення потужності втрат $\Delta P_{MIN} = P^2 / (\mathbf{u} \circ \mathbf{R}^{-1}\mathbf{u})$.

Попри те, що ПАФ є ефективним засобом компенсації струмів неактивних потужностей, їхня установка в мікромережах, підключених до розподільних мереж у вигляді окремого пристрою, збільшує загальну вартість забезпечення якості електроенергії. Для зменшення вартості мікромереж розробники почали зосереджуватися на ідеях розподіленої активної фільтрації, покладаючи функції компенсації вищих гармонік та небажаних складових потужності на інвертори перетворювачів відновлюваної енергії, що мають резерви повної потужності [13]. У такому разі насамперед підлягає компенсації потужність небалансу, оскільки активна та реактивна потужності використовуються для балансування розподільних мереж. Для зручності розподіленої компенсації потужності небалансу відповідний їй вектор струму доцільно представити якомога більшою кількістю ортогональних складових, що створюють окремі внески в потужність втрат лінії передачі. У [14] виділено чотири ортогональні складові вектора струму потужності небалансу, синхронізовані симетричними синусоїдними напругами трифазної чотирипровідної розподільної мережі з діючим значенням U лінійної напруги:

$$\mathbf{i}_B(t) = \frac{D_R}{U^2} \begin{bmatrix} u_A(t) \\ u_C(t) \\ u_B(t) \end{bmatrix} + \frac{D_I}{U^2 \sqrt{3}} \begin{bmatrix} u_{BC}(t) \\ u_{AB}(t) \\ u_{CA}(t) \end{bmatrix} + \frac{N_R}{U^2} \begin{bmatrix} u_A(t) \\ u_A(t) \\ u_A(t) \end{bmatrix} + \frac{N_I}{U^2 \sqrt{3}} \begin{bmatrix} u_{BC}(t) \\ u_{BC}(t) \\ u_{BC}(t) \end{bmatrix}.$$

Кожна з інтегральних потужностей D_R, D_I, N_R, N_I забезпечує квадратичний внесок у квадрат потужності небалансу:

$$B^2 = D_R^2 + D_I^2 + (N_R^2 + N_I^2)(1 + 3\rho),$$

де $\rho = r_N / r$ – відношення резистивних параметрів лінії передачі, а кожна з ортогональних складових вектора струму – відповідний внесок в потужність втрат:

$$\Delta P_B = [D_R^2 + D_I^2 + (N_R^2 + N_I^2)(1 + 3\rho)] r U^{-2}.$$

Отримано інтегральні формули для визначення кожної з чотирьох квадратичних складових потужності небалансу та структурні схеми пристроїв для їхньої реалізації, а також показано, що ці формули зберігають вихідні значення потужностей за наявності струмів вищих гармонік.

Фінансується за держбюджетною темою «Розробка наукових основ та принципів побудови напівпровідникових перетворювачів з розширеними функціональними можливостями і методів керування ними в системах з джерелами розосередженої генерації» (шифр «АДАПТЕР»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ НАН України від 09.07.2019 р., протокол № 12. Державний реєстраційний номер роботи 0120U002005. КПКВК 6541030.

1. Стратегія енергозбереження в Україні. Т.1. За ред. В. А. Жовтянського, М. М. Кулика, Б. С. Стогнія. Київ : Академперіодика, 2006. 580 с.
2. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності: ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). К.: Держстандарт України, 2014. 27 с.
3. ДСТУ ІЕС 61000-3-12:2009 "Електромагнітна сумісність. Частина 3-12. Норми. Норми на гармоніки струму, створені обладнанням із номінальним входним струмом понад 16А та до 75А включно на фазу, підключеним до низьковольтних електропостачальних систем загального призначення" (ІЕС61000-3-12:2004, IDT); ДСТУ ІЕС 61000-3-12:2009.
4. Маевский О. А. Энергетические показатели вентиляльных преобразователей. М.: Энергия, 1978. 320 с.
5. Emanuel A.E. Power definitions and the physical mechanism of power flow. John Wiley & Sons. IEEE Press. 2010. 274 p.
6. Батрак Л. М. Енергоефективне управління паралельним активним фільтром трифазної чотирипровідної системи живлення: Дис. ... канд. техн. наук: 05.09.12 / Національний технічний університет України «КПІ». Київ, 2016. 176 с.
7. Бурлака В. В., Поднебенна С. К., Гулаков С. В. Сучасні силові активні фільтри та імпульсні джерела живлення з корекцією коефіцієнта потужності. Маріуполь: ПДТУ, 2015. 196 с.
8. Buchholz F., Das Begriffssystem Rechteckleistung, Wirkleistung, totale Blindleistung, Selbstverlag München, 1950.
9. IEEE Std. 1459-2010 Definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal non-sinusoidal, balanced or unbalanced conditions. 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5439063>
10. Willems L. Jacques and Ghijselen A. Jozef, The Relation between the Generalized Apparent Power and the Voltage Reference. *L'Energia Elettrica*. 2004. Vol. 81. No 5–6. Pp. 37–45.
11. Jeon S.J. Definitions of Apparent Power and Power Factor in a Power System Having Transmission Lines With Unequal Resistances. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20. No 3. Pp. 1806–1811. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.848658>
12. Артеменко М.Ю., Михальський В.М., Шаповал І.А. Теорія активної фільтрації багатофазних систем електроживлення, спрямована на мінімізацію потужності втрат в лінії передачі. Київ, Інститут електродинаміки НАН України, 2021. 235 с.
13. Benavides-Córdoba Santiago, Urrea-Quintero Jorge-Humberto, Muñoz-Galeano Nicolás, Cano-Quintero Juan-B., Segui-Chilet Salvador. Optimal distribution of the fundamental non-efficient load current terms between the energy gateways connected in grid-tied microgrids. *Heliyon*. 2023. Vol. 9. Issue 2. e13650. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e13650>
14. Artemenko M.Yu., Chopyk V.V., Mikhalsky V.M., Shapoval I.A., Polishchuk. S.Y. The unbalance power identification in the three-phase four-wire power supply system for the needs of its distributed compensation. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 2. С. 12–20. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.012>

ELECTRICAL ENERGY QUALITY INDICATORS AND THEIR IMPROVEMENT BY ACTIVE FILTERS

M.Yu. Artemenko¹, V.V. Chopyk², V.M. Mikhalsky², S.Y. Polishchuk², I.A. Shapoval²

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

Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

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

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: mikhalsky@ied.org.ua

This article discusses power quality and the role of active filters in improving power quality. The characteristic of this article discusses power quality and the role of active filters in improving power quality. Power quality characteristics, including voltage non-sinusoidality, voltage unbalance, input current harmonic distortion and the ratio of active to full power, are considered. Various technical means of compensating reactive power and improving current and voltage spectra, including active filters, and current standards governing their requirements are considered. The benefits of active filters, such as reduced energy losses, suppression of higher harmonics, power factor correction and flicker reduction, are described. A correct definition of apparent power is presented to justify an energy efficient control strategy for a shunt active filter to minimize power losses in the transmission line. To facilitate the distributed compensation of unbalance power, the corresponding current vector is represented by four orthogonal components, which produce separate contributions to the transmission line loss power. The use of active filters in power systems can improve power quality and ensure efficient use of electrical equipment. Ref. 14.

Keywords: power quality, efficiency, technical means, active harmonic filters, nonlinear load.

1. Energy saving strategy in Ukraine: Analytical and reference materials. Vol.1 / Edited by V. A. Zhovtianskoho, M. M. Kulyka, B. S. Stohniia. Kyiv : Akademperiodyka, 2006. 580 p. (Ukr)
2. Characteristics of power supply voltage in general-purpose electrical networks: DSTU EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). К.: Derzhstandart Ukrainy, 2014. 27 p. (Ukr)
3. DSTU IEC 61000-3-12: 2009 "Electromagnetic compatibility. Part 3-12. Norms. Norms for current harmonics created by equipment with rated input current above 16A and up to 75A inclusive per phase connected to low-

- voltage power supply systems of general purpose" (IEC61000-3-12: 2004, IDT): DSTU IEC 61000-3-12: 2009. (Ukr)
4. Maevsky O. A. Energy indicators of valve converters. Moscow: Energiya, 1978. 320 p. (Rus).
 5. Emanuel A.E. Power definitions and the physical mechanism of power flow. John Wiley & Sons. IEEE Press. 2010. 274 p.
 6. Batrak L. M. Energy-efficient control of a parallel active filter of a three-phase four-wire power supply system: PhD thesis.: 05.09.12 / Natsionalnyi tekhnichnyi universytet Ukrainy «KPI». Kyiv, 2016. 176 p. (Ukr)
 7. Burlaka V. V., Podnebenna S. K., Hulakov S. V. Modern power active filters and pulse power supplies with power factor correction. Mariupol: PDTU, 2015. 196 p. (Ukr)
 8. Buchholz F., Das Begriffssystem Rechteistung, Wirkleistung, totale Blindleistung, *Selbstverlag München*, 1950.
 9. IEEE Std. 1459-2010 Definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal non-sinusoidal, balanced or unbalanced conditions. 2010. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5439063>
 10. Willems L. Jacques and Ghijselen A. Jozef, The Relation between the Generalized Apparent Power and the Voltage Reference. *L'Energia Elettrica*. 2004. Vol. 81. No 5-6. Pp. 37–45.
 11. Jeon S.J. Definitions of Apparent Power and Power Factor in a Power System Having Transmission Lines With Unequal Resistances. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20. No 3. Pp. 1806–1811. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.848658>
 12. Artemenko M.Yu., Mykhalskyi V.M., Shapoval I.A The theory of active filtering of multiphase power supply systems aimed at minimising power losses in the transmission line. Kyiv, Instytut elektrodynamiky NAN Ukrainy, 2021, 235 p. (Ukr)
 13. Benavides-Córdoba Santiago, Urrea-Quintero Jorge-Humberto, Muñoz-Galeano Nicolás, Cano-Quintero Juan-B., Segui-Chilet Salvador, Optimal distribution of the fundamental non-efficient load current terms between the energy gateways connected in grid-tied microgrids, *Heliyon*, 2023. Vol. 9. Issue 2. e13650. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e13650>
 14. Artemenko M.Yu., Chopyk V.V., Mikhalsky V.M., Shapoval I.A., Polishchuk S.Y. The unbalance power identification in the three-phase four-wire power supply system for the needs of its distributed compensation. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2022. No 2. Pp. 12–20. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.012>

Надійшла: 31.05.2023

Прийнята: 13.06.2023

Submitted: 31.05.2023

Accepted: 13.06.2023

СПОСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СПЕЦІАЛІЗОВАНИХ ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ДЛЯ СУЧАСНИХ ІМПУЛЬСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

В.В. Голубєв*, канд. техн. наук, **В.І. Зозульов****, канд. техн. наук, **Ю.В. Маруня*****, канд. техн. наук, **А.І. Сторожук**
 Інститут електродинаміки НАН України,
 пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
 e-mail: dep8ied@ied.org.ua

У статті розглянуто запропоновані пристрої силової електроніки з оцінюванням їхніх базових показників якості та функціонального призначення. Визначено такі пристрої, у разі застосування яких помітно підвищується енергоефективність електричних мереж. Показано, що ці пристрої за своїми поліпшеними функціонально-параметричними даними також широко використовуються в засобах електроспоживачів. Наведено такі зі згаданих пристроїв: комбіновані та керовані випрямлячі Латура-Греца; магнітно-напівпровідникові регулятори імпульсів; імпульсні перетворювачі постійної напруги – DC/DC перетворювачі; імпульсні перетворювачі постійної напруги в змінну – DC/AC перетворювачі; транзисторний ключ з повним тиристорним керуванням – VTS; керований магнітно-напівпровідниковий генератор імпульсів; удосконалена структурна схема магнітно-напівпровідникового генератора імпульсів. Зроблено висновок, що для підвищення енергоефективності електричних мереж найбільш прийнятними є такі показники якості вищенаведених пристроїв: високий ККД; поліпшена електромагнітна сумісність; захист від коротких замикань та комутаційних перенапруг; керованість згідно з вимогами щодо навантаження; буферна протидія обриву вхідного струму. Бібл. 7, рис. 7.

Ключові слова: енергоефективність електричних мереж, комбіновані та керовані випрямлячі Латура-Греца, магнітно-напівпровідникові регулятори та генератори імпульсів, імпульсні перетворювачі DC/DC, DC/AC.

Вступ. Енергоефективність електричних мереж (ЕМ) певною мірою залежить від режимів роботи та базових показників якості пристроїв силової перетворювальної техніки (СПТ). Такими показниками за цим напрямком роботи для пристроїв СПТ визначено: ККД; прийнятні комутаційні характеристики; електромагнітна сумісність (ЕМС); захист від коротких замикань та комутаційних перенапруг; керованість пристроїв СПТ за вимогами їхніх навантажень; буферна протидія обриву вхідного струму під час роботи пристроїв СПТ.

Метою статті є опис і оцінювання розроблених пристроїв СПТ стосовно їхніх можливостей підвищувати енергоефективність ЕМ, від яких вони живляться.

Результати представлених матеріалів. Для підвищення енергоефективності ЕМ з боку пристроїв СПТ, призначених для сучасних електроімпульсних технологій, що живляться від ЕМ, розглядаються найбільш поширені серед них.

1. Комбіновані випрямлячі однофазного живлення. У пристроях СПТ нині застосовуються переважно випрямлячі змінної напруги однофазного живлення [1]. Використання

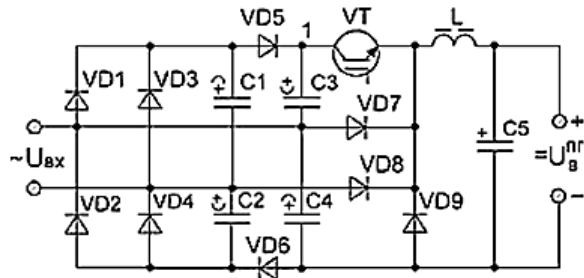


Рис. 1

Рис. 1

оновлених випрямлячів [2] з підвищеними функціонально-параметричними показниками помітно поліпшує показники якості пристроїв СПТ та певною мірою підвищує енергоефективність ЕМ.

Для різних умов реалізації системи ЕМ разом з пристроями СПТ доцільно використовувати: дискретно-керований випрямляч Латура-Греца; однотактний керований випрямляч Латура-Греца; двотактний керований випрямляч Латура-Греца; керований випрямляч Латура (здвоєний)-Греца (КВ-2ЛГ).

У схемі КВ-2ЛГ, зображеній на рис. 1, для керування потрібні були б два двонаправлені ключі, що нераціонально. Тому запропоновано керувати підзарядкою конденсаторів C1,

$C2$ одним ключем VT , використовуючи фазоімпульсне керування. При відкритому ключі VT протягом повного часу підзарядки конденсаторів $C1...C4$ від позитивної напівхвилі напруги $\sim U_{BX} (\cap)$ заряджаються одночасно $C1$ і $C4$, а від негативної напівхвилі $\sim U_{BX} (\cup)$ – $C2$ і $C3$. Тобто, випрямляч стає двотактним із помноженням напруги приблизно в $1,1...0,9$ раза залежно від співвідношення ємностей $C1...C4$ і $C5$. Керованість КВ-2ЛГ (рис. 1) витікає з того, що при відкритому ключі VT випрямлення напруги відповідно до схем Латура і Греца знаходиться у співвідношенні $(U_B^{\text{Л}} > U_B^{\text{Г}})$ B , що призводить до запирання діодів $VD7$, $VD8$ і блокування конденсатора $C5$ від моста $VD2$, $VD4$, $VD7$, $VD8$. При замкненому ключі VT діоди моста $VD7$, $VD8$ розблоковуються, і напруга $U_B^{\text{ЛГ}} \approx U_B^{\text{Г}}$. Діоди $VD 5$, $VD 6$ потрібні для блокування перерозподілу зарядів між $C3$, $C1$ і $C2$, $C4$. Проміжні стани ключа VT (між «0» і «1»), задані зміною його фазового кута в межах $\alpha \approx (0,3...0,9)\pi$, визначають регулювання вихідної напруги КВ-2ЛГ в межах $U_B(2\text{ЛГ}) = U_B^{\min} \dots U_B^{\max}$, де значення цих граничних напруг встановлюються згідно з вибором співвідношення між ємностями $C1...C4$ і $C5$ для вибраного дискретного номінального значення $U_B^{\text{ном}}(2\text{ЛГ})$.

З викладеного випливає, що КВ-2ЛГ щодо його потужності має орієнтовно рівні обмеження з випрямлячем Греца, що разом із керованістю КВ-2ЛГ зумовлює розширене застосування цієї схеми. До того ж керування КВ-2ЛГ здійснюється тільки одним однонаправленим ключем VT .

У підсумку визначено, що для таких пристроїв СПТ, наприклад, як магнітно-напівпровідникові генератори імпульсів [3], інвертори та конвертори [4], доцільно використовувати відповідні варіанти розглянутих комбінованих та керованих випрямлячів (ККВ), що передбачає покращення основних показників згаданих пристроїв СПТ внаслідок:

- регулювання випрямленої напруги в межах приблизно від 300 до 600 В за живлення від ~ 220 В, що спрощує певну частину пристроїв СПТ;
- можливості формування спектра зовнішніх характеристик, що відповідають вимогам до електроживлення окремих технологій;
- створення на базі схем Латура-Греца більш простого стабілізованого випрямляча з дворівневою ШІМ, яка порівняно з однорівневою ШІМ має покращені ЕМС, якість стабілізації та зменшені втрати на ключах;
- компенсації провалів випрямленої напруги схемою Греца ($U_B^{\text{Г}}$), оскільки випрямлена напруга схемами ККВ має співвідношення ($U_B^{\text{Л}} > U_B^{\text{Г}}$).

2. Магнітно-напівпровідникові регулятори імпульсів (МНРІ). Пристрої СПТ, що перетворюють входні електроімпульси (напівхвилі змінного струму) до їхніх функціональних призначень – випрямлення, «однополяризація» (мікро- та наносекундних імпульсів), інвертування, регулювання (стабілізація) – застосовуються в переважній частині СПТ. Пропонується короткий розгляд МНРІ, застосування яких у відповідних пристроях СПТ сприяє поліпшенню їхніх вищезгаданих функціональних призначень, що зі свого боку збільшить певною мірою енергоефективність ЕМ. На рис. 2 зображена схема МНРІ-2, що дає можливість регулювати амплітуду різнополярних імпульсів (або змінної напруги) на навантаженні Z_H від нуля до $U_d^m > U_{in}^m$, до того ж за допомогою тільки двох однонаправлених НПІ-ключів $VS1$, $VS2$.

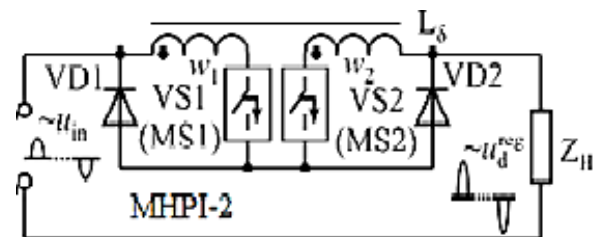


Рис. 2

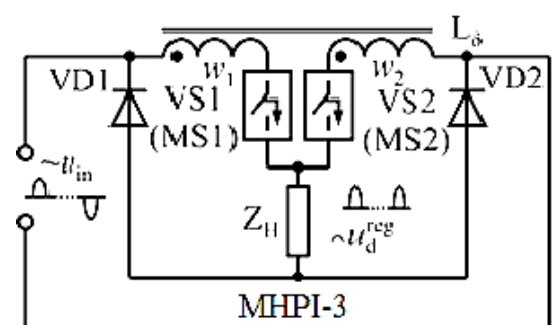


Рис. 3

На рис. 3 зображено МНРІ-3. У цій схемі формуються «випрямлені» імпульси (напівхвилі) напруги. Амплітуда імпульсів цієї напруги регулюється також у діапазоні від нуля до $U_d^{\max}$. Водночас за допомогою двох однонаправлених ключів в одному процесі формування уніполярних імпульсів проводиться їхнє регулювання й блокування їхньої негативної складової. А оскільки трансформовані в кожному такті керуючі струми замикаються через навантаження Z_H , то даний регулятор володіє певною параметричною стабілізацією напруги $\cap u_d^{\text{reg}}$ за зміни навантаження Z_H . МНРІ-3 рекомендується ефективно використовувати: у мілісекундному діапазоні імпульсів – у зарядних пристроях із великою накопичувальною ємністю, під час пуску електродвигунів постійного струму та в інших пристроях, що вимагають плавного пуску з подальшою стабілізацією напруги; у мікросекундному діапазоні імпульсів – для навантажень, що мають помітно менший стартовий опір порівняно з режимним.

3. Імпульсні перетворювачі постійної напруги. Імпульсні перетворювачі постійної напруги (ППН, DC/DC перетворювачі) широко використовуються для регулювання й стабілізації напруги в різноманітних пристроях силової електроніки [5, 6]. Забезпечення максимально можливого ККД, високої якості електроенергії на вході й виході, м'якої комутації транзисторів є пріоритетними завданнями під час розробки таких пристроїв. Особливо це стосується перетворювачів з поздовжнім ключем VT , який, крім основної, виконує також функцію захисту перетворювача від коротких замикань і перенапруг. ППН з поздовжнім транзисторним ключем пропонується використовувати для комплексного поліпшення якості вхідної та вихідної напруг ППН, зниження комутаційних втрат електроенергії, а також розширення їхніх функціональних можливостей та областей застосування, наприклад, як ефективних вхідних складових у структурі високовольтних магнітно-напівпровідникових генераторів імпульсів струму.

3.1. Модифікований знижувальний DC/DC перетворювач із двообмотковим дроселем і поздовжнім транзисторним ключем (ППН-1). Схема ППН-1 зображена на рис. 4. Приєднання

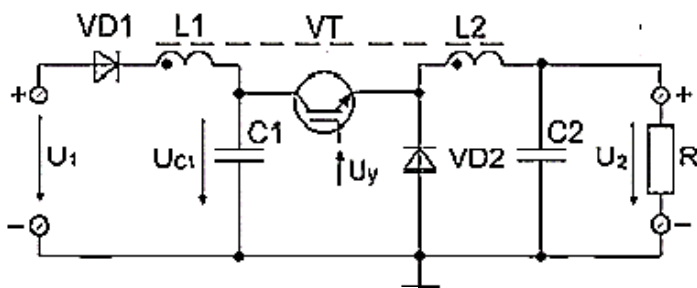


Рис. 4

конденсатора $C1$ та діода $VD2$ до мінусової шини дає можливість використовувати вхідний вузол як буферний, що протидіє негативним наслідкам обриву вхідного струму під час замикання ключа VT . Проведено комп'ютерне моделювання схеми цього перетворювача та математичний аналіз електромагнітних процесів. Встановлено, що ємність конденсатора $C1$ є значно меншою порівняно з ємністю конденсаторів фільтрів у

класичних схемах ППН [5]. Створюється такий режим роботи ключа, що сприяє зменшенню динамічних утрат електроенергії на ньому та підвищенню її якості на вході та виході ППН-1.

Розглянуто також інші створені схемні рішення DC/DC перетворювачів з поліпшеними показниками якості, які рекомендується оптимально використовувати в системах: ЕМ – комбінований випрямляч – ППН – навантаження. Це – знижувальний DC/DC -перетворювач, підвищувальний DC/DC перетворювач та перетворювач постійної напруги з буферним вхідним вузлом.

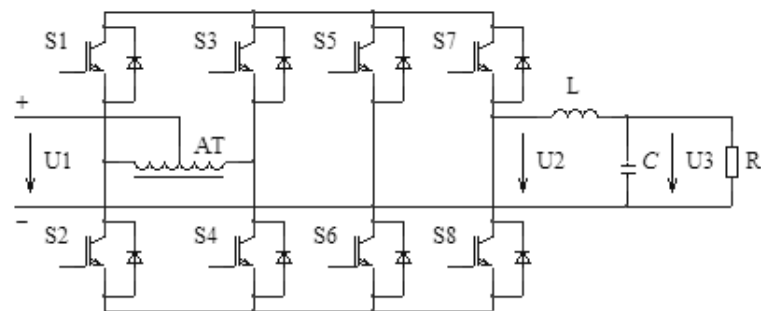


Рис. 5

4. Імпульсні перетворювачі постійної напруги в змінну (DC/AC ПН) [7]. У значній частині пристроїв СПТ використовуються DC/AC ПН. Серед них найбільш поширеними є автономні інвертори напруги (АІН). Вони застосовуються здебільшого в діапазонах середніх і великих потужностей. Це зу-

мовлює відповідні вимоги до АІН – високі ККД, якість вихідної напруги, а також спроможність знижувати чи підвищувати її значення порівняно з напругою джерела електроживлення АІН, водночас забезпечувати двосторонню передачу електроенергії. Саме такі властивості має розроблений АІН, схема електрична принципова якого наведена на рис. 5.

5. Транзисторний ключ із повним тиристорним керуванням на IGBT-транзисторі (VTS-IGBT)

Для розширення функціональних можливостей та зменшення втрат електроенергії на напівпровідникових ключах (НП-ключах) пропонується як найбільш показовий приклад *VTS-IGBT*. Його схемне рішення наведено на рис. 6. Цей ключ має зменшений спад напруги на VT1 порівняно з тиристором і можливість повного керування слабкострумowymi короткими імпульсами (увімкнення U_{on} та вимкнення U_{off}), водночас вимкнення *VTS* можливе в будь-який момент його роботи. Також *VTS-IGBT* зберігає регенеративну властивість. Рекомендується залежно від конкретних умов використовувати розроблені *VTS*-транзистори, в яких силовими транзисторами є біполярні або польові транзистори – *VTS-BT*, *VTS-MOS*.

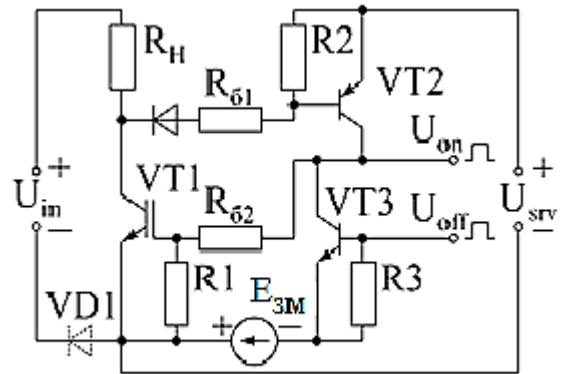


Рис. 6

Слід зауважити, що досліджено ключі *VTS* в дискретному виконанні. Для пристроїв СПТ та ЕМ з метою підвищення їхньої енергоефективності планується напрацювати рекомендації щодо інтегрального виконання вищезгаданих ключів.

6. Керований магнітно-напівпровідниковий генератор імпульсів (МНГІ). МНГІ є одним із найскладніших пристроїв СПТ і застосовується переважно в межах середніх та великих потужностей, характерних для сучасних електроімпульсних технологій. Тому важливим для ЕМ є поліпшення енергетичних та комутаційних показників МНГІ. Як приклад на рис. 7 показано схемне рішення керованого МНГІ, який має такі основні переваги: регулювання та стабілізація вихідних імпульсів струму; захист від коротких замикань; відсутність комутаційних перенапруг. Ці властивості МНГІ в процесі його застосування сприяють поліпшенню енергоефективності ЕМ.

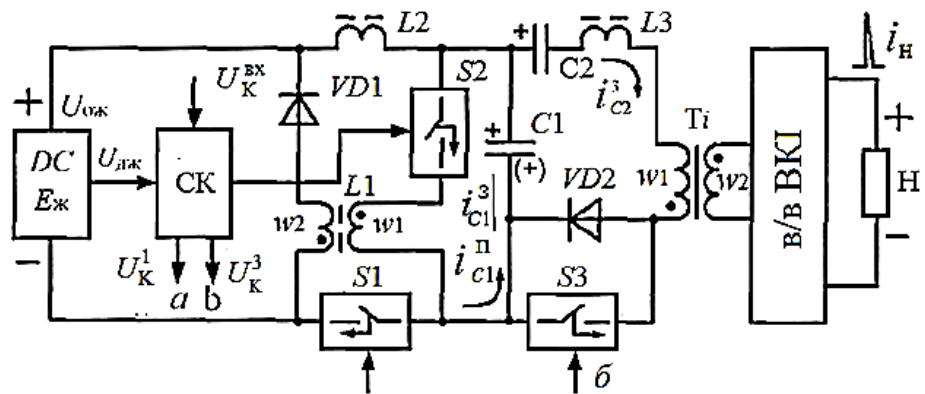


Рис. 7

7. Вдосконалена структурна схема МНГІ. Структурна схема такого МНГІ має складові пристрої СПТ, розглянуті вище з погляду їхнього впливу щодо підвищення енергоефективності ЕМ.

Починаючи зі вхідного вузла, що живиться від ЕМ ($\sim U_{in}$), і до навантаження, ця структура має такі складові: комбінований випрямляч Латура-Греца (ЛГ); перетворювач постійної напруги (ППН *DC/DC*); вузол компресії імпульсів із подвоєнням напруги (ВКІ-2*U*) з ключем *VTS*; імпульсний підвищувальний трансформатор (*T_i*); вузол компресії імпульсів із двообмотковим дроселем (ВКІ-*L/2w*); вузол компресії імпульсів із формуванням цугу з двох вихідних імпульсів (ВКІ-*Ц/2i*) для окремих навантажень; навантаження (*H*), наприклад, газорозрядна трубка ГРТ лазера або розрядна камера (РК) обробки води, а також інші пристрої сучасних електроімпульсних технологій.

Висновки. За результатами розгляду запропонованих пристроїв силової електроніки, оцінювання їхніх базових показників якості та функціонального призначення, внаслідок застосування яких є можливість помітно підвищити енергоефективність електричних мереж, визначено такі з вищезгаданих пристроїв із відповідними функціонально-параметричними показниками.

По-перше, комбіновані та керовані випрямлячі Латура-Греца: регулювання випрямленої напруги в межах від 300 до 600 В за живлення від ~ 220 В; можливість формування спектра зовнішніх характеристик навантажень; компенсація провалів випрямленої напруги; обмеження щодо максимальної потужності, рівнозначне схемі Греца за однофазного живлення.

По-друге, магнітно-напівпровідникові регулятори імпульсів: за повного регулювання вхідної напруги, напруга на навантаженні за своєю формою мінімально відрізняється від вхідної; кількість керованих напівпровідникових ключів зменшено з 4-х до 2-х; можливість ефективного використання в зарядних пристроях з великою накопичувальною ємністю; під час пуску електродвигунів постійного струму та в інших пристроях, що потребують плавного пуску з подальшою стабілізацією напруги, а також в навантаженнях, що мають помітно менший стартовий опір порівняно з режимним.

По-третє, імпульсні перетворювачі постійної напруги: зменшення динамічних утрат електроенергії на ключі; протидія обриву вхідного струму; підвищення якості напруги на виході.

По-четверте, імпульсні перетворювачі постійної напруги в змінну: підвищені ККД та якість вихідної напруги; двостороння передача електроенергії; зниження та підвищення вихідної напруги.

По-п'яте, транзисторний ключ із повним тиристорним керуванням порівняно з тиристорами має: зменшені втрати електроенергії; керування слабкострумowymi імпульсами в будь-який момент його роботи при збереженні регенеративних можливостей.

По-шосте, керований магнітно-напівпровідниковий генератор імпульсів: регулювання та стабілізація вихідних імпульсів струму; захист від коротких замикань, відсутність комутаційних перенапруг.

По-сьоме, вдосконалена структурна схема магнітно-напівпровідникового генератора імпульсів: починаючи від вхідного вузла і до навантаження така структура має переважно вищезгадані складові, внаслідок чого цей генератор може вигідно застосовуватись для електроімпульсного живлення засобів сучасних електроімпульсних технологій.

Фінансується коштом держбюджетної теми «Дослідження та розробка спеціалізованих магнітно-напівпровідникових імпульсних пристроїв силової електроніки та засобів їх живлення від відновлювальних джерел енергії порівняної потужності та зі смарткеруванням» (шифр «Домен-2»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ Президії НАН України від 9.07.20 р. Протокол № 6.

1. Шрайберг Г. 300 схем источников питания. Выпрямители. Импульсные источники питания. Линейные стабилизаторы и преобразователи. Москва: ДМК, 2000. 224 с.
2. Зозулев В.И., Бондаренко А.Ф., Юрчишин В.Я. Комбинированные управляемые выпрямители однофазного электропитания. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*: 2018. Вип. 51. С. 75–81.
3. Волков И.В., Зозулев В.И., Шолох Д.А.. Магнитно-полупроводниковые импульсные устройства преобразовательной техники. К.: Наук. думка, 2016. 230 с.
4. Ирвинг М. Готтлиб Источники питания. Инверторы. Конверторы. Линейные и импульсные стабилизаторы. М.: Постмаркет, 2002. 44 с.
5. Севернс Р., Блум Г. Импульсные преобразователи постоянного напряжения для систем вторичного электропитания: М: Энергоатомиздат, 1988. 294 с.
6. Чашко М.В. Особенности импульсной электропередачи. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Електротехніка і енергетика*. 2017. № 1. С. 50–55.
7. Кобзев А. В. Многозонная импульсная модуляция. Теория и применение в системах преобразования параметров электрической энергии. Новосибирск: Наука, 1989. 304 с.

METHODS OF INCREASING THE ENERGY EFFICIENCY OF SPECIALIZED ELECTRICITY CONVERTERS FOR MODERN PULSE TECHNOLOGIES

V.V. Golubev, V.I. Zozulev, Yu.V. Marunya, A.I. Storozhuk

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

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: dep8ied@ied.org.ua

The article examines the proposed power electronics devices with an assessment of their basic quality indicators and functional purpose. The following of these devices have been identified, the use of which increases the energy efficiency of electrical networks the most. It is shown that these devices, due to their improved functional and parametric data, are also widely used in electrical consumer devices. Here are some of the mentioned devices. Combined and Controlled Latour-Gretz Rectifiers, Magnetic Semiconductor Pulse Regulators, DC/DC Pulse Converters, DC/AC Converters, DC/AC Converters, Full Thyristor Transistor Switch - VTS, Controlled Magneto-Semiconductor Generator pulses, an improved structural diagram of a magnetic semiconductor pulse generator. It was concluded that the following quality indicators of the above devices are the most acceptable for increasing the energy efficiency of electrical networks on the part of devices that are powered by them: high efficiency; improved electromagnetic compatibility; protection against short circuits and switching overvoltages; controllability according to load requirements; buffer resistance against interruption of the input current. Ref. 7, fig. 7.

Keywords: energy efficiency of electrical networks, combined and controlled Latour-Gretz rectifiers, magnetic semiconductor regulators and pulse generators, pulse converters DC/DC, DC/AC.

1. Shreiberg G. 300 schemes of power sources. Rectifiers. Pulse power sources. Linear stabilizers and converters. Moscow: DMK, 2000. 224 p.
2. Zozulev V.I., Bondarenko A.F., Yurchyshyn V.Ya. Combined controlled rectifiers of single-phase electricity. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2018. No 51. Pp. 75–81.
3. Volkov I.V., Zozulev V.I., Sholokh D.A. Magnetic-semiconductor impulse devices of transforming technology. K.: Nauk. dumka, 2016. 230 p.
4. Irving M. Gottlieb Power sources. Inverters. Converters. Linear and impulse stabilizers. M.: Postmarket, 2002. 544 p.
5. Severns R., Blum G. Pulse constant voltage converters for secondary power supply systems: M: Energoatomizdat, 1988. 294 p.
6. Chashko M.V. Peculiarities of impulse electric transmission. *Naukovi pratsi Donetskogo nacionalnogo tekhnichnogo universytetu. Elektrotekhnika i energetyka*. 2017. No 1. Pp. 50–55.
7. Kobzev A. V. Multi-band pulse modulation. Theory and application in systems of conversion of electrical energy parameters. Novosibirsk: Nauka, 1989. 304 p.

Надійшла: 31.05.2023
Прийнята: 15.06.2023

Submitted: 31.05.2023
Accepted: 15.06.2023

РЕЖИМИ РОБОТИ ПІДВИЩУЮЧОГО ПОСТІЙНУ НАПРУГУ ПЕРЕТВОРЮВАЧА ЕНЕРГЕТИЧНОГО МОДУЛЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

В.О. Войтех, канд. техн. наук

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

Досліджено процеси в підвищуючому постійну напругу перетворювачі, як елемента енергетичного модуля, що живиться від відновлюваних джерел енергії постійної напруги від 30 до 350 В. Розглянуто основні режими роботи (безперервний та переривчастий), а також різні варіанти співвідношень між тривалістю інтервалів замикання силового ключа перетворювача, вхідної напруги, параметрами дроселя і навантаження. Наведено графіки, що відображають процеси в перетворювачі. Бібл. 3, рис. 2., табл. 2.

Ключові слова: перетворювач, дросель, осердя, навантаження, відновлювані джерела енергії.

В умовах терористичних атак Росії на енергосистему України важливими стають розподільна генерація та можливість роботи малих електростанцій із відновлюваними джерелами. Дослідна експлуатація гібридного інвертора енергетичної комірки потужністю 2.5 кВт, розробленого та виготовленого в Інституті електродинаміки НАН України, довела можливість генерації біля 3000 кВт/год електроенергії за рік [1]. Перевагою такого інвертора є можливість генерації як за наявності загальної мережі, так і за відсутності електроенергії. Структурна схема розробленого гібридного інвертора наведена на рис. 1.

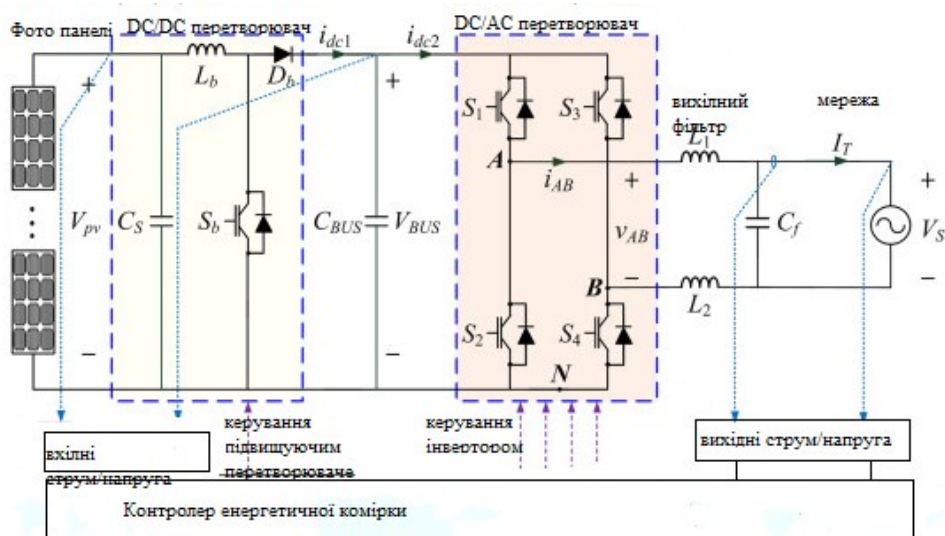


Рис. 1

Вхідна напруга може змінюватись у діапазоні від 0 до 350 В, залежно від типу та кількості фотоелектричних панелей, яка DC/DC перетворювачем підвищується до значення, близького до амплітуди мережевої, а потім DC/AC перетворюється в 220 В 50 Гц автономну, або мережеву. Перетворювач DC/DC може працювати в режимі безперервного або переривчастого струму дроселя. У безперервному режимі струм протікає в дроселі протягом усього циклу комутації. У переривчастому режимі струм у дроселі дорівнює нулю для частини циклу комутації. Особливістю фотоелектричних панелей є залежність вихідної напруги від струму, тому для нормальної роботи енергетичного модуля й забезпечення режиму MPPT бажано, щоб струм у дроселі не зменшувався до нуля, тобто був безперервним [2]. Спрощену електричну схему та діаграми роботи підвищуючого перетворювача для безперервного режиму роботи наведено на рис. 2.

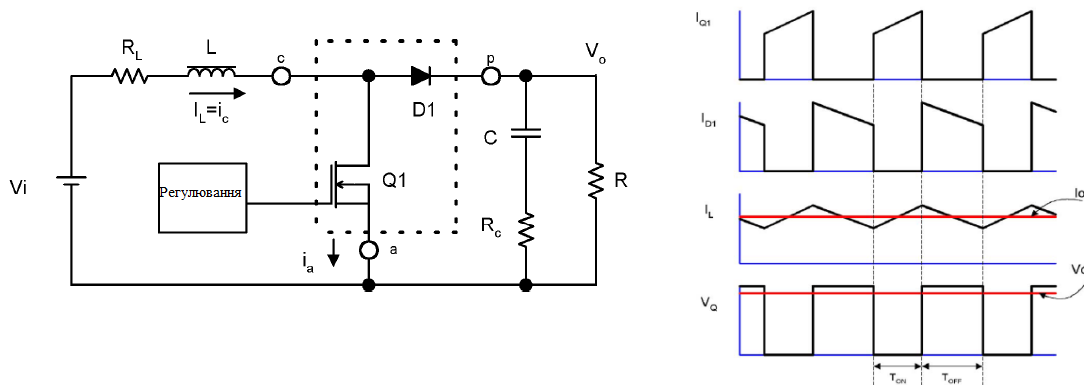


Рис. 2

Напруга на навантаженні у безперервному режимі [3]

$$V_0 = (V_i - I_L \cdot R_L) \cdot \left(1 - \frac{T_{on}}{T_{off}}\right) - V_d - V_Q \cdot \left(\frac{T_{on}}{T_{off}}\right) \quad (1)$$

Вводимо змінну D:

$$D = \frac{T_{on}}{T_{on} + T_{off}} = \frac{T_{on}}{T_s} \quad \text{та} \quad (1 - D) = \frac{T_{off}}{T_s},$$

причому $T_s = T_{on} + T_{off}$, що виконується тільки для безперервного режиму.

Тоді для сталого стану (1) набуде вигляду:

$$V_0 = \frac{V_i - I_L \cdot R_L}{1 - D} - V_d - V_Q \cdot \frac{D}{1 - D}. \quad (2)$$

Вищевказане співвідношення доводить, що значення V_0 можна регулювати, змінюючи робочий цикл D, і воно завжди більше за вхідну напругу, оскільки D – число між 0 і 1. Значеннями V_Q , R_L і R_C нехтуємо. Тоді наведене рівняння значно спрощується:

$$V_0 = \frac{V_i}{1 - D}. \quad (3)$$

А струм через дросель відносно струму навантаження:

$$I_{L(av)} = \left(\frac{I_0}{1 - D}\right). \quad (4)$$

Попередній аналіз роботи підвищувача перетворювача проводився для безперервного та переривчастого режимів за стаціонарної роботи. Робота перетворювача залежить від вхідної та вихідної напруги; вихідного струму та параметрів дроселя. Діапазон вхідної напруги, вихідна напруга та струм навантаження визначаються потужністю, а значення індуктивності та тип дроселя є головним параметром для розрахунку та проектування перетворювача, що працює в найбільш ефективному режимі – безперервному. Мінімальне значення індуктивності дроселя для підтримки режиму безперервної провідності визначається наведеною нижче процедурою.

Спочатку визначається I_{OB} (струм навантаження), як мінімальний вихідний струм для підтримки безперервної провідності, що зазвичай називають критичним струмом. Для його забезпечення повинна виконуватись вимога для значення струму навантаження та індуктивності дроселя:

$$I_{OB} \geq \frac{V_0 \cdot D \cdot (1 - D)^2 \cdot T_s}{2 \cdot L} \quad L_{min} \geq \frac{V_0 \cdot D \cdot (1 - D)^2 \cdot T_s}{2 \cdot I_{OB}}.$$

Тобто, значення індуктивності дроселя залежить від вихідної напруги V_0 та струму I_{OB} перетворювача; періоду комутації транзистора T_s та діапазона регулювання сквапності імпульсів керування D.

Суттєвим недоліком перетворювачів є висока ймовірність виходу з ладу силового транзистору в разі несанкціонованого замикання, внаслідок чого для джерел напруги з малим внутрішнім опором (акумулятори, обертові генератори і т.ін.) виникають аварійні значення

струму. Для фотоелектричних панелей з характеристиками, близькими до джерел струму, цей недолік відсутній, бо навіть у разі короткого замикання струм збільшується тільки на 10–15 %. Тому під час використання в системах із фотоелектричними панелями підвищуючий перетворювач у складі енергетичного модуля має високу надійність та збереження властивих йому переваг (простота конструкції та алгоритмів керування, мала вартість).

У більшості випадків як матеріалу для осердя дроселя L використовуються ферит, альсифер, шихтоване або розпилене залізо. Із наведених матеріалів ферит має найменше значення індукції, нелінійні температурні характеристики й відносно високу вартість, що обмежує його використання як осердя дроселя підвищуючих перетворювачів постійної напруги для енергетичного модуля. Тому вибір необхідно робити між розпиленим, шихтованим залізом та альсифером. У табл. 1 наведено порівняльні розрахункові характеристики дроселів для підвищуючого перетворювача постійної напруги енергетичного модуля потужністю 2.5 кВт, виготовлених на осердях із розпиленого, шихтованого заліза та альсиферу.

Як видно з результатів розрахунку, втрати в альсифері в 3 рази менші, ніж у розпиленому, або шихтованому залізі. Водночас вартість осердя з альсиферу в 4 рази вище.

Таблиця 1

	Розпилене залізо	Альсифер	Шихтоване залізо
Тип осердя	T250-52	KS250060 2 у паралель	Ш-образне із зазором 1мм
Індуктивність, мГн	50	50	50
Число витків обмотки	150	200	100
Амплітуда індукції, Т	0,3	0,28	1.2
Потужність втрат у сердечнику, Вт	15	5	12
Потужність втрат у обмотці, Вт	18	26	13
Повна потужність втрат, Вт	32	31	25
Очікувана температура перегріву, град Цельсія	40	38	35
Ккд (без урахування втрат в обмотці), %	89	91	87
Частота струму, кГц	30	30	30
Об'єм осердя, см ³	48,5	94	81
Вартість осердя, грн	160	480	120

Таблиця 2

Кількість панелей	V_{in} , В макс	Вхідна потужність, Вт	I_{out} , А	Вихідна потужність, Вт	Потужність втрат, Вт	ККД, %	Сквапність імпульсу
1	35	350	0.9	283	67	80	0.88
2	70	700	2	636	64	90	0.79
3	105	1050	3.1	988	62	94	0.69
4	140	1400	4.2	1339	61	95	0.59
5	175	1750	5.3	1692	58	96	0.49
6	210	2100	6.5	2045	55	97	0.39
7	245	2450	7.6	2396	54	97.7	0.29
8	280	2800	8.7	2748	52	98	0.19
9	315	3150	9.8	3100	50	98.4	0.08

Висновки. 1. Значення індуктивності дроселя вибирають, виходячи з умови забезпечення безперервного режиму струму, що споживається від відновлюваних джерел енергії.

2. Осердя дроселя може бути виконано з розпиленого або шихтованого заліза.

3. ККД підвищуючого постійну напругу перетворювача збільшується відповідно до кількості фотоелектричних панелей і досягає максимуму при 9.

Фінансується за держбюджетною темою «Дослідження та розробка спеціалізованих магнітно-напівпровідникових імпульсних пристроїв силової електроніки та засобів їх живлення від відновлюваних джерел енергії порівняної потужності та зі смарткеруванням» (шифр «ДОМЕН2»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ НАН України від 09.07.2020 р., протокол № 6. Державний реєстраційний номер теми 0120U105674

1. Войтех В.О. Результати експлуатації дослідного зразка гібридної дахової електростанції потужністю 2.5кВт. Відновлювальна енергетика та енергоефективність у XXI столітті. *Матеріали XXIII науково-практичної конференції*. Київ. 19-20 травня 2022. С. 168–170.
2. Войтех В.О., Волков І.В. Гібридна система електропостачання. Патент України №125948, 2022.
3. Войтех В.О. Безтрансформаторний підвищуючий перетворювач постійної напруги для відновлювальних джерел енергії. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2017. Вип. 46. С. 56–59. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2017.46.056>

RENEWABLE ENERGY SOURCES ENERGY MODULE INCREASING DC VOLTAGE CONVERTER OPERATION MODES

V.O. Voitekh

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: vvoitekh@gmail.com

The processes in the step-up DC voltage converter, as an element of the power module powered by DC voltage renewable energy sources 30 to 350 V, were studied. The main modes of operation (continuous and intermittent) were considered, as well as various options for ratios between the duration of the closing intervals of the power switch of the converter, input voltage, choke and load parameters. Graphs showing the processes in the converter are given. Ref. 3, fig. 2, tables 2.

Keywords: converter, choke, core, load, renewable energy sources.

1. Voitekh V.O. Results of the operation of the prototype hybrid roof power plant with a capacity of 2.5 kW. *Proc. 23 Scientific and practical conference Renewable energy and energy efficiency in the 21st century*. Kyiv. May 19–20 2022. Pp. 168–170. (Ukr)
2. Voitekh V.O., Volkov I.V. Hybrid power supply system Patent UA No 125948, 2022. (Ukr)
3. Voitekh V.O. Transformless DC upconverter for renewable energy. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2017. Vol. 46. Pp. 56–59. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2017.46.056>

Надійшла: 31.05.2023

Прийнята: 20.06.2023

Submitted: 31.05.2023

Accepted: 20.06.2023

ДВОНАПРАВЛЕНИЙ КАСКАДНИЙ ПЕРЕТВОРЮВАЧ ПОСТІЙНОЇ НАПРУГИ ДЛЯ ПОТУЖНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОНАКОПИЧЕННЯ В МЕРЕЖАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ SMART GRID

Ю.В. Руденко*, докт. техн. наук, В.В. Мартинов**, докт. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: rudenko@ied.org.ua

Розглянуто електромагнітні процеси у двонаправленому каскадному перетворювачі постійного струму з можливістю підвищення та зниження рівнів вихідної напруги в обох напрямках передачі енергії для систем накопичення електроенергії. За допомогою метода усереднення в просторі станів отримано математичну модель імпульсного перетворювача. Визначено аналітичні вирази для розрахунку пульсаційних характеристик двонаправленого каскадного перетворювача, за допомогою яких можна розрахувати основні параметри перетворювача постійної напруги, які забезпечують допустимі пульсації напруги на шинах постійного струму та струму силового дроселя. Для ілюстрації розробленої методики розрахунку визначено пульсаційні характеристики та параметри 30 кВт перетворювача для різних режимів навантаження з шинами постійного струму 400 і 700 В для застосування в системах накопичення енергії. Двонаправлений перетворювач був розрахований, проаналізований та промодельований у пакетах Mathcad/PSim на холостому ході та за різних рівнів навантаження з метою підтвердження ефективності проведених досліджень. Бібл. 7, рис. 2.

Ключові слова: метод усереднення в просторі станів, системи накопичення електроенергії, двонаправлений перетворювач постійної напруги, неізолюваний чотириквadrантний двонаправлений перетворювач.

Широке впровадження та використання систем розподіленого виробництва електроенергії в Україні накладає нові виклики щодо забезпечення стабільності електромереж через переривчастий характер роботи відновлюваних джерел енергії, що особливо має важливе значення у воєнний та повоєнний час у зв'язку з виникненням аварійних станів обладнання. Тому це потребує реалізації необхідних заходів зі створення нового та модернізації існуючого електрообладнання в цих системах, що сприятиме відновленню енергетичного сектору економіки України.

Сучасні системи електропостачання повинні забезпечувати балансування попиту й пропозиції енергії в будь-який момент часу та забезпечувати максимальну ефективність використання електроенергії [1, 2]. Акумуляторні системи енергонакопичення є одним із раціональних рішень для комерційних та побутових застосувань у мережах електропостачання, що відповідають сучасним вимогам експлуатації. Такі системи можуть покращувати безпеку електропостачання та забезпечити подолання пікового попиту на електроенергію, особливо коли вони є невід'ємною частиною локальної мережі з функціональністю високого рівня керування SMART GRID [3–5].

Одними із ключових елементів у системах енергонакопичення є двонаправлені перетворювачі постійної напруги (ДППН). Вони забезпечують гнучкість керування потоком енергії та її напрямком між пристроєм збереження енергії – акумуляторною батареєю та іншими вузлами системи [6,7].

Метою роботи є дослідження параметрів двонаправленого каскадного перетворювача постійної напруги для акумуляторної системи енергонакопичення та визначення їхніх ефективних значень для побудови одиничного модуля потужністю 30 кВт.

Основою побудови потужних систем енергонакопичення в мережах енергопостачання SMART GRID потужністю на десятки та сотні кіловат можуть слугувати перетворювальні модулі з одиничною потужністю до 30 кВт, що об'єднуються між собою в багатомодульну систему. Перетворювальні модулі зазвичай складаються з двонаправлених перетворювачів постійної напруги та інвертора, з'єднаних послідовно.

Базові перетворювачі постійного струму, такі як перетворювачі понижувального, підвищувального та підвищувально-понижувального типу (та їхні похідні), не мають можливості двонаправленої передачі енергії. Це обмеження пов'язане з наявністю діодів у їхній структурі, які запобігають протіканню зворотному струму. Однак однонаправлені перетворювачі можуть бути перетворені в двонаправлені за допомогою їхньої комбінації, наприклад, з'єднання понижувального та підвищувального перетворювачів в єдину структуру двонаправленого підвищувально-понижувального перетворювача постійної напруги. Топологія базової схеми двонаправленого перетворювача постійного струму зображена на рис. 1 а. Недоліком цієї структури для деяких застосувань є те, що в напрямку від джерела V_A до джерела V_B перетворювач працює лише в режимі пониження напруги, а в напрямку від джерела V_B до джерела V_A – лише в режимі підвищення напруги. Для подолання такого обмеження в літературі пропонується багато поліпшених структур [4]. У випадку, коли величини двох напруг на шинах постійного струму є близькими одна до одної, а коефіцієнт передачі перетворювача за напругою менше або більше одиниці, може бути використаний перетворювач buck-boost, який може працювати як перетворювач DC-DC Step-Down або перетворювач DC-DC Step-up залежно від режиму. На рис. 1 б показана конфігурація ДППН на базі вольтореверсивних перетворювачів. Необхідно відмітити, що полярність шин постійного струму в цій схемі – зворотня стосовно загальної землі, що є проблемою в багатьох застосуваннях. Ця проблема може бути вирішена шляхом додавання додаткових ключів у перетворювач, як показано на рис. 1 в. Указана конфігурація може бути представлена як два зворотно підключені перетворювачі за схемою на рис. 1 а.

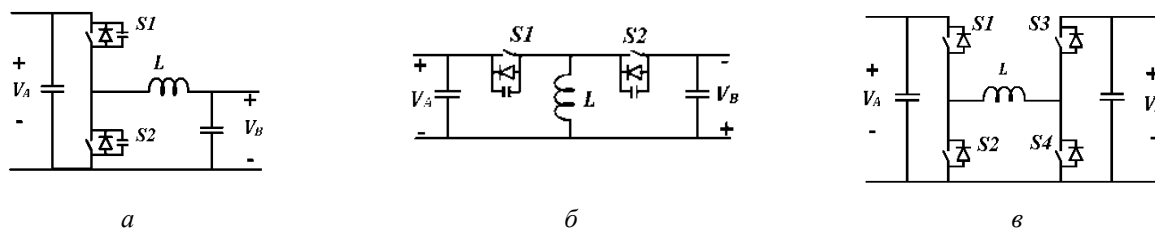


Рис. 1

За цією каскадною топологією в роботі перетворювача можливими є всі чотири квадранти функціонування, отже, ця топологія дає змогу працювати як в режимі пониження напруги, так і в режимі підвищення в обох напрямках потоку енергії. Чотириквadrантна робота перетворювача за цією топологією робить цю структуру найбільш гнучкою у використанні. Під час передачі енергії від джерела V_A до V_B ключі $S1$, $S4$ повинні бути керованими, у разі передачі енергії в зворотному напрямку керованими повинні бути ключі $S2$, $S3$. Більш того, рівні встановленої потужності на перемикальних елементах цього перетворювача є в 1,5–2 рази меншим, ніж перетворювача рис. 1 б, що доповнює переваги каскадної схеми рис. 1 в. Розглянемо електромагнітні процеси в цьому перетворювачі. Вважатимемо, що комутація перемикальних елементів перетворювачів відбувається миттєво, їхні активні опори у відкритому стані дорівнюють нулю, активний опір обмотки дроселя дорівнює нулю.

В усталеному режимі в перетворювачі спостерігаються два інтервали комутації – інтервал накопичення енергії дроселем L та інтервал її віддачі від дроселя L у навантаження.

На вказаних інтервалах роботи еквівалентні схеми заміщення перетворювача мають однакову конфігурацію в обох напрямках передачі енергії між джерелами V_A та V_B . На інтервалі накопичення дросель через відкриті транзистори одної з пар перемикальних елементів підключено до вхідного джерела енергії з напругою U_{ex} , а вихідний конденсатор ємністю C розряджається в навантаження, омичний опір якого позначимо через величину R_H . На інтервалі віддачі енергії дросель L через відкриті діоди протилежної пари перемикальних елементів перетворювача підключено до вихідного конденсатора та навантаження.

Під час інтервалу накопичення енергії відбувається розряд вихідного конденсатора постійним струмом навантаження, який позначимо як I_H . За відомого значення вихідного конденсатора C , під час інтервалу накопичення, напруга на ньому, а отже і вихідна напруга

перетворювача зменшується на величину ΔU_C . Це значення відображає величину пульсації вихідної напруги перетворювача. Отже, це змінення напруги ΔU_C пов'язане зі струмом навантаження:

$$\Delta U_C = \frac{1}{C} \int_0^{T_H} i_C dt = \frac{1}{C} \int_0^{T_H} I_H dt; \Delta U_C = \frac{I_H T_H}{C} = \frac{I_H K_3}{fC}, \quad (1)$$

де T_H – тривалість інтервалу накопичення, $K_3 = T_H/T$ – відносна тривалість інтервалу накопичення, $f = 1/T$ – частота комутації перетворювача, T – період комутації.

Використовуючи вираз (1) та співвідношення для вихідної напруги перетворювача $U_C = I_H R_H$, запишемо формулу для визначення коефіцієнта пульсації вихідної напруги перетворювача:

$$K_{PC} = (\Delta U_C)/U_C = K_3/(f \cdot R_H \cdot C). \quad (2)$$

Для визначення коефіцієнта пульсації струму дроселя розрахуємо величину приросту цього струму ΔI_L на інтервалі накопичення енергії, яка дорівнює загальній пульсації струму. Для цього використаємо співвідношення для напруги на дроселі протягом інтервалу накопичення $\Delta I_L = (U_{ex}/L)T_H$, а також вираз для регульовальної характеристики понижувально-підвищувального перетворювача, в режимі якого працює каскадний перетворювач, що розглядається: $U_C = U_{ex}(K_3/(1-K_3))$. Остаточно маємо:

$$\Delta I_C = U_C(1-K_3)/(f \cdot L). \quad (3)$$

Для подальшого розрахунку коефіцієнта пульсації струму дроселя необхідно визначити середній струм дроселя I_{Lcp} , якій збігається із середнім вхідним струмом перетворювача на інтервалі накопичення та який визначається, виходячи з балансу вхідної і вихідної потужностей. У такому разі отримаємо: $I_{Lcp} = U_C/(1-K_3)R_H$.

Після перетворень запишемо вираз для коефіцієнта пульсації струму дроселя:

$$K_{PL} = (1-K_3)^2/\tau_L^*, \quad (4)$$

де $\tau_L^* = L/(R_H T)$ – відносна постійна часу.

Визначимо пульсаційні характеристики каскадного двонаправленого перетворювача згідно з формулами (2), (4) для таких параметрів у двох режимах передачі енергії: у режимі передачі енергії від акумуляторної батареї (АБ) до інвертора (ІН), та в зворотному напрямку – від ІН до АБ. Прийнемо, що постійна напруга на стороні АБ може змінюватися в межах 400–480 В. На стороні ІН – постійна напруга на рівні 700 В.

Таким чином, враховуючи відсутність активних втрат енергії і внаслідок цього – однакову задану потужність навантаження перетворювача 30 кВт для двох напрямків, визначимо опір навантаження: у режимі АБ–ІН опір складає 16 Ом, у режимі ІН–АБ – від 5,3 до 7,7 Ом. У ході проведених розрахунків визначено параметри накопичувального дроселя ($L=5$ мГн) та вхідного й вихідного конденсаторів ($C_{ex}=C_{вих}=500$ мкФ), які забезпечують в обох напрямках у робочій зоні комутації рівень пульсацій вихідної напруги не більше 0,6 % та рівень пульсацій струму дроселя не більше 3 % за частоти комутації 20 кГц. Результати розрахунків відображені на рис. 2.

У результаті проведених досліджень розроблено методику та за допомогою метода усереднення в просторі станів визначено аналітичні вирази для розрахунку параметрів двонаправленого перетворювача постійного струму для систем накопичення електроенергії з можливістю роботи в чотирьох квадрантах. Отримані аналітичні вирази для розрахунку пульсаційних характеристик каскадного двонаправленого перетворювача дають змогу визначити основні параметри чотириквadrантного перетворювача напруги, які забезпечують допустимі пульсації як за напругою на шинах постійного струму, так і за струмом дроселя. Двонаправлений перетворювач був промодельований у пакеті PSim на холостому ходу та за різних навантажень. Отримані результати підтверджують ефективність проведених розрахунків, що дає змогу реалізувати необхідні вихідні параметри двонаправленого перетворювача

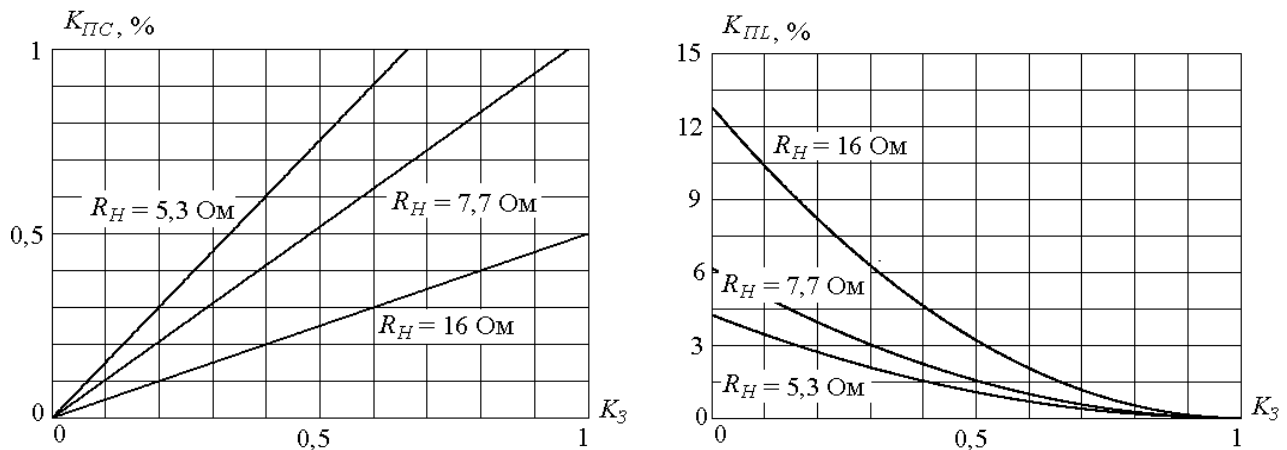


Рис. 2

за заданого обмеження на величину пульсацій напруги на шинах постійного струму та струму дроселя перетворювача.

Фінансується за держбюджетною темою "Розвиток теорії та наукове обґрунтування принципів побудови потужних імпульсних напівпровідникових перетворювачів з нелінійним динамічним навантаженням модульної структури" (Джерело-3). Державний реєстраційний номер роботи 0119U001289. КПКВК 6541030.

1. Zhimin Wang, Lihan Qin, Chenghong Gu, Furong Li. Distributed storage capacity reservations for residential PV generation utilization and LV network operation. *Zhimin Power & Energy Society General Meeting*. IEEE. 2015. Pp. 1–12.
2. Жаркін А.Ф., Новський В.А., Мартинов В.В., Пазєєв А.Г., Палачов С.О., Руденко Ю.В. Системи накопичення енергії на основі застосування потужних двонаправлених перетворювачів. *Вісник НТУ «ХПИ», серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. Харків: НТУ «ХПИ». 2018. Вип.26 (1302). Т.1. С. 25–33.
3. Leadbetter J., Swan L. Battery storage system for residential electricity peak demand shaving. *Energy Build.* 2012. No55. Pp. 685–692.
4. Restrepo C., Salazar A., Schweizer H. Residential battery storage: is the timing right? *IEEE Electrification Mag.* 2015. 3 (3). Pp. 14–21.
5. Zharkin A., Novskyi V., Martynov V. Development of Powerful Unified Inverter Modules for Energy Storage Systems. 2019 *IEEE 6th International Conference*. April 17–19, 2019. Kyiv, Ukraine. Pp.144149
6. Ahamed Ejaz, Senthikumar S. Review of Bidirectional DC-DC Converters. *International Journal of Scientific Research in Computer Science, Engineering and Information Technology*. 2017. Vol.2. Issue 1. Pp. 182–189.
7. Жаркін А.Ф., Новський В.О., Мартинов В.В., Пазєєв А.Г., Системи накопичення енергії на основі застосування потужних двонаправлених перетворювачів. *Вісник НТУ «ХПИ», серія: Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії*. Харків: НТУ «ХПИ», 2019. Вип.20 (1345). С. 4–14.

BIDIRECTIONAL CASCADED DC CONVERTER FOR POWERFUL ENERGY STORAGE SYSTEM IN SMART GRID POWER SUPPLY NETWORKS

Yu.V. Rudenko, V.V. Martynov

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

e-mail: rudenko@ied.org.ua

Electromagnetic processes in a bidirectional cascade DC converter with the possibility of increasing and decreasing the output voltage levels in both directions of energy transfer for electric power storage systems are considered. Using the method of averaging in the state space, a mathematical model of the pulse converter was obtained. Analytical expressions for calculating the ripple characteristics of a bidirectional cascade converter have been determined, with the help of which you can calculate the main parameters of the constant voltage converter, which provide permissible voltage ripples on the DC buses and power choke current. To illustrate the developed calculation methodology, the ripple characteristics and parameters of a 30 kW converter for various load modes with 400V and 700V DC busbars for use in energy storage systems are determined. The bidirectional converter was calculated, analyzed and simulated in Mathcad/PSim packages at idle speed and at different load levels in order to confirm the effectiveness of the conducted research. Ref. 7, fig. 2.

Keywords: method of averaging in state space, electric power storage systems, bidirectional constant voltage converter, non-isolated four-quadrant bidirectional converter.

1. Zhimin Wang, Lihan Qin, Chenghong Gu, Furong Li. Distributed storage capacity reservations for residential PV generation utilization and LV network operation. *Zhijin Power & Energy Society General Meeting*. IEEE. 2015. Pp. 1–12.
2. Zharkin A.F., Novs'kyi V.A., Martynov V.V., Pazyeyev A.H., Palachov S.O., Rudenko Yu.V. Systemy nakopychennya enerhiyi na osnovi zastosuvannya potuzhnykh dvonapravlenykh peretvoryuvachiv. *Visnyk NTU «KHPY»: Novi rishennya v suchasnykh tekhnolohiyakh*. Kharkiv:NTU «KHPI», 2018. V.1. Is. 26 (1302). Pp. 25–33. (Ukr)
3. Leadbetter, J. Swan L. Battery storage system for residential electricity peak demand shaving. *Energy Build.* 2012. No 55. Pp. 685–692.
4. Restrepo C., Salazar A., Schweizer H. Residential battery storage: is the timing right? *IEEE Electrification Mag.* 2015. 3. (3). Pp. 14–21.
5. Zharkin A., Novskyi V., Martynov V. Development of Powerful Unified Inverter Modules for Energy Storage Systems. *2019 IEEE 6th International Conference*. April 17–19, 2019, Kyiv, Ukraine. Pp. 144–149.
6. Ahamed Ejaz, Senthilkumar S. Review of Bidirectional DC-DC Converters. *International Journal of Scientific Research in Computer Science, Engineering and Information Technology*. 2017. V.2. Is. 1. Pp. 182–189.
7. Zharkin A.F., Novs'kyi V.O., Martynov V.V., Pazyeyev A.H., Systemy nakopychennya enerhiyi na osnovi zastosuvannya potuzhnykh dvonapravlenykh peretvoryuvachiv. *Visnyk NTU «KHPY»: Elektrychni mashyny ta elektromekhanichne peretvorennia enerhiyi*. Kharkiv: NTU «KHPY», 2019. Is.20 (1345). Pp. 4–14. (Ukr)

Надійшла: 31.05.2023

Прийнята: 15.06.2023

Submitted: 31.05.2023

Accepted: 15.06.2023

УДК 624.314

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.121>**ДОСЛІДЖЕННЯ ДВОНАПРЯМНОГО ПЕРЕТВОРЮВАЧА ПОСТІЙНОЇ НАПРУГИ
ДЛЯ ЗАСТОСУВАННЯ В СИСТЕМАХ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ**

О.М. Юрченко*, докт. техн. наук, **Д.В. Мартинов****, **В.В. Мартинов*****, докт. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: d.martynov@electrotechimpulse.com

Розглянуто електромагнітні процеси у двонапрявному перетворювачі постійного струму з можливістю підвищення та зниження рівнів вихідної напруги з використанням асиметричного інвертора для акумуляторної системи енергонакопичення під час роботи в складних умовах, з коротким періодом перетворення та визначення його параметрів. Двонаправлений перетворювач постійного струму широко використовуються в гібридних системах накопичення енергії та в енергосистемах розподілу постійного струму. Такий неізолюваний двонаправлений підвищувально-знижувальний перетворювач призначено для управління потоком енергії між джерелами з різним рівнем напруги у зв'язку з використанням у цих системах низьковольтних акумуляторів. Завдяки здатності таких перетворювачів досить швидко перенаправляти електричну енергію як в одну, так і в іншу сторону, стала можлива не тільки зарядка батареї від стаціонарних джерел електронергії, а й зарядка акумулятора в процесі роботи генератора від двигуна внутрішнього згоряння та рекуперативного гальмування. Наведено результати розрахунків роботи прототипа двонапрявного перетворювача постійного струму з батареєю 14 В, шиною постійного струму 200 В і вихідною потужністю 3500 Вт. Виготовлено дослідний зразок для підтвердження можливості швидкого перетворення енергії. Бібл. 9, рис. 5.

Ключові слова: системи накопичення електроенергії, двонаправний перетворювач постійної напруги, швидке перетворення енергії, гібридний електромобіль.

Збільшення кількості електроенергії, що виробляється відновлюваними джерелами, ставить нові виклики для електричних мереж, які вже працюють в умовах підвищених навантажень. Сучасні системи електропостачання повинні вміти балансувати попит і пропозицію енергії в будь-який момент, володіти більш гнучким управлінням і забезпечувати максимальну ефективність використання електроенергії [1]. Складність полягає в тому, що пропозиція електроенергії в будь-який момент часу має бути рівна попиту, а в нових поновлюваних джерел електроенергії, як-от енергія вітру та сонячного випромінювання, дуже великі коливання в генерації. Некерована генерація знижує гнучкість енергосистеми, створюючи проблеми для балансування системи в реальному часі. Зберігання енергії є ключовим джерелом гнучкості, яке може допомогти вирішити деякі проблеми, пов'язані з розширеним використанням низьковуглецевих генерацій в електроенергетиці.

Технологічним способом вирішення цієї складної проблеми є масове застосування накопичувачів електроенергії, що дає змогу будувати енергосистеми за принципом одночасного та синхронного виробництва та споживання електроенергії. Розвиток систем накопичення призведе до збільшення двонаправлених потоків електроенергії, тоді як нині потоки розподіляються переважно однонаправлено ієрархічною гілкою «магістральні мережі — розподільні мережі — споживач». Загалом накопичувачі електроенергії — це одні із ключових елементів нової моделі «розумної» енергетики [2].

Потенційні галузі застосування накопичувачів включають: згладжування нерівномірності виробництва та споживання електроенергії, регулювання напруги та частоти, надання гарячого резерву потужності, аварійне електроживлення для запобігання розвитку системних надзвичайних ситуацій (при секціонуванні енергосистеми) та для відновлення енергосистеми після них. Особлива цінність накопичувачів полягає в тому, що вони можуть здійснювати перелічені функції одночасно. Слід відзначити, що завдяки застосуванню систем енергонакопичення, які забезпечують компенсацію пульсацій миттєвої активної потужності, можна очікувати підвищення ККД системи енергопостачання.

Двонапрямні перетворювачі постійної напруги (dc-dc) є одними із ключових елементів у системах збереження електроенергії. Вони забезпечують гнучкість керування потоком енергії між пристроєм збереження енергії – акумуляторною батареєю – та іншими вузлами системи. Головними двома сімействами двонапрямних перетворювачів постійної напруги є неізолюючі та ізолюючі структури. У роботі показано застосування двонапрямого перетворювача постійної напруги як інтерфейсу між мережею постійного струму й накопичувачем енергії в мережі гібридного автомобіля для керування двонаправленим потоком енергії.

Під час створення перетворювачів електроенергії висуваються вимоги щодо зменшення їхніх габаритів і збільшення ККД. Однак, коли справа стосується потужних перетворювачів, то з'являються складності з елементною базою, яка завжди відстає від сучасних потреб силової електроніки. Через застосування потужних перетворювачів у гібридних автомобілях із використанням водяного охолодження маємо суттєве зменшення діапазону робочих температур кристалів напівпровідникових елементів, що позитивно відображається на загальному ККД пристрою. Зокрема, для досягнення малих габаритів потрібно збільшувати робочу частоту перетворювача, що одночасно веде до збільшення температури. А необхідність комутації великих струмів за відносно невеликої напруги на акумуляторній батареї робить перетворення досить складною задачею.

У гібридних електромобілях системи розподілу електричної потужності працюють на різних рівнях напруги через наявність акумулятора. Необхідність не тільки розрядки, але і зарядки акумулятора в процесі роботи генератора від двигуна внутрішнього згорання або під час рекуперативного гальмування потребує двонапрямого перетворення енергії [3,4]. Двонаправлені перетворювачі постійного струму з широким діапазоном перетворення напруги необхідні для узгодження напруги та розв'язки потужності між батареєю і шиною постійного струму, до якої підключений електропривод автомобіля.

Динаміка руху автомобіля включає швидкі прискорення, які споживають великі потужності від енергосистеми автомобіля [3]. Аналогічною проблемою є ситуація з уповільненням (гальмуванням) і необхідністю, для збільшення дальності руху автомобіля, видобувати енергію через рекуперативне гальмування.

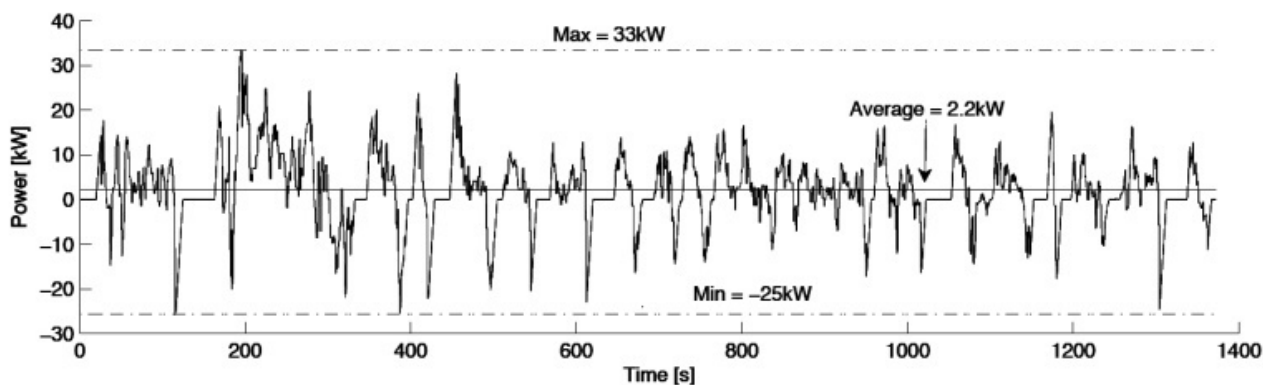


Рис. 1

Проведені дослідження [3] показують, що середнє енергоспоживання є набагато нижчим, ніж піки потужності, що виникають у разі прискорення або уповільнення. На рис. 1 показано енергоспоживання міського їздового циклу в США, де відзначено максимальне, мінімальне та середнє енергоспоживання. Середня споживана потужність більш ніж на порядок менша від пікової, як видно з рис. 1 (приблизно 2,2 кВт).

Останнім часом топології двонапрямних перетворювачів були широко досліджені та оптимізовані з метою отримання перетворювачів постійного струму з широким діапазоном перетворення напруги, придатних для гібридної системи зберігання енергії. [4]. Тому двонапрямний перетворювач DC-DC є ключовим компонентом гібридної енергосистеми й визначає її ефективність.

Метою роботи є дослідження двонапрямого DC/DC перетворювача з використанням асиметричного інвертора для акумуляторної системи енергонакопичення за роботи у складних умовах із коротким періодом перетворення для використання в гібридних енергосистемах та визначення його параметрів для побудови модуля потужністю 3,5 кВт.

Напівмостова неізольована топологія типового двонапрямого перетворювача постійного струму показана на рис. 2. Вона складається з перетворювачів понижувального та підвищувального типу [5, 6]. З рис. 2 очевидно, що понижувальний перетворювач з перемикачем VT1 може працювати як підвищувальний у зворотному напрямку. А підвищувальний перетворювач через перемикач VT2 також може працювати як понижувальний так само у зворотному напрямку. Коли двонаправний перетворювач постійного струму працює в режимі безперервної провідності, потрібен індуктор фільтра з більшим значенням. Збільшення розміру індуктора призводить до повільної перехідної реакції та повільного перехідного процесу. Величина індуктивності може бути значно зменшена, коли схема працює в режимі переривчастої провідності, і це призводить до швидшого відгуку, а також забезпечує зменшення втрати при комутації перемикачів завдяки зворотному відновленню в діоді. Оскільки діоди вимикаються за нульової напруги, втрати зворотного відновлення зменшуються.

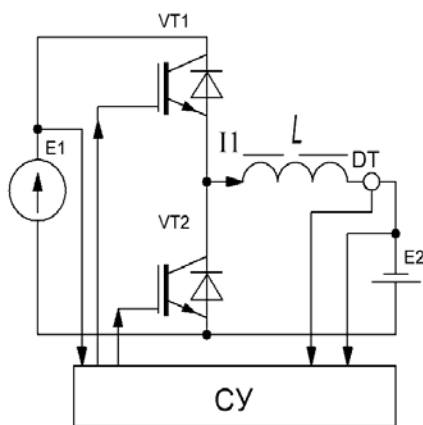


Рис. 2

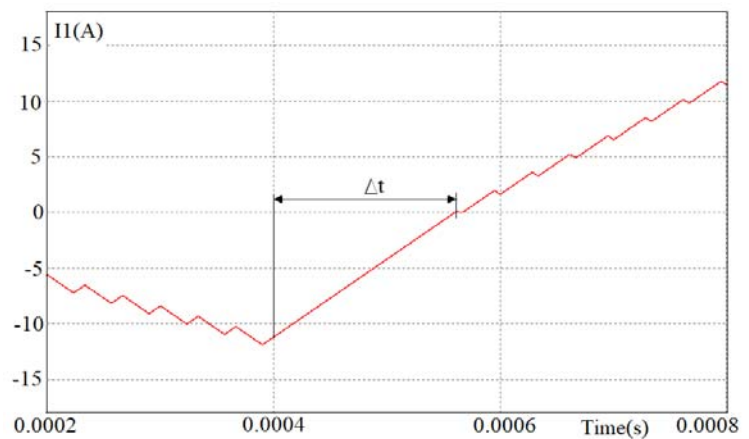


Рис. 3

Якщо транзистор VT2 напівмоста закритий, а перемикач VT1 працює – це режим понижувального перетворювача, а якщо навпаки – транзистор VT1 виключений, а перемикач VT2 працює, то відтворюється підвищувальний перетворювач. Вхідною напругою понижувального перетворювача є напруга E1, а вихідною напругою E2 – напруга батареї.

Як приклад, на рис. 3 наведено результати одного із варіантів розрахунків струму індуктора $I_1(t)$ під час роботи двонапрямого перетворювача для інтервалу часу від включення понижувального перетворювача до моменту часу 0.0004 с, коли перетворювач перейшов у режим передачі енергії від батареї E2 до джерела E1 за значень індуктивності дроселя L 200 мкГн та частоти ШІМ 30 кГц. Як впливає з рис. 3, струм $I_1(t)$ спочатку повинен впасти до нуля, а потім тільки почнеться передача енергії до джерела високої напруги E1. Час Δt зменшення струму до нуля залежить тільки від значень індуктивності дроселя та напруги батареї. Водночас цей час визначається лише зазначеними вище параметрами згідно з наведеною на рис. 2 схемою та ідентичний для переходу від режиму підвищувального перетворювача в режим понижувального і навпаки.

Наявність індуктивності призводить до більш низьких пульсацій струму, що можна вважати перевагою в деяких застосуваннях, але й суттєво погіршує динаміку перехідних процесів, що є значним недоліком для гібридної енергосистеми автомобіля.

Один із способів вирішення названих проблем – використання схеми асиметричного інвертора з магнітозв'язаним дроселем [7]. Перетворювач за схемою асиметричного інверто-

ра (рис. 4) може лежати в основі побудови двонапрявленого перетворювача DC-DC для гібридної енергосистеми автомобіля. Пристрій є однофазним інвертором, що містить чотири вентиля, крім того вентиля VT1 і VT2 – керовані.

Як видно з рис. 4, схема цього перетворювача запозичує структуру інвертора з напівмостом [8]. Оскільки він складається із двох понижувальних перетворювачів, а також має функції звичайного напівмостового перетворювача, тому він названий в англійській термінології dual-buck half bridge inverter [9].

Перетворювач має дві переваги: по-перше, усуваються наскрізні струми, тому що ніякі активні силові ключі не підключені послідовно в кожному фазному плечі; по-друге, розсіювання енергії в процесі зворотного відновлення силового ключа значно скорочується, оскільки не існує контуру протікання струму через внутрішній діод силових ключів.

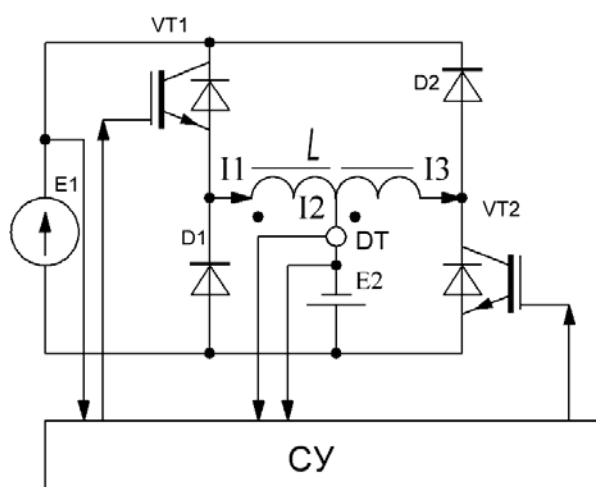


Рис. 4

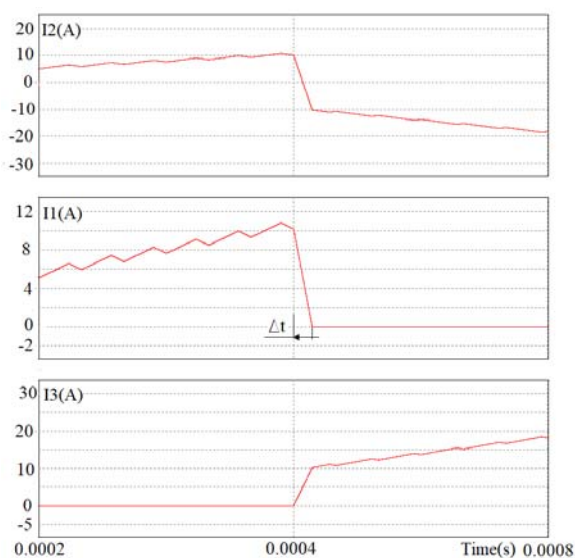


Рис. 5

Дослідження асиметричного інвертора з магнітозв'язаним дроселем проводились шляхом розрахунків робочих режимів перетворювача в пакеті схематехнічного моделювання Psim на розробленій імітаційній моделі. Використовувалась система управління силовими перемикачами VT1 та VT2, яка побудована на основі пропорційно-інтегрального регулятора та імпульсного модулятора з ШІМ. Результати розрахунків перехідних процесів за зміни напрямлення струму з батареї до високовольтного джерела приведені на рис. 5.

Розрахована вихідна потужність перетворювача становить 3.5 кВт. Компоненти та параметри схеми були обрані для режиму безперервної провідності. У зв'язку з тим, що індуктивність дроселя одночасно входить до складу понижувального та підвищувального регуляторів, вона розраховується за умовами забезпечення безперервного режиму для підвищувального регулятора в точці екстремуму функції:

$$L_{min} = \frac{D \cdot (1 - D^2) \cdot R_{max}}{2 \cdot f} = \frac{0,3849 \cdot R_{max}}{2 \cdot f}$$

де L_{min} – мінімальна індуктивність котушки індуктивності, яка необхідна для роботи в безперервному режимі, R_{max} – максимальне навантаження; D – відносна тривалість імпульсу; f – частота широтно-імпульсного модулятора.

На рис. 5 наведено результати розрахунків струму індуктора $I_l(t)$ під час роботи двонапрявного перетворювача для інтервалу часу від включення понижувального перетворювача

ча до моменту часу 0.0004 с, коли він перейшов у режим передачі енергії від батареї E2 до джерела E1 за значень індуктивності дроселя L 200 мкГн та частоти ШІМ 30 кГц. Усі ці параметри аналогічні розглянутим раніше на рис.2 двонапрямному перетворювачу. Як слідує з рис. 5, струм $I_2(t)$ після припинення роботи понижувального регулятора падає до нуля, за цей же час струм $I_3(t)$ піднімається до значення, якого досяг струм $I_2(t)$. Таким чином, завдяки магнітному зв'язку між обмотками котушки індуктивності струм $I_1(t)$, за цей же час переходить із позитивного напрямлення до негативного. Як впливає з розгляду схеми рис. 4 і результатів моделювання рис. 5, тривалість перехідного процесу визначається лише індуктивністю розсіювання і не залежить від величини індуктивності котушки.

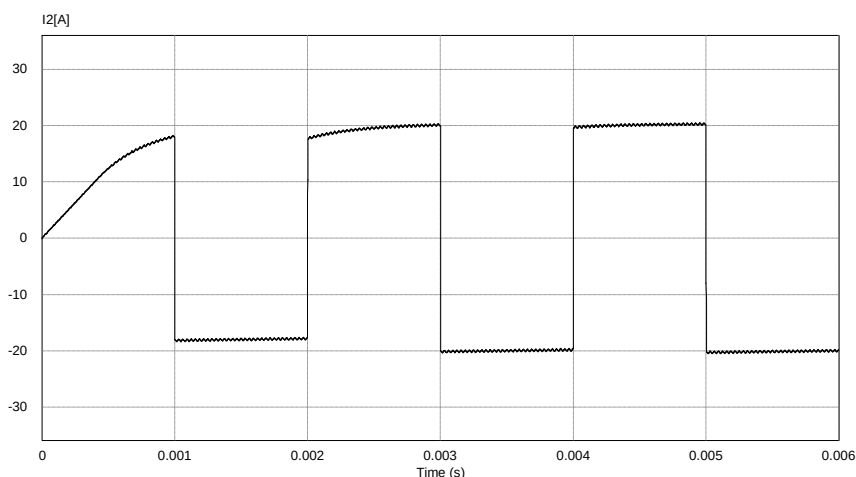


Рис. 6

На рис. 6 наведено результати розрахунків струму джерела живлення E2 (рис. 4) під час роботи двонапрямного перетворювача в динамічному режимі.

У результаті проведених досліджень розроблено методику та за допомогою метода усереднення в просторі станів визначено аналітичні вирази для розрахунку параметрів двонапрямного перетворювача постійного струму з використанням асиметричного інвертора для систем накопичення електроенергії. Було розглянуто й обґрунтовано побудову схеми силової частини потужного двонапрямного DC/DC перетворювача для досягнення динамічних перехідних процесів. Виявлено, що ця схема характеризується високим ККД (94 %). Запропонований двонапрямний перетворювач постійного струму зі швидким перетворенням енергії може покращити час, необхідний для передачі енергії, і забезпечити плавний потік потужності за однакових характеристик основних компонентів. Створено прототип перетворювача для батареї 14 і шини постійного струму 200 В із вихідною потужністю 3500 Вт для підтвердження здійсненності теоретичних аналізів. Експериментальні результати підтверджують ефективність запропонованої побудови потужного двонапрямного DC/DC перетворювача енергії.

Роботу виконано в рамках бюджетної програми за темою "Елінд П", державний реєстраційний номер 0122U000534.

1. Жаркін А.Ф., Пазєєв А.Г., Новський В.О. Дослідження двонапрямного перетворювача постійної напруги уніфікованого інверторного модуля для застосування в системах накопичення енергії. *Технічна електродинаміка*. 2018. № 5. С. 31–34. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.05.031>
2. Zharkin A., Novskiy V., Martynov V. Powerful Unified Inverter Modules for Energy Storage Systems. *2019 IEEE 6th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (IEEE ESS)*. 2019. Pp. 144–149.
3. Santiago J., Oliveira J.G., Lundin J., Abrahamsson J., Larsson A., and Bernhoff H.. Design parameters calculation of a novel driveline for electric vehicles. *World Electric Vehicle Journal*. 2009. Vol. 3.
4. Wu X., Liu Z., Du J., and Yu B. Research on Zero Voltage Switching Non-inductive Current Circulation Control of Bidirectional DC/DC Converter for Hybrid Energy Source System of Electric Vehicle. *Journal of Electrical Engineering & Technology*. 2021. Vol. 16. No. 2. Pp. 873–887.
5. Mozos, A.B.; Mouli, G.R.C.; Bauer, P. Evaluation of topologies for a solar powered bidirectional electric vehicle charger. *IET Power Electron*. 2019. No 12. Pp. 3675–3687.

6. Di W. and Williamson S.S. A novel design and feasibility analysis of a fuel cell plug-in hybrid electric vehicle. *2008 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2008. Pp. 1–5.
7. Мартинов В.В., Руденко Ю.В. Нагрузочные характеристики асимметричного инвертора с магнитосвязанным дросселем. *Вісник НТУ «ХПИ»*. 2017. Вип. 27. С. 234–237.
8. Callegaro, L.; Ciobotaru, M.; Pagano, D.J.; Turano, E.; Fletcher, J.E. A simple smooth transition technique for the noninverting buck-boost converter. *IEEE Trans. Power Electron.* 2018. No 33. Pp. 4906–4915.
9. Liu J., Yan Y. A Novel Hysteresis Current Controlled Dual Buck Half Bridge Inverter. *Proc. IEEE PESC*, Acapulco, Mexico, Jun. 2003. Pp. 1615–1620.

RESEARCH OF A BIDIRECTIONAL VOLTAGE CONVERTER FOR APPLICATION IN ENERGY STORAGE SYSTEMS

O.M. Yurchenko, D.V. Martynov, V.V. Martynov

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

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: d.martynov@electrotechimpulse.com

Electromagnetic processes in a bidirectional DC converter with the possibility of increasing and decreasing output voltage levels using an asymmetric inverter for a battery energy storage system when operating in difficult conditions with a short conversion period and determining its parameters are considered. Bidirectional DC converters are widely used in hybrid energy storage systems and in DC distribution power systems. This non-isolated bidirectional boost-buck converter is designed to control the flow of energy between sources with different voltage levels due to the use of low-voltage batteries in these systems. Thanks to the ability of these converters to quickly redirect electrical energy both in one and the other direction, it became possible not only to charge the battery from stationary sources of electricity, but also to charge the battery during the operation of the generator from the internal combustion engine and regenerative braking. The results of calculations of the prototype of a bidirectional DC converter with a 14 V battery, a 200 V DC bus and an output power of 3500 W are given. A prototype was made to confirm the possibility of rapid energy conversion. Ref. 9, fig. 6.

Keywords: electric power storage systems, bidirectional DC voltage converter, fast energy conversion, hybrid electric vehicle.

1. Zharkin A.F., Pazyeyev A.H., Novs'kyi V.O. Research of a bidirectional constant voltage converter of a unified inverter module for use in energy storage systems. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2018. No 5. Pp. 31–34. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2018.05.031> (Ukr)
2. Zharkin A., Novskyi V., Martynov V. Powerful Unified Inverter Modules for Energy Storage Systems. *2019 IEEE 6th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (IEEE ESS)*. 2019. Pp. 144–149.
3. Santiago J., Oliveira J.G., Lundin J., Abrahamsson J., Larsson A., and Bernhoff H.. Design parameters calculation of a novel driveline for electric vehicles. *World Electric Vehicle Journal*. 2009. Vol. 3.
4. Wu X., Liu Z., Du J., and Yu B. Research on Zero Voltage Switching Non-inductive Current Circulation Control of Bidirectional DC/DC Converter for Hybrid Energy Source System of Electric Vehicle. *Journal of Electrical Engineering & Technology*. 2021. Vol. 16. No 2. Pp. 873–887.
5. Mozos, A.B.; Mouli, G.R.C.; Bauer, P. Evaluation of topologies for a solar powered bidirectional electric vehicle charger. *IET Power Electron.* 2019. No 12. Pp. 3675–3687.
6. Di W. and Williamson S.S. A novel design and feasibility analysis of a fuel cell plug-in hybrid electric vehicle. *2008 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. 2008. Pp. 1–5.
7. Martynov V.V., Rudenko YU.V. Load characteristics of an asymmetric inverter with a magnetically coupled choke. *Вісник НТУ «ХПИ»*. 2017. No 27. Pp. 234–237. (Rus)
8. Callegaro L., Ciobotaru M., Pagano D.J., Turano E., Fletcher, J.E. A simple smooth transition technique for the noninverting buck-boost converter. *IEEE Trans. Power Electron.* 2018. No 33. Pp. 4906–4915.
9. Liu J., Yan Y. A Novel Hysteresis Current Controlled Dual Buck Half Bridge Inverter. *Proc. IEEE PESC*. Acapulco, Mexico, Jun. 2003. Pp. 1615–1620.

Надійшла: 31.05.2023

Прийнята: 15.06.2023

Submitted: 31.05.2023

Accepted: 15.06.2023

ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНЕ ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ

УДК 621.313.332

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.127>

КОМБІНОВАНЕ РЕГУЛЮВАННЯ КОМУТОВАНИМИ КОНДЕНСАТОРАМИ Й ВЕНТИЛЬНИМ ПЕРЕТВОРЮВАЧЕМ НАПРУГИ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА АВТОНОМНО ПРАЦЮЮЧОЇ МІНІ-ГЕС

Л.І. Мазуренко*, докт. техн. наук, О.В. Джура**, канд. техн. наук, М.О. Шихненко***,
канд. техн. наук

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

Розроблено принципи роботи та статичну імітаційну модель електрогенеруючої частини джерела автономного електроживлення, виконаного на основі гідроелектроагрегата з асинхронним генератором потужністю 275 кВА і комбінованою конденсаторно-напівпровідниковою системою збудження, від якого живиться симетричне пасивне навантаження. Початкове збудження генератора здійснюється батареєю конденсаторів початкового збудження. За малих навантажень споживачів величина напруги генератора підтримується постійною шляхом регулювання реактивної потужності напівпровідникового перетворювача, а за великих навантажень регулювання напруги відбувається в результаті комутацій додаткових батарей конденсаторів. Розроблена методика розрахунку запропонованого джерела електроживлення базується на схемі заміщення АГ. Проведено розрахунки статичних характеристик генератора, працюючого з постійною частотою обертання ротора, та проаналізовано отримані статичні характеристики за двох заданих величин коефіцієнта потужності навантаження. Бібл. 5, рис. 4, табл.

Ключові слова: міні-ГЕС, асинхронний генератор, вентильний перетворювач, комутовані конденсатори.

Вступ. За наявності достатніх гідроресурсів мікро- та міні-ГЕС можуть забезпечити резервне та автономне електроживлення споживачів, які знеструмлюються внаслідок аварійних ситуацій у мережі або ж не охоплені централізованим електропостачанням [1, 2]. Відповідно для гідроелектроагрегатів, оснащених асинхронними генераторами (АГ), постає задача розробки систем збудження, які забезпечують прийнятні споживачеві параметри електричної енергії та є надійними і економічними. Початкове збудження й регулювання величини напруги автономних АГ найчастіше здійснюється найчастіше вентильними (напівпровідниковими) та конденсаторними системами збудження. Перші більш доцільні за змінної частоти обертання АГ, зокрема для АГ вітроустановок [3]. Другі застосовуються переважно за стабілізованої частоти обертання АГ, що потребує застосування регульованих приводів, таких як регульовані гідротурбіни та двигуни внутрішнього згоряння з регуляторами частоти обертання [4, 5]. Суттєвою перевагою вентильних систем збудження є можливість плавного регулювання напруги й насичення АГ у широкому діапазоні частот обертання, а недоліками – несинусоїдальність напруги АГ та підвищена вартість агрегату. Конденсаторні системи збудження забезпечують прийнятну для практично всіх побутових споживачів величину коефіцієнту гармонік напруги, проте характеризуються доволі широким діапазоном зміни напруги АГ і відповідно більшими втратами або ж гіршим використанням габаритної потужності машини. Вентильно-конденсаторні системи збудження (ВКСЗ), які містять нерегульовану батарею конденсаторів початкового збудження (БКПЗ) і вентильний перетворювач (ВП), об'єднують у собі переваги вентильних і вентильно-конденсаторних систем. Додаткове зменшення встановленої потужності ВП у ВКСЗ можливе завдяки використанню додаткових батарей комутованих конденсаторів (БКК).



Метою роботи є розробка принципів роботи та статичної імітаційної моделі електрогенеруючої частини джерела автономного електроживлення, виконаного на основі гідроелектроагрегата з асинхронним генератором і комбінованою конденсаторно-напівпровідниковою системою збудження, яка містить БКПЗ, БКК та ВП.

Схемне рішення джерела автономного електроживлення (ДАЕ), яке запропоновано (рис. 1), містить АГ з приводом від регульованої гідротурбіни (ГТ), від якого живиться трифазне симетричне навантаження. Початкове збудження АГ здійснюється від БКПЗ. Регулювання величини статорної напруги АГ здійснюється ВП обмеженої потужності, який виконується за схемою трифазного мостового інвертора з фільтруючими дроселями в колах змінного струму і БКК, що комутуються трифазними комутаторами.

Статична імітаційна модель. Для розрахунку й дослідження статичних характеристик АГ, працюючого в складі ДАЕ рис. 1, було запропоновано еквівалентну схему заміщення АГ з комбінованою вентиляно-конденсаторною системою збудження (рис. 2).

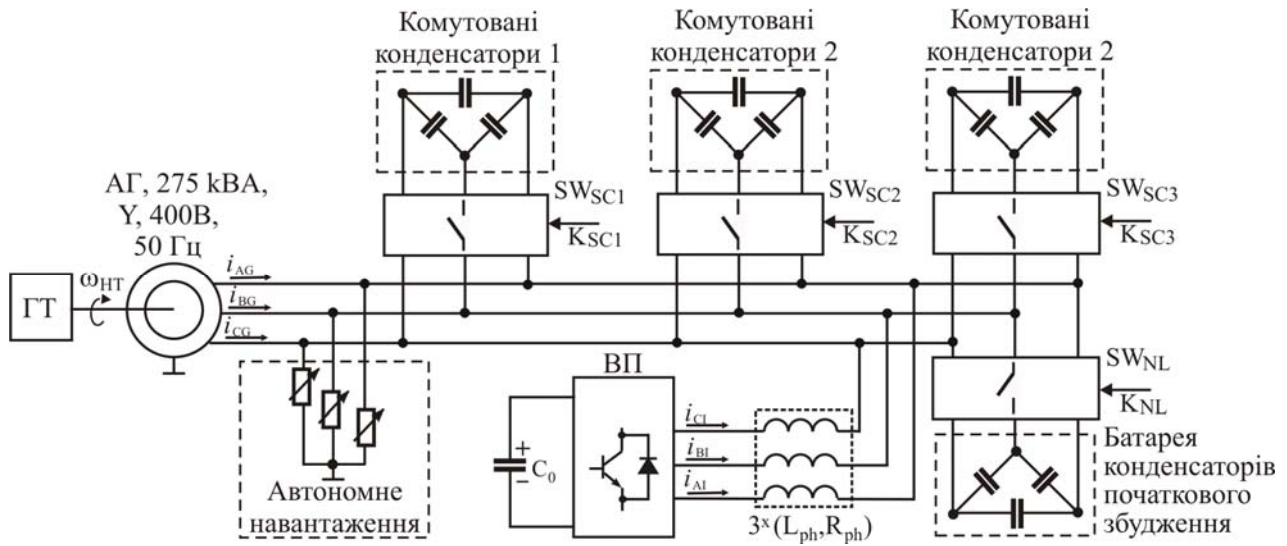


Рис. 1

Умовами дотримання балансу активної та реактивної потужностей у схемі рис. 2 є рівність нулю дійсної та уявної частини суми провідностей Y_S , Y_m та Y_R :

$$\operatorname{Re}(Y_S + Y_m + Y_R) = 0, \quad \operatorname{Im}(Y_S + Y_m + Y_R) = 0, \quad (1, 2)$$

$$\text{де } Y_S = \left(r_1 + jFX_{ls} - \frac{jX_{esb}Z_L / F}{Z_L - jX_{esb} / F} \right)^{-1}, \quad Y_m = \frac{1}{jFX_m}, \quad Y_R = \frac{1}{jFX_{lr} + r_2 F / (F - \nu)}, \quad X_{esb} = X_{cb} + X_{nlb},$$

$$Z_L = R_L + jX_L = z_l e^{j\varphi_L}.$$

Прийmemo частоту обертання АГ постійною ($\nu = \text{const}$). З (1) отримуємо рівняння для розрахунку відносної електричної частоти генератора F :

$$\frac{a_1}{a_1^2 + a_2^2} + \frac{r_2}{F(F - \nu)(r_2^2 / (F - \nu)^2 + X_{lr}^2)} = 0, \quad (3)$$

$$\text{де } a_1 = r_1 + \frac{X_{esb}^2 R_L}{F^2 a_3}, \quad a_2 = FX_{ls} - \frac{R_L^2 X_{esb}}{Fa_3} - \frac{X_L X_{esb}(X_L - X_{esb} / F)}{Fa_3}, \quad a_3 = R_L^2 + (X_L - X_{esb} / F)^2.$$

Рівняння (3) є нелінійним і вирішується відомими методами вирішення нелінійних рівнянь.

З (2) отримуємо рівняння реактивного опору контуру намагнічування:

$$X_m = X_{mb} F = \frac{-(a_1^2 + a_2^2)(r_2^2 + X_{lr}^2 s^2 F^2)}{(X_{lr} s^2 F(a_1^2 + a_2^2) + a_2(r_2^2 + X_{lr}^2 s^2 F^2))}, \quad (4)$$

де $s = F / (F - \nu)$ – ковзання АГ.

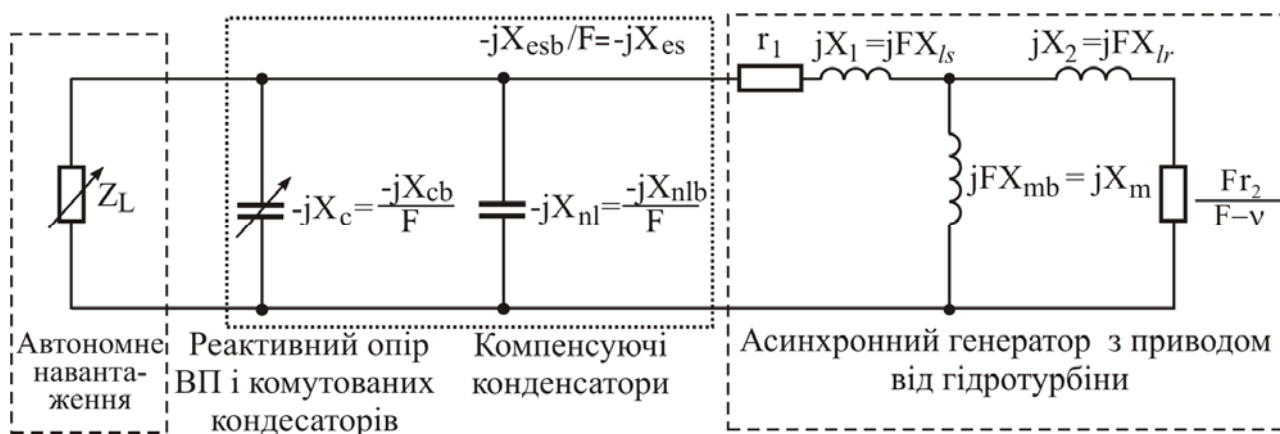


Рис. 2

Напруга кола намагнічування U_m знаходиться з використанням характеристики намагнічування АГ $X_{mb} = U_{mb}(X_{mb})$, знятої на базовій частоті, та знайденої величини відносної частоти F : $U_m = U_{mb}(X_{mb} \cdot F)/F$.

Величини фазного струму, фазної напруги і вхідної провідності на фазу АГ визначаються з таких рівнянь:

$$I_{ph} = U_m Y_s, U_{ph} = -jI_{ph} X_{es} z_L e^{j\varphi_L} / (z_L e^{j\varphi_L} - jX_{es}), y_1 = (r_1 + jX_1 + (Y_m + Y_R)^{-1})^{-1} = 0. \quad (5-7)$$

Повна і активна потужність навантаження відповідно дорівнюють

$$P_L = 3|U_{ph} I_{ph}| \cos \varphi_L, S_L = 3|U_{ph} I_{ph}|. \quad (8, 9)$$

Діюче значення першої гармоніки фазного струму ВП визначається таким чином:

$$I_{ph1} = |U_{ph}| (1/X_{es} - 1/X_{nl} - 1/X_{sc}), \quad (10)$$

де X_{sc} – опір на фазу підключених до АГ комутуваних конденсаторів.

Алгоритм регулювання напруги АГ побудуємо таким способом. БКПЗ вважатимемо постійно підключеною, крім випадку аварійних режимів. За малих навантажень споживачів величину напруги будемо утримувати на заданому рівні з допомогою ВП. Якщо в процесі збільшення навантаження споживачів потужність ВП досягне номінальної величини і величина напруги стане меншою заданого нижнього порогового рівня, включається перша БКК. Якщо в результаті подальшого збільшення навантаження величина напруги стане знову меншою заданого нижнього порогового рівня, вмикається друга БКК. Якщо перша і друга БКК підключені й величина напруги також стає меншою заданого нижнього порогового рівня, вмикається третя БКК. У разі зменшення навантаження відключення БКК відбувається в зворотному порядку за верхнім пороговим рівнем.

Номінальну реактивну провідність ВП на фазу визначаємо так:

$$Y_{Nvsc} = S_{Nig} Q_{Nvsc p.u.}^* / (3(U_{vsc}^*)^2), \quad (11)$$

де S_{Nig} – повна номінальна потужність АГ; $Q_{Nvsc p.u.}^*$ – задана номінальна потужність ВП, в.о.; U_{vsc}^* – задана величина фазної напруги на інтервалі постійної величини напруги (за малих навантажень споживачів).

Ємності всіх БКК вважатимемо однаковими. Величину ємності на фазу однієї БКК орієнтовно визначатимемо з такого рівняння:

$$C_{SCph} = (1/(X_{esm} \omega_{mIG}) - Y_{Nvsc} / \omega_{Nvsc} - 1/(X_{nl} \omega_{nl})) / (N_{SCB}), \quad (12)$$

де X_{esm} – сумарний реактивний опір на фазу системи збудження за максимального навантаження АГ (за заданого максимального струму й заданої величини фазної напруги АГ); ω_{mIG} – кутова електрична частота, яка відповідає режиму роботи АГ за максимального навантаження.

ня споживачів; $\omega_{N_{vsc}}$ – кутова електрична частота наприкінці інтервалу постійної величини напруги; ω_{nl} – кутова електрична частота в режимі х.х. АГ; N_{SCB} – кількість БКК.

Результати досліджень. На основі запропонованої схеми заміщення й викладеного алгоритму регулювання напруги була створена статична математична модель і проведено розрахунки статичних характеристик АГ потужністю 275 кВА системи (рис. 1) за трьох БКК. Розрахунки проводились за активного ($\cos \varphi_L = 1$, рис. 3) і активно-індуктивного ($\cos \varphi_L = 0.92$, рис. 4) автономного навантаження споживачів. Величину U_{vsc}^* було задано на рівні 1.025 в.о., частоту обертання ротора АГ прийнято рівною $\nu = 1$ в.о., а задану номінальну потужність ВП $Q_{N_{vsc} p.u.}^* = 0.1$ в.о. За 1 в.о. потужності було прийнято величину потужності 275 кВА, за 1 в.о. напруги – величину напруги 230 В, за 1 в.о. електричної частоти АГ – величину частоти 50 Гц, 1 в.о. струму – 398.5 А. Ширину гістерезисної смуги гістерезисних регуляторів БКК прийнято нульовою. Використовувались такі параметри АГ: число пар полюсів – 2; номінальна потужність/напруга/частота (з'єднання): 275 кВА/ 400 В/ 50 Гц (Y); активний опір фази статора/ротора: 0.0093/0.0087 Ом; індуктивність розсіювання статора/ротора: 0.000111 Гн. Характеристика намагнічування АГ наведена в таблиці.

Фазний струм [А]	0.5	2	5	10	26	101	184	405	804
Фазна напруга [В]	29	61	71	80	110	197	237	273	304

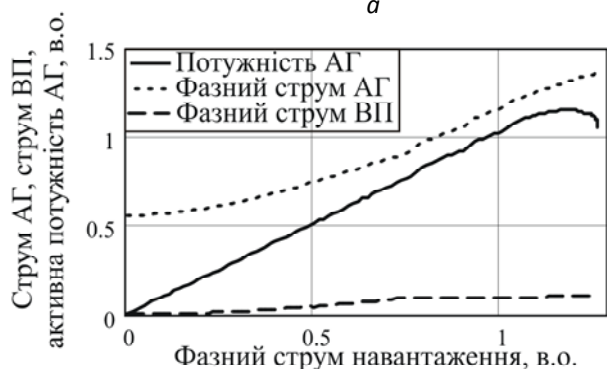
Ємність на фазу БКПЧ, за якої в режимі холостого ходу АГ його фазна напруга дорівнює $U_{vsc}^* = 1.025$ в.о., склала $2.25 \cdot 10^{-3}$ Ф. У разі активного навантаження ємність кожної БКК на фазу, за якої напруга АГ буде не нижчою заданої в діапазоні навантажень (0...111) %, відповідно до отриманих результатів розрахунку дорівнює $1.54 \cdot 10^{-4}$ Ф. У разі активно-індуктивного навантаження за результатами розрахунків напруга АГ буде не нижчою заданої в зазначеному вище діапазоні активної складової навантажень ((0...111) %), якщо ємність на фазу кожної БКК дорівнюватиме $8.99 \cdot 10^{-4}$ Ф. Частота струму статора зі зростанням навантаження міні-ГЕС монотонно зменшується від 1 в.о. в режимі холостого ходу до 0.98 в.о. Тому на практиці буде доцільно частоту обертання підтримувати на рівні 1.01 в.о., аби отримати діапазон зміни електричної частоти $50_{-1\%}^{+1\%}$ Гц. Номінальна активна потужність АГ складає 86 % від



а



а



б



б

Рис. 3

Рис. 4

повної номінальної потужності машини. Діапазон зміни вихідної напруги АГ у діапазоні зміни активної складової навантаження ($0 \dots 111$) % складає ($102.5 \dots 105$) % за $\cos \varphi_L = 1$ і ($102.5 \dots 113.5$) % за $\cos \varphi_L = 0.92$ від величини номінальної напруги АГ. Струм ВП змінюється відповідно до алгоритму керування ВП: за малих навантажень монотонно зростає, а за великих залишається практично незмінним. За $\cos \varphi_L = 1$ ділянка статичних характеристик, на якій напруга підтримується постійною, значно ширше, ніж за $\cos \varphi_L = 0.92$, оскільки ВП, крім компенсації реактивної потужності АГ, компенсує й реактивну потужність споживачів та має обмежену потужність.

Висновки. Запропоноване схемне рішення й алгоритм керування електрогенеруючої частини автономної міні-ГЕС з АГ завдяки зменшеній потужності ВП дають змогу досягти зменшення її вартості порівняно з варіантом використання АГ з вентильним збудженням і водночас, як порівняти з електроагрегатом на основі АГ з конденсаторним збудженням, забезпечити більш вузький діапазон напруги і відповідно менші втрати в генераторі. Розроблена на основі запропонованої схеми заміщення імітаційна статична модель дає змогу за різних величин коефіцієнта потужності навантаження, максимального навантаження споживачів і максимальної потужності НП визначити діапазон зміни вихідної напруги АГ з комбінованою конденсаторно-напівпровідниковою системою збудження обмеженої потужності, який працює в складі автономно працюючої міні-ГЕС на трифазне симетричне навантаження. За фіксованої номінальної потужності ВП, незмінної кількості БКК і заданої величини перевантажувальної здатності АГ, зменшення коефіцієнта потужності навантаження призводить як до збільшення величини ємностей БКК, так і до розширення діапазону вихідної потужності. Результируюча зовнішня характеристика АГ за запропонованого алгоритму регулювання напруги на першій ділянці – ділянці малих навантажень – являє собою відрізок прямої з нульовим нахилом, а на другому, третьому і четвертому має «зубчасту» форму. Також слід зазначити, що в разі змінного коефіцієнта потужності навантаження вирішення питання вибору ємностей БКК не є однозначним і потребує подальших досліджень.

Отримані результати можуть бути використані під час розробки і проектування одногенераторних ДАЕ, побудованих на основі АГ з приводом від гідротурбін або інших видів регульованих приводів.

Фінансується за держбюджетною темою III-24-22 «Розроблення вдосконалених електромеханічних і електромагнітних систем електричних станцій та методів їх діагностування.» (шифр «Агрегат-3»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ Президії НАН України від 29.06.2021 р. (протокол №8). Державний реєстраційний номер теми 0122U000840. КПКВК 6541030.

1. Hermann S., Welsch M. Using Micro Hydro Power for Rural Off-grid Village Electrification. URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:502782/FULLTEXT01.pdf> (Accessed: 26.04.2023)
2. Maina D. K., Sanjari M. J. and Nair N. -K. C. Voltage and Frequency Response of Small Hydro Power Plant in Grid Connected and Islanded Mode. 2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). Auckland, New Zealand. 2018. Pp. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2018.8757944>.
3. Kimura N., Nakatani K. and Morizane T. Maximum power point tracking of wind power generator using inverter excited induction machine. TENCON 2010 - 2010 IEEE Region 10 Conference. Fukuoka, Japan. 2010. Pp. 1295–1300. <https://doi.org/10.1109/TENCON.2010.5685950>.
4. Mazurenko L.I., Kotsiuruba A.V., Dzhura O.V., Shykhnenko M.O. Voltage and Power Regulation of an Induction Generator-Based Hydroelectric Power Plant. IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES). Kremenchuk, Ukraine, 21–24 September 2021. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES52427.2021.9598549>.
5. Vanco W. E., Silva F. B., Goncalves F. A. S. and Bissochi C. A. Evaluation of the Capacitor Bank Design for Self-Excitation in Induction Generators. IEEE Latin America Transactions. 2018. Vol. 16. No 2. Pp. 482–488. DOI: <https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8327403>.

COMBINED VOLTAGE REGULATION BY SWITCHED CAPACITORS AND ELECTRONIC VOLTAGE CONVERTER OF INDUCTION GENERATOR OPERATING IN OFF-GRID MINI-HYDRO POWER PLANT

L.I. Mazurenko, O.V. Dzhura, M.O. Shykhnenko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Science of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine
e-mail: mlins@ied.org.ua

The principles of operation and a static simulation model of the power-generating equipment of the autonomous power supply source based on a hydroelectric unit with a 275 kVA induction generator and a combined capacitor-inverter excitation system supplying a symmetrical passive load have been developed. The initial excitation of the generator is carried out by a bank of capacitors of the initial excitation. During low power demand the generator voltage is kept constant by adjusting the reactive power of the semiconductor converter, and at high loads, the voltage is adjusted as a result of the switching of additional capacitor banks. The developed methodology for performance analysis the proposed power supply source is based on the IG equivalent circuit. Computations of the static characteristics of the generator operating with a constant rotor speed were carried out and the obtained static characteristics were analyzed for two set values of the load power factor. Ref. 5, fig. 4, table.

Keywords: mini hydroelectric power plant, induction generator, electronic converter, switched capacitors.

Надійшла: 31.05.2023

Прийнята: 13.06.2023

Submitted: 31.05.2023

Accepted: 13.06.2023

ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ РЕГУЛЯТОРА ШВИДКОСТІ ЕЛЕКТРОПРИВОДА ОДНОЦИЛІНДРОВОГО ПОРШНЕВОГО КОМПРЕСОРА

Ю.В. Шуруб*, канд. техн. наук, **О.М. Попович****, докт. техн. наук, **І.В. Головань*****, канд. техн. наук, **О.В. Бібік******, докт. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: yvshur@ukr.net

Розглянуто особливості роботи замкнутих систем регулювання швидкості електроприводів одноциліндрових поршневих компресорів, обумовлені наявністю нелінійної залежності між моментом навантаження двигуна та кутового переміщення його ротора. Показано, що присутність внутрішнього нелінійного зв'язку, що формує момент навантаження, у замкнутій системі регулювання може призводити до субгармонічних механічних автоколивань, які погіршують енергетичні та експлуатаційні показники електропривода. Запропоновано використання статичних регуляторів для усунення субгармонічних автоколивань та збільшення ККД електропривода. Бібл. 10, рис. 6.

Ключові слова: поршневий компресор, автоколивання, метод гармонічної лінеаризації, статичний регулятор.

Вступ. Досить великим класом електроприводів, що працюють під дією змінних за періодичними законами моментами навантаження, є електроприводи поршневих компресорів холодильних агрегатів та теплових насосів. Застосування регульованих за частотою електроприводів є ефективним засобом підвищення їхньої енергоефективності [1–4]. Проте, наявність періодичного навантаження суттєво впливає на ефективність регульованого асинхронного двигуна (АД) порівняно з режимом роботи в разі статичного навантаження. Так, аналіз динамічних характеристик квазістатичного режиму роботи двигуна 4А63В2У3 за частоти живлення 15 Гц із навантаженням типу одноциліндрового поршневого компресора, момент опору якого змінюється періодично в діапазоні від 0 до 4 Нм, показав зниження ККД на 9,47 % порівняно з режимом роботи зі сталим навантаженням, що дорівнює середньому за період значенню [5]. Причому зі збільшенням ступеня завантаження АД зниження ККД і пульсації швидкості досягають критичного рівня за меншого діапазону зміни частоти живлення.

Підвищити ефективність роботи електроприводів із динамічними змінними навантаженнями можливо завдяки створенню замкнутих систем з оптимальними за динамічними показниками якості регуляторами, що дає можливість збільшити цикловий ККД таких асинхронних електроприводів до 5–7 % [6]. Подібні результати були отримані для електроприводів, моменти навантаження яких не залежать від координат електропривода, тобто існує незалежне, зовнішнє до електродвигуна, джерело збурення. Тоді як особливістю поршневого компресора є суттєво нелінійна залежність моменту навантаження двигуна від кута повороту ротора.

Метою цієї роботи є визначення підходів до вибору типу регулятора швидкості асинхронного електропривода поршневого компресора із забезпеченням підвищення енергоефективності режимів його роботи з урахуванням періодичності навантаження, що нелінійно залежить від кутового переміщення ротора виконавчого механізму, за допомогою створення ефективних замкнутих систем зі скалярними методами регулювання асинхронним двигуном.

Матеріали досліджень. Дослідження буде проводитись на прикладі одноциліндрового компресора з частотно-регульованим електроприводом на базі асинхронного двигуна потужністю 550 Вт. Асинхронний електропривод із лінеаризованою механічною характеристикою як об'єкт регулювання за скалярного керування може бути описаний передатною функцією за керуванням [7]:

$$W_U(s) = \frac{K_U}{T_e T_M s^2 + T_M s + 1}, \quad (1)$$

де K_U – коефіцієнт передачі за сигналом керування; T_e – електромагнітна постійна часу; T_M – електромеханічна постійна часу.

Передатна функція об'єкта регулювання за збуренням визначається такою формулою [7]:

$$W_M(s) = \frac{K_f(T_e s + 1)}{T_e T_M s^2 + T_M s + 1}, \quad (2)$$

де K_f – коефіцієнт передачі за збуренням.

У цій роботі розрахунки будуть проводитись для частотно регульованого двигуна 4A63B2Y3, якщо $T_e = 0,0058$ с, $T_M = 0,0261$ с. Прийнято, що АД привода компресора працює за періодичної зміни моменту опору M_o залежно від кута повороту ротора φ [8], причому ця залежність $M_o = f(\varphi)$ є нелінійною (рис. 1).

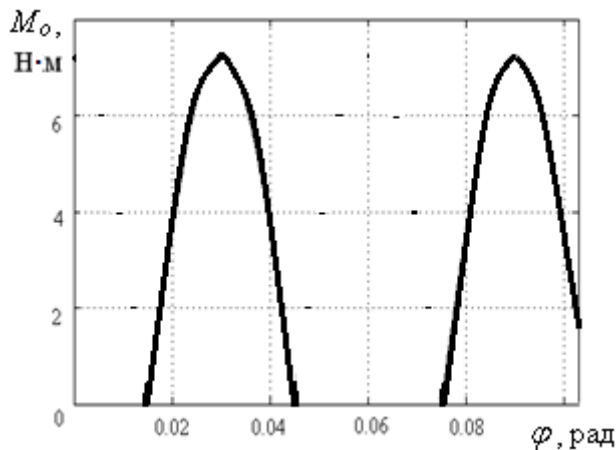


Рис. 1

Таким чином, об'єктом керування в цьому випадку буде електродвигун із внутрішнім нелінійним зворотним зв'язком, що формує момент навантаження. Контур внутрішнього зворотного зв'язку вміщує суттєво нелінійну ланку $f(\varphi)$, що пов'язує момент опору та кутове переміщення двигуна φ , інтегруючи ланку $1/s$, що пов'язує кутове переміщення двигуна та його швидкість обертання, та передатну функцію об'єкта регулювання за збуренням $W_M(s)$. Отже, нелінійний контур внутрішнього зворотного зв'язку для замкнутої системи регулювання швидкості, поданої на рис. 2, є нелінійним динамічним елементом.

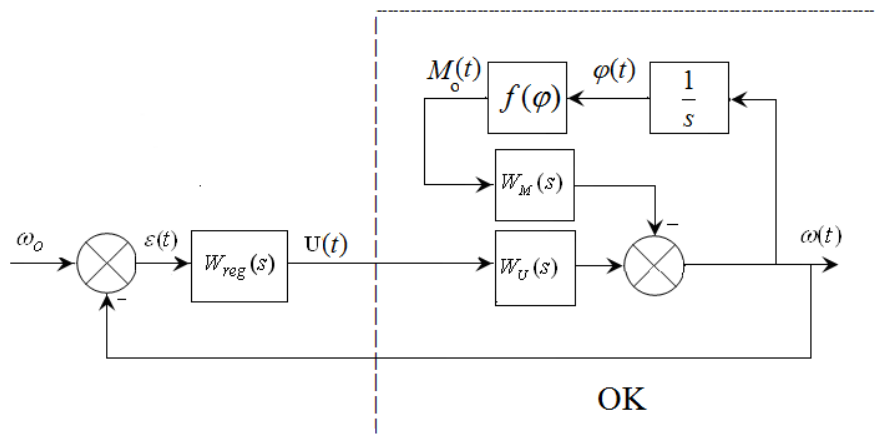


Рис. 2

Відповідно до об'єкта керування (ОК) системи регулювання швидкості на рис. 2 відносяться передатна функція об'єкта за керуванням та нелінійний контур внутрішнього зворотного зв'язку.

За принципом роботи компресора вихідна величина – швидкість обертання $\omega(t)$ знаходиться в режимі коливань, що залежать від частоти напруги живлення та обумовлені взаємодією послідовного з'єднання інтегруючої та нелінійної ланок у контурі внутрішнього зворотного зв'язку. Водночас замикання системи зовнішнім зворотним зв'язком за швидкістю може викликати додаткові субгармонічні автоколивання з частотою, що залежить від структури та параметрів системи, а не від частоти напруги живлення. Тому серед можливих видів регуляторів слід обирати такі, в яких субгармонічних автоколивань у замкнутій системі регулювання не існуватиме.

Для дослідження розглянутої нелінійної системи використаємо метод гармонічної лінеаризації. Згідно з [9], передатна функція нелінійної ланки за її гармонічної лінеаризації має такий вигляд:

$$W_{нл}(s) = \frac{x_{вих}(s)}{x_{вх}(s)} = q + \frac{q'}{\omega} \cdot s, \quad (3)$$

де q та q' – коефіцієнти гармонічної лінеаризації, які залежать від виду нелінійності; a, ω – амплітуда й частота автоколивань.

Коефіцієнти гармонічної лінеаризації визначаються за формулами:

$$q = \frac{1}{\pi \cdot a} \int_0^{2\pi} x_{вих} \cdot \sin(\omega t) d(\omega t); \quad (4)$$

$$q' = \frac{1}{\pi \cdot a} \int_0^{2\pi} x_{вих} \cdot \cos(\omega t) d(\omega t), \quad (5)$$

де $x_{вих}$ – реальний сигнал на виході нелінійної ланки.

Знайдемо коефіцієнти гармонічної лінеаризації нелінійної ланки $f(\varphi)$, вихідний сигнал $x_{вих}$ якої, як видно з рис. 1, дорівнює $M_{\max} \sin(\omega t)$ протягом першого півперіоду зміни вхідного сигналу φ та нулю протягом другого півперіоду. Інтегруючи частинами, отримаємо:

$$q = \frac{1}{\pi \cdot a} \cdot \left(\int_0^{\pi} M_{\max} \sin^2(\omega t) d(\omega t) + \int_{\pi}^{2\pi} 0 \cdot \sin(\omega t) d(\omega t) \right) = \frac{M_{\max}}{2 \cdot a}; \quad (6)$$

$$q' = \frac{1}{\pi \cdot a} \cdot \left(\int_0^{\pi} M_{\max} \sin(\omega t) \cdot \cos(\omega t) d(\omega t) + \int_{\pi}^{2\pi} 0 \cdot \cos(\omega t) d(\omega t) \right) = 0. \quad (7)$$

Передатна функція гармонічно лінеаризованого нелінійного контуру внутрішнього зворотного зв'язку матиме вигляд:

$$W_{НК}(s) = \frac{1}{1 + \frac{(T_e s + 1) / \beta}{T_e T_M s^3 + T_M s^2 + s} \cdot \frac{M_{\max}}{2 \cdot a}}. \quad (8)$$

Передатна функція лінійної частини системи:

$$W_{лч}(s) = W_{рег}(s) \frac{1}{T_e T_M (s^2) + T_M s + 1}. \quad (9)$$

Для обґрунтування вибору типу регулятора швидкості скористаємось критерієм стійкості Найквіста, згідно з яким умова знаходження гармонічно лінеаризованої системи на границі стійкості, тобто умова існування автоколивань, має вигляд:

$$W_{лч}(j\omega) = -\frac{1}{W_{нк}(j\omega)}. \quad (10)$$

Розв'язок рівняння (10) може бути знайдений графічно як перетин кривих на комплексній площині. Якщо криві амплітудно-фазової частотної характеристики (АФЧХ) лінійної частини $W_{лч}(j\omega)$ та зворотна АФЧХ нелінійного контуру $-\frac{1}{W_{нк}(j\omega)}$ перетинаються (рис. 3),

то періодичне рішення існує, і в замкнутій системі регулювання швидкості будуть існувати автоколивання з частотою, що залежить від структури та параметрів системи, а в загальному випадку – не від частоти напруги живлення. Якщо ж указані криві не перетинаються (рис. 5), то періодичне рішення відсутнє, і автоколивання в системі не існують. Оскільки АФЧХ нелінійного динамічного контуру внутрішнього зворотного зв'язку залежить від двох параметрів

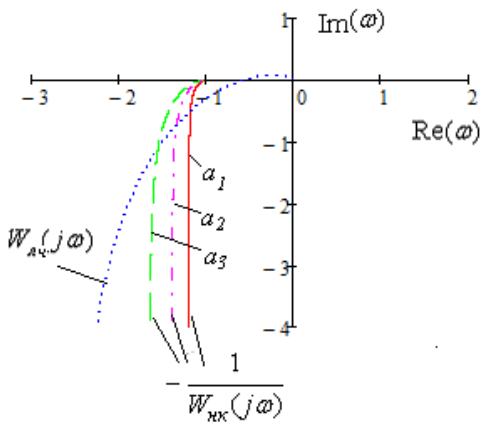


Рис. 3

На рис. 3 показані годографи АФЧХ лінійної частини та зворотної АФЧХ динамічного нелінійного контуру в разі застосування астатичних регуляторів, що вміщують інтегруючу ланку.

Завдяки фазовому зсуву на 90 град., що вносить інтегруюча ланка, АФЧХ лінійної частини за застосування будь-якого з астатичних регуляторів буде починатись із третього квадранта комплексної площини, тобто годограф АФЧХ лінійної частини системи з астатичним регулятором може перетинати годографи зворотної АФЧХ динамічного нелінійного контуру.

Отже, у системі з астатичним регулятором додатково до коливань швидкості, обумовлених нелінійним зворотним зв'язком між моментом навантаження та кутовим переміщенням та залежних від частоти живлення, можуть бути присутні субгармонічні автоколивання, обумовлені взаємодією в замкнутій системі інтегруючої ланки регулятора з нелінійним внутрішнім контуром та залежні від параметрів системи (рис. 4). Крива зміни швидкості в режимі

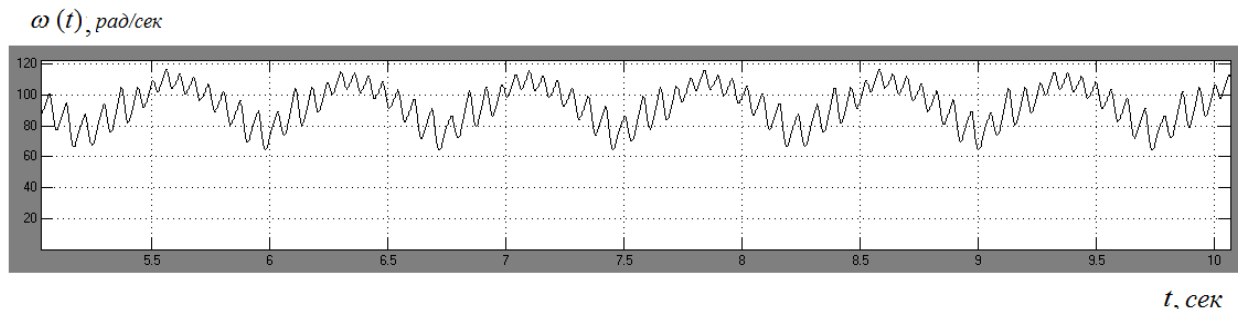


Рис. 4

автоколивань, отримана за допомогою моделі в системі імітаційного моделювання [5], показана на рис. 4. Водночас цикловий ККД електроприводу зменшується, наприклад, за заданої частоти живлення 20 Гц з 56,4 % у разі нерегульованого електроприводу до 36 % у разі замикавання зворотним зв'язком за швидкістю.

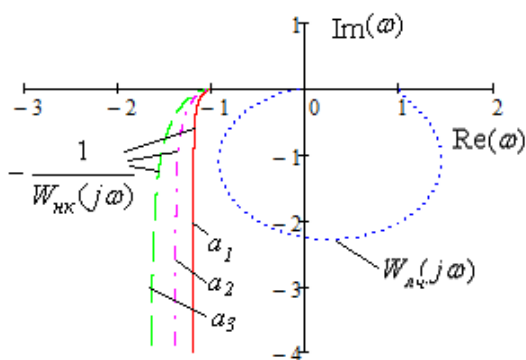


Рис. 5

Тому для стабілізації швидкості в електроприводі, момент навантаження якого нелінійно залежить від переміщення, доцільно використовувати статичні регулятори, що не містять інтегруючої ланки. Годографи АФЧХ лінійної частини та зворотної АФЧХ динамічної нелінійної ланки в разі застосування статичних регуляторів подані на рис. 5.

З рис. 5 видно, що за відповідного вибору параметрів статичного регулятора перетину цих годографів не існуватиме через початковий фазо-

вий зсув 0 град. Відповідно додаткові субгармонічні автоколивання, обумовлені взаємодією в замкнутій системі регулятора з нелінійним внутрішнім контуром, у цьому випадку відсутні (рис. 6), що дає змогу застосовувати для систем зі статичними регуляторами методи параметричної та структурної оптимізації регуляторів швидкості для цілей збільшення циклового ККД асинхронних електроприводів [10]. Дослідження показали, що застосування статичних регуляторів дає змогу збільшити цикловий ККД електропривода одноциліндрового компресора з 56,4 % у випадку нерегульованого електропривода до 57,4 % за заданої частоти живлення 20 Гц. За заданої частоти 15 Гц це збільшення відбувається з 41,6 до 45,6 %.

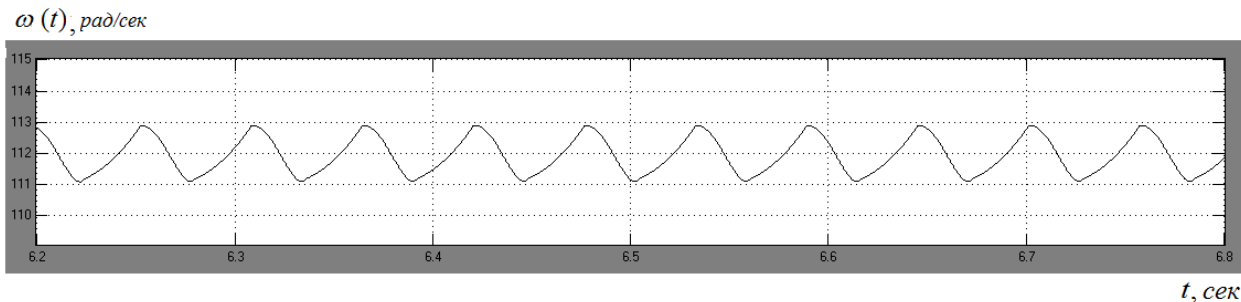


Рис. 6

Висновки. На прикладі частотно-регульованого електропривода поршневого компресора з АД 4А63В2У3 визначено підходи до вибору регуляторів швидкості для цілей збільшення циклового ККД асинхронних електроприводів, чий момент навантаження нелінійно залежить від кута повороту ротора. За допомогою методу гармонічної лінеаризації показано, що в системі регулювання швидкості електропривода поршневого компресора є доцільним застосування статичного регулятора через нелінійні властивості об'єкта керування.

Фінансується за держбюджетною темою “Наукові засади та засоби комплексного проектного синтезу інтегрованих асинхронних машин систем генерування, накопичення і використання енергії відновлювальних джерел підвищеної ефективності” (шифр «АСЕЛМА-В»). Державний реєстраційний номер 0123U100710.

1. Jakobsen A., Rasmussen B. Energy optimization of domestic refrigerators Major energy saving by use of variable speed compressors and evaporator fans. *International Appliance Manufacturing*. 1998. Vol. 1. No 2. Pp. 105–109.
2. Binneberg P., Kraus E., Quack H. Reduction In Power Consumption Of Household Refrigerators By Using Variable Speed Compressors. *International Refrigeration and Air Conditioning Conference*, USA. 2002. Pp. 1–9. DOI: <https://docs.lib.purdue.edu/iracc/615>
3. Monasry J.F., Hirayama T., Aoki T., Shida S., Hatayama M., Okada M. Development of large capacity and high efficiency rotary compressor. *International Compressor Engineering Conference at Purdue*. USA. 2018. Pp. 1–10. DOI: <https://docs.lib.purdue.edu/icec/2576>
4. Huang P. PD Compression: A Quasi-Static or Dynamic Process? *Purdue International Compressor Engineering Conference*, July 14–17, USA. 2014. Pp. 1–11. DOI: <https://docs.lib.purdue.edu/icec/2259>
5. Bibik O.V., Golovan I.V., Popovych O.M., Shurub Y.V. Efficient operating conditions of induction motors for piston compressors with frequency regulation. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2020. No 1. Pp. 33–39. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.01.033>.
6. Shurub Y., Dudnyk A. Realization Techniques of Statistical Optimization Modes of Induction Drives. *International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*. Kremenchuk, 2017. Pp. 68–71. DOI: <https://doi.org/10.1109/PAEP49887.2020.9240805>.
7. Ключев В. И. Теория электропривода. М.: Энергоатомиздат, 2001. 704 с.
8. Редкозуб Б.Д., Якобсон В.Б. Динамические характеристики поршневого компрессора. *Холодильная техника*. 1972. № 4. С. 9–12.
9. Попович М.Г., Ковальчук О.В. Теорія автоматичного керування. К.: Либідь, 2007. 656 с.
10. Мазуренко Л.І., Попович О.М., Гребеніков В.В., Бібік О.В., Головань І.В., Джюра О.В., Шуруб Ю.В., Вербовий А.П., Романенко В.І. Електричні машини змінного струму та електромеханічні системи на їх основі. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2011. Вип. 29. С. 62–70.

SUBSTANTIATION OF THE SELECTION OF THE SPEED CONTROLLER OF THE SINGLE-CYLINDER PISTON COMPRESSOR ELECTRIC DRIVE

Yu.V. Shurub, O.M. Popovych, I.V. Golovan, O.V. Bibik

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

The peculiarities of the operation of closed systems of speed regulation of electric drives of single-cylinder piston compressors due to the presence of a non-linear dependence between the load torque and the angular movement of its rotor are considered. It is shown that the presence of an internal nonlinear connection, which forms a load torque, in a closed control systems can lead to subharmonic mechanical self-oscillations, which worsen the power and performance indicators of the electric drive. The use of static controllers is proposed to eliminate subharmonic self-oscillations and increase the efficiency of the electric drive. Ref. 10, fig. 6.

Keywords: piston compressor, self-oscillation, method of harmonic linearization, static controller.

1. Jakobsen A., Rasmussen B. Energy optimization of domestic refrigerators Major energy saving by use of variable speed compressors and evaporator fans. *International Appliance Manufacturing*. 1998. Vol. 1. No 2. Pp. 105–109.
2. Binneberg P., Kraus E., Quack H. Reduction In Power Consumption Of Household Refrigerators By Using Variable Speed Compressors. *International Refrigeration and Air Conditioning Conference*, USA. 2002. Pp. 1–9. DOI: <http://docs.lib.purdue.edu/iracc/615>
3. Monasry J.F., Hirayama T., Aoki T., Shida S., Hatayama M., Okada M. Development of large capacity and high efficiency rotary compressor. *International Compressor Engineering Conference at Purdue*. USA. 2018. Pp. 1–10. DOI: <https://docs.lib.purdue.edu/icec/2576>
4. Huang P. PD Compression: A Quasi-Static or Dynamic Process? *Purdue International Compressor Engineering Conference*, July 14–17, USA. 2014. Pp. 1–11. DOI: <http://docs.lib.purdue.edu/icec/2259>
5. Bibik O.V., Golovan I.V., Popovych O.M., Shurub Y.V. Efficient operating conditions of induction motors for piston compressors with frequency regulation. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2020. No 1. Pp. 33–39. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.01.033>.
6. Shurub Y., Dudnyk A. Realization Techniques of Statistical Optimization Modes of Induction Drives. *International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*. Kremenichuk, 2017. Pp. 68–71. DOI: <https://doi.org/10.1109/PAEP49887.2020.9240805>.
7. Kliuchev V.I. Theory of electric drive: textbook for universities. Moskva: Energoatomizdat, 2001. 704 p. (Rus)
8. Redkozub B.D., Jacobson V.B. Dynamic characteristics of piston compressor. *Kholodilnaya tekhnika*. 1972. No 4. Pp. 9–12. (Rus)
9. Popovych M.G., Kovalchuk O.V. Theory of automatic control: textbook. Kyiv: Lybid, 2007. 656 p. (Ukr)
10. Mazurenko L.I., Popovych O.M., Grebenikov V.V., Bibik O.V., Holovan I.V., Dzhura O.V., Shurub Yu.V., Verbovyi A.P., Romanenko A.I. Alternative current electric machines and electromechanical systems on their base. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy*. 2011. No 29. Pp. 62–70. (Ukr)

Надійшла: 30.05.2023

Прийнята: 13.06.2023

Submitted: 30.05.2023

Accepted: 13.06.2023

ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ

УДК 621.313.322

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.139>

ВІДНОВЛЕННЯ ТА МОДЕРНІЗАЦІЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ УКРАЇНИ В ПОВОЄННИЙ ПЕРІОД

О.Г. Кенсицький*, докт. техн. наук, **А.С. Левицький****, докт. техн. наук,**Є.О. Зайцев*****, докт. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: kensitsky@ukr.net, zaitsev@i.ua

Розглянуто стан енергетичної системи України в результаті ракетних атак критичної інфраструктури країни. Сформульовано основні принципи відновлення й модернізації генеруючого устаткування електростанцій країни в повоєнний період. Запропоновано відновлювати генерацію на принципово новому рівні із залученням передових досягнень світового та вітчизняного електромашинобудування. Під час відновлення зруйнованих енергоблоків мають використовуватися турбогенератори з покращеними експлуатаційними характеристиками вибірково з урахуванням характеру навантаження, географічним розташуванням станції, наявності електричних зв'язків тощо. Насамперед мова йде про машини з повним повітряним охолодженням із розширеними можливостями маневреності (зокрема й асинхронізовані). Розглянуто основні переваги таких турбогенераторів і визначені елементи та вузли конструкції, технічний стан яких у цілому є визначальним фактором забезпечення їхньої надійної експлуатації. Розглянуто принципи побудови автоматизованих систем контролю стану устаткування, зокрема систем контролю стану запресування осердя статора й вологості холодоагенту в корпусі машини. Бібл. 6, рис. 3, таблиця.

Ключові слова: турбогенератор, технічний стан, надійність, дефект, діагностика.

Унаслідок повномасштабного вторгнення агресора (лютий 2022 р.) і чисельних ракетних атак критичної інфраструктури (жовтень 2022 р. – березень 2023 р.) енергетична система України зазнала значних руйнувань. Разом із розподільчими мережами зруйновані та пошкоджені генеруючі потужності переважно енергоблоків теплових електростанцій. За наявною інформацією різного ступеня ушкоджень зазнали всі теплові електростанції країни, внаслідок чого деякі були зупинені. Зруйновано майже 25 % енергоблоків теплової генерації.

У повоєнний період одним із основних завдань відбудови країни має бути відновлення її Об'єднаної енергосистеми, зокрема генеруючого обладнання. Ураховуючи, що енергоблоки теплових електростанцій країни були збудовані в 60–70 роках минулого століття, і 90 % турбогенераторів на сьогодні виробили свій розрахунковий ресурс, можна зробити висновок, що відновлювати генерацію необхідно на принципово новому рівні із залученням передових досягнень світового та вітчизняного електромашинобудування.

Останнім часом у світі спостерігається тенденція зниження попиту на турбогенератори одиничної потужності понад 500 МВт. Виключенням є країни, що розвиваються, у яких будуються енергоблоки атомних електростанцій потужністю 600–1200 МВт. Накопичений у світі досвід проектування турбогенераторів великої потужності створив передумови для удосконалення конструкції машин із повітряним і повітряно-водяним охолодженням у діапазоні потужностей до 300 МВт за 3000 об./хв. [1, 2] (до цього часу цей діапазон охоплював потужності лише до 100 МВт). Це стало можливим завдяки застосуванню ефективних схем безпосереднього охолодження, термореактивної корпусної ізоляції обмотки статора з підвищеною механічною й електричною міцністю, нових видів ізоляції ротора, електротехнічної сталі із



зменшеними питомими втратами, сучасних конструктивних матеріалів. Прикладами таких розробок є турбогенератори потужністю 500 МВА, 50 Гц із повітряним охолодженням фірми *Alstom Power* і потужністю 620 МВА, 50 Гц фірми *Toshiba* [3, 4].

Подальше підвищення одиничної потужності машин із повітряним охолодженням обмежується нагрівом обмоток, водночас деякого підвищення потужності на 20–25 % у тих же габаритах можна досягти завдяки підвищенню тиску та швидкості циркуляції повітря в корпусі генератора.

Парк турбогенераторів теплових електростанцій в Україні переважно складається з машин потужністю 200 та 300 МВт (75 % загальної кількості). І під час відновлення зруйнованих енергоблоків мають використовуватися турбогенератори з покращеними експлуатаційними характеристиками вибірково з урахуванням характеру навантаження, географічним розташуванням станції, наявності електричних зв'язків тощо. Насамперед мова йде про машини з повним повітряним охолодженням із розширеними можливостями маневреності (зокрема й асинхронізовані).

На АТ «Українські енергетичні машини» розроблена серія турбогенераторів ТА з повітряним охолодженням одиничною потужністю від 150 до 400 МВА. Турбогенератори з повним повітряним охолодженням мають низку переваг порівняно з машинами з водневим та воднево-водяним охолодженням, які визначають технічну та економічну доцільність використання в енергоустановках із підвищеними вимогами щодо надійності та екологічної сумісності, розширення діапазону припустимих навантажень, зниження експлуатаційних витрат тощо.

Головними з них є:

- підвищений коефіцієнт готовності 0,997–0,998 порівняно з 0,95–0,995 у турбогенераторів із безпосереднім рідинним та водневим охолодженням;
- спрощені умови експлуатації та ремонту, що скорочують терміни та вартість ремонтних робіт;
- підвищений рівень вибухо- та пожежобезпеки;
- простота конструкції, що обумовлює скорочення терміну проектування та виготовлення головних зразків;
- полегшення процедури контролю й діагностики технічного стану турбогенератора;
- відсутність допоміжних систем рідинного охолодження обмотки та водневого охолодження осердя статора, а також маслозабезпечення ущільнень вала тощо.

Окремим завданням під час відновлення генерації є створення турбогенераторів із розширеними маневреними характеристиками, зокрема за реактивною потужністю. Безперечно, тут має бути використаний досвід українських електромашинобудівників зі створення перших у світі асинхронізованих турбогенераторів. Українськими електромашинобудівниками створена серія турбогенераторів ТАП з повним повітряним охолодженням поздовжньо-поперечного збудження.

Основною перевагою таких машин, на додаток до наведених вище, є розширений діапазон регулювання за реактивною потужністю. На рис. 1 наведена діаграма припустимих навантажень турбогенератора ТАП-220-2, спроектованого на заміну турбогенераторів ТВВ-220-2А енергоблоків № 1 і № 2 Рівненської АЕС.

Як видно з рисунку, діапазон регулювання реактивної потужності турбогенератора ТАП-220-2 охоплює від +200 до -250 Мвар. Тут же для наочності пунктирною лінією наведено обмеження в зоні споживання реактивної потужності для турбогенератора ТВВ-220-2А, що сьогодні знаходяться в експлуатації. Тобто, споживання реактивної потужності турбогенератором ТАП-220-2 у режимі глибокого недозбудження вдвічі перевищує аналогічний показник турбогенератора ТВВ-220-2А.

У таблиці для порівняння наведено технічні параметри обох турбогенераторів.

Під час впровадження в експлуатацію нових типів турбогенераторів додаткова увага має бути приділена таким негативним явищам, що є характерними для цих машин:

- розпушування й перегріву пакетів у торцевій зоні осердя статора;
- послаблення пресування, стирання ізоляції обмотки й сегментів центральної зони осердя статора;

- послаблення кріплення стержнів у пазовій і лобовій частинах, підвищені вібрації голів лобових частин обмотки статора;
- перегріву, ушкодження ізоляції, деформація витків обмотки ротора та інше.

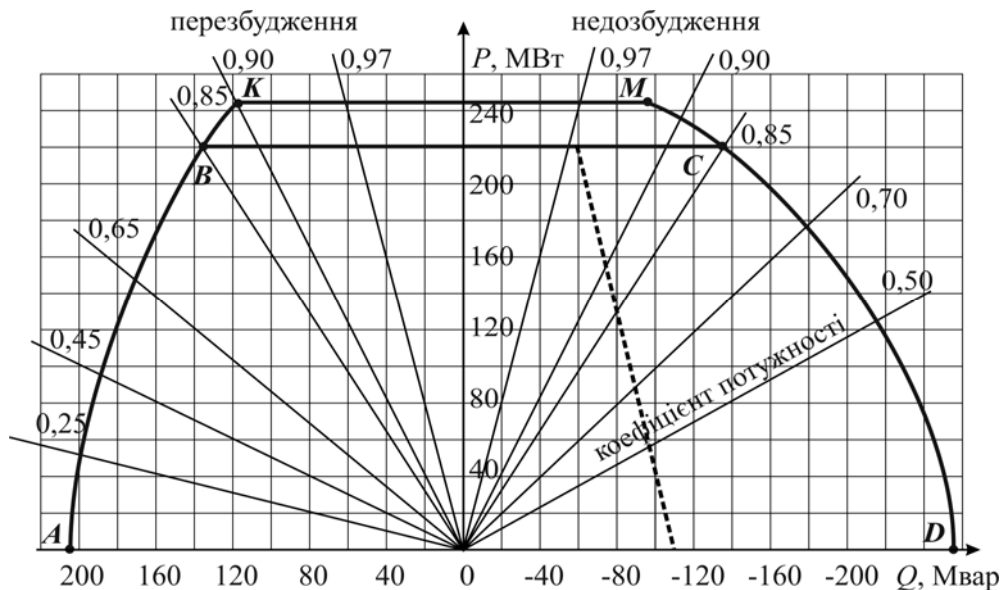


Рис. 1

№ п/п	Параметри	Тип турбогенератора	
		ТАП-220-2	ТВВ-220-2АУ3
1	Повна номінальна потужність, МВА	259	259
2	Номінальна напруга статора, кВ	15,75	15,75
3	Номінальна потужність, МВт	220	220
4	Номінальний Cos φ	0,85	0,85
5	Номінальний струм статора, А	9487	9487
6	ККД, %	98,7	98,6
7	Лінійне навантаження статора, А/см	1116	1495
8	Кількість обмоток збудження	2	1
9	Охолодження: обмотка статора осердя статора обмотка ротора	опосередковане повітрям безпосереднє повітрям безпосереднє повітрям	безпосереднє дистиллятом безпосереднє воднем безпосереднє воднем
	Тиск холодоагента в корпусі, МПа	0,1	0,3
11	Маса ротора, т	65,0	41,8
12	Маса загальна, т	299	269
13	Коефіцієнт готовності, %	99,85	99,50

Особливого значення для турбогенераторів із повітряним охолодженням набуває стан запресування осердя статора, оскільки відведення теплових втрат здійснюється через його радіальні вентиляційні канали. Тепловіддача з поверхонь вентиляційних каналів у повітрі суттєво менша порівняно з водневим заповненням корпусу машини. У таких умовах суттєвого значення набуває кондуктивна тепла провідність пакетів в осьовому напрямку, поперек листів сталі, яка переважно визначається зусиллям їхнього запресування.

Отже, турбогенератори з повним повітряним охолодженням мають бути оснащені автоматизованими системами безперервного контролю стану запресування осердя статора

Як відомо, стан пружного стиснення осердя статора потужного турбогенератора забезпечується його пресуванням під час виготовлення [3–6]. У подальшому в процесі експлуатації виникає зниження зусиль, що стискають осердя, що призводить до втрати запасу працездатності та є потенційною причиною небезпечних ушкоджень осердя. Виникає відносно зміщення листів активної сталі, стирання ізоляції між листами, розпушення зубців крайніх пакетів, викришування фрагментів листів, місцеве замикання листів та нагрівання пакетів. Зниження тиску спресованості в осерді, яке здебільшого починається в торцевих зонах зубців, за несприятливих умов може поширитись на інші зони осердя. Досить небезпечним розвитком цього процесу є збільшення нагрітої дефектної зони в осерді й перехід до лавиноподібного росту нагрівання окремих осередків зони осердя, аж до виплавляння сталі – так званої «пожежі заліза» – з ушкодженням корпусної ізоляції стрижнів обмотки. Схему розвитку дефекту осердя, пов'язаного з послабленням пресування, показано на рис. 2. Основними причинами ослаблення щільності спресованості активної сталі осердя є: усихання та стирання ізоляційного лакового покриття листів електротехнічної сталі; підвищене нагрівання крайніх пакетів у разі тривалої роботи генераторів із коефіцієнтом потужності, близьким до одиниці; нерівномірність нагрівання в радіальному напрямку; зміна температури під час коливань навантаження; термомеханічні деформації в статорах; пружньов'язкий плин ізоляційного лакового покриття. У деяких випадках ослаблення може бути наслідком недостатньої щільності пресування на заводі-виготовлювачі.

Визначення дефектів стану спресованості осердя та їхнього усунення як на етапі виготовлення, так і під час експлуатації на ранніх етапах їхнього зародження, а також своєчасне прийняття правильних рішень щодо їхньої ліквідації до виникнення аварійної ситуації забезпечують високий коефіцієнт готовності, зумовлюють скорочення часу простою машини, дають змогу зменшити витрати на ремонти.

Визначення дефектів та оцінку технічного стану можна здійснити тільки з використанням систем контролю та технічної діагностики, до складу яких зазвичай входять: комплекс контрольованих параметрів, комплекс методів контролю цих параметрів та комплекс

інформаційно-вимірювальних засобів для реалізації цих методів. Усі ці елементи взаємопов'язані, і недоліки кожного з них знижують загальну ефективність діагностування електрообладнання. Підґрунтям для отримання контрольно-діагностичної інформації є первинні джерела інформації (сенсори та методи попередньої обробки інформації) інформаційно-вимірювальних засобів, які мають відповідати певним, досить жорстким вимогам, що враховують особливості не лише конструкції ТГ, а й робочого середовища об'єкту діагностування.

Основні методи, які нині застосовуються, або можуть бути застосованими для контролю запресування осердя, показано на рис. 3 [6].

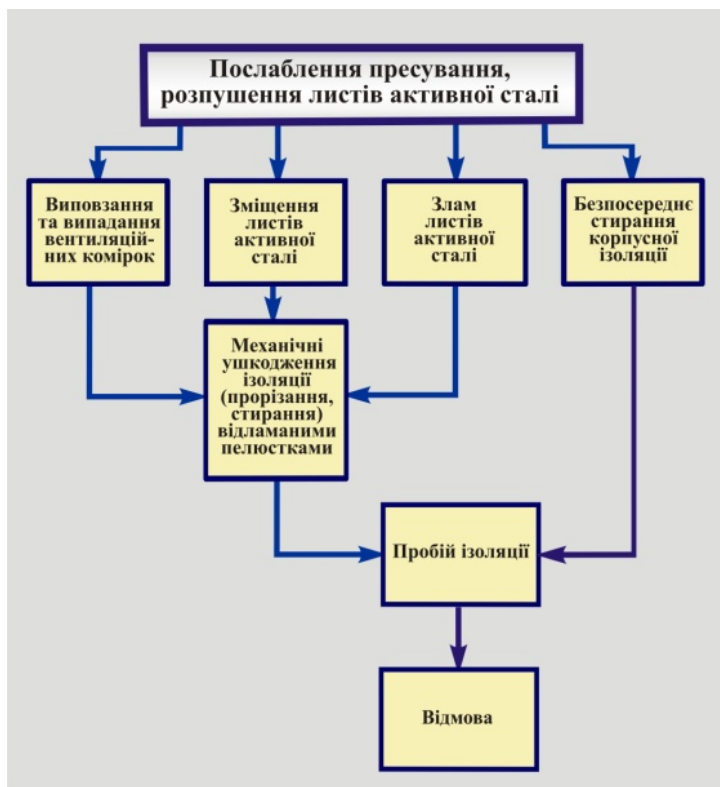


Рис. 2

Під час створення нового типу потужного турбогенератора для розроблення його системи контролю та діагностики та її компонентів необхідно досконало знати особливості конструкції машини та особливості режимів роботи.

Окрім того, в експлуатації залишаються багато турбогенераторів із рідинним охолодженням обмотки статора, зокрема надвисокої потужності в 1000 МВт, які навряд чи будуть замінюватися найближчим часом. Для таких машин актуальним є стан системи забезпечення обмотки статора дистиллятом, а саме її щільності. Будь-які течії в стрижнях і з'єднаннях у корпусі турбогенератора призводять до підвищення вологості холодоагента (водню), що може бути визначено на більш ранніх стадіях розвитку дефекту, поки він не призвів до руйнувань обмотки (пробій ізоляції). Власне, інтенсивне забруднення холодоагента (водню) вологою з домішками кисню та турбінного масла є однією з основних причин зупинок та руйнувань потужних турбогенераторів, синхронних компенсаторів та електричних машин великої потужності, які охолоджувались воднем. Методи та прилади контролю якості водню, які використовуються на діючих електростанціях, залишаються ще недосконалими. Зараз на вітчизняних електростанціях вимірювання точки роси в генераторах згідно з вимогами «Правил технічної експлуатації електричних станцій та мереж» (ПТЕ) виконується персоналом електростанцій лише раз на тиждень. У 2002 році ПТЕ було переглянуто, але без урахування того, що кількість аварій через підвищений вміст вологості та інших домішок у холодоагенті (водні) збільшилась. У зв'язку з цим розробка та вдосконалення приладів та методів для автоматизованого контролю вологості холодоагента (водню) є одним із пріоритетних напрямів удосконалення систем моніторингу технічного стану турбогенераторів.

Висновки. 1. Відновлювати генерацію енергосистеми країни необхідно на принципово новому рівні із залученням передових досягнень світового та вітчизняного електромашинобудування. Під час відновлення зруйнованих енергоблоків мають використовуватися турбогенератори з покращеними експлуатаційними характеристиками вибірково з урахуванням характеру навантаження, географічним розташуванням станції, наявності електричних зв'язків тощо. Насамперед йдеться про машини з повним повітряним охолодженням із розширеними можливостями маневреності (зокрема й асинхронізовані).

2. Відновлення й модернізація устаткування має проводитися із застосуванням автоматизованих систем безперервного контролю стану запресування осердя статора та вологості холодоагента в корпусі турбогенератора.

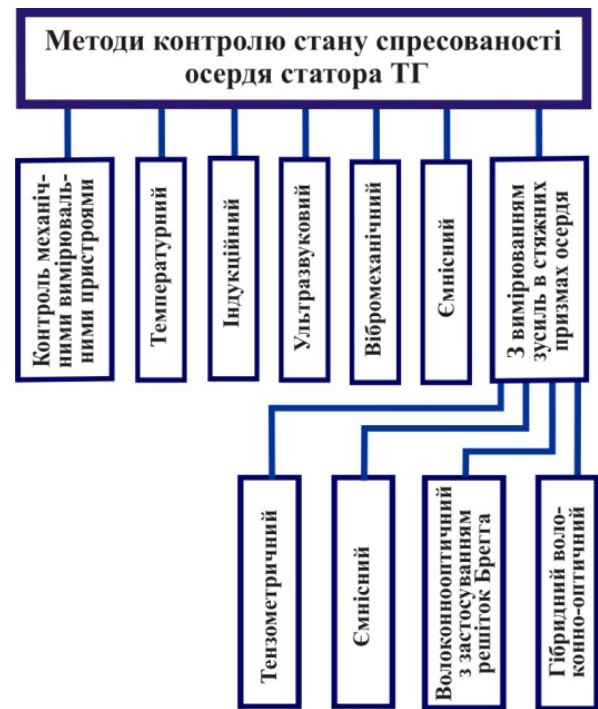


Рис. 3

1. Air Cooled Turbogenerators. URL: <https://www.ansaldoenergia.com/fileadmin/Brochure/AnsaldoEnergia-AirCooledturbogenerators-20220731.pdf> (дата звернення: 06.05.2023)
2. Siemens Air-Cooled Generators SGen-100A-2P Series. URL: https://linquipequipment.s3.us-west-2.amazonaws.com/12/equipment_12_catalog_ca968fc99f985107d62053fb0721c7b71f38faf1.pdf (дата звернення: 06.05.2023)
3. Зозулін Ю.В., Антонов О.Є., Бичік В.М., Боричевський А.М. та ін. Створення нових типів та модернізація діючих турбогенераторів для теплових електричних станцій. Харків: ПФ «Колегіум», 2011. 228 с.
4. Кенсицкий О.Г., Ключников А.А., Федоренко Г.М. Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС. Чернобыль (Киев, обл.): Ин-т проблем безопасности АЭС, 2009. 240 с.
5. Левицький А.С., Федоренко Г. М., Грубой О. П. Контроль стану потужних гідро- та турбогенераторів за допомогою ємнісних вимірювачів параметрів механічних дефектів. Київ: Ін-т електродинаміки НАН

України, 2011. 242 с.

6. Левицький А.С., Зайцев Є.О., Кобзар К. О., Тітко В.О. Методи та засоби контролю стану спресованості осердя статора потужних турбогенераторів. Київ: "Наукова думка". 2023. 140 с. DOI: <https://doi.org/10.15407/978-966-00-1846-4>.

RECONSTRUCTION AND MODERNISATION UKRAINE POWER-STATIONS TURBOGENERATORS IN POST-WAR PERIOD

O.H. Kensytskyi, A.S. Levytskyi, I.O. Zaitsev

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

Beresteyskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: kensitsky@ukr.net, zaitsev@i.ua

In this paper, current state energy equipment of IPS Ukraine after missile attacks on the country's critical infrastructure is considered. The main principles for generating equipment reconstruction and modernization of the Ukraine power plants in the post-war period formulated. To restore generation equipment should be at fundamentally new level with the involvement of advanced achievements of global and internal electrical engineering is proposed. During the reconstruction of destroyed power units, it is necessary to use turbine generators with colored operational characteristics that take into account the nature of the machine load, the geographical location of the station, the presence of electrical connections, etc. Foremost (first priority) it is necessary to restore machines with full air-cooling, which have enhanced maneuverability (including asynchronous). The main advantages of turbogenerators with air-cooling are considered. Identified elements and components of the structure, the technical condition of which as a whole is a determining factor for ensuring their reliable operation. The principles of building automated systems for monitoring the state of the equipment (systems for monitoring the state of pressing the stator core and humidity of the refrigerant in the machine body) are considered. Ref. 6, fig. 3, table.

Keywords: turbogenerator, technical state, reliability, defect, diagnostics.

1. Air Cooled Turbogenerators. URL: <https://www.ansaldoenergia.com/fileadmin/Brochure/AnsaldoEnergia-AirCooledturbogenerators-20220731.pdf> (Accessed: 06.05.2023)
2. Siemens Air-Cooled Generators SGen-100A-2P Series. URL: https://linquipequipment.s3.us-west-2.amazonaws.com/12/equipment_12_catalog_ca968fc99f985107d62053fb0721c7b71f38faf1.pdf (Accessed: 06.05.2023)
3. Zozulin Y.V., Antonov O.Y., Bychik V.M., Borychevskyi A.M. and al. Creation of new types and modernisation of operating turbogenerators for thermal electric stations. Kharkiv: PF «Kolehium», 2011. 228 p. (Ukr)
4. Kensytskyi O.H., Kliuchnykov A.A., Fedorenko G.M. Safety, reliability and efficiency of exploitation of electrical engineering and electroenergy equipment of blocks NPP. Chernobyl (Kyev. obl.): Institute for Safety Problems of NPP, 2009. 240 p. (Rus)
5. Levytskyi A.S., Fedorenko G. M., Hruboi O. P. Control of the state of powerful hydro- and turbogenerators is by means of capacity measuring devices of mechanical defects parameters. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2011. 242 p. (Ukr)
6. Levytskyi A.S., Zaitsev I.O., Kobzar K.O., Titko V.O. Methods and controls of the pressing powerful turbogenerators stator core state. Kyiv: «Naukova dumka». 2023. 140 с. DOI: <https://doi.org/10.15407/978-966-00-1846-4>. (Ukr)

Надійшла: 31.05.2023

Прийнята: 22.06.2023

Submitted: 31.05.2023

Accepted: 22.06.2023

TWO- DEGREE-OF-FREEDOM ELECTRIC MACHINE AND ITS OPERATION MODES

K.P. Akinin*, V.G. Kireyev**

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

Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: kvg2016@ukr.net

This paper is devoted to the problems of developing an electric machine with two-degrees-of-freedom (2-DOF) of rotor movement and its control system. The structure of the machine with the possibility of rotation of the rotor along two angular coordinates in a limited range of rotation angles is considered. The machine is designed to control the position of the axis of the optical beam along the line and frame trajectories. Based on the electrodynamic state model of the 2-DOF electric machine, a block diagram of the servo system was developed to control the trajectory of the rotor in two coordinates. Relationships between the time constant of the angle controller and the time constants of the high-frequency part of the amplitude-frequency characteristic of an open-loop system are determined. The dependences of the effective values of the currents in the control windings on the frequency of the frames and the duration of the linear part of the triangular signal are obtained. The dependences of the modules of relative accuracy of the rotor movement along a given trajectories on the system tunings are obtained. Ref. 12, fig. 8.

Key words: two-degree-of-freedom electric machine, control system, scanning device, line trajectory, frame trajectory.

Introduction. Devices that control the spatial movement of a radiation beam are known as scanning devices. The range of problems solved with the help of scanning beam systems is quite wide. It includes the issues of control and regulation of parametric fields in thermal objects, for example, in furnaces or special combustion chambers, search and tracking of reference emitters in the process of orientation and navigation, detection and tracking of special objects in military equipment, control of the spatial position of an optical and laser beam in medicine, etc. Despite the fact that scanning devices increasingly use methods for deflecting optical or radar radiation without the use of moving elements, there are technical problems when the use of an electromechanical drive becomes the only possible solution [1]. This is especially true in cases of controlling high-power radiation or when the useful signal is commensurate with the background signal and high resolution is required.

Magnetoelectric drives of scanning devices can be different in their design, but the basic requirements for them remain unchanged, namely: high speed and high electromagnetic torque per unit of energy consumed. This paper discusses the possibility of using a 2-DOF electric machine with permanent magnets to control the spatial position of an optical or laser beam in two spatial angular coordinates and to implement the specified scanning trajectories. In particular, the possibility of implementing the line and frame trajectory of the beam, as the most common [2–4]. The choice of 2-DOF electric machine as a drive for an object of spatial movement is due to its design feature, which consists in the implementation of the function of a two-coordinate spatial turn using one controlled rotor with two-degrees-of-freedom of rotation. 2-DOF electric machine control is carried out using an electromagnetic field generated by a system of windings placed in space. When the winding field interacts with the excitation field of permanent magnets, electromagnetic torques are created along two angular coordinates [5].

The purpose of the paper is to present the experience of developing a 2-DOF electric machine with permanent magnets for controlling the spatial position of the rotor in two angular coordinates and to study the operating modes of such a machine to justify the possibility of implementing a line-frame trajectory of the beam.

2-DOF electric machine structure. Fig. 1 shows the structure of the scanner based on the 2-DOF electric machine (Fig. 1 a) and the appearance of an experimental sample of such a machine, developed at the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine (Figure 1b). The movable element of the scanning device is a payload mounting platform 1, which is mounted on a 2-DOF suspension 2 (shown schematically) and rigidly connected to the rotor

windings 3. An internal two-axis gimbal with angular position sensors mounted on its axes is used as a suspension. The movable rotor is a truncated hollow ball, in which two windings are located, filled with a dielectric compound. One of the windings is wound in the form of a spiral so that its electrical axis coincides with the axis of the machine when the scanning platform is in a horizontal position.

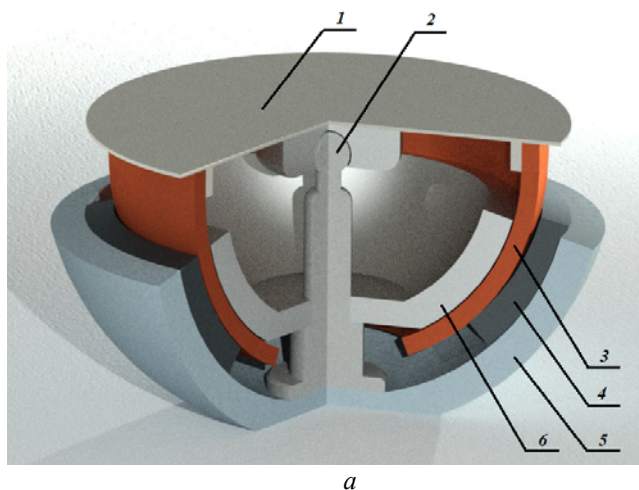


Fig. 1

The second winding consists of two coils mounted on the outer surface of the first winding, and the active parts of the turns of the first and second windings located in the working gap of the 2-DOF electric machine magnetic system are mutually orthogonal. Fig. 2 schematically shows one turn of the second winding with current (red arrows) and its location in the working gap.

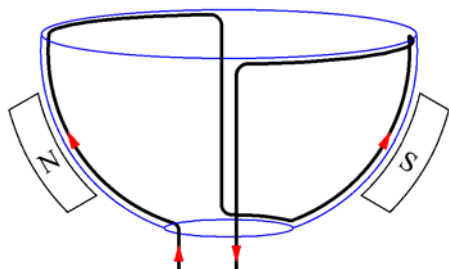


Fig. 2

The stator magnetic system includes one pair of permanent magnets 4, outer 5 and inner 6 magnetic cores rigidly interconnected. Thus, the magnetic excitation system is common for controlling the angular position of the rotor about two mutually orthogonal axes, with the first winding in a more advantageous position in terms of utilization than the second. Structurally, the first winding is closest to the windings used in single-coordinate scanners [6, 7], where everything is subject to achieving the maximum electromagnetic torque with a minimum moment of inertia of the rotor. In the proposed design, the electromagnetic control torque generated by the spiral winding is an order of magnitude higher than that of the coil winding.

Therefore, the first winding was used to control the position of the rotor when moving along the line (along the β), as the most intense mode of operation, and the second winding – along the frame (along the α) (Fig. 3).

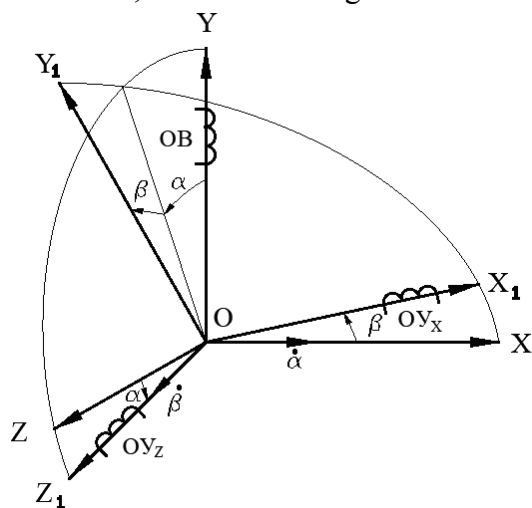


Fig. 3

In accordance with the general theory of electrical machines [5, 8, 9], the 2-DOF machine can be conditionally represented in the form of three current circuits or windings (Fig. 3), one of which is located on the stator (excitation winding (EW)) and is connected to the fixed coordinate system OXYZ, and the other two (control windings OYX and OYZ along the axes OX_1 and OZ_1 , respectively) are located on the rotor, connected to the moving coordinate system $OX_1Y_1Z_1$ and have the ability to turn relative to the stator. Both coordinate systems have a common origin, which is

located at the intersection of the electrical axes of all three windings and coincides with the center of the gimbal.

By its structure, 2-DOF electric machine is a slotless magnetoelectric motor with possibility of rotor rotation in a limited angular range around two mutually perpendicular axes. To obtain the equations of moments and the electrical balance of the motor, it is necessary to make some assumptions, which will allow describing the electrodynamic state of the machine without taking into account the influence of secondary factors. The generally accepted assumptions in the theory of electrical machines, as well as the assumptions associated with the specifics of the movement of the rotor along two angular coordinates, are:

- lack of saturation of the magnetic circuit, which ensures a proportional dependence of all flux links and EMF from the corresponding currents in the windings;
- the current flowing in the windings remains unchanged throughout their entire length, and therefore, to describe the energy of the electromagnetic field, one can use the lumped parameters of the circuit - active and inductive resistances;
- we will consider 2-DOF electric machine with a two-pole stator and carry out calculations for the first harmonic;
- the use of high coercivity magnets in the excitation system determines the constancy of its magnetic characteristics when the external magnetic field of the rotor windings varies, associated with changes in the currents flowing in them or their spatial position;
- since the physical model of the machine (Fig. 1a) does not contain ferromagnetic elements and the magnetic axes of the control windings OY_X and OY_Z are mutually perpendicular, their mutual inductances are equal to zero;
- The rotor turns center is located at the intersection of the electric axes of all three coils (Fig. 3), which is ensured by the proper execution of the gimbal cardan suspension;
- the center of mass of the rotor coincides with the center of the gimbal and its position remains unchanged when the rotor tilts.

The last point is especially important when placing 2-DOF electric machine on moving objects experiencing multidirectional accelerations. The displacement of the center of mass relative to the center of rotation of the rotor leads to the appearance of a static unbalance of the rotor, which causes an additional load moment. Its direction depends on the trajectory of the object, and the value depends on the overload affecting the object of the installation of the 2-DOF machine. Information about the magnitude and direction of this disturbance can be obtained from acceleration sensors, which in this case must be installed on the object. After processing the signals from the sensors, the motor control system will be able to generate an electromagnetic moment that compensates for the disturbance that has arisen. This is possible only in the case when the parasitic moment does not exceed the moment capabilities of the 2-DOF electric machine. Therefore, in devices with several degrees of rotation, the fulfillment of the requirement to combine the center of mass with the center of suspension is mandatory and is achieved using the methods of static and dynamic balancing of the rotor with the payload.

Thus, 2-DOF electric machine is an electromechanical system, the rotor of which can make a turn around two mutually orthogonal axes. The model of such an electromechanical converter can be considered in the form of interconnected mechanical and electrical parts. The mechanical part is represented by a rotating rotor, the position of which is determined by its geometric coordinates X , Y and Z and the rotation angles α and β . The electrical part is described by currents in the windings i_X , i_Z and i_O . The currents in the windings, as already noted in the assumptions made, are not interconnected and, therefore, do not depend on each other. Thus, the coordinates chosen for consideration are independent, and the electromechanical system is holonomic, which makes it possible to use the Euler-Lagrange equation for its description.

The model of the dynamic state of the 2-DOF electric machine, in which the excitation winding is located on the rotor, and not on the stator, as in our case, was obtained in the monograph [9]. Since the electrodynamic processes occurring in the machine are identical in both cases, we will use these results to compile a mathematical model of the considered drive of the scanning device.

Mathematical model of 2-DOF electric machine and research results. Taking into account the accepted assumptions, the 2-DOF electric machine mathematical model has the form [9]

$$(J_X \cos^2 \beta + J_Y \sin^2 \beta) \frac{d\omega_\alpha}{dt} = M_Z - M_{JX} - M_{\omega\alpha} - M_{L\alpha}; \quad (1)$$

$$M_Z = i_Z k_{mZ} \cos \alpha \cos \beta; \quad M_{JX} = 2\omega_\alpha \omega_\beta (J_Y - J_X) \sin \beta \cos \beta; \quad (2, 3)$$

$$M_{\omega\alpha} = k_\alpha \omega_\alpha; \quad M_{L\alpha} = M_B \operatorname{sign}(\omega_\alpha); \quad (4, 5)$$

$$J_Z \frac{d\omega_\beta}{dt} = M_X + M_{JZ} - M_{XZ} - M_{\omega\beta} - M_{L\beta}; \quad (6)$$

$$M_X = i_X k_{mX} \cos \beta; \quad M_{JZ} = \omega_\alpha^2 (J_Y - J_X) \sin \beta \cos \beta; \quad (7, 8)$$

$$M_{XZ} = i_Z k_{mZ} \sin \alpha \sin \beta; \quad M_{\omega\beta} = k_\omega \omega_\beta; \quad M_{L\beta} = M_B \operatorname{sign}(\omega_\beta); \quad (9-11)$$

$$\frac{d\alpha}{dt} = \omega_\alpha; \quad \frac{d\beta}{dt} = \omega_\beta; \quad (12, 13)$$

$$L_X \frac{di_X}{dt} = u_X - R_X i_X - k_{mX} \omega_\beta \cos \beta; \quad (14)$$

$$L_Z \frac{di_Z}{dt} = u_Z - R_Z i_Z - k_{mZ} \omega_\alpha \cos \alpha \cos \beta + k_{mZ} \omega_\beta \sin \alpha \cos \beta, \quad (15)$$

where ω_α , ω_β , α , β are the angular speeds and rotation angles of the rotor shaft around the Z and X axes; J_X , J_Z , J_Y are the axial moments of inertia of the rotor; M_Z , M_X - electromagnetic torques; M_{JX} , M_{JZ} are torques caused by the Coriolis forces; M_{XZ} is electromagnetic torque caused by the influence of the winding with current i_Z ; $M_{\omega\alpha}$, $M_{\omega\beta}$ are torques of viscous friction; $M_{L\alpha}$, $M_{L\beta}$ are mechanical torques of resistance of bearings; i_X , i_Z , u_X , u_Z are the currents and voltages of the rotor windings corresponding to the X and Z axes; L_X , L_Z , R_X , R_Z are inductances and active resistances of the rotor windings, respectively, to the X and Z axes; k_{mX} , k_{mZ} are motor torque coefficients, respectively, for the X and Z axes; k_ω is coefficient of viscosity of the motor; M_B is the torque of resistance of the bearings. 2-DOF electric machine (Fig.1) has the following parameters: $J = J_X = J_Z = 5 \cdot 10^{-4} \text{ kgm}^2$, $J_Y = 6,7 \cdot 10^{-4} \text{ kgm}^2$, $L_X = 3,134 \cdot 10^{-4} \text{ Hn}$, $L_Z = 1,658 \cdot 10^{-3} \text{ Hn}$, $R_X = 0,96 \text{ Ohm}$, $R_Z = 3,03 \text{ Ohm}$, $k_{mX} = 0,0686 \text{ Nm/A}$, $k_{mZ} = 0,4606 \text{ Nm/A}$, $k_\omega = 2,7 \cdot 10^{-4} \text{ Nm s/rad}$, $M_B = 2 \cdot 10^{-4} \text{ Nm}$.

To implement the line and frame trajectories of the movable rotor, we assume that the signal for setting the rotation angle α should change in accordance with the sinusoidal law

$$\alpha_R = \alpha_A \sin 2\pi f_\alpha t, \quad (16)$$

where α_A , f_α are the amplitude and frequency of the periodic change in the angle α .

The rotation angle β must change from one extreme angular position to another with constant acceleration. At the same time, in the part of the trajectory, when the acceleration sign changes, in order to improve the energy characteristics of the operating mode, the second derivative of the motion trajectory should be limited. Fig. 4 a shows a block diagram of the generator of a triangular reference signal β_R .

The block diagram of the triangular signal generator is described by the equations and conditions

$$\frac{dx_2}{dt} = k_1 x_1; \text{ if } x_2 > A_1, \text{ then } x_2 = A_1; \text{ if } x_2 < -A_1, \text{ then } x_2 = -A_1; \quad (17-19)$$

$$\frac{d\beta_R}{dt} = x_2; \text{ if } \beta_R > A_2, \text{ then } x_1 = -1; \text{ if } \beta_R < -A_2, \text{ then } x_1 = 1, \quad (20-22)$$

where x_1 , x_2 are variables; k_1 is gain of the integrating link; A_1 is the value at which the saturation of the integrating link occurs; A_2 is the value of the angular deviation of the rotor in the linear part of the signal β_R , at which the hysteresis loop relay controller switches.

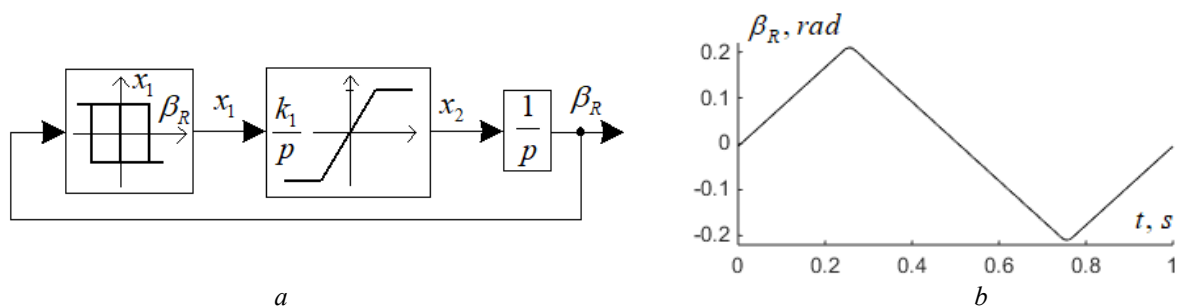


Fig. 4

Based on the given the frequency f_β and amplitude β_A of the triangular signal, as well as the relative duration γ of the linear part of the motion trajectory, it is possible to determine the parameters of the generator

$$A_1 = \frac{8\beta_A f_\beta}{1 + \gamma}; k_1 = \frac{4A_1 f_\beta}{1 - \gamma}; A_2 = \frac{\gamma A_1}{4f_\beta}. \quad (23-25)$$

According to the conditions of the 2-DOF electric machine control problem, the following parameters of the trajectory for changing the rotation angle β are assumed: $f_\beta = 1 \text{ Hz}$ and $\beta_A = 12 \text{ deg}$. Fig. 4b shows a diagram of the generator output signal β_R at a frequency of 1 Hz with a relative duration of the linear working part $\gamma = 0.95$, which is defined as

$$\gamma = T_L f_\beta, \quad (26)$$

where T_L is the duration of the linear parts on one period of the triangular signal.

For the trajectory of changing the rotation angle α , the signal amplitude $\alpha_A = 1 \text{ deg}$ is assumed, and since the oscillation frequency f_α of the rotor is related to the effective value I_Z of the current in the stator winding, this paper assumes obtaining such a dependence.

To calculate the control system for the angular movements of the rotor, we use a linearized system of equations, which, subject to a limited angular range of rotation, can be obtained with such substitutions $\sin \alpha = \alpha$; $\sin \beta = \beta$; $\cos \alpha = 1$; $\cos \beta = 1$. In addition, we will assume that the insignificant torques M_{jX} , M_{jZ} , M_{XZ} , $M_{\omega\alpha}$, $M_{\omega\beta}$, $M_{L\alpha}$, $M_{L\beta}$ are signal disturbances, which can be ignored in the preliminary calculation of the controller parameters. Then we obtain the linearized equations

$$J \frac{d\omega_\alpha}{dt} = M_Z; J \frac{d\omega_\beta}{dt} = M_X; \frac{d\alpha}{dt} = \omega_\alpha; \frac{d\beta}{dt} = \omega_\beta; \quad (27-30)$$

$$L_X \frac{di_X}{dt} = u_X - R_X i_X - k_{mX} \omega_\beta; L_Z \frac{di_Z}{dt} = u_Z - R_Z i_Z - k_{mZ} \omega_\alpha. \quad (31, 32)$$

In this case, the mathematical models for the two channels for controlling the rotation angles α and β are structurally identical. Therefore, we present a block diagram (Fig. 6) of the servo system for controlling the value α , taking into account the use of the proposed regulators of the current $W_{iZ}(p)$ and the rotor rotation angle $W_{C\alpha}(p)$, where $\Delta\alpha$ is the unbalance signal; i_{RZ} is output signal of the rotation angle regulator; e_Z is winding EMF; M_{DZ} is torque of disturbances; α_s is output signal of the rotation angle sensor. All further considerations will also be valid for the servo control system of the rotation angle β . When designing a servo system, we refuse to use an

internal loop with angular speed feedback [10], since the use of a special angular speed sensor in a low-power electromechanical system is an unacceptable solution.

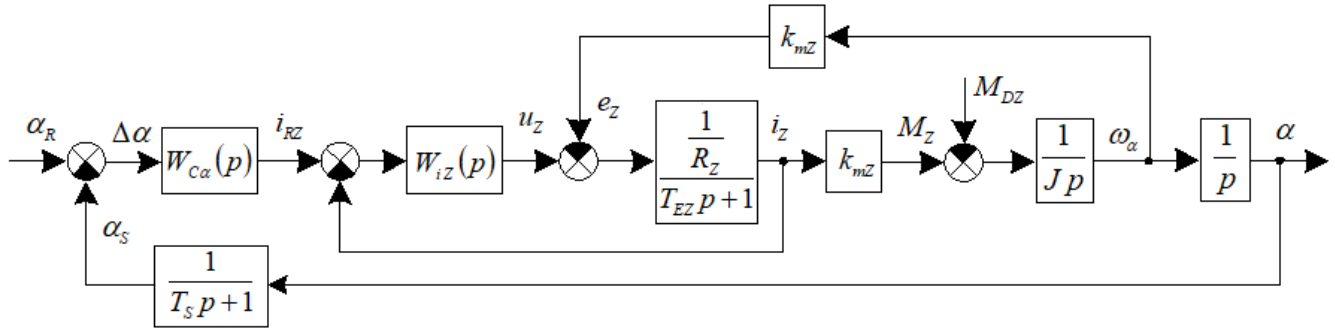


Fig. 5

Fig. 6 also shows the transfer function of the rotor angle sensor realized using the Hall sensor. For such a sensor, the passport value of the response time is 0.000003 s, so its transfer function with the output signal α_S was presented as a first-order aperiodic link with time constant $T_S = 0,000001$ s.

To compensate for the electromagnetic time constant T_{EZ} of the winding, we introduce a current controller with a transfer function into the current control loop

$$W_{iZ}(p) = k_{CiZ}. \quad (33)$$

Without taking into account the influence of internal feedback on the EMF of the motor, we obtain the transfer function of the current circuit in the form

$$\frac{i_Z(p)}{i_{RZ}(p)} = \frac{k_{iZ}}{T_{iZ}p + 1}, \quad (34)$$

where i_{RZ} is the current reference signal. The gain and time constant of the current loop are determined by the formulas.

$$k_{iZ} = \frac{k_{CiZ}}{R_Z + k_{CiZ}}, \quad T_{iZ} = \frac{L_Z}{R_Z + k_{CiZ}}. \quad (35, 36)$$

The purpose of using the current loop is to compensate for the electromagnetic time constant T_{EZ} of the winding, therefore, by setting the desired value T_{DZ} of the current loop time constant, it is possible to determine the value of the current controller gain k_{CiZ}

$$k_{CiZ} = \frac{L_Z - R_Z T_{DZ}}{T_{DZ}}, \quad (37)$$

and then the gain k_{iZ} of the compensated current loop (35). The use of a proportional controller in the current loop does not increase the order of the entire control system and, at the same time, allows to compensate to a large extent the influence of the EMF and the electromagnetic time constant of the winding.

Consideration of the structure (Fig. 6) and its parameters shows that the open-loop system contains two integrating links and two aperiodic links with relatively small time constants of the rotation angle sensor T_S and the compensated current loop T_{iZ} . In this case, to develop a servo control system, a proportional-differentiating controller should be used in the form

$$W_{Ca}(p) = \frac{i_{RZ}(p)}{\Delta\alpha(p)} = k_{Ca} \frac{T_{Ca}p + 1}{T_{Fa}p + 1}, \quad (38)$$

where k_{Ca} , T_{Ca} , T_{Fa} are the gain and time constant of the PD controller, as well as the time constant of the filter of the non-ideal differentiating link.

Now we can write the transfer function of the open-loop servo system as

$$\frac{\alpha_s(p)}{\Delta\alpha(p)} = k_{c\alpha} k_{iz} \frac{k_{mZ}}{J} \cdot \frac{T_{c\alpha} p + 1}{p^2 (T_{F\alpha} p + 1)(T_{iz} p + 1)(T_s p + 1)}. \quad (39)$$

Let's use the approach to tuning the servo control system, which determines the relationship between the time constant $T_{c\alpha}$ of the PD controller and the sum of the time constants of the high-frequency part of the open-loop amplitude-frequency characteristic $T_{F\alpha}$, T_{iz} and T_s . Developers try to make the last three time constants as small as possible, and their values are limited by the physical feasibility of measurement and control processes.

A convenient parameter that determines the ratio between the time constant $T_{c\alpha}$ and the sum $T_{F\alpha} + T_{iz} + T_s$ of the time constants is the oscillation index M , which is equal to the ratio of the maximum value of the amplitude-frequency characteristic of a closed system to its initial ordinate [11, 12]. The system with transfer function (39) satisfies the relations

$$T_{c\alpha} \geq \frac{M}{\omega_c(M-1)}; \quad T_{F\alpha} + T_{iz} + T_s \leq \frac{M}{\omega_c(M+1)}; \quad \omega_c = k_{OLZ} T_{c\alpha}, \quad (40-42)$$

where ω_c is the cut-off frequency; k_{OLZ} is open-loop system gain, which, based on (40-42), is determined as

$$k_{OLZ} = \frac{M(M-1)}{(T_{F\alpha} + T_{iz} + T_s)^2 (M+1)^2}. \quad (43)$$

Next, you can define the parameters of the PD controller

$$T_{c\alpha} = \frac{(T_{F\alpha} + T_{iz} + T_s)(M+1)}{M-1}; \quad k_{c\alpha} = \frac{k_{OLZ} J}{k_{iz} k_{mZ}}. \quad (44, 45)$$

Let us determine the parameters and conditions that are missing for research. The time constants of the high-frequency part of the amplitude-frequency characteristic of open-loop systems are assumed to be values $T_s = 0,000001 \text{ s}$, $T_{DZ} = 0,00001 \text{ s}$, $T_{FZ} = 0,00002 \text{ s}$, $T_{DX} = 0,00001 \text{ s}$, $T_{FX} = 0,0001 \text{ s}$. We also determine the ranges of variation of the oscillation index $1,025 < M < 1,4$, the relative duration $0,8 < \gamma < 0,975$ of the linear part of the triangular signal β_R , as well as the oscillation frequency f_α of the rotor along the angle α from 20 to 60 Hz. The value of the time constant T_{FZ} is chosen approximately three orders of magnitude less than the value of the signal period (16).

This paper did not set the purpose of achieving a predetermined accuracy of processing given trajectories. On the contrary, we are interested in the dependences of the effective values I_Z and I_X of the currents in the two control windings, as well as the modules of relative errors ε_α and ε_β of processing the angular displacements according to the rotation angles α and β depending on the parameters of the operating modes and the tunings of the regulators, which will allow us to evaluate the energy characteristics of the 2-DOF electric machine and the accuracy of its operation. All further calculations are made on the basis of equations (1-15).

To meet the requirements for the thermal state of the 2-DOF electric machine, it is necessary to determine the dependence of the current effective value I_Z on the frequency f_α of the periodic change in the angle α . Then it will be possible to determine the frequency values f_α at which a long-term operation of the machine is possible or a short-term operation in a forced mode. Since the frequency f_β of the triangular signal is predetermined and equal to 1 Hz, the current value I_X largely depends on the relative duration γ of the linear part of the triangular signal. Fig. 6 shows

the dependencies $I_Z(f_\alpha)$, $I_X(f_\alpha)$ and $I_X(\gamma)$. These calculations were performed with the value of the oscillation index $M = 1,2$. The results of preliminary studies showed that the value M practically does not affect the effective values of the currents, therefore, based on the dependencies (Fig. 6), it is possible to choose acceptable values for the parameters of the machine operation mode f_α and γ . Obviously, the frequency f_α has practically no effect on the current effective value I_X . Note also that the parameter γ has no effect on the current effective value I_Z .

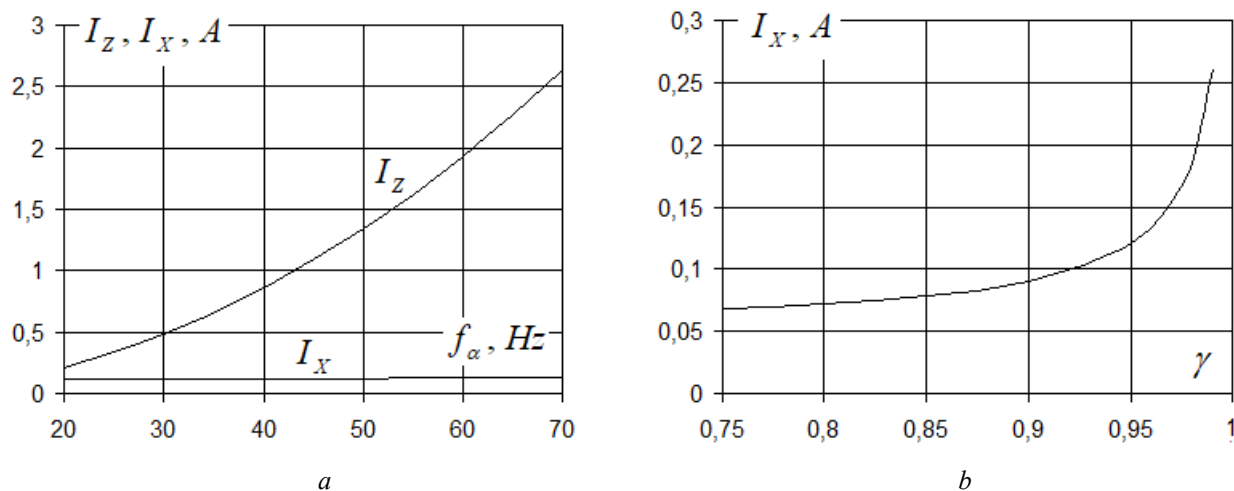


Fig. 6

Based on the analysis of the research results (Fig. 6), it was determined that for a long-term machine operation mode, it is possible to choose a frequency value $f_\alpha = 40 \text{ Hz}$, and for a short-term forced mode, for example, 56 Hz or another frequency value depending on the duration of operation. For further research in the formation of a triangular signal, the value $\gamma = 0,95$ was chosen.

Further studies of the influence of the oscillation index M on the accuracy of processing a given trajectory of movement were carried out at $f_\alpha = 40 \text{ Hz}$ and $\gamma = 0,95$. Fig. 7 shows the dependences of the modules of relative errors ε_α and ε_β on the parameter M . The errors are determined on the interval of the linear part of the triangular signal according to the formulas

$$\varepsilon_\alpha = \frac{\max(\alpha)}{\alpha_A}; \quad \varepsilon_\beta = \frac{\max(\beta)}{\beta_A}. \quad (46, 47)$$

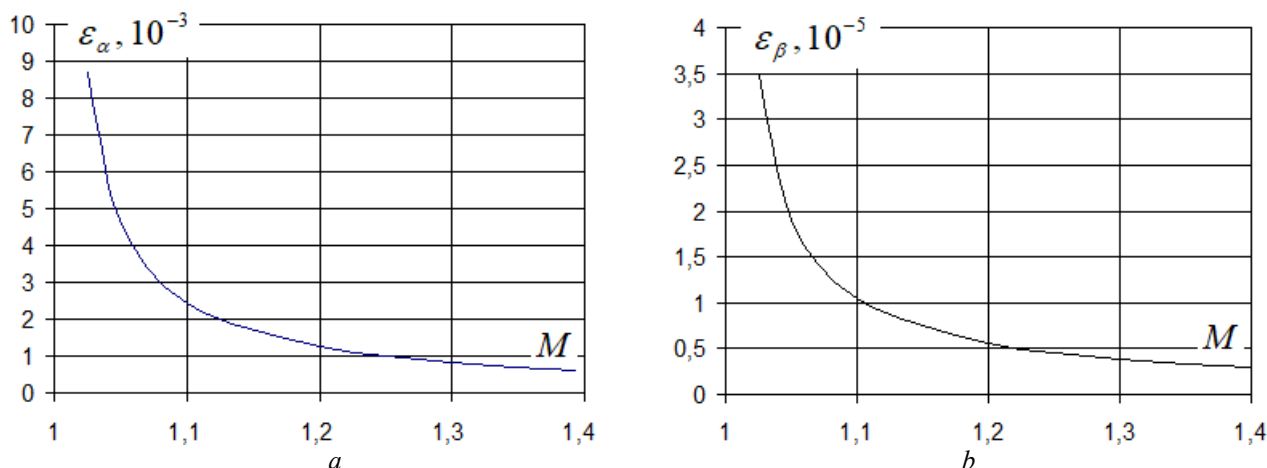


Fig. 7

Thus, based on the dependencies (Fig. 7), it is possible to choose an acceptable accuracy of the rotor movement along a given trajectory. To illustrate the operation mode of the machine Fig. 8 shows the time dependences of the rotation angles α and β , rotor currents i_x and i_z , as well as relative values of unbalance signals $\Delta\alpha^*$ and $\Delta\beta^*$, calculated at $f_\alpha = 40 \text{ Hz}$, $\gamma = 0,95$ and $M = 1,2$. The relative values $\Delta\alpha^*$ and $\Delta\beta^*$ are determined as

$$\Delta\alpha^* = \frac{\Delta\alpha}{\alpha_A}; \Delta\beta^* = \frac{\Delta\beta}{\beta_A}. \quad (48, 49)$$

Conclusions. The 2-DOF electric machine described in the paper is a structure with fixed permanent magnets and a magnetic circuit on the stator, as well as a rotor moving in a limited angular range with two unequal orthogonal winding systems. The absence of ferromagnetic elements on the rotor and the ability to control the rotor simultaneously in two angular coordinates makes it possible to achieve the minimum moment of inertia of the moving part of the motor and ensure the maximum speed of the drive. In addition, by redistributing the volume allocated for the placement of windings and their design, effective control is achieved of the energy-consuming mode of the high-frequency line trajectory along one angular coordinate and the relatively easy low-frequency mode of changing the second angle when moving along the frame trajectory.

The conducted studies of the operating modes of the 2-DOF control system for the machine rotor substantiate the possibility of implementing the line and frame trajectories of the beam. Based on the obtained dependences of the effective values of the currents and the modules of the accuracy of the processing the movement trajectories on the parameters of the operating modes and the settings of the controllers, it becomes possible to select the system parameters for operation in a long-term or forced short-term mode.

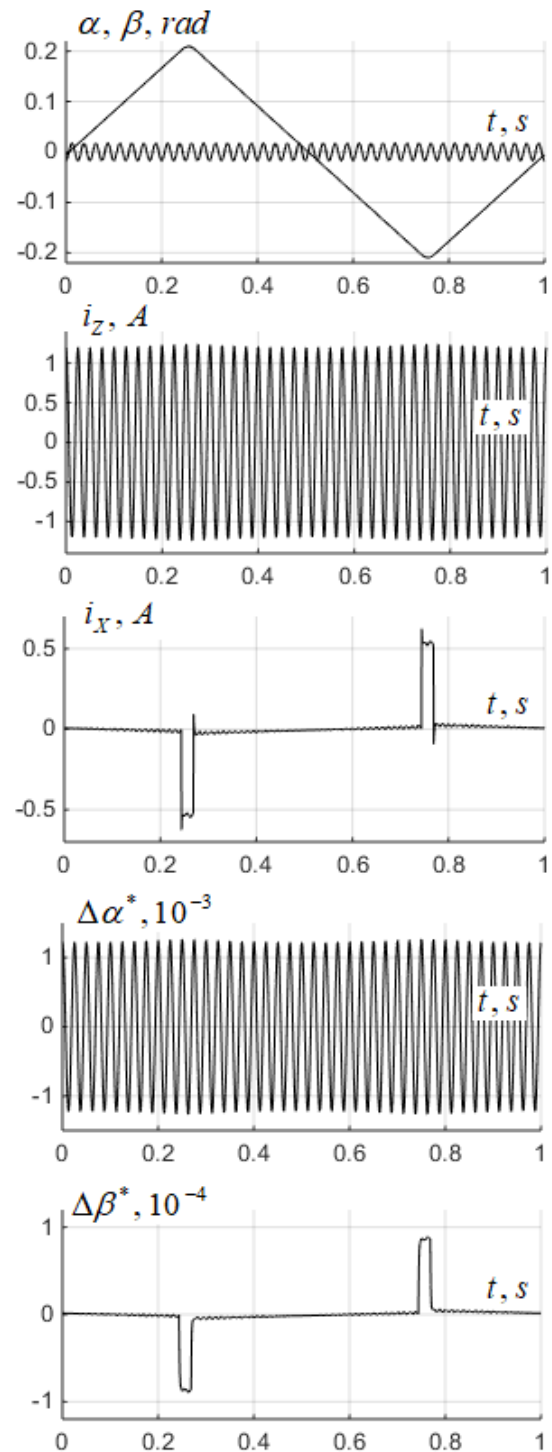


Fig. 8

Фінансується за держбюджетною темою «Розробити наукові засади та принципи побудови керованих н-степеневих магнітоелектричних систем з екстремальними характеристиками» (шифр «Екстремум»), що виконується за Постановою Бюро ВФТПЕ 29.05.2018 р., протокол № 9. Державний реєстраційний номер роботи 0119U001279. КПКВК 6541030.

1. S. Reich. The use of electro-mechanical mirror scanning devices. SPIE Vol. 84 Laser Scanning Components & Techniques. 1976. P. 47–56. DOI: <https://doi.org/10.1117/12.954918>
2. P.F. Sharp, A. Manivannan, H. Xu, J.V. Forrester. The scanning laser ophthalmoscope – a review of its role in bioscience and medicine. *Physics in Medicine and Biology*. 2004. №49. P. 1085–1096. DOI: <https://doi.org/10.1117/12.954918>

3. Kononyuk A.E. Foundations of the fundamental theory of artificial intelligence. In 20 books. Book 4, part 4. K.: Osvita Ukrainy. 2017. 480 p.
4. Vyskub V.G., Rozov B.S., Saveliev V.I. Precision digital systems of automatic control. M.: Mashinostroenie, 1984. 136 p.
5. Adkins B. General theory of electrical machines. M.-L.: Gosenergoizdat, 1960. 272 p.
6. J. B. Zou, G. D. Yu, Y. X. Xu, W. Qian, Y. Y. Wei, J. L. Li. Development of a Permanent Magnet Slotless Limited-Angle Torque Motor with a Moving Coil for Optical Scanning System. Proceedings of 2015 IEEE International Conference on ID5171 Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices Shanghai, China. November 20-23. 2015.
7. Stolov L.I., Zykov B.N. Torque motors with permanent magnets. M.: Energy, 1977. 112 p.
8. Milyakh A.N., Barabanov V.A., Dvoynikh E.V. Three-degree-of-freedom electrical machines. Kyiv: Naukova Dumka, 1979. 312 p.
9. Antonov A.E. Electric machines of magnetoelectric type. Kyiv: NAS of Ukraine, Institute of Electrodynamics, 2011. 216 p.
10. Kunchenko T.Yu., Gul A.I. High-quality tuning for maximum quality factor and stability margin of the servo drive without a slave speed loop. Themed issue «Problems of the automated electric drive. Theory and practice», No 66, Kyiv, Technique, 2006. P. 69–71. (Rus)
11. Popovych M.G., Kovalchuk O.V. *Theory of automatic control*: textbook. Kyiv: Lybid, 2007. 656 p. (Ukr)
12. A. Vítěček, M. Vítěčková, L. Landryová. Basic principles of automatic control. Ostrava. 2012. 118 p.

УДК 621.313.8

ДВОСТУПЕНЕВА ЕЛЕКТРИЧНА МАШИНА ТА РЕЖИМИ ЇЇ РОБОТИ

К.П. Акинін, докт. техн. наук, **В.Г. Кіреєв**, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

Стаття присвячена проблемам розробки електричної машини з двома ступенями свободи руху ротора та системи керування нею. Розглянуто структуру машини з можливістю повороту ротора за двома кутовими координатами в обмеженому діапазоні кутів повороту. Машина призначена для управління положенням осі оптичного променя по лінійній і кадровій траєкторії. На підставі моделі електродинамічного стану машини розроблена структурна схема системи стеження для управління траєкторією руху ротора по двох координатах. Визначено співвідношення між сталою часу ПД-регулятора та сталими часу високочастотної частини амплітудно-частотної характеристики розімкненої системи. Отримано залежності діючих значень струмів в обмотках управління від частоти кадрової траєкторії та тривалості лінійної ділянки трикутного сигналу. Отримано залежності модулів відносної точності руху ротора по заданій траєкторії від налаштувань системи. Обґрунтовано можливість реалізації лінійної та кадрової траєкторій руху у тривалому та форсованому режимі роботи двигуна. Бібл. 12, рис. 8.

Ключові слова: електрична машина з двома ступенями свободи, система керування, скануючий пристрій, лінійна траєкторія, траєкторія кадру.

Надійшла: 31.07.2023

Прийнята: 22.08.2023

Submitted: 31.07.2023

Accepted: 22.08.2023

ВИМІРЮВАННЯ ТА ДІАГНОСТИКА В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

УДК 621.373.42(088.8)

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.155>

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ХАРАКТЕРИСТИК МОБІЛЬНИХ ЗАСОБІВ МЕТРОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Ю.Ф. Тесик^{1*}, докт. техн. наук, **О.Л. Карасинський**^{1**}, канд. техн. наук, **Р.М. Мороз**^{1***},
канд. техн. наук, **С.Ю. Пронзалева**^{2****}, канд. техн. наук, **М.В. Зайков**^{2*****}

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

2 – НВО ТОВ «ЕЛВІН, Лтд»,

пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail:

Проведено порівняльний аналіз характеристик портативних калібраторів із різними принципами побудови каналів відтворення режимних параметрів електричної мережі. Показано переваги та недоліки каналів із використанням силових вихідних трансформаторів струму й напруги. Запропоновано об'єднання функцій імпульсного перетворення й гальванічної розв'язки в каналі відтворення режимних параметрів електричної мережі. Показано переваги безтрансформаторних каналів відтворення режимних параметрів електричної мережі. Описано принцип дії пристроїв, наведено структурні схеми й формули, що відображають процеси у відповідних ланцюгах. Наведено фото і характеристики калібраторів режимних параметрів електричної мережі на основі трансформаторних і безтрансформаторних каналів відтворення. Бібл. 8, рис. 4, табл. 2.

Ключові слова: відтворення, метрологічне забезпечення, мобільні калібратори, електроенергія, підсилювачі потужності.

В Україні експлуатується понад 20 мільйонів засобів обліку електричної енергії (ЕЕ). Із цієї кількості щороку підлягає перевірці близько 3 мільйонів електролічильників. Крім того, існує велика кількість аналізаторів якості ЕЕ й електронних вимірювачів потужності, які теж потребують періодичної перевірки.

Зростання обсягів робіт, пов'язаних із перевіркою метрологічних характеристик (МХ) засобів обліку ЕЕ, стимулюють удосконалення засобів їхнього метрологічного забезпечення.

Стандартами на засоби обліку ЕЕ регламентуються такі вимоги до засобів метрологічного забезпечення, за допомогою яких відбувається перевірка:

- точність відтворення сигналів на рівні 0,02 %;
- стабільність сигналів на рівні 0,01 %;
- рівень нелінійних спотворень відтворюваних сигналів напруг і струмів – 0,1 %;
- динамічний діапазон від 1 мА до 500 А за струмом і від 0,001 до 1000 В за напругою;
- смуга пропускання сигналів від 40 до 5 кГц;
- вихідна потужність каналу струму й напруги на рівні 0,5–1 кВт;
- час, необхідний для перевірки одного електролічильника – 15–20 хвилин.

До цього часу в Україні користуються морально застарілим метрологічним устаткуванням (МУ), яке було вироблено в СРСР і не забезпечує потреб сучасного виробництва через невідповідність вимогам стандартів ГОСТ 30206-94, ГОСТ 30207-94 і відсутність автоматизації процесу повірки та документування. Це призводить до суттєвого погіршення МХ вимірювальних пристроїв за результатами їхнього калібрування.



Сучасне обладнання провідних фірм Європи коштує мільйони євро. Тому в Україні необхідно розвивати власні технології і випускати серійно метрологічне обладнання, яке було б сучасним за технічним та ергономічним рівнями і доступним за ціною. Таким чином, зазначений напрямок досліджень є надзвичайно актуальним.

Великими підприємствами за кордоном серійно випускається стаціонарне й мобільне метрологічне устаткування.

Розглянемо більш детально принципи побудови мобільних приладів контролю метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки.

Мета роботи – провести порівняльний аналіз і виявити найбільш перспективні принципи побудови перетворювачів мобільних приладів метрологічного устаткування для забезпечення вимог існуючих стандартів на засоби відтворення електричних величин, розкрити невідповідність існуючих засобів відтворення режимних параметрів електроенергії щодо вимог стандартів на засоби вимірювальної техніки в частині частотного діапазону сертифікованих приладів обліку та вказати на методи покращення метрологічних характеристик калібраторів режимних параметрів електричних мереж.

Мобільні метрологічні установки завжди користувалися значним попитом серед фахівців метрологічних і електроенергетичних структур. Це пояснюється тим, що перевірка стану засобів вимірювальної техніки та їхня атестація на місцях експлуатації є набагато технологічнішою й дешевшою. Передусім це стосується випадків, коли необхідно проводити оперативне відновлення трансформаторних підстанцій та комірок обліку підприємств. Найбільшим попитом серед мобільних МУ користуються калібратори режимних параметрів електроенергії [1].

Створення мобільних засобів метрологічного забезпечення, крім високих метрологічних характеристик і функціональних можливостей, потребує низки конструктивних вимог. До них слід віднести малі вагу й габарити, стійкість до ударів і вібрацій, розширений діапазон робочих температур, зручний дизайн.

Особливу увагу під час створення подібної апаратури, крім забезпеченню високих метрологічних характеристик, слід приділити зменшенню її ваги й габаритів.

Порівняємо характеристики мобільних метрологічних установок, в основі яких лежать різні методи прецизійного перетворення і формування керованих тестових сигналів, якими є трифазні системи струмів і напруг [2]:

$$\begin{aligned} u_A(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} U_{Ak} \sin(k\omega t + \psi_{U_{Ak}}), & i_A(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} I_{Ak} \sin(k\omega t + \psi_{I_{Ak}}), \\ u_B(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} U_{Bk} \sin(k\omega t + \psi_{U_{Bk}}), & i_B(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} I_{Bk} \sin(k\omega t + \psi_{I_{Bk}}), \\ u_C(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} U_{Ck} \sin(k\omega t + \psi_{U_{Ck}}), & i_C(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} I_{Ck} \sin(k\omega t + \psi_{I_{Ck}}), \end{aligned} \quad (1)$$

де $u_A(t)$, $u_B(t)$, $u_C(t)$, $i_A(t)$, $i_B(t)$, $i_C(t)$ – миттєві значення вихідних сигналів, U_{Ak} , U_{Bk} , U_{Ck} , I_{Ak} , I_{Bk} , I_{Ck} , $\psi_{U_{Ak}}$, $\psi_{U_{Bk}}$, $\psi_{U_{Ck}}$, $\psi_{I_{Ak}}$, $\psi_{I_{Bk}}$, $\psi_{I_{Ck}}$ – амплітуди й початкові кути зсуву фаз k -х гармонік фазних напруг і струмів, $K_{\max}$ – найбільший номер заданої гармоніки, $\omega = 2\pi f_1$, де f_1 – частота 1-ї гармоніки.

Оскільки за вимогами стандартів [3] вихідні кола всіх джерел струмів і напруг мають бути гальванічно розв'язаними з вхідними колами приладів, які перевіряються, на виходах джерел каліброваних сигналів встановлюють трансформатори. Розглянемо принципи побудови калібраторів, у вихідних каскадах яких встановлено трансформатори струмів і напруг.

На рис. 1 зображено структурну схему одного з каналів багатофазного джерела відтворення струмів і напруг [4, 5]. До його складу входять: багатофазний керований генератор БФКГ, підсилювач на основі широтно-імпульсної модуляції ПШІМ, вихідний трансформатор Т, блок живлення БЖ, кола зворотного зв'язку КЗЗ. Штрихованою лінією позначено місце, де забезпечується гальванічна розв'язка каналу.

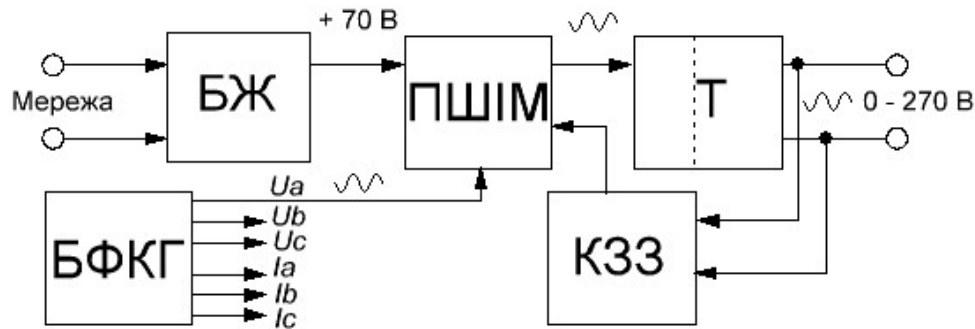


Рис. 1

На виході багатофазного керованого генератора формується шість низьковольтних калібрувальних сигналів: три напруги і три струми з керованими за програмою амплітудами, кутами зсуву фаз і частотою. Ці сигнали надходять на блоки ПШІМ, де підсилюються до необхідного рівня за амплітудою й потужністю, і далі через трансформатор Т надходять на входи засобів вимірювання.

Перевагою цієї структури є можливість підняття вихідної потужності до 1 кВт і більше. До недоліків такого підходу до вирішення задачі створення каналів відтворення сигналів мережі слід віднести обмежений частотний діапазон відтворюваних сигналів, що викликає зменшення амплітуди вихідних сигналів і фазовий зсув векторів вихідних напруг і струмів відносно вхідних. У результаті впливу трансформаторів вираз (1) можна представити у вигляді:

$$\begin{aligned} u_A(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} U_{Ak} K_{Ak} \sin(k\omega t + \psi_{U_{Ak}} + \varphi_{Ak}), & i_A(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} I_{Ak} K_{Ak} \sin(k\omega t + \psi_{U_{Ak}} + \varphi_{Ak}), \\ u_B(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} U_{Bk} K_{Bk} \sin(k\omega t + \psi_{U_{Bk}} + \varphi_{Bk}), & i_B(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} I_{Bk} K_{Bk} \sin(k\omega t + \psi_{U_{Bk}} + \varphi_{Bk}), \\ u_C(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} U_{Ck} K_{Ck} \sin(k\omega t + \psi_{U_{Ck}} + \varphi_{Ck}), & i_C(t) &= \sum_{k=1}^{K_{\max}} I_{Ck} K_{Ck} \sin(k\omega t + \psi_{U_{Ck}} + \varphi_{Ck}), \end{aligned} \quad (2)$$

де K_{Ak} , K_{Bk} , K_{Ck} , φ_{Ak} , φ_{Bk} , φ_{Ck} – паразитні коефіцієнти передачі й кути зсуву фаз гармонік відтворюваного сигналу у відповідних вихідних колах, викликані застосуванням трансформатора.

Крім того, габарити й вага вихідних трансформаторів каскадів залежать від їхньої потужності та робочої частоти джерел. Якщо вихідна потужність одного каналу сягає 100 Вт, то маса трансформатора на частоті мережі наближається до 2 кг, а загальна вага багатофазного джерела збільшується до 12 кг. Суттєво зростають і габарити метрологічного устаткування.

Фото калібратора, розробленого вченими Інституту електродинаміки НАН України і впровадженого в серійне виробництво, із такою структурою та його характеристики представлено на рис. 2 і в табл. 1.

Габарити та вага калібраторів, виготовлених провідними фірмами світу [7, 8], також лишаються громіздкими й великими. Наприклад, калібратор MTE PCS400.3 має вагу 23,5 кг, а габарити – $520 \times 195 \times 365$ мм.

Більш прийнятним для вирішення поставленої задачі є багатофазне джерело відтворення струмів і напруг, у якому гальванічна розв'язка забезпечується самим імпульсним перетворювачем. На рис. 3 подано схему одного з каналів багатофазного джерела відтворення струмів і напруг. До його складу входять цифровий багатофазний керований генератор БФКГ, підсилювач на основі широтно-імпульсної модуляції ПШІМ, міст М, фільтр Ф, контролер К, фазовий детектор ФД, амплітудний детектор АД, схема управління СУ.



Рис. 2

Таблиця 1

Діапазон напруг, В	1 – 270
Діапазон струмів, А	0,005 – 12
Похибка установки напруг та струмів, не більше, %	0,05
Коефіцієнт гармонік, %	0,5
Потужність в одному каналі струму або напруги, ВА	250
Діапазон робочих частот, Гц	10 – 2000
Похибка установки частот, Гц	0,1
Діапазон робочих кутів зсуву фаз між струмами та напругами, град.	0 ± 180
Точність установки кутів зсуву фаз, $\pm$ град.	0,1
Часова нестабільність, %/хв	0,1
Коефіцієнт несиметрії трифазних систем напруг, не більше, %	1

Як видно з рис. 3, у представленій структурі відсутній силовий вихідний трансформатор, а штрихована лінія гальванічної розв'язки перемістилась у вузол широтно-імпульсного перетворення.

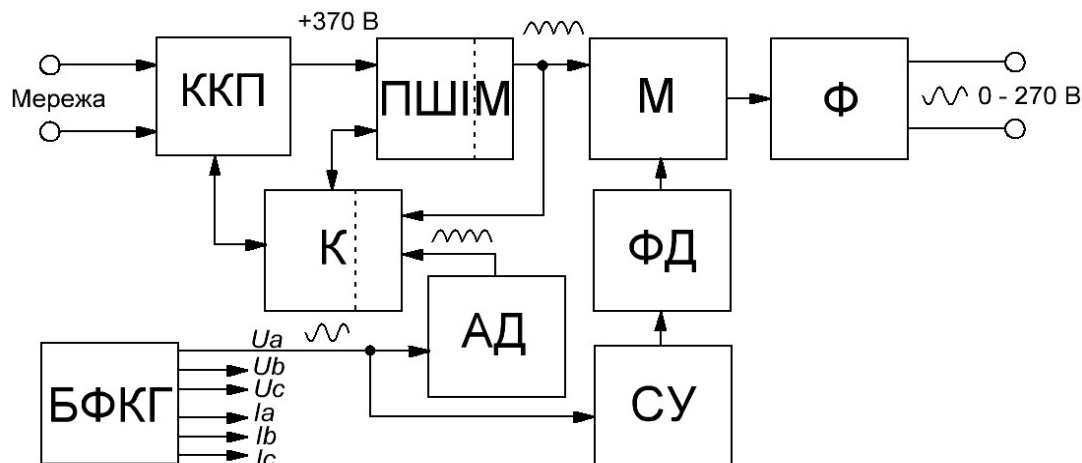


Рис. 3



Рис. 4

Застосування такої структури для перетворення калібрувальних сигналів дало змогу зменшити вагу калібратора до 15 кг, а габарити – до $560 \times 360 \times 140$ мм. Фото та характеристики установки представлено на рис. 4 і в табл. 2. Відсутність вихідних силових трансформаторів дає змогу суттєво розширити частотний діапазон відтворення режимних параметрів електромережі й отримати вихідні сигнали, які описуються виразом (1).

Установка, виготовлена за цією структурною схемою, призначена для проведення повірки робочих засобів обліку, приладів контролю режимних параметрів та параметрів якості ЕЕ на місцях їхнього використання.

Переваги:

- можливість транспортування та швидкої організації метрологічної лабораторії в "польових" умовах;
- розширений діапазон робочих частот;

• "all-in-one" система: еталон параметрів ЕЕ, джерело напруги та струму, міні-комп'ютер, ударостійкий кейс.

Таблиця 2

Основна похибка за параметрами якості ЕЕ, %	0,05
Діапазон напруг, В	5 – 380
Діапазон струмів, А	0,01 – 10
Коефіцієнт гармонік, %	0,5
Діапазон робочих частот, Гц	10 – 5000
Потужність живлення, Вт	≤ 100
Маса, кг	≤ 15
Розміри, мм	560×140×360

На сьогодні для метрологічних лабораторій електроенергосистем НЕК «Укренерго» виготовлено й атестовано в ДП «Укрметрестандарт» 11 таких засобів метрологічного забезпечення.

Висновок. Порівняльний аналіз принципів побудови каналів відтворення режимних параметрів мереж мобільних метрологічних установок показав, що найбільш перспективними за масогабаритними характеристиками і робочим частотним діапазоном є безтрансформаторні структури.

Для уникнення використання вихідних силових трансформаторів у каналах відтворення режимних параметрів мережі слід використовувати запропонований спосіб об'єднання функцій забезпечення гальванічної розв'язки і ШІМ у високочастотних імпульсних підсилювачах каналів.

Роботу виконано за держбюджетною темою: «Розвиток теоретичних основ прецизійного вимірювання режимних параметрів електричних мереж і створення нових методів відтворення електричних величин» (Шифр ЮПТЕР-7). Державний реєстраційний номер теми 0120U002004.

1. Фомичев Ю.М., Силушкин С.В. Современное состояние автоматизированных систем поверки средств измерений параметров электрической энергии. *Вестник науки Сибири*. 2013. № 2 (8). С. 47–55.
2. Карасинский О.Л., Тесик Ю.Ф. Многофазный генератор для моделирования параметров трехфазной сети. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Електротехніка*. 2001. № 1(7). С. 98–104.
3. ДСТУ EN 61010-1:2014. Вимоги щодо безпечності контрольно-вимірювального та лабораторного електричного устаткування. Частина 1. Загальні вимоги (EN 61010-1:2010, IDT) URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=84230
4. Коровина О.А., Шатохин А.А. Обзор характеристик генераторов-калибраторов для поверки и аттестации средств измерения показателей качества электроэнергии. *Вестник МЭИ*. 2007. № 5. С. 86–89.
5. Тесик Ю.Ф., Мороз Р.М. Сравнительный анализ характеристик измерительных усилителей мощности, применяемых в метрологическом оборудовании. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України*. 2014. № 37. С. 114–124.
6. Карасинский О.Л., Тесик Ю.Ф. Многофазный генератор для моделирования параметров трехфазной сети. *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. Електротехніка*. 2001. № 1 (7). С. 98–104.
7. Technical information for PPS400.3. URL: <https://www.mte.ch/products/portable-test-equipment/power-sources-37/pps-4003-65>
8. Technical Data Zera MT551. URL: https://www.zera.de/wpcontent/uploads/MT551_SPECS_EXT_GB_V400.pdf

MOBILE METROLOGICAL EQUIPMENT CHARACTERISTICS COMPARATIVE ANALYSIS

Yu.F. Tesik¹, O.L. Karasinskiy¹, R.M. Moroz¹, S.Iu. Pronzeleva², M.V. Zaikov²

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

Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

2 – NGO LLC «ELVIN, Ltd»,

Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: luckyposhta@gmail.com

A comparative analysis of the characteristics of portable calibrators with different principles of construction of channels for reproducing mode parameters of the electric network was carried out. The advantages and disadvantages of

channels using current and voltage power output transformers are shown. It is proposed to combine the functions of impulse conversion and galvanic isolation in the channel of reproducing the mode parameters of the electric network. The advantages of transformerless channels for reproducing the mode parameters of the electric network are shown. The principle of operation of the devices is described, the structural diagrams and formulas reflecting the processes in the relevant circuits are given. The photo and characteristics of the calibrators of mode parameters of the electric network based on transformer and transformerless reproduction channels are given. Ref. 8, fig. 4, tables 2.

Key words: reproduction, metrological equipment, mobile meter testing, electricity, power amplifiers.

1. Fomichev Yu.M., Silushkin S.V. The current state of automated systems for verification of measuring instruments for electrical energy parameters. *Vestnik nauki Sibiri*. 2013. No 2 (8). Pp. 47–55. (Rus)
2. Karasinskiy O.L., Tesik Yu.F. Multiphase generator for modeling the parameters of a three-phase network. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy. Elektrotehnika*. 2001. No 1(7). Pp. 98–104. (Rus)
3. State Standard of Ukraine EN 61010-1:2014. Requirements for the safety of control and measuring and laboratory electrical equipment. Part 1. General requirements. (EN 61010-1:2010, IDT) URL: http://online.budstandart.com.ua/catalog/doc-page?id_doc=84230 (Ukr)
4. Korovina O.A., Shatohin A.A. Overview of the characteristics of generator-calibrators for verification and attestation of means of measuring power quality indicators. *Vestnik MEI*. 2007. No 5. Pp. 86–89. (Rus)
5. Tesik Yu.F., Moroz R.M. Review of performance measuring power amplifiers applied in generators-calibrators and metrological equipment. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy. Elektrotehnika*. 2014. No 37. Pp. 114–124. (Rus)
6. Karasinskiy O.L., Tesik Yu.F. Multiphase generator for modeling the parameters of a three-phase network. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky NAN Ukrainy. Elektrotehnika*. 2001. No 1 (7). C. 98–104. (Rus)
7. Technical information for PPS400.3. URL: <https://www.mte.ch/products/portable-test-equipment/power-sources-37/pps-4003-65>
8. Technical Data Zera MT551. URL: https://www.zera.de/wp-content/uploads/MT551_SPECS_EXT_GB_V400.pdf

Надійшла: 01.06.2023

Прийнята: 15.06.2023

Submitted: 01.06.2023

Accepted: 15.06.2023

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65>

CONTENTS

ELECTRIC POWER SYSTEMS AND ELECTRICITY MARKETS

Kyrylenko O.V., Denysiuk S.P., Blinov I.V.

Digital transformation of the energy industry: current trends and tasks.....5

Zharkin A., Palachov S.Implementation of european requirements for measuring the quality
of electric energy into Ukraine's regulatory basis15**Parus E.V., Blinov I.V., Kostikov A.O.**Estimation of the cost of services for daily regulation of electricity consumption
by non-maneuvrable electricity storage facilities21**Samkov O.V., Koval V.V., Lysenko V.P., Chopyk V.V., Osinskyi O.L., Samkov B.O.**Development of digital means of multi-channel monitoring of time synchronization
devices of power SMART Grid systems28**Kuznetsov V.G., Tugay Yu.I.**

Optimization of the quality of electricity with information uncertainty.....33

Mykhailenko O., Sinchuk I., Budnikov K.Pumped-storage hydroelectric power plants as sources of distributed power generation
as part of industrial power systems.....38**Pleskach B.M., Samoilov V.D.**

Assessment of hidden energy losses in technological systems46

Zaichenko S., Kulish R.

Optimization of electrical load schedules by an aggregator in local electrical power systems50

Kachan Yu.G., Shram O.O., Bratkovska K.O.Assessment of the economic feasibility of load maneuvering by industrial enterprises
to reduce the cost of consumed electricity.....55**Hovorov P.P., Hovorov V.P., Perepecheniy V.O., Kindinova A.K.**

Increasing the efficiency of the distribution networks of low-rise city districts61

Fedoseienko O.M.

Challenges and design aspects of microgrid clustering.....68

THEORETICAL ELECTRICAL ENGINEERING

Shcherba A.A., Suprunovska N.I., Belkin S.V., Masluchenko I.M.Regularities of changes in the energy efficiency of the supercapacitor discharge
to linear active load when the duration of the discharge changes74

TECHNOLOGICAL ELECTRICAL EQUIPMENT**Shcherba A.A., Lomko N.O.**

The influence of the shape of the inductor current and the magnetic flux of the electromagnet on the electromagnetic force acting on the molten metal in the active zone of the magnetodynamic pump82

Goryslavets Yu.M., Penkovyi T.O.

Simulation of a reverberatory melting furnace equipped with a vortex chamber with a curve inductor91

SEMICONDUCTOR CONVERTERS**Artemenko M.Yu., Chopyk V.V., Mikhalsky V.M., Polishchuk S.Y., Shapoval I.A.**

Electrical energy quality indicators and their improvement by active filters99

Golubev V.V., Zozulev V.I., Marunya Yu.V., Storozhuk A.I.

Methods of increasing the energy efficiency of specialized power converters for modern pulse technologies106

Voitekh V.O.

Renewable energy sources energy module increasing dc voltage converter operation modes112

Rudenko Yu.V., Martynov V.V.

Bidirectional cascade DC-DC converter for a powerful energy storage system in SMART Grid power supply networks116

Yurchenko O.M., Martynov D.V., Martynov V.V.

Research of a bidirectional dc voltage converter for application in energy storage systems121

ELECTROMECHANICAL ENERGY CONVERSION**Mazurenko L.I., Dzhura O.V., Shykhnenko M.O.**

Combined voltage regulation by switched capacitors and electronic voltage converter of induction generator operating in off-grid mini-hydro power plant127

Shurub Yu.V., Popovych O.M., Golovan I.V., Bibik O.V.

Substantiation of the selection of the speed controller of the single-cylinder piston compressor electric drive133

ELECTRICAL MACHINES AND APPARATUS**Kensytskyi O.H., Levytskyi A.S., Zaitsev I.O.**

Reconstruction and modernisation Ukraine power-stations turbogenerators in post-war period139

Akinin K.P., Kireyev V.G.

Two-degree-of-freedom electric machine and its operation modes145

MEASUREMENTS AND DIAGNOSTICS IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY**Tesik Yu.F., Karasinskiy O.L., Moroz R.M., Pronzeleva S.Iu., Zaikov M.V.**

Mobile metrological equipment characteristics comparative analysis155