

ЗМІСТ

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

С.П. Денисюк, Р. Стржелецький, І.І. Богойко, Н. Стржелецька. Аналіз особливостей ефективного впровадження сонячних електростанцій в локальних системах енергозабезпечення..... 7

Є.О. Троценко, О.С. Яндульський, М.М. Діксіт, Ю.В. Перетятко. Вплив амплітуди розрядного струму на ефективність захисту повітряної лінії електропередачі від прямих ударів блискавки 26

А.В. Волошко, Т.Е. Джеря. Дослідження інформаційних потоків в управлінні режимами інтелектуальних енергосистем 33

А.А. Хотян, В.П. Розен. Граничні відстані приєднання об'єктів і споживачів до енергоджерел за різними системами електропостачання 38

ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

О.В. Новосельцев, Т.О. Євтухова, Л.В. Чуприна. Методи та моделі комплексно збалансованої системи віртуального енергоменеджменту 46

В.П. Розен, С.Ю. Докшина. Порівняльний аналіз зарубіжних та вітчизняних індикаторів енергоефективності та їх розрахунку 52

В.А. Денисов. Ефективність застосування відновлювальних джерел енергії для автономної системи теплопостачання 60

Д.Г. Дерев'яно, С.В. Зайченко, В.А. Побігайло, Д.С. Зайченко. Обґрунтування і розвиток конструкції параметрів парафінових автономних обігрівачів пристроїв (окопних свічок)..... 66

В.В. Дубровська, В.І. Шкляр, Є.В. Гавриленко. Аналіз ефективності використання геліосистем на базі фотоелектричних модулів та сонячних колекторів для енергозабезпечення бюджетних об'єктів 72

В.О. Окушко, В.А. Наливайко, І.П. Радько Енергоменеджмент як головний чинник розвитку сучасного університету 79

В.С. Кулинич, В.А. Рогачов, О.М. Терех. Дослідження інтенсивності теплообміну та аеродинамічного опору всередині плоскої труби 85

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

В.І. Скалозубов, В.А. Кондратюк, Є.М. Письменний, О.А. Дорож, А.І. Остапенко. Метод кваліфікації модернізації активних систем безпеки для запобігання гідродинамічній нестійкості..... 95

В.І. Коньшин, Б.Б. Квятковський. Майбутнє атомної енергетики України з позиції розвитку низьковуглецевої економіки 100

Д.В. Філянін, В.П. Калінчик, О.В. Мейта, А.В. Волошко, В.В. Пирятинський. Застосування АСКОВЕ для вирішення задач ідентифікації джерел гармонійних спотворень..... 106

О.О. Закладний, В.В. Прокопенко. Дослідження методів керування перетворювачем вентиляного двигуна 113

ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ В ЕНЕРГЕТИЦІ

І.А. Остапенко, Д.О. Лейченко. Система фізичного захисту при перевезенні джерел іонізуючого випромінювання першої категорії..... 120

М.В. Карпенко, Я.В. Радовенчик, О.І. Іваненко. Видалення сполук заліза із механічних фільтрів побутових зворотноосмотичних систем очищення води..... 127

CONTENTS

ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

S. Denysiuk, R. Strzelecki, I. Bohoiko, N. Strzelecki. Analysis of the features of effective implementation of solar power plants in local energy supply systems..... 7

Y. Trotsenko, O. Yandulskyy, M. Dixit, J. Peretyatko. Effect of discharge current magnitude on effectiveness of overhead power line protection against direct lightning strokes..... 26

A. Voloshko, T. Dzheria. Research of information flows in the control of intelligent power system regimes ... 33

A. Khotian, V. Rozen. The limit distances of connection of objects and consumers to energy sources by different power supply systems..... 38

ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

O. Novoseltsev, T. Eutukhova, L. Chupryna. Methods and models of complex-balanced virtual energy management system 46

V. Rozen, S. Dokshyna. Comparative analysis of foreign and domestic energy efficiency indicators and their calculation..... 52

V. Denysov. Efficiency of using renewable energy sources for an autonomous heat supply system 60

D. Derevyanko, S. Zaichenko, V. Pobigailo, D. Zaichenko. Justification and development of the design parameters of paraffin autonomous heating devices (trench candles) 66

V. Dubrovska, V. Shklyar, Y. Havrylenko. Analysis of the effectiveness of using solar systems based on photovoltaic modules and solar collectors for energy supply of budget facilities..... 72

O. Okushko, V. Nalyvaiko, I. Radko. Energy management as the main factor in the development of a modern university 79

V. Kulynych, V. Rohachov, O. Terekh. The study of heat transfer intensity and aerodynamic drag inside a flat pipe 85

TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

V. Skalozubov, V. Kondratyk, Y. Pysmenny, O. Dorozh, I. Ostapenko. Method of qualification of modernization of active safety systems to prevent hydrodynamic instability..... 95

V. Konshin, B. Kviatkoskyi. The future of atomic energy in Ukraine from the position of the development of a low-carbon economy..... 100

D. Filyanin, V. Kalinchyk, O. Meita, A. Voloshko, V. Pyriatynskiy. Application of asca to solve the problems of harmonic distortions sources identification..... 106

O. Zakladnyi, V. Prokopenko. Research of valve motor converter control methods 113

ENVIRONMENTAL PROBLEMS IN ENERGY

I. Ostapenko, D. Leichenko. System of physical protection during transportation of sources of ionizing radiation of the first category 120

M. Karpenko, Y. Radovenchyk, O. Ivanenko. Removal of iron compounds from mechanical filters household reverse osmotic systems water purification 127

ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.316

DOI 10.20535/1813-5420.2.2023.279536

С.П. Денисюк¹, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-6299-3680

Р. Стржелецьки², д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0001-9437-9450

І.І. Богойко¹, магістрант, ORCID 0000-0002-6816-6352

Н. Стржелецька³, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-5976-6903

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

²Гданський технологічний університет (Польща)

³Морський університет Гдині (Польща)

АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕФЕКТИВНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ В ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМАХ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Показано, що відновлені джерела енергії (ВДЕ) у багатьох країнах дедалі більше домінують на ринку електроенергії, при цьому обсяги генерації електроенергії сонячними електростанціями (СЕС) останніми роками зростають рекордними темпами. Зазначено, що хоча частка ВДЕ продовжує зростати і фотоелектрична індустрія стрімко розвивається, однак галузь все ще стикається з багатьма проблемами, зокрема як продовжувати знижувати нормовану вартість енергії в СЕС (Levelised Cost of Energy, LCOE), покращити ефективність експлуатації та обслуговування, підтримувати стабільність електромережі, забезпечити безпеку системи. Ефективна реалізація сонячної генерації потребує аналізу перспектив розвитку локальних електроенергетичних систем, які містять СЕС, розробки механізмів та відповідного нормативно-методичного, технічного та організаційного забезпечення, які сприятимуть ефективному розвитку сонячної генерації, побудові сучасних системних (схемотехнічних) рішень.

Здійснено аналіз особливостей розвитку «зеленої» генерації в Польщі та Україні, визначено позитивні фактори, які вплинули на розвиток ВДЕ в цих країнах, що дозволило сформувати техніко-економічні та організаційні умови успішного розвитку сонячної генерації, зокрема, наведено інформацію щодо нових гравців розвинутих енергетичних ринків згідно Четвертого енергетичного пакета ЄС. Аналіз показав, що при підвищенні ефективності систем з СЕС важливого значення набуває планування та керування попитом в електричній мережі, ефективне функціонування енергетичних інтелектуальних спільнот (Energy Smart Community, ESC).

Виділено базові складові ефективного функціонування електроенергетичних систем з СЕС, а саме: концепції конфігурацій фотоелектричної систем, Smart-інвертори, системи накопичення енергії (Energy Storage System, ESS), віртуальні електростанції (Virtual Power Plant, VPP) на основі СЕС. Показано, що кожна із чотирьох концепцій передбачає з'єднання серії фотоелектричних панелей або стрінгів та пристроїв силової електроніки (перетворювачів постійного струму та інверторів), які налаштовані з врахуванням особливостей функціонування різних структурних (схемотехнічних) рішень. Оцінено переваги використання Smart-інверторів, як нової технології, яка може допомогти інтегрувати сонячну енергію та інші розосереджені енергетичні ресурси в електричну мережу. Smart-інвертори використовуються з метою сприяти електричній мережі справлятися з переривчастою генерацією, допомагаючи електричній мережі залишатися стабільною та підтримувати вимоги до напруги та частоти.

Визначено, що у будь-якій фотоелектричній системі власне ESS стають центральним компонентом, що суттєво впливає на вартість, вимоги до обслуговування, надійність і дизайн СЕС, а важливими параметрами ESS, які впливають на роботу та продуктивність фотоелектричної системи, є вимоги щодо обслуговування акумулятора, термін служби акумулятора, доступна потужність і ефективність. Представлено тренди на ринку передових систем зберігання енергії для СЕС на наступне десятиліття. Функціонування віртуальних електростанцій на основі СЕС, як мережі агрегованих розосереджених енергетичних ресурсів, що дистанційно підключені та сумісно працюють поряд з гнучкими споживачами електроенергії, направлено на максимізацію вигод учасників. Представлено можливості та тенденції розвитку СЕС у найближчому майбутньому, які базуються на дослідженнях компанії Huawei.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, сонячні електростанції, конфігурація фотоелектричних систем, Smart-інвертори, системи накопичення енергії (Energy Storage System, ESS), віртуальні електростанції (Virtual Power Plant, VPP).

Вступ

Зелена енергетика є безумовним світовим трендом найближчих десятиліть [1–3]. Окремим споживачам, власникам домогосподарств та бізнесів, вона дозволяє здобути енергетичну незалежність та суттєво зменшити витрати на електроенергію, що постійно зростає в ціні. Для держави розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є запорукою стабільних інвестицій і гарантія того, що країна і надалі зможе вигідно експортувати продукцію.

За даними BNEF з майже 3000 ТВт-год виробленої електроенергії, вітер і сонячна енергія разом склали 10,5% світового виробництва 2021 року [4]. Внесок вітру в глобальний загальний обсяг генерації електроенергії зріс до 6,8%, тоді як сонячна енергія зросла до 3,7%. Десять років тому на ці дві технології разом припадало значно менше 1% загального виробництва електроенергії. Загалом у 2021 році 39% усієї електроенергії, виробленої в усьому світі, було без викидів вуглецю. Гідро- та атомні проєкти задовольняли трохи більше чверті світових потреб в електроенергії. Щороку, починаючи з 2017 року, на вітрову та сонячну енергію припадає більшість нових генеруючих потужностей, які додаються до глобальних мереж. У 2021 році вони досягли рекордних трьох чвертей з 364 ГВт нових побудованих потужностей. Включно з гідроенергетикою, генерацією на АЕС, енергетика з нульовим викидом вуглецю складала 85% усіх нових доданих потужностей. У 2021 та 2022 роках сонячна енергетика продовжувала швидко розвиватися, як з точки зору збільшення нових потужностей, так і нових ринків.

Сонячна енергія складала половину всієї глобальної доданої потужності – 182 ГВт, а генерація сонячними електростанціями (СЕС) вперше перевищив 1000 ТВт-год. Майже в половині всіх країн, які відслідковує BNEF, де було додано певну потужність, сонячна батарея (панель) була найкращим вибором з точки зору обсягів застосування [4]. Щонайменше 112 країн зараз мають встановлену принаймні 1 МВт сонячної потужності. Найпопулярніші технології виробництва електроенергії, додані у період 2012 – 2021 рр., наведено в табл. 1 [5].

Таблиця 1 – Найпопулярніші технології виробництва електроенергії, додані у період 2012 – 2021 рр.

Рік	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Україна	Вугілля	Сонце	Вугілля	Сонце	Вугілля	Сонце	Вугілля	Сонце	Сонце	Сонце
Польща	Вугілля	Вітер	Вітер	Вітер	Вітер	Газ	Газ	Вугілля	Сонце	Сонце
Німеччина	Сонце	Вітер	Вітер	Вітер	Вітер	Вітер	Сонце	Сонце	Сонце	Сонце
США	Вітер	Газ	Газ	Вітер	Сонце	Сонце	Газ	Сонце	Сонце	Сонце
Туреччина	Гідро	Газ	Вугілля	Гідро	Вугілля	Газ	Сонце	Сонце	Гідро	Вітер
Франція	Газ	Сонце	Вітер	Вітер	Вітер	Вітер	Вітер	Вітер	Вітер	Сонце
Іспанія	Сонце	Вітер	Сонце	Гідро	Вітер	Сонце	Сонце	Сонце	Сонце	Сонце
Велика Британія	Вітер	Вітер	Сонце	Сонце	Сонце	Вітер	Вітер	Вітер	Газ	Вітер

Європейська зелена угода та пакет «Придатність до 55» (The European Green Deal та Fit for 55 Package) встановлюють амбітні цілі ЄС щодо впровадження великої кількості джерел відновлюваної енергії в найближчому майбутньому. Після агресії росії проти України 18 травня 2022 року Комісія схвалила план REPowerEU [6]. Ініціатива ЄС має на меті покласти край своїй залежності від російського викопного палива, яка пропонує підвищити ціль ЄС щодо відновлюваної енергії до 45% до 2030 року. Масштабне та швидке розгортання ВДЕ є основою плану REPowerEU. Опублікована в рамках плану «Стратегія сонячної енергетики ЄС» (EU Solar Energy Strategy) спрямована на розгортання понад 320 ГВт сонячних фотоелектричних установок до 2025 року, що більше ніж удвічі перевищує обсяг виробництва 2020 року, та майже 600 ГВт до 2030 року.

Згідно з дослідженням European Electricity Review 2023 аналітичного центру Ember, енергія вітру та сонця виробила рекордні 22% електроенергії в Європі у 2022 році, вперше обігнавши викопний газ і, вкотре, випередивши вугілля [7]. ВДЕ дедалі більше домінують на ринку електроенергії ЄС, при цьому вироблення сонячної енергії зросло на рекордні 39 ТВт-год у 2022 році, що на 24% більше, ніж попередній

рекорд. Зазначається, що вітер та сонячна енергія виробляють 22% електроенергії в ЄС, тоді як вкопний газ – 20%, а вугілля – 16%. Таке зростання генерації ВДЕ допомогло Європі подолати безпрецедентний дефіцит у виробництві електроенергії на ГЕС та АЕС, що складав до 7% загального попиту на електроенергію в Європі у 2022 році. Європа уникла найгіршої енергетичної кризи. Агресія росії проти України викликала лише незначні коливання у вугільній енергетиці та величезну хвилю підтримки ВДЕ. Вплив дефіциту також був обмежений меншим попитом на електроенергію. Він знизився на 7,9% в останньому кварталі 2022 року порівняно з тим же періодом 2021 року. Відповідно до даних Ember, вітер, сонячна енергія та знизений попит на електроенергію разом склали покриття п'яти шостих наявного дефіциту, що запобігло росту споживання вугілля [7].

Згідно щорічного огляду ринку ЄС SolarPower Europe 2022 рік став роком, коли сонячна енергетика вперше продемонструвала свій справжній потенціал в ЄС, завдяки рекордно високим цінам на енергоносії та наслідкам розв'язання росією війни проти України [8]. Було встановлено 41,4 ГВт нових сонячних фотоелектричних потужностей, підключених до їхніх електричних мереж, що на 47% більше, ніж у 2021 році. Прогнози стверджують, що подальше щорічне зростання ринку СЕС зможе перевершити всі очікування, перевищити рівень розгортання 50 ГВт у 2023 році та більш ніж подвоїти порівняно з 2022 р. (до 85 ГВт) у 2026 році. Як і в 2021 р., у 2022 році Німеччина знову є найбільшим ринком сонячної енергії в Європі з 7,9 ГВт нових встановлених потужностей, за нею йдуть Іспанія (7,5 ГВт), Польща (4,9 ГВт), Нідерланди (4,0 ГВт) і Франція (2,7 ГВт) [8].

Подальша ефективна реалізація сонячної генерації потребує аналізу перспектив розвитку локальних електроенергетичних систем, які містять СЕС, розробки механізмів та відповідного нормативно-методичного, технічного та організаційного забезпечення, які сприятимуть ефективному розвитку сонячної генерації, побудові сучасних локальних систем, відповідних схемотехнічних рішень.

Мета статті – здійснити аналіз розвитку зеленої генерації в Польщі та Україні, оцінити техніко-економічні та організаційні умови успішного розвитку сонячної генерації та сформувати базові складові ефективного функціонування електроенергетичних систем з СЕС.

1. Аналіз розвитку зеленої генерації в Польщі та Україні

Зміни у польському законодавстві восени 2019 року щодо джерел альтернативної енергетики перетворило Польщу в один із найбільш привабливих і перспективних ринків ЄС [9–11]. Якщо у 2018 році усі СЕС Польщі виробили всього 471,5 МВт (втричі менше, ніж Україна і в 160 разів менше, ніж Німеччина, то у вересні 2019 року Польща увійшла у так званий клуб країн «гігаватників» сонячної енергетики. *Цьому посприяли такі чинники [9]:*

1. Зниження ПДВ для міні СЕС. Польський сейм прийняв рішення про зниження ставки ПДВ з 23% до 8% для невеликих станцій загальною потужністю до 50 кВт. Паралельно було реалізовано низку інших державних програм, спрямованих на підтримку власників приватної генерації. Як наслідок, сонячні батареї стали розкуповувати в 12 разів швидше, ніж у 2018 році, а Польща стала першою державою Східної Європи, де обсяги вироблення енергії з альтернативних джерел у домашніх СЕС перевищили аналогічні показники промислових станцій.

2. Спеціальні енергетичні сертифікати. У Польщі практикують систему спеціальних «енергетичних сертифікатів» замість «зелених тарифів». Кожен сертифікат відповідає певному типу ВДЕ і оцінюється по-різному. Вони вигідні саме кількістю «чистої» електроенергії, яку виробник здатний продавати на ринку. Так, 1 МВт коштує 170 євро, або 0,17 євро за 1 кВт.

3. Система чистого вимірювання. Важливим аспектом зростання попиту на сонячну енергетику послужило розширення доступу до «системи чистого вимірювання» (Net Metering) бізнес- і енергетичних співтовариств. Раніше Net Metering був обмежений тільки житловим та державним секторами, а також користувачами житлових співтовариств.

4. Досить високі тарифи на традиційну електроенергію. У Польщі тариф на електроенергію вираховується за складним алгоритмом: базова ставка, пільгова ставка, послуги поставки, щомісячна абонентська плата. Згідно розрахунків собівартість 1 кВт коштує приблизно 0,145 євро.

5. Стимулюючі знижки на сонячні електростанції. Запроваджено низку програм, які стимулюють розвиток альтернативної енергетики: «*Energia Plus*» – для всіх видів ВДЕ потужністю до 0,5 МВт; «*Czyste Powietrze*» – для вітрових і сонячних станцій; «*Agroenergia*» – пільги для агрофермерів, що встановлюють сонячні батареї на полях і теплицях; «*Mój prąd Polska*» – гарантує знижку в 5000 злотих на СЕС, усім власникам міністанцій від 2 до 10 кВт.

Основні переваги для інвестування у польський ринок ВДЕ: прозорі аукціони продажу «чистої» енергії; висока вартість традиційної електроенергії; удосконалення технологій, які дозволяють розраховувати на все більш високий прибуток від сонячних електростанцій. Польща й далі продовжує підтримувати вугільні електростанції, що, як очікується, призведе до зростання вартості електроенергії та зростання привабливості системи Net Metering.

У лютому 2020 р. уряд Польщі прийняв Політику енергетики для Польщі до 2040 року (The Energy Policy of Poland until 2040, EPP 2040), яка визначає основу для енергетичного переходу, окреслює цілі для прогресу в енергетичному переході та стає польським внеском у Паризьку угоду та Європейський зелений курс [10, 11]. EPP 2040 ґрунтується на 3 концептуальних основах:

- справедлива трансформація: трансформація вугільних регіонів; зменшення енергетичної бідності; нові галузі, пов'язані з ВДЕ та атомною енергетикою;
 - система нульових викидів енергії: альтернативна енергетика; атомна енергетика; сектор регіональної енергетики;
 - висока якість повітря: трансформація теплового сектору; електрифікація транспорту; енергопасивні будинки.
- Ключовими елементами EPP 2040 є [11]:
- в енергетичній системі країни має бути сформована система самозабезпечення електроенергією;
 - зростання потужності альтернативної енергетики (вітрової) – у 2030 р. має складати 5,9 ГВт., а у 2040 р. – 11 ГВт.;
 - зростання потужності альтернативної енергетики (сонячної) – у 2030 р. має складати 5–7 ГВт., а у 2040 р. – 10–16 ГВт.;
 - збільшення частки ВДЕ: у всіх секторах та технологіях – у 2030 році частка відновлюваної енергії у валовому кінцевому споживанні енергії становитиме щонайменше 23%: не менше 32% в енергетиці (переважно вітрова та сонячна), 28% у опаленні (збільшення на 1,1 % щорічно), 14% у транспорті (за рахунок електромобільності);
 - у 2030 р. частка вугілля у виробництві електроенергії має не перевищувати 56%; скорочення використання вугілля в економіці має відбуватись на основі справедливої трансформації;
 - зростання енергоефективності – у 2030 році на 23% має зменшитись споживання первинної енергії, а інвестиційні програми мають бути спрямовані на розвиток відновлюваних джерел енергії та місцевому балансуванні;
 - у 2033 році планується введення в експлуатацію першого блоку атомної електростанції з потужністю 1–1,6 ГВт, блоки будуть добудовуватись кожні 2–3 роки, в цілому ядерна програма передбачає будівництво 6 блоків;
 - до 2040 р. планується перевести теплопостачання домогосподарств на централізовану або індивідуальні системи з нульовим або низьким рівнем забруднення;
 - біогаз та водень мають стати паливом у процесі трансформації енергетичної політики;
 - планується розширення інфраструктури природного газу, сирої нафти та рідкого палива, забезпечена диверсифікація напрямків постачання;
 - планується зниження явища енергетичної бідності до рівня 6%;
 - до 2030 р. викиди парникових газів скоротяться приблизно на 30% порівняно з 1990 р.;
 - розвиток енергетичних технологій буде спрямований на технології накопичення енергії, інтелектуальні системи обліку та керування енергією, електромобільність та альтернативні види палива, водневі технології;
 - система заходів, що буде спрямована на покращення якості повітря, включатиме: розвиток централізованого теплопостачання (чотирикратно зростання кількості ефективних систем опалення до 2030 року), низькоємісійний напрямок трансформації окремих джерел (теплові насоси, електричне опалення), відхід від спалення вугілля в домашніх господарствах – у містах до 2030 р., а у сільській місцевості – до 2040 р.; підвищення енергоефективності будівель; розвиток транспорту з низьким рівнем викидів, включаючи громадський транспорт з нульовими викидами до 2030 р.

У Енергетичній стратегії України на період до 2035 року передбачається, що частка ВДЕ у українському енергоміксі становитиме 12% у 2025 році, 17% – у 2030 та 25% – у 2035. В Україні у 2015 році станції, що використовують ВДЕ, а це в основному вітрові й сонячні електростанції, виробляли лише 1% від усієї електроенергії в Україні [12]. Однак вже у 2019 р. Україна увійшла у ТОП-10 країн світу за темпами розвитку відновлюваної енергетики, а у 2020 р. – у ТОП-5 європейських країн за темпами розвитку сонячної енергетики. У 2019 р. у рейтингу Climatescope [7] Україна посіла 8 місце (піднявшись з 63-го) серед 104 країн світу за інвестиційною привабливістю країни саме у питанні розвитку низьковуглецевих джерел енергії і будівництва «зеленої» економіки. У 2021 році, Україна була на 48 місці за загального інвестиційного потенціалу держави серед 136 країн світу в рейтингу BloombergNEF [8].

У 2021 р. частка електроенергії, згенерованої ВДЕ, досягла 8,1% або 12,8 ТВт·год, з яких 56% – за рахунок сонячного випромінювання, 33% – енергії вітру, практично 8% – за рахунок спалювання біомаси та біогазу і 3% прийшлося на малу гідроенергетику. За 2021 р. всіма електростанціями з ВДЕ було вироблено **12804 млн. кВт·год** електроенергії, що на 1941,9 млн. кВт·год або 17,8% перевищило показники 2020 р.:

- ВЕС України виробили 3866 млн. кВт·год або на 614,4 млн. кВт·год більше у порівнянні з 2020 роком, що становить 2,97% загального виробництва електроенергії;

– СЕС виробили 7670 млн. кВт·год або 4,8%, що на 1065,4 млн. кВт·год більше обсягу електроенергії, виробленої за аналогічний період 2020 року;

– генерація малих ГЕС зросла на 56,1 млн кВт·год, досягнувши показника в 276 млн. кВт·год або 0,17% в загальному балансі;

– біоЕС України згенерували 992 млн. кВт·год або 0,6%, що на 206 млн. кВт·год більше рівня виробництва попереднього року.

За даними НКРЕКП, станом на 31 грудня 2021 року, встановлена потужність сектору відновлюваної енергетики України досягла **9655,9 МВт**, включно з сонячними установками для приватних домогосподарств (дСЕС), або 8450,8 МВт – без дСЕС, а обсяг інвестицій у галузь сягнув 12 млрд. дол. США [13]. У березні 2022 р. для виробників електроенергії з ВДЕ було встановлено фіксований рівень виплат в розмірі 15% від середньозваженого «зеленого» тарифу за 2021 рік для СЕС, 16% – для ВЕС, 35% – для малих ГЕС, 40% та 60% – для біогазу та біомаси відповідно. Хоча 5 липня 2022 р. рівень виплат був підвищений – 18% для СЕС і ВЕС та 75% для біомаси – цього тепер вистачатиме лише на покриття операційних витрат станцій».

Однак, незважаючи на те, що за встановленими потужностями СЕС майже у 5 разів переважають ВЕС, різниця у виробництві електроенергії між ними зовсім не така значна. У 2021 р., наприклад, СЕС згенерували тільки удвічі більше електроенергії, ніж вітрові – 7670 (кВт·год) проти 3866 (кВт·год). За статистикою ДП «Оператор ринку», річні продажі електроенергії в 2022 р., згенерованої СЕС, впали майже удвічі – до 1,6 млрд. кВт·год, а згенерованої вітром – більш як удвічі, до 839 млн. кВт·год. У 2022 р. СЕС виробили 6944 млн. кВт·год електроенергії, тоді як ВЕС – лише 1676 млн. кВт·год.

Зазначимо, що станом на листопад 2022 р. 80% потужностей українських ВЕС і 30% СЕС окуповано та/або знищені росією [14]. Згідно із озвученими в Лугано планами (4–5 липня 2022 р.), український уряд розраховує на будівництво 5–10 ГВт сонячних та вітрових електростанцій до 2026 року.

2. Техніко-економічні та організаційні умови успішного розвитку сонячної генерації

Якщо Україна обрала шлях стимулювання виробництва електричної енергії з ВДЕ через «зелений» тариф, то Польща одразу обрала шлях використання аукціонів та інших механізмів стимулювання. Польща не використовує як стимулювання «зелений» тариф, а використовує аукціони, які більш подібні на аукціони «європейського зразка», коли держава не платить за всі обсяги виробленої електричної енергії, а лише за «премію». Це значно зменшує навантаження на державу та допомагає виробникам ВДЕ перейти з абсолютної підтримки держави до часткової підтримки, коли поступово виробники ВДЕ шукають ринки збуту самостійно. Ключем для успішного розвитку «зеленої» енергетики постали ринкові умови, які діють для виробників ВДЕ на тих самих засадах, що і для інших виробників електричної енергії. Приклад Польщі показує, що аукціони, які плануються в Україні, є менш ефективні.

Нові механізми підтримки української зеленої енергетики, які мали прийти на заміну «зеленому» тарифу, на кшталт зелених аукціонів та Net Metering, досі в процесі розробки [15]. В Україні ринок ВДЕ у 2022 р. зростає головним чином за рахунок домашніх та комерційних СЕС.

У 2022 р. ринок ВДЕ в Україні почав зростати поза межі «зеленого» тарифу, з'явилися нові бізнес-моделі. Почали активно розвиватись приватні договори купівлі-продажу електроенергії (Private Power Purchase Agreement, PPA) – модель, коли електростанція будується під власне споживання того чи іншого бізнесу. При цьому комерційна привабливість СЕС розглядається з двох причин. Перша – це бажання зменшити операційні витрати, адже вартість електроенергії збільшується по кілька разів на рік і буде планово зростати надалі. Друга причина пов'язана з Європейським Зеленим Курсом (European Green Course) та Механізмом трансграничного вуглецевого регулювання (Carbon Border Adjustments Mechanism, CBAM). Власне CBAM передбачає запровадження збору (мита) на товари, що ввозяться в країну від іноземних виробників (які мають менш жорсткі правила щодо викидів) з метою захисту своїх внутрішніх виробників та спонукати зовнішніх партнерів підвищити власні кліматичні амбіції і зменшити ризик витоку вуглецю. Оскільки у довоєнний час до 42% українського експорту припадало на ЄС, то введення механізму CBAM може призвести до скорочення ВВП України на 0,08% щороку у 2026–2030 роках.

Позитивні фактори, які вплинули на розвиток ВДЕ в Україні [12–15].

1. У березні 2022 р. енергосистеми України та Молдови повністю синхронізувались з енергомережею континентальної Європи ENTSO-E, що стало одним із важливих рішень, спрямованих проти країни-агресора та новим вікном можливостей для «зеленої» генерації.

2. Важливим рішенням, прийнятим під час війни, яке безпосередньо впливає на подальший розвиток ВДЕ в Україні, є затвердження Європейською Комісією в травні 2022 року плану REPowerEU, який визначив як пріоритетний розвиток ВДЕ.

3. Прийняття 15 лютого 2022 р. Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку систем накопичення енергії», який дає «зелене» світло масштабному будівництву систем накопичення і зберігання енергії в Україні, які вкрай важливі для такої негнучкої енергосистеми як українська.

4. Для підвищення ліквідності ринку ВДЕ в Україні у 2022 р. у виробників електроенергії з ВДЕ з'явилася можливість добровільно виходити з балансуєчої групи Гарантованого покупця і продавати електроенергію самостійно на різних сегментах ринку. Дане право було затверджене прийнятим 29 липня 2022 року Законом «Про особливості регулювання відносин на ринку природного газу та у сфері теплопостачання протягом дії воєнного стану та подальшого відновлення». Цей Закон відкрив шлях до розвитку ринку корпоративних РРА з ВДЕ, в першу чергу, для нових проєктів, оскільки надав можливість укладання договору на різницю між виробниками ВДЕ та покупцями електроенергії з відновлюваних джерел енергії.

Одне з найактуальніших питань для енергетичних компаній сьогодні – питання, як діяти у відповідь на суспільні, економічні та екологічні нові виклики, які формують сучасну галузь з точки зору участі кінцевих споживачів при керуванні ризиками, пов'язаними з енергетикою.

Так, у 2012 році економісти AGL Пол Сімшаузер та Тім Нельсон представили в австралійському енергетичному секторі концепцію «спіралі смерті» (Death Spiral) для електричних мереж, оскільки обсяги генерації сонячної енергії у домогосподарствах (дахових СЕС) та підвищення цін на електроенергію почали суттєво зменшувати попит на електроенергію з електромережі [16]. Чим більше клієнтів переходять на сонячну енергію та відключаються від централізованої мережі, тим швидше зростають ціни для інших клієнтів електромережі. Це призводить до зростання кількості клієнтів, які інвестують у сонячну енергію та у подальшому виходять з мережі, що призводить до пришвидшення підвищення цін для інших клієнтів. Як наслідок, така «спіраль смерті» для централізованих електромереж починає розкручуватися. У опитуванні в 2018 році лідерів енерговиробників США 71% вважають, що «спіраль смерті» є реальним і потенційним результатом, якщо не буде вжито жодних заходів.

Стимулювання розосередженої генерації в ЄС досить повно розглянуто в Четвертому енергетичному пакеті ЄС. Сучасний досвід функціонування розвинутих енергетичних ринків в ЄС вказує на те, що на ньому з'явилися цілковито нові гравці. Щодо використання ВДЕ, то ключовими директивами цього енергетичного пакета є:

– Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (Директива (ЄС) 2018.2001 Європейського Парламенту та Ради від 11 грудня 2018 року стосовно просування використання енергії з ВДЕ);

– Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity (Директива (ЄС) 2019/944 Європейського Парламенту та Ради від 5 червня 2019 року стосовно спільних правил внутрішнього ринку електроенергії).

Відповідно до положень цих директив, введено до застосування кілька нових моделей, що представляють поведінки ВДЕ на ринку (формуєть юридичне та організаційне підґрунтя):

1) **самоспоживачі електроенергії з ВДЕ (renewables self-consumers)** – кінцевий споживач, що працює в рамках свого місця розташування, розташованого у обмежених кордонах (або, якщо це дозволено державою-членом, в рамках інших місць розташування), що генерує електроенергію для власного споживання і хто може накопичувати або продавати самозгенеровану електроенергію з ВДЕ, за умови, що для самоспоживачів, що не є домогосподарствами, така діяльність не належить до його головної комерційної чи професійної діяльності;

2) **самоспоживачі електроенергії з ВДЕ, що діють спільно (jointly acting renewable self-consumers)** – спільно діючі самостійні споживачі відновлюваної енергії означає групу щонайменше двох спільно діючих самостійних споживачів відновлюваної енергії відповідно до функцій самоспоживачів електроенергії з ВДЕ, які розташовані в одному будинку або багатоквартирному будинку;

3) **ВДЕ-спільноти (renewable energy communities)** – юридична особа, котра: а) відповідно до застосовуваного національного законодавства, заснована на відкритій та вільній участі, є автономною та контролюється власниками акцій або членами, які знаходяться поряд з ВДЕ-проєктами, що є у власності або розвиваються такою юрособою; б) власниками їхніх часток або членами є фізичні особи, малий та середній бізнес або місцева влада, включно із муніципалітетами; с) їхньою первинною метою є надання економічних, екологічних або соціально-спільнотних благ своїм власникам часток / акцій або територіям, де вони працюють, радше ніж отримання фінансових доходів;

4) **енергетичні спільноти громадян (Citizen Energy Communities)** – юридичні особи, які: а) засновані на добровільній та відкритій участі та контролюються членами або акціонерами, до яких належать фізичні особи місцеві органи влади (включаючи муніципалітети) або малі підприємства; б) своєю головною ціллю радше ніж генерування фінансового прибутку вони мають надання вигод, пов'язаних із довкіллям, економічних або соціально-спільнотних вигод своїм членам або територіям, де вони працюють; с) можуть брати участь у генерації електроенергії (включно з ВДЕ), споживанні, агрегуванні, накопиченні енергії, сервісах з енергоефективності, зарядки електромобілів, або наданні інших енергетичних послуг своїм членам, або акціонерам;

5) *активні клієнти (active customers)* – кінцеві клієнти (або групу чи спільно діючих кінцевих клієнтів), який споживає або накопичує електроенергію, згенеровану на його території в рамках обмежених границь, або (де це дозволяється державою-членом) на інших територіях, або той клієнт, що продає самогенеровану електроенергію, або бере участь у схемах з забезпечення гнучкості або енергоефективності за умови того, що ця діяльність не є його основною комерційною чи професійною активністю.

Аналіз показав, що при підвищенні ефективності систем з СЕС важливого значення набуває планування та керування попитом в мережі набуває ефективне функціонування енергетичних інтелектуальних спільнот (Energy Smart Community, ESC), діяльність яких базується на використанні наведених моделей.

Використання різних типів ВДЕ та механізмів керування попитом споживачів перекриває попит – сторона керування (Demand-Side Management, DSM) в середовищі ESC, заснованому на технічних положеннях щодо Microgrid або Virtual Power Plant (VPP) [17]. Вони в основному зосереджені на оптимальному плануванні завантаження окремих груп споживачів щодо зміни тарифів протягом незначних відрізків часу (хвилин) та з урахуванням активності споживачів [18, 19]. Перекваліфікація споживачів електроенергії на модельних споживчих агентів при застосуванні ВДЕ диктує необхідність перегляду підходів до керування енергетичним сектором: переорієнтація з Supply Chain Management – концепції, орієнтованої на керування витратами компаній-виробників, до концепції Demand Chain Management – концепції, в якій безпосередньо споживачі мають співтворчу цінність. В електроенергетиці основою такої трансформації є формування орієнтованої на споживача моделі ринку електроенергії, що базується на інтеграції споживачів та просувань в організаційно-економічну систему відносин [20, 21].

Залучення та мотивація активних споживачів, таких як prosumer (Prosumer: «PROfessional» and «conSUMER» or PROducers + conSUMERS) і prosumage (PROducers + conSUMers + storAGE) є ключовими складовими для створення ESC. Це пріоритет на шляху до створення енергонезалежних енергетичних інтелектуальних спільнот [22 – 24].

Поява Prosumer Side Management (PSM) частково дублюється DSM, але відрізняється більш гнучкими можливостями для налаштування, встановлених у мінливих мережевих умовах. PSM керує мікроінтелектуальними мережами на набагато складнішому, мінливому та енергетичному ринку в режимі реального часу, системами керування та менеджерами, довіреними Smart Agents (SA). SA забезпечує функції контролю споживання електроенергії, керування та планування енерго- та господарської діяльності. У ролі SA можуть виступати як споживачі трьох типів, так і посередницькі компанії або керуючі компанії [25, 26].

PSM взаємодіє з енергопостачальною компанією на основі договору про партнерство та інтегрує як звичайних споживачів, так і активних споживачів, консультуючи щодо енергоефективності фізичну особу або об'єкт цього енергетичного об'єднання. Система Smart Metering дозволяє точно контролювати обсяг споживання та вироблення електроенергії. DSM та PSM повинні врахувати наявність приватних джерел розосередженої генерації та систем накопичення енергії (Energy Storage System, ESS), з обмеженою генерацією та накопиченням електроенергії через обмежене прогнозування погоди. Тому доцільно пов'язати роботу ESC з поточними децентралізованими енергосистемами Microgrid та Virtual Power Plant (VPP).

Функціональні умови застосування ESS в електроенергетичній системі спільно з ВДЕ та на стороні споживача наведено в табл. 2.

3. Базові складові ефективного функціонування електроенергетичних систем з СЕС

Концепції конфігурації фотоелектричної системи

Більшість вимог, які висуваються до фотоелектричних систем (СЕС), реалізуються системами силової електроніки, тобто фотоелектричними інверторами [27]. На відміну від технологій вітроенергетики, СЕС виробляє набагато меншу потужність на 1 кВт встановленої потужності чи генеруючу одиницю (наприклад, окрему фотоелектричну панель або фотоелектричний стрінг). Тому СЕС зазвичай складається з багатьох панелей, з'єднаних паралельно та / або послідовно для отримання вихідної потужності в межах прийняттого діапазону. Згідно з сучасним розвитком технологій побудови СЕС, існує в основному чотири концепції (способи) організації та доставки фотоелектричної енергії до електричної мережі (локальної чи централізованої) [27]. На рис. 1 показано еволюцію структури СЕС залежно від сфери застосування та встановленої потужності.

Кожна із концепцій передбачає з'єднання серії фотоелектричних панелей або стрінгів та пари пристроїв силової електроніки (перетворювачів постійного струму та інверторів), які налаштовані з урахуванням особливостей функціонування різних структурних (схемотехнічних) рішень [27]. Залежно від рівня вихідної напруги стрінговим і багатострінговим (рядковим і багаторядковим) інверторам може знадобитися підвищуючий перетворювач.

Наведемо коротку характеристику особливостей побудови фотоелектричних інверторних структур.

Таблиця 2 – Функціональні умови застосування ESS в електроенергетичній системі спільно з ВДЕ та на стороні споживача

Призначення	Потужність	Розряд, термін роботи	Режими роботи
1. Накопичувач для застосування спільно з ВДЕ			
1) Підтримка лінійної зміни потужності СЕС	до декількох МВт	від 1 с до 20 хв.	згладжування різких коливань потужності, які можуть виникати в енергосистемах з високим рівнем поширення СЕС
2) Підтримка лінійної зміни потужності вітроелектростанцій	1–100 МВт	2–15 хв.; 10 тис. повних циклів	регулювання змінної вироблення ВЕС, для забезпечення необхідного рівня швидкості лінійного зміни потужності (МВт/хв.); забезпечення підтримки змін навантаження для мережі в цілому; підтримка напруги локальної системи передачі і розподілу; забезпечення регулювання частоти; забезпечення виконання ВЕС вимог по усталеній роботі при зниженні напруги в мережі (LVRT)
3) Перемикання навантаження або джерел живлення	від кВт до декількох сотень МВт	від 2 до 10 год.	накопичення енергії, що генерується в період провалу навантаження, щоб обслуговувати навантаження під час максимального споживання потужності; участь на ринках потужності в якості диспетчеризованої енергії і резерву; накопичення для надання послуг із забезпечення системної надійності
2. На боці споживача			
1) Накопичувач енергії в комерційних / промислових приміщеннях споживачів	від 10 кВт до декількох МВт	2–4 год.	обмеження навантаження; арбітраж електричної енергії; реагування на сигнали ціноутворення в режимі реального часу; керування енергопостачальною компанією в надзвичайних ситуаціях чи при необхідності; резервна потужність; спільна участь у накопиченні енергії для надання послуг із забезпечення системної надійності; швидкий заряд постійним струмом і накопичення енергії транспортного засобу; підтримка генерації (гібридні системи); підтримка керування споживанням / попитом
2) Накопичувач енергії для житлових приміщеннях споживачів	1–10 кВт	2–4 год.	реагування на сигнали ціноутворення в режимі реального часу; керування енергопостачальною компанією в надзвичайних ситуаціях або у разі необхідності; часове зрушення енергії з ВДЕ і вирівнювання графіків електроенергії; резервна потужність; спільна участь у накопиченні енергії для надання допоміжних послуг; швидкий заряд постійним струмом і накопичення енергії транспортного засобу; підтримка генерації на місці (гібридні системи); підтримка механізмів DSM

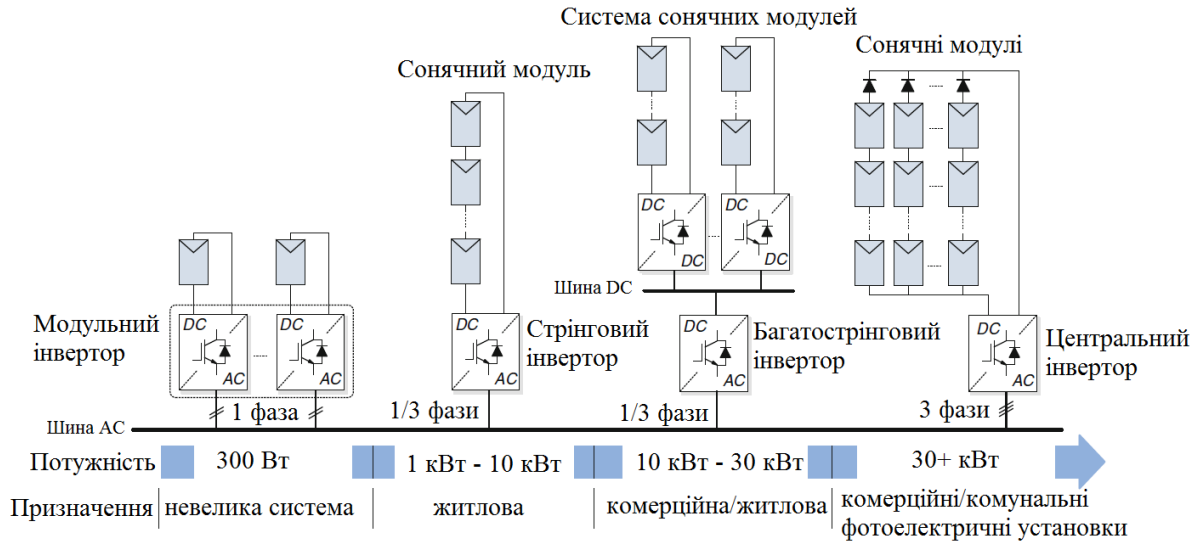


Рисунок 1 – Різні типи фотоелектричних інверторних структур, підключені до мережі: *a* – невелика система; *b* – житлова; *c* – комерційна / житлова; *d* – комерційні/комунальні фотоелектричні установки

Концепція 1. Центральний інвертор

Для цієї концепції інвертора фотоелектричні панелі розташовані в паралельних рядах і підключені до одного загального центрального інвертора, як показано на рис. 1d. Центральний інвертор, як правило, трифазний, є найпоширенішою альтернативою для великомасштабних або комунальних фотоелектричних електростанцій, які мають високу потужність (наприклад, центральний інвертор SMA потужністю 750 кВт [28]). Такі інвертори повинні бути оснащені допоміжними сервісними функціями, такими як перевірка несправності та введення реактивної потужності через високу номінальну потужність.

Застосування центрального інвертора є найпростішим способом побудови великої фотоелектричної установки з низькою вартістю будівництва. Однак недоліки цієї конфігурації також є суттєвими [29]:

- потреба у високій напрузі ланцюга постійного струму (550–850 В) і дуже довгих кабелів постійного струму між фотоелектричними лініями та центральним інвертором;
- втрати потужності через загальний Maximum power point tracking (MPPT), що подається на центральний інвертор;
- втрата потужності через невідповідність модулів;
- втрати в стрінгових діодах (блок-діоди);
- надійність всієї системи залежить тільки від одного інвертора.

Оскільки потужність СЕС продовжує зростати, то при цьому застосовуються різні інверторні топології для роботи з фотоелектричними системами високої потужності та високої напруги. Дворівневі інвертори джерела напруги на даний момент є найбільш оптимальним рішенням для центральних інверторів великих фотоелектричних установок. Інші багаторівневі інвертори, такі як трифазні тривірневі інвертори з нейтральною точкою, які зазвичай використовуються у вітроенергетичних системах, також можуть використовуватися на великих СЕС.

Концепція 2. Стрінговий (рядний) інвертор

Концепція стрінгового інвертора (див. рис. 1b) вперше була представлена на європейському ринку в 1995 році [29]. Вона заснована на модульній побудові, де фотоелектричні стрінги складаються з послідовно з'єднаних фотоелектричних панелей і підключаються до окремих стрінгових інверторів (одно- або трифазних). Потім стрінгові інвертори з'єднуються паралельно та підключаються до електричної мережі. Якщо напруга на клемі фотоелектричного ланцюга є достатньо високою, то підвищення напруги не потрібне і можна досягти покращення загальної ефективності системи.

У цій концепції побудови СЕС можна використовувати меншу кількість фотоелектричних панелей для кожного ланцюга, однак тоді в якості підвищуючого ступеня потрібно застосовувати підвищувальний перетворювач DC-DC, перетворювач на основі високочастотного трансформатора DC-AC-DC або мережевий частотний трансформатор. Переваги такого підходу, у порівнянні з використанням центрального інвертора, наступні [29]:

- відсутність втрат у стрінгових діодах (діоди не потрібні);
- індивідуальний MPPT для кожного стрінга;
- вищий рівень генеруючої потужності завдяки окремим MPPT;
- нижча ціна за рахунок масового виробництва.

Залежно від стандартів підключення до мережі, у цій концепції трансформатор може бути видалений для подальшого підвищення ефективності в деяких країнах (Німеччина та Іспанія), де гальванічна розв'язка не потрібна. Це робить стрінговий інвертор безтрансформаторною системою, і тому потрібна спеціальна конструкція безтрансформаторних інверторів pf схем модуляції, щоб усунути струми витоку на землю через паразитну ємність між фотоелектричними панелями [30–32].

Концепція 3. Багатострінговий (багаторядний) інвертор

Багаторядні інвертори є проміжним рішенням між стрінговими інверторами та центральними інверторами. Багатострінговий інвертор, представлений на рис. 1с, поєднує в собі переваги як стрінгових інверторів (високе виробництво енергії завдяки індивідуальному керуванню MPPT), так і центральних інверторів (низька вартість), завдяки наявності багатьох перетворювачів DC–DC з окремими MPPT, які подають енергію в звичайний інвертор DC–AC. Таким чином, незалежно від номінальних даних, розміру ланцюга, технології фотоелектричного модуля (наприклад, кристалічний або тонкоплівковий), орієнтації, кута нахилу або погодних умов (наприклад, часткове затінення) різних фотоелектричних стрінгів, їх можна підключити до однієї загальної мережі [29, 33].

Багатострінгова концепція є гнучким рішенням, яке має високу загальну ефективність генерації електроенергії завдяки тому, що кожна фотоелектрична ланка контролюється індивідуально. Основною особливістю багатострінгового інвертора є кілька каскадів DC–DC, підключених паралельно до ланцюга постійного струму. Таким чином, безтрансформаторна фотоелектрична інверторна технологія також може бути використана в багатострінгових інверторних системах.

Концепція 4. Модульний інвертор

Модуль змінного струму складається з окремої сонячної панелі, підключеної до мережі через власний інвертор, як показано на рис. 1а. Перевага цієї конфігурації полягає в тому, що відсутні втрати, пов'язані з неузгодженістю роботи окремих елементів. Це відбувається завдяки тому, що кожна окрема сонячна панель має власний інвертор і керування MPPT, максимізуючи таким чином виробництво електроенергії. Процес відбору потужності оптимізовано набагато краще, ніж у випадку стрінгових інверторів. Ще однією перевагою цієї концепції є модульна структура, яка спрощує модифікацію та технічне обслуговування всієї системи завдяки її характеристикам «підключи та працюй» («plug and play») [29]. Через низьку потужність фотоелектричних модулів для підключення до мережі потрібні блоки посилення напруги великої напруги, що ускладнює досягнення високої ефективності всієї системи.

Необхідно зазначити, що у багатьох випадках стрінгові інвертори можуть фактично зменшити загальні капітальні витрати завдяки лише їх меншому розміру порівняно з центральними інверторами [34, 35]. Менший «будівельний блок» дозволяє точніше визначити розмір проекту порівняно з центральним інвертором. Центральні інвертори бувають класів потужності до кількох МВт, причому часто найменший інвертор має потужність 2 МВт або вище. Стрінгові акумуляторні інвертори не потребують технічного обслуговування, і якщо вони вимикаються, значно менший відсоток загальної генерованої потужності стає недоступним.

Використання високоефективного інвертора є ще важливим фактором у системах акумулювання енергії. Це пов'язано з тим, що енергія повинна проходити через інвертор двічі – один раз, щоб зарядити акумулятор, і другий раз, коли акумулятор розряджений. Наявність системи накопичення енергії зі стрінговими інверторами під час змінних умов навантаження дозволяє або розподілити навантаження між усіма інверторами, або відключити кілька інверторів, щоб знайти найбільш ефективну робочу точку.

Для стрінгових інверторів важливе значення набуває процес «формування виходу» (Shaping Output), тобто процес контролю форми (амплітуди, частоти, фази тощо) вихідного електричного сигналу. Застосування різних методів для контролю Shaping Output дозволяє вирішувати різноманітні задачі, наприклад, підвищення якості сигналу, підвищення швидкості передачі даних, зменшення електромагнітних завад, розширення діапазону частот та інші.

Якщо до переваг використання стрінгових інверторів можна віднести простоту обслуговування та усунення несправностей, надійність технології та менші витрати, то недоліками стрінгових інверторів є єдина точка відмови (якщо інвертор виходить з ладу, вся сонячна батарея буде непрацездатною).

Smart-інвертори

Традиційно фотоелектричні інвертори до недавнього часу проектувалися для подачі стільки активної потужності P (кВт), скільки було доступно від сонячної батареї з одиничним коефіцієнтом потужності в точку загального зв'язку (Point of Common Communication, PCC) [36]. Нещодавно енергорозподільні підприємства та незалежні постачальники електроенергії виявили величезний інтерес до здатності трифазного інвертора також поглинати та передавати реактивну потужність Q (кВАр) з електричної мережі та до неї.

Межі реактивної потужності інтелектуального фотоелектричного інвертора можна використовувати як швидкодіючий статичний VAR (вольт-ампер-реактивний) компенсатор, керований або через систему диспетчерського керування та збору даних (SCADA), або як автономний регулятор напруги та діючи як шунтована котушка індуктивності або конденсатор, зменшуючи або збільшуючи

напругу змінного струму вздовж лінії [36, 37]. Великою перевагою цієї реалізації є те, що вона передбачає дуже невелику вартість додаткових компонентів. У США у 2010 році поряд із лініями електропередачі були запущені перші великі фотоелектричні системи, підключені через спеціальні колекторні підстанції, що забезпечували підтримку статичної напруги відповідно до графіка напруги, наданого комунальним підприємством.

Здатність інтелектуального фотоелектричного інвертора подавати реактивну потужність до лінії також можна використовувати для відновлення мережі після віддаленої несправності, яка спричиняє миттєве падіння напруги в мережі. Під час перехідного процесу низької напруги інтелектуальний фотоелектричний інвертор переходить у режим підвищення реактивної потужності, щоб підтримувати напругу в мережі до усунення несправності. Сьогодні такі інвертори, які в подальшому отримали назву Smart-інверторів, використовуються для коригування коефіцієнта потужності, забезпечуючи VAR поблизу місця, де вони використовуються, а не імпортують їх здалеку.

Smart-інвертор означає пристрій, який перетворює постійний струм DC у змінний струм AC, відповідає стандартам обладнання IEEE 1547-2018 та може автономно сприяти підтримці мережі під час відхилень від нормальної робочої напруги та частоти, забезпечуючи кожну з наступних дій: динамічна підтримка реактивної та реальної потужності, перемикання напруги та частоти, контроль швидкості наростання, системи зв'язку з можливістю приймати зовнішні команди та інші функції від електромережі [37–39].

Smart-інвертори можуть автономно сприяти підтримці мережі під час відхилень від умов нормальної робочої напруги та частоти, забезпечуючи кожну з наступних функцій [39]:

- динамічну підтримку реактивної та реальної потужності;
- перемикання напруги та частоти;
- керування швидкістю зміни;
- системи зв'язку з можливістю приймати зовнішні команди;
- та інші функції від електричної служби.

Smart-інвертори є новою технологією, яка може допомогти інтегрувати сонячну енергію та інші розосереджені енергетичні ресурси, у першу чергу СЕС, в електричну мережу. Подібно до традиційних інверторів, Smart-інвертори перетворюють постійний вихідний струм сонячних панелей у змінний струм, який можна використовувати споживачам у своїх будинках і на підприємствах. Ці інвертори виходять за рамки цієї базової функції, щоб забезпечити функції підтримки мережі, такі як регулювання напруги, підтримка частоти та можливості проходження. Отже, Smart-інвертор означає інвертор, здатний підвищувати надійність роботи мережі шляхом автономного сприяння підтримці мережі під час відхилень від умов нормальної робочої напруги та частоти системи; забезпечувати динамічну вольт-амперної підтримку реактивної / активної потужності, напруги та частоти, керування швидкістю зміни; прийняття зовнішніх команд та інших функцій. Smart-інвертори розробляються з метою допомогти мережі справлятися з переривчастою генерацією [37–39]. Вони зможуть допомогти мережі залишатися стабільною та мати правильну напругу та частоту.

Технологія Smart-інвертора – це новий підхід до керування інтеграцією фотоелектричних систем в електричну мережу. Він має на меті змінити роль фотоелектричної системи з пасивного постачальника електроенергії на активного учасника роботи електричної мережі. Для Smart-інвертора можна розбити на три етапи розвитку, кожен з яких має власний набір функцій:

1. Традиційний: у традиційному підході фотоелектричні системи відігравали пасивну роль у роботі електричної мережі. Вони подавали б лише активну потужність, працювали з одиничним коефіцієнтом потужності та швидко відключалися у випадку перевищення/заниження напруги/частоти у певному діапазоні. Основним занепокоєнням була боротьба з режимом «островкування», який означає, що система «відключатиметься за перших ознак проблеми».

2. Початкові кроки до реальної інтеграції: другий етап розробки включав фотоелектричні системи, які реагували на параметри системи. Це означає, що фотоелектричні системи можуть активно сприяти стабільності електричної мережі, зменшуючи активну потужність у разі надлишкової частоти, забезпечуючи можливість наскрізного відключення (Low Voltage Ride Through, LVRT) для більших блоків і забезпечуючи реактивну потужність для обмеження підвищення напруги. У критичних ситуаціях, наприклад, під час високого попиту, подачу активної потужності можна обмежити.

3. Широке застосування: остання стадія розробки включає фотоелектричні системи, які активно підтримують роботу електричної мережі. Це включає дистанційне керування заданими значеннями для активної та реактивної потужності, передачу поточного виробництва та графіку, а також інтеграцію в роботу інтелектуальної мережі. На цьому етапі фотоелектричні системи можна використовувати для балансування електричної мережі, забезпечуючи стабільне постачання електроенергії для задоволення наявного попиту.

На рис. 2 продемонстрована роль PV систем у роботі електричної мережі: система активно підтримує роботу системи (EPIA, based on SMA analysis, 2012).

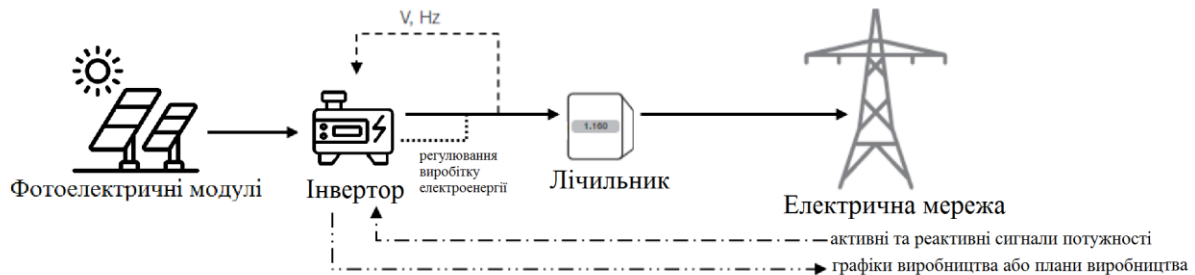


Рисунок 2 – Роль PV систем у роботі мережі – система активно підтримує роботу системи

При високому рівні проникнення фотовольтаїчних систем в електричну мережу такі системи можуть активно підтримувати роботу мережі. Це означає, що вони можуть надавати додаткові послуги для електромережі, крім простого виробництва електроенергії. Фотоелектричні системи можуть забезпечувати дистанційне керування заданими значеннями для активної та реактивної потужності, що дозволяє їм регулювати вихідну потужність відповідно до потреб електричної мережі. Вони також можуть повідомляти про своє поточне виробництво та графік в електромережу, дозволяючи мережі керувати інтеграцією фотовольтаїчної енергії в систему. Як наслідок, фотоелектричні системи можна інтегрувати в роботу Smart Grid, щоб забезпечити додаткову гнучкість і стійкість виділеної електроенергетичної системи. Вони також можуть використовуватися для надання допоміжних послуг, таких як регулювання частоти та контроль напруги, що ще більше підвищує надійність і стабільність електричної мережі.

Системи накопичення енергії (ESS)

У будь-якій фотоелектричній системі з акумуляторами батареї стають центральним компонентом загальної системи, що суттєво впливає на вартість, вимоги до обслуговування, надійність і дизайн СЕС. Важливими параметрами акумулятора, які впливають на роботу та продуктивність фотоелектричної системи, є вимоги щодо обслуговування акумулятора, термін служби акумулятора, доступна потужність і ефективність [40, 41]. На сьогодні виділяють наступні переваги поєднання акумуляування та сонячної енергії: балансування електричних навантажень; «зміцнення» («firming») сонячної генерації (короткострокове зберігання може гарантувати, що швидкі зміни генерації не сильно вплинуть на потужність СЕС); забезпечення стійкості системи.

Система накопичення енергії, яка найбільше цікавить виробників сонячної фотоелектричної енергії, – це система накопичення енергії в батареях (Battery Energy Storage System, BESS), яка потребує як керування, так і контролю [42]. До основних характеристик BESS можемо віднести: номінальну потужність; номінальну енергоємність; глибину розряду (Depth of Discharge, DOD); тривалість зберігання; життєвий цикл; стан заряду (State of Charge, SOC); двосторонню ефективність (двосторонній ККД – відсоток електроенергії, що поміщається в накопичувач, який пізніше повертається); термін експлуатації; моніторинг і контроль безпеки.

Типовий BESS включає:

- акумуляторні модулі – з'єднані послідовно та паралельно для необхідної ємності;
- корпус для зберігання з термоконтролем;
- система перетворення електроживлення (Power Conversion System, PCS) – усі кластери з акумуляторної системи підключені до загальної шини постійного струму, а подальша шина постійного струму розширена до PCS;
- система керування батареєю (Battery Management System, BMS), яка постійно контролює напругу, температуру, попередження про пожежу та стан заряду (SOC) батареї. Система регулює потужність заряджання та розряджання залежно від вхідного сигналу;
- система енергоменеджменту (Energy Management System, EMS) – логіка керування виконується в EMS. Вона забезпечує вхідний сигнал до PCS для заряду/розряду залежно від вимог логіки керування.

Системи BESS технічно надають суттєві переваги мережі: використання в системах реагування на надзвичайні ситуації або при збоях; регулювання частоти; стабільність мережі; зменшення перевантаження мережі; контроль швидкості зміни; енергетичний арбітраж; зниження піку; чорний старт (Black Start) – забезпечує швидку енергію або стабілізуючу енергію для запуску мережі з хорошою швидкістю відгуку. Фактично BESS допомагають забезпечити стабільне та безперебійне постачання енергії.

На сьогодні існують різні типи батарей, кожна з яких має різні хімічні властивості, життєвий цикл, робочу температуру, щільність накопиченої енергії та параметри щільності потужності, зокрема: свинцево-кислотні (PbA), нікель-металгідридні (NiMH), нікель-кадієві (NiCd), літій-іонні (Li-ion), натрієво-сірчані (NaS), цинк-бромні, вуглець-цинкові.

Тренди на ринку передових систем зберігання енергії для СЕС на наступне десятиліття [43]:

– розвиток твердотільних акумуляторів, які стають багатообіцяючою альтернативою літій-іонним акумуляторам, оскільки вони пропонують високу щільність енергії, підвищену безпеку та довший термін служби;

– підвищений попит на мікромережі (Microgrid), які стають популярними завдяки своїй здатності забезпечувати локальне виробництво та зберігання електроенергії, тим самим зменшуючи залежність від централізованих електромереж;

– зростаючий інтерес до акумуляторів Redox Flow, які пропонують тривалий термін служби та можливість масштабування;

– розширення бізнес-моделей «Енергія як послуга» (Energy as a Service), які набувають популярності, оскільки вони дають клієнтам доступ до рішень для зберігання енергії без попередніх витрат.

Динаміка ринку передової системи зберігання енергії обумовлена наступними факторами:

– зростаючий попит на відновлювану енергію;

– перехід до децентралізованого виробництва електроенергії;

– потреба в стабільності мережі, особливо в регіонах з переривчастими джерелами енергії, що стимулює попит на передові системи зберігання енергії для підтримки балансу між попитом і пропозицією енергії;

– розробка систем керування батареями, у першу чергу для оптимізації продуктивності батареї, підвищення безпеки та продовження терміну служби батареї.

Формування віртуальних електростанцій (VPP) на основі СЕС

Сьогодні VPP – це мережа розосереджених енергетичних ресурсів, які дистанційно підключені та працюють як одне ціле, а також гнучкі споживачі електроенергії та батареї [44, 45]. Технологія використовує розширену аналітику, комунікацію та контроль для агрегування, моніторингу та балансування попиту та постачання енергії для взаємопов'язаних активів. Роль VPP полягає в забезпеченні стабільного потоку енергії та надійності системи при мінімізації витрат і викидів.

VPP зазвичай складаються з відновлюваних і невідновлюваних джерел енергії, таких як сонце, вітер, природний газ або накопичувачі [44, 45]. Ці джерела з'єднані через низку датчиків, лічильників і комунікаційних технологій із хмарною платформою, яка з'єднує розподілені енергетичні ресурси та надає дані в реальному часі. Використовуючи передові технології, VPP можуть створити більш гнучку та ефективну енергетичну систему, яка дозволяє краще інтегрувати ВДЕ та зменшити викиди і мінімізувати витрати.

Основна мета VPP – максимізувати вигоди учасників, щоб скористатися перевагами більшої ємності на енергетичних ринках [46]. CVPP (комерційний VPP) та TVPP (технічний VPP) – два популярні типи роботи VPP. CVPP фокусується на прибутковому агенті, який оптимізує свій робочий графік на основі оптових ринків. TVPP реалізує їх з урахуванням обмежень локальної електроенергетичної мережі. З точки зору моделювання, VPP зазвичай включає керовані електростанції, блоки зберігання і некеровані блоки генерації, такі як вітряні турбіни і фотоелектричні установки. Крім переваг від цих ВДЕ, обсяги виробництва енергії за своєю суттю залежать від стохастичної поведінки природи, такої як хмари та сонячне випромінювання, що спричиняє відповідні витрати на дисбаланс для системних операторів. Щоб зменшити вплив цих дисбалансів, різні типи відновлюваних та невідновлюваних генераторів та пристроїв зберігання об'єднуються в одну VPP.

Використання VPP надає можливість максимізувати використання ВДЕ в мікромережах при одночасному зниженні експлуатаційних витрат і викидів, приділяючи особливу увагу стабільності мережі. Для VPP головною функцією є об'єднання генерації та керування ними, щоб досягти рівноваги максимально ефективним способом, і дана функція виконується незалежно від того, яка потужність встановлена на певному об'єкті. VPP керується віддалено через відповідну EMS, яка отримує дані про стан електростанції та відправляє певні сигнали для керування ними [46].

Одним із найскладніших завдань є інтеграція VPP в існуючу енергетичну інфраструктуру. VPP призначені для заміни традиційних централізованих моделей виробництва електроенергії, що потребує суттєвих змін у існуючій енергетичній інфраструктурі та ставить перед комунальними підприємствами та операторами мереж проблеми з адаптацією до нової технології. Оскільки VPP покладаються на мережу децентралізованих енергетичних ресурсів, вони вразливі до загроз кібербезпеці або збоїв.

Отже, VPP – це хмарний центральний або розподілений центр керування, який використовує переваги інформаційно-комунікаційних технологій (ІКТ) і пристроїв Інтернету речей (IoT) для агрегування потужності гетерогенних розосереджених енергетичних ресурсів (Distributed Energy Resources, DER), включаючи різні типи диспетчеризовані та недиспетчеризовані блоки розосередженої генерації (DG) (наприклад, ТЕЦ, поршневі двигуни, що працюють на природному газі, малі ВЕС, фотоелектричні (PV), руслові гідроелектростанції, біомаса тощо), системи накопичення енергії (Energy Storage Systems, ESS) і кероване або гнучке навантаження (Controllable or Flexible Loads, CL або FL) і утворюють коаліцію різномірних DER з метою торгівлі енергією на оптових ринках електроенергії та/або

надання допоміжних послуг для системних операторів від імені не - прийнятні індивідуальні DER.

Сьогодні VPP на основі СЕС розглядається як розподілена хмарна система-агрегатор, що об'єднує та перерозподіляє електроенергію різних джерел та виробників з виділенням двох поколінь VPP [47]:

1) проста VPP 1.0, що поєднує розосереджені генератори і зазвичай не може оптимально використовувати їх потужності, не враховує втрати в мережі в режимі реального часу;

2) більш досконала модель VPP 2.0, яка дозволяє керувати енергосистемою з великою кількістю розосереджених генераторів, де мережа керується координуючими алгоритмами, які враховують зміни в цінових сигналах як за місцем, так і за часом (за допомогою динамічних мультиагентних систем керування, що самоорганізуються).

Проста VPP, що поєднує розосереджених генераторів, зазвичай не може оптимально використовувати їх потужності. Вона не враховує втрати в мережі в режимі реального часу, не розглядає мережеві технічні обмеження струму та напруги, не вміє враховувати потреби домашніх господарств та не відгукується на цінові сигнали часу та місця. Досконаліша модель VPP 2.0 забезпечує балансування попиту та пропозиції потужностей за допомогою ринкового підходу [47].

Спосіб формування керованої агрегації та керування агрегацією електричних навантажень та / або джерел електричної потужності містить етапи, на яких для ієрархічного агрегованого керування об'єктами, відповідно до встановленої конфігурації, формується агрегація керована за параметрами електроспоживання в ієрархічному порядку. При цьому один з керованих об'єктів, який входить в керовану агрегацію, призначається вузлом координації, що забезпечує формування команд керування передачі нижчим по ієрархії керованим об'єктам як реального часу, виходячи з даних моніторингу регульованих параметрів централізованої електричної мережі та ресурсів керування підлеглих керованих об'єктів.

Як наслідок, моделі функціонування VPP можна розділити на такі види [46]:

1. Модель агрегатора: на ринку створено незалежну енергосервісну організацію (агрегатор), яка є оператором VPP. Агрегатори підключають споживачів до своїх VPP і сплачують учасникам за участь у так званій програмі управління споживанням, виходячи з умов системних операторів на конкретному ринку.

2. Традиційна модель / модель енергопостачальної компанії: компанія, що працює на ринку електроенергії (наприклад, енергопостачальна компанія), створює мережу, яка контролює різні об'єкти розосередженої генерації електроенергії та гнучкі можливості користувачів з виробництва електроенергії.

3. Клієнтоорієнтована модель. Споживачі встановлюють технологію VPP, щоб задовольнити власні потреби. У цьому випадку VPP використовується для контролю та керування власним споживанням.

Хоча частка відновлюваної енергії продовжує зростати, фотоелектрична індустрія стрімко розвивається, однак галузь все ще стикається з багатьма проблемами, зокрема як продовжувати знижувати нормовану вартість енергії (LCOE), що є мірою середньої чистої поточної вартості виробництва електроенергії для генератора протягом усього терміну служби, а також як покращити ефективність експлуатації та обслуговування, як підтримувати стабільність електромережі, оскільки надходить більше відновлюваної енергії, і як забезпечити безпеку системи від кінця до кінця. Згідно досліджень компанії Huawei, на тлі швидкого зростання фотоелектричної індустрії ці виклики також створюють можливості та тенденції розвитку [48].

Тенденція 1: PV+ESS генератор

Оскільки в електромережі надходить все більше відновлюваної енергії, виникають різні складні технічні проблеми щодо стабільності системи, балансу електроенергії та якості електроенергії. Необхідним постає новий режим керування, щоб збільшити контроль активної / реактивної потужності та здатність реагувати, а також активно «пом'якшувати» коливання частоти та напруги. Завдяки інтеграції PV та ESS, а також технології «формування мережі» (Grid Forming), ми можемо створювати «Smart PV+ESS генератори», які використовують керування джерелом напруги замість керування джерелом струму, забезпечують сильну підтримку інерції, перехідну стабілізацію напруги та аварійне керування. можливості. Це забезпечить формування мережі, яка сприятиме збільшенню подачі фотоелектричної енергії.

Тенденція 2: висока щільність і надійність

Висока потужність і надійність обладнання фотоелектричних установок буде трендом. На сьогодні напруга постійного струму інверторів збільшена з 1100 В до 1500 В. Із застосуванням нових матеріалів, таких як карбід кремнію (SiC) і нітрид галію (GaN), а також повна інтеграція цифрових технологій, силовій електроніки та технологій керування температурою, за оцінками, щільність потужності інверторів зросте приблизно на 50 % протягом наступних п'яти років із збереженням високої надійності.

Тенденція 3: силова електроніка модульного рівня (Modular Level Power Electronics, MLPE)

Важливим є вирішення проблем покращення використання ресурсів на даху, забезпечення високого виходу енергії та забезпечення безпеки системи PV+ESS. Тому більш деталізоване керування є обов'язковим. У фотоелектричній системі силова електроніка на рівні модуля MLPE відноситься до силового електронного обладнання, яке може здійснювати точне керування одним або кількома

фотоелектричними модулями, включаючи мікроінвертори, пристрої оптимізації потужності та роз'єднувачі. MLPE забезпечує унікальні переваги, такі як генерація електроенергії на рівні модуля, моніторинг і безпечно завершення роботи. Оскільки фотоелектричні системи стають безпечнішими та інтелектуальнішими, то очікується, що до 2027 року рівень проникнення MLPE на ринку розосереджених фотоелектричних пристроїв досягне 20–30 %.

Тренд 4: зберігання енергії на рівні стрінгів

У порівнянні з традиційними централізованими рішеннями ESS, рішення компанії Huawei під назвою «Smart String ESS» використовує розподілену архітектуру та модульний дизайн. Це рішення використовує інноваційні технології та цифрове інтелектуальне керування для оптимізації енергії на рівні акумуляторної батареї та контролю енергії на рівні стійки. Це призводить до більшої енергії розряду, оптимальних інвестицій, простої експлуатації та технічного обслуговування, а також безпеки та надійності протягом усього життєвого циклу ESS.

У 2022 році в проєкті ESS 200 МВт/200 МВт·год у Сінгапурі з метою регулювання частоти та обортового резерву, найбільшому проєкті BESS у Південно-Східній Азії, Smart String ESS реалізує вдосконалене керування зарядом і розрядом для досягнення постійної вихідної потужності протягом тривалого часу і забезпечує переваги регулювання частоти. При цьому функція автоматичного калібрування SOC на рівні акумуляторної батареї знижує витрати на оплату праці та значно підвищує ефективність експлуатації та технічного обслуговування.

Тренд 5: вдосконалене керування на рівні ланки

Подібно до фотоелектричних систем, які переходять на MLPE, літєві BESS мають розвиватися до меншого рівня керування. Лише вдосконалене керування на рівні елементів батареї може краще впоратися з проблемами ефективності та безпеки. Наразі традиційна система керування батареями (BMS) може лише узагальнювати та аналізувати обмежені дані, і майже неможливо виявити несправності та створити попередження на ранній стадії. Тому BMS має бути більш чутливою, інтелектуальною і навіть передбачуваною, що залежить від збору, обчислення та обробки великої кількості даних, а також технологій штучного інтелекту для пошуку оптимального режиму роботи та складання прогнозів.

Тренд 6: інтеграція PV+ESS+Grid

Необхідно відзначити все більше практик побудови чистих енергетичних баз PV+ESS, які постачають електроенергію до центрів навантаження через лінії електропередачі надвисокого навантаження. Що стосується енергоспоживання, VPP стають все більш популярними в багатьох країнах. VPP поєднують масивні розосереджені фотоелектричні системи, ESS і контрольоване навантаження, а також реалізують гнучке планування для блоків генерації електроенергії та накопичувачів для досягнення пікового навантаження тощо.

Побудова стабільної енергетичної системи, яка об'єднує PV+ESS+Grid для підтримки фотоелектричного електропостачання та підключення до мережі, стане ключовим заходом для забезпечення енергетичної безпеки. Доцільно інтегрувати цифрові технології, енергетичну електроніку та технології накопичення енергії. VPP можуть інтелектуально керувати, експлуатувати та обмінювати потужністю масивних розподілених систем PV+ESS за допомогою багатьох технологій, включаючи 5G, штучний інтелект та хмарні технології, які будуть застосовуватися в багатьох країнах.

Тренд 7: покращена безпека

Безпека вимагає від нас систематичного розгляду всіх сценаріїв і зв'язків, а також повної інтеграції силової електроніки, електрохімії, керування температурою та цифрових технологій для підвищення безпеки системи. У фотоелектричних установках несправності, спричинені стороною постійного струму, складають понад 70% усіх несправностей. Таким чином, інвертор повинен підтримувати інтелектуальне відключення стрінга та автоматичне виявлення точки відключення. У сценарії розосередженої фотоелектричної системи функція дугового вимикача (Arc Fault Circuit Breaker, AFCI) стане стандартною конфігурацією, а функція швидкого відключення на рівні модуля забезпечить безпеку обслуговуючого персоналу та пожежників. У сценарії ESS необхідно використовувати кілька технологій, таких як силова електроніка, хмара та штучний інтелект, щоб реалізувати вдосконалене керування ESS від батарейних елементів до всієї системи. Традиційний режим захисту, заснований на пасивному реагуванні та фізичному відокремленні, змінюється на активний автоматичний захист, реалізуючи багатовимірний дизайн безпеки від апаратного забезпечення до програмного забезпечення та від структури до алгоритму.

Тренд 8: безпека та надійність

Окрім переваг, фотоелектричні системи також мають різні ризики, включаючи безпеку обладнання та інформаційну безпеку. Ризики для безпеки обладнання в основному стосуються відключення через несправності. Ризики інформаційної безпеки стосуються зовнішніх атак на електромережі. Щоб впоратися з цими викликами та загрозами, підприємствам і організаціям необхідно створити повний набір механізмів керування «безпекою та надійністю», включаючи надійність, доступність, безпеку та стійкість систем і пристроїв. Потрібно запровадити захист для особистої безпеки та безпеки навколишнього середовища, а також конфіденційності даних.

Тренд 9: цифровізація

Звичайні фотоелектричні установки мають велику кількість обладнання та не мають каналів збору інформації та звітності. Більшість обладнання не може «спілкуватися» одне з одним, тому що дуже важко реалізувати вдосконалене керування. З впровадженням передових цифрових технологій, таких як 5G, Інтернет речей (IoT), хмарні обчислення, технології зондування та великі дані, фотоелектричні установки можуть надсилати та отримувати інформацію, використовуючи «біти» (інформаційні потоки) для керування активною потужністю (потоки енергії). Весь зв'язок генерація – передача – зберігання – розподіл – споживання стає видимим, керованим та контрольованим.

Тенденція 10: застосування штучного інтелекту

Оскільки енергетична галузь рухається до ери даних, як краще збирати, використовувати та максимізувати цінність даних, стало однією з головних проблем усієї галузі. Технології штучного інтелекту можуть бути широко застосовані в сферах відновлюваної енергетики та відіграють незамінну роль у всьому життєвому циклі PV+ESS, включаючи виробництво, будівництво, експлуатацію та технічне обслуговування, оптимізацію та експлуатацію. Конвергенція штучного інтелекту та таких технологій, як хмарні обчислення та великі дані, поглиблюється, а ланцюжок інструментів, що зосереджується на обробці даних, навчанні моделей, розгортанні та експлуатації і моніторингу безпеки, буде збагачений. У сфері відновлюваної енергетики штучний інтелект, як і силова електроніка та цифрові технології, сприятиме глибокій трансформації галузі.

Висновки

1. Показано, що ВДЕ все більше домінують на ринку електроенергії, обсяги генерації електроенергії СЕС останніми роками зростають рекордними темпами. Визначено, що побудова сучасних СЕС все ще стикається з багатьма проблемами, зокрема, як продовжувати знижувати величину LCOE, покращити ефективність експлуатації та обслуговування, підтримувати стабільність електромережі, забезпечити безпеку системи. Тому ефективна реалізація сонячної генерації потребує аналізу перспектив розвитку локальних електроенергетичних систем, які містять СЕС, розробки механізмів та відповідного нормативно-методичного, технічного та організаційного забезпечення, які сприятимуть ефективному розвитку сонячної генерації, побудові сучасних системних (схемотехнічних) рішень.

2. Здійснено аналіз особливостей розвитку «зеленої» енергетики в Польщі та Україні, визначено позитивні фактори, які вплинули на розвиток ВДЕ в цих країнах, що дозволило сформувати техніко-економічні та організаційні умови успішного розвитку сонячної генерації, зокрема, представлені нові гравці розвинутих енергетичних ринків згідно Четвертого енергетичного пакета ЄС.

3. Виділено базові складові ефективного функціонування електроенергетичних систем з СЕС, а саме: концепції конфігурацій фотоелектричної систем, Smart-інвертори, системи накопичення енергії, віртуальні електростанції на основі СЕС. Показано, що кожна із чотирьох концепцій конфігурацій фотоелектричних систем передбачає з'єднання серії фотоелектричних панелей або стрінгів та пристроїв силової електроніки (перетворювачів постійного струму та інверторів). Оцінено переваги використання Smart-інверторів, як нової технології, яка може допомогти інтегрувати сонячну енергію та інші розосереджені енергетичні ресурси в електричну мережу з метою справлятися з переривчастою генерацією, допомагаючи електричній мережі залишатися стабільною та підтримувати вимоги до напруги та частоти.

4. Визначено, що у будь-якій фотоелектричній системі власне ESS стають центральним компонентом, що суттєво впливає на вартість, вимоги до обслуговування, надійність і дизайн СЕС, а важливими параметрами ESS, які впливають на роботу та продуктивність фотоелектричної системи, є вимоги щодо обслуговування акумулятора, термін служби акумулятора, доступна потужність і ефективність. У свою чергу, функціонування віртуальних електростанцій на основі СЕС, як мережі агрегованих розосереджених енергетичних ресурсів, що дистанційно підключені та сумісно працюють поряд з гнучкими споживачами електроенергії, направлено на максимізацію вигод всіх учасників локальних ринків електроенергії з СЕС.

Список використаної літератури

1. Денисюк С.П., Махлін П.В., Шрам О.А., Слинко В.М. Особливості аналізу режимів роботи енергосистеми у районах з альтернативними джерелами електроенергії (вітровими електростанціями) // Техн. електродинаміка. – 2022. – № 1. – С. 41–49.

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. Денисюк С.П., Белоха Г.С., Чернечук І.С., Лисий В.В. Світові тенденції впровадження відновлюваних джерел енергії та особливості їх реалізації при відновленні економіки України // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2022. – № 4.

4. <https://www.bloomberg.org/press/wind-and-solar-top-10-of-global-power-generation-for-first-time/>

5. <https://global-climatescope.org/>
6. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-solar-photovoltaic-industry-alliance_en
7. <https://ember-climate.org/app/uploads/2023/01/Report-European-Electricity-Review-2023.pdf>
8. <https://www.solarpowereurope.org/insights/market-outlooks/eu-market-outlook-for-solar-power-2022-2026-2>
9. <https://lex-consulting.ua/uk/chomu-treba-investuvaty-v-zelenu-enerhetyku-polshchi-same-zaraz/>
10. https://www.asterslaw.com/ua/press_center/publications/new_opportunities_in_energy_sector_poland_ukraine/
11. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. URL: <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.
12. <https://minprom.ua/articles/291806.html>
13. <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3533739-zelena-energetika-20-cogo-cekati-ii-virobnikam-pisla-zakincenna-vijni.html>, 21.06.2022
14. <https://razumkov.org.ua/statti/sekto-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>
15. <https://biz.nv.ua/ukr/markets/vidnovlyuvana-energetika-v-ukrajini-pidsumki-roku-ta-prognozi-2022-vde-50203541.html>
16. Simshauser P., Nelson T. The Energy Market Death Spiral - Rethinking Customer Hardship // AGL Applied Economic and Policy Research, Working Paper No.31 – Death Spiral, 35 p.
17. Денисюк С.П., Стржелецьки Р. Формування складових інтелектуальної платформи керування енергетичними системами та мережами // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2019. – № 3. – С. 7–22.
18. Keshkar A., Arzanpour S., Keshkar F. Adaptive Residential Demand-Side Management Using Rule-Based Techniques in Smart Grid Environments. *Energy Build.* 2016, 133, 281–294.
19. Parvathy S., Patne N.R., Jadhav A.M. A Smart Demand Side Management Mechanism for Domestic Energy Consumers with Major HVAC Load. *Int. Conf. Electr. Power Energy Syst. ICEPES 2016* 2017, No. 1, 504–511.
20. Wu Y., Gao J. J., Yu L.R. Demand Chain Management – The New Source of Profit Increase. *IE EM 2009 – Proc. 2009 IEEE 16th Int. Conf. Ind. Eng. Eng. Manag.* 2009, 1483–1487. <https://doi.org/10.1109/ICIEEM.2009.5344391>.
21. Denysiuk S., Opryshko V., Strzelecki R. The Smart Grid Concept Implementation by Expanding the Use of Demand Side Management and Modern Power Electronic Installations // *Енергетика: Економіка, Технології, Екологія*. – 2016. – № 4. – С. 7–16.
22. Immendoerfer A., Winkelmann M., Stelzer V. *Energy Solutions for Smart Cities and Communities. Recommendations for Policy Makers*; 2014.
23. Espe E., Potdar V., Chang E. Prosumer Communities and Relationships in Smart Grids: A Literature Review, Evolution and Future Directions. *Energies* 2018, 11 (10).
24. Verschae R., Kato T., Matsuyama T. Energy Management in Prosumer Communities: A Coordinated Approach. *Energies* 2016, 9 (7), 562.
25. Lu H., Huang K., Azimi M., Guo L. Blockchain Technology in the Oil and Gas Industry: A Review of Applications, Opportunities, Challenges, and Risks. *IEEE Access* 2019, 7 (c), 41426–41444.
26. Ozadowicz A., Grela J. An Event-Driven Building Energy Management System Enabling Active Demand Side Management. *2016 2nd Int. Conf. Event-Based Control. Commun. Signal Process. EBCCSP 2016 - Proc.* 2016.
27. Orłowska-Kowalska T., Blaabjerg F., Rodriguez J. Advanced and Intelligent Control in Power Electronics and Drives. – Springer International Publishing Switzerland 2014. – 422 p.
28. SMA, SUNNY CENTRAL – High tech solution for solar power stations. Products Category Brochure. <http://www.sma-america.com/>
29. Kjaer S.B., Pedersen J.K., Blaabjerg F. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 41(5), 1292–1306 (2005) S.B. Kjaer, Design and Control of an Inverter for Photovoltaic Applications, PhD Thesis, Department of Energy Technology, Aalborg University, Aalborg, Denmark, Jan 2005
30. Teodorescu R., Liserre M., Rodriguez P. In Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. Wiley, New York (2011)
31. Yang Y., Blaabjerg F., Wang H. Low voltage ride-through of single-phase transformerless photovoltaic inverters.
32. Meneses D., Blaabjerg F., Garcia O., Cobos J.A. Review and comparison of step-up transformerless topologies for photovoltaic AC-module application. *IEEE Trans. Power Electron.* 28(6), 2649–2663(2013)
33. Meinhardt M., Cramer G. Multi-string-converter: the next step in evolution of string converter technology, in Proceedings of EPE'01, pp. P.1–P.9 (2001)
34. <https://www.ske-solar.com/en/10-years-of-huawei-smart-pv-journey/>
35. <https://sinovoltaics.com/learning-center/inverters/string-inverters-advantages-disadvantages/>
36. <https://www.renewableenergyworld.com/solar/smart-pv-inverter-benefits-for-utilities/#gref>
37. <https://www.greentechrenewables.com/article/ul-1741-rule-21-advanced-inverter-tests>
38. <https://www.irecusa.org/our-work/smart-inverters/>
39. <https://www.lawinsider.com/dictionary/smart-inverter>
40. <https://www.pveducation.org/pvcdrom/batteries/storage-in-pv-systems>
41. <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-integration-solar-energy-and-storage-basics>
42. <https://blog.norcalcontrols.net/bess-battery-energy-storage-systems-pv-solar>
43. <https://www.globenewswire.com/news-release/2023/02/16/2610309/0/en/Advanced-Energy-Storage-System-Market-Size-Growing-at-9-CAGR-Set-to-Reach-USD-48-5-Billion-By-2032>
44. <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/digitalisation/virtual-power-plants-and-the-energy-transition/>
45. <https://www.next-kraftwerke.com/vpp/virtual-power-plant>
46. virtualnaya-elektrostantsiya-modeli-funktsionirovaniya-mirovoy-opyt-effekty-vnedreniya.pdf
47. https://atomicexpert.com/virtual_power_station
48. <https://solar.huawei.com/eu/news/eu/2022/12/Huawei-Unveils-Top-10-Trends-of-Smart-PV-for-a-Greener-Future>

S. Denysiuk¹, Dr. Sc. Sciences, Prof., ORCID 0000-0002-6299-3680

R. Strzelecki², Prof., Dr. hab., Eng., ORCID 0000-0001-9437-9450

I. Bohoiko¹, ORCID 0000-0002-6816-6352

N. Strzelecki³, assistant professor, ORCID 0000-0002-5976-6903

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

²Gdańsk University of Technology (Poland)

³Gdynia Maritime University (Poland)

ANALYSIS OF THE FEATURES OF EFFECTIVE IMPLEMENTATION OF SOLAR POWER PLANTS IN LOCAL ENERGY SUPPLY SYSTEMS

It is shown that renewable energy sources (RES) are increasingly dominating the electricity market in many countries, while the amount of electricity generation by solar power plants (SPP) has been growing at a record pace in recent years. It is noted that although the share of RES continues to grow and the photovoltaic industry is developing rapidly, the industry still faces many challenges, in particular, how to continue to reduce the Levelized Cost of Energy (LCOE), improve the efficiency of operation and maintenance, and maintain the stability of the power grid, to ensure system security. The effective implementation of solar generation requires an analysis of the prospects for the development of local electric power systems that include SPP, the development of mechanisms and appropriate regulatory, methodological, technical and organizational support that will contribute to the effective development of solar generation, the construction of modern system (schematic) solutions.

The analysis of the features of the development of green generation in Poland and Ukraine was carried out, the positive factors that influenced the development of renewable energy sources in Ukraine were determined, which made it possible to form the technical, economic and organizational conditions for the successful development of solar generation, in particular, information was provided on new players in developed energy markets according to the Fourth Energy EU package. The analysis showed that when increasing the efficiency of SPP systems, planning and demand management in the electric network, effective functioning of Energy Smart Community (ESC) become important.

The basic components of the effective functioning of electric power systems with SPP are highlighted, namely: concepts of configurations of photovoltaic systems, Smart-inverters, Energy Storage System (ESS), formation of Virtual Power Plant (VPP) based on SPP. It is shown that each of the four concepts involves the connection of a series of photovoltaic panels or strings and power electronics devices (DC converters and inverters), which are configured taking into account the peculiarities of the functioning of various structural (schematic) solutions. The advantages of using Smart-inverters as a new technology that can help integrate solar energy and other distributed energy resources into the electrical network are evaluated. Smart inverters are used to help the electrical grid cope with intermittent generation, helping the electrical grid remain stable and maintain voltage and frequency requirements.

It was determined that in any photovoltaic system, the ESS itself becomes a central component that significantly affects the cost, maintenance requirements, reliability and design of the SPP, and the important parameters of the ESS that affect the operation and performance of the photovoltaic system are the battery maintenance requirements, battery life, available power and efficiency. Trends in the market of advanced energy storage systems for SPPs for the next decade are presented. The functioning of virtual power plants based on SPP, as a network of aggregated distributed energy resources that are remotely connected and work together with flexible electricity consumers, is aimed at maximizing the benefits of participants. The possibilities and trends of SPP development in the near future, which are based on the research of Huawei, are presented.

Keywords: *renewable energy sources, solar power plants, configuration of photovoltaic systems, Smart-inverters, energy storage systems, virtual power plant.*

References

1. Denysiuk S., Makhlin P., Shram O., Slynko V. Features of operating modes analysis of the power system in are as with alternative electric power sources (wind power plants) // *Tekhnichna elektrodynamika*. – 2022. – № 1. – Pp. 41–49 (Ukr).
2. Kyrylenko O., Zhuikov V., Denysiuk S. Use of dynamic tariffication for optimization microgrid technical and economic indicators in local electricity markets // *Tekhnichna elektrodynamika*. – 2022. – № 3. – Pp. 37–48 (Ukr).
3. Denysiuk S., Bielokha H., Cherneshchuk I., Lysy V. Global trends in implementation of renewable energy sources and features of their implementation during the recovery of Ukraine's economy // *Energy: Economics, Technology, Ecology*. – 2022. – № 4. – P.7–28 (Ukr).
4. <https://www.bloomberg.org/press/wind-and-solar-top-10-of-global-power-generation-for-first-time/>
5. <https://global-climatescope.org/>
6. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-solar-photovoltaic-industry-alliance_en
7. <https://ember-climate.org/app/uploads/2023/01/Report-European-Electricity-Review-2023.pdf>
8. <https://www.solarpowereurope.org/insights/market-outlooks/eu-market-outlook-for-solar-power-2022-2026-2>
9. <https://lex-consulting.ua/uk/chomu-treba-investuvaty-v-zelenu-enerhetyku-polshchi-same-zaraz/>
10. https://www.asterslaw.com/ua/press_center/publications/new_opportunities_in_energy_sector_poland_ukraine/

11. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. URL: <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.
12. <https://minprom.ua/articles/291806.html>
13. <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3533739-zelena-energetika-20-cogo-cekati-ii-virobnikam-pisla-zakincenna-vijni.html>, 21.067.2022
14. <https://razumkov.org.ua/statti/sector-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>
15. <https://biz.nv.ua/ukr/markets/vidnovlyuvana-energetika-v-ukrajini-pidsumki-roku-ta-prognozi-2022-vde-50203541.html>
16. Simshauser P., Nelson T. The Energy Market Death Spiral - Rethinking Customer Hardship // AGL Applied Economic and Policy Research, Working Paper No.31 – Death Spiral, 35 p.
17. Denysiuk S., Strzelecki R. Formation of components of an intelligent platform for managing energy systems and networks // *Energy: Economics, Technology, Ecology*. – 2019. – № 3. – P. 7–22 (Ukr).
18. Keshtkar A., Arzanpour S., Keshtkar F. Adaptive Residential Demand-Side Management Using Rule-Based Techniques in Smart Grid Environments. *Energy Build.* 2016, 133, 281–294.
19. Parvathy S., Patne N.R., Jadhav A.M. A Smart Demand Side Management Mechanism for Domestic Energy Consumers with Major HVAC Load. *Int. Conf. Electr. Power Energy Syst. ICEPES 2016* 2017, No. 1, 504–511.
20. Wu Y., Gao J. J., Yu L.R. Demand Chain Management – The New Source of Profit Increase. *IE EM 2009 – Proc. 2009 IEEE 16th Int. Conf. Ind. Eng. Eng. Manag.* 2009, 1483–1487. <https://doi.org/10.1109/ICIEEM.2009.5344391>.
21. Denysiuk S., Opryshko V., Strzelecki R. The Smart Grid Concept Implementation by Expanding the Use of Demand Side Management and Modern Power Electronic Installations // *Energy: Economics, Technology, Ecology*. – 2016. – № 4. – P. 7–16 (Ukr).
22. Immendoerfer A., Winkelmann M., Stelzer V. *Energy Solutions for Smart Cities and Communities. Recommendations for Policy Makers*; 2014.
23. Espe E., Potdar V., Chang E. Prosumer Communities and Relationships in Smart Grids: A Literature Review, Evolution and Future Directions. *Energies* 2018, 11 (10).
24. Verschae R., Kato T., Matsuyama T. Energy Management in Prosumer Communities: A Coordinated Approach. *Energies* 2016, 9 (7), 562.
25. Lu H., Huang K., Azimi M., Guo L. Blockchain Technology in the Oil and Gas Industry: A Review of Applications, Opportunities, Challenges, and Risks. *IEEE Access* 2019, 7 (c), 41426–41444.
26. Ozadowicz A., Grela J. An Event-Driven Building Energy Management System Enabling Active Demand Side Management. *2016 2nd Int. Conf. Event-Based Control. Commun. Signal Process. EBCCSP 2016 - Proc.* 2016.
27. Orłowska-Kowalska T., Blaabjerg F., Rodríguez J. *Advanced and Intelligent Control in Power Electronics and Drives*. – Springer International Publishing Switzerland 2014. – 422 p.
28. SMA, SUNNY CENTRAL – High tech solution for solar power stations. Products Category Brochure. <http://www.sma-america.com/>
29. Kjaer S.B., Pedersen J.K., Blaabjerg F. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 41(5), 1292–1306 (2005) S.B. Kjaer, Design and Control of an Inverter for Photovoltaic Applications, PhD Thesis, Department of Energy Technology, Aalborg University, Aalborg, Denmark, Jan 2005
30. Teodorescu R., Liserre M., Rodriguez P. In *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Wiley, New York (2011)
31. Yang Y., Blaabjerg F., Wang H. Low voltage ride-through of single-phase transformerless photovoltaic inverters.
32. Meneses D., Blaabjerg F., Garcia O., Cobos J.A. Review and comparison of step-up transformerless topologies for photovoltaic AC-module application. *IEEE Trans. Power Electron.* 28(6), 2649–2663(2013)
33. Meinhardt M., Cramer G. Multi-string-converter: the next step in evolution of string converter technology, in *Proceedings of EPE'01*, pp. P.1–P.9 (2001)
34. <https://www.ske-solar.com/en/10-years-of-huawei-smart-pv-journey/>
35. <https://sinovoltaics.com/learning-center/inverters/string-inverters-advantages-disadvantages/>
36. <https://www.renewableenergyworld.com/solar/smart-pv-inverter-benefits-for-utilities/#gref>
37. <https://www.greentechrenewables.com/article/ul-1741-rule-21-advanced-inverter-tests>
38. <https://www.irecusa.org/our-work/smart-inverters/>
39. <https://www.lawinsider.com/dictionary/smart-inverter>
40. <https://www.pveducation.org/pvcdrom/batteries/storage-in-pv-systems>
41. <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-integration-solar-energy-and-storage-basics>
42. <https://blog.norcalcontrols.net/bess-battery-energy-storage-systems-pv-solar>
43. <https://www.globenewswire.com/news-release/2023/02/16/2610309/0/en/Advanced-Energy-Storage-System-Market-Size-Growing-at-9-CAGR-Set-to-Reach-USD-48-5-Billion-By-2032>
44. <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/digitalisation/virtual-power-plants-and-the-energy-transition/>
45. <https://www.next-kraftwerke.com/vpp/virtual-power-plant>
46. [virtuallnaya-elektrostantsiya-modeli-funktsionirovaniya-mirovoy-opyt-effekty-vnedreniya.pdf](https://www.virtuallnaya-elektrostantsiya-modeli-funktsionirovaniya-mirovoy-opyt-effekty-vnedreniya.pdf)
47. https://atomicexpert.com/virtual_power_station
48. <https://solar.huawei.com/eu/news/eu/2022/12/Huawei-Unveils-Top-10-Trends-of-Smart-PV-for-a-Greener-Future>

Надійшла: 7.04.2023

Received: 7.04.2023

Y. Trotsenko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0001-9379-0061

O. Yandulskyy¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-0362-7947

M. Dixit², Asst. Prof., ORCID 0000-0003-1959-7815

J. Peretyatko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-1397-8078

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

²Vishwaniketan Institute of Management Entrepreneurship and Engineering Technology

EFFECT OF DISCHARGE CURRENT MAGNITUDE ON EFFECTIVENESS OF OVERHEAD POWER LINE PROTECTION AGAINST DIRECT LIGHTNING STROKES

In this paper the efficiency of lightning shielding provided by single overhead ground wire mounted atop of a double circuit self-supported 220 kV lattice power transmission line tower with a total height of 37.115 m was examined. According to the electro-geometric concept, each phase conductor of a power transmission line has an area where the overhead ground wire does not provide full protection against a direct lightning strike. The width of this unprotected area depends on the design and dimensions of overhead power line tower, the expected magnitude of the lightning current and decreases with increasing magnitude of the discharge current. The lightning protection effectiveness of upper and middle phase conductors was studied. The values of the minimum lightning current, capable of causing an insulation flashover in case of the lightning shielding failure were calculated. The minimum values of the lightning current at which complete shielding is achieved have also been determined. It was found that for upper phase conductor the minimum current at which a complete lightning shielding is achieved is 7.597 kA, and it is smaller than minimum current of 8.604 kA capable to cause an electrical flashover of the transmission line insulation. For middle phase conductor the lowest current at which a complete lightning shielding is achieved is 5.976 kA, that is much smaller than minimum current of 9.206 kA leading to an insulation flashover. The results show that the specified overhead power line is protected from dangerous lightning currents. However, computations show that downward lightning flashes having a smaller current magnitude are able to bypass the shield wire and hit the phase conductors. In this regard, due to unpredictable nature of lightning, to improve the lightning protection of power lines, other measures can be applied, including the use transmission line arresters mounted on or near towers at individual points of the power line. When thunderstorm activity increases due to global warming, strengthening of lightning protection measures is justified.

Keywords: lightning, minimum shielding failure current, overhead ground wire, electro-geometric model.

Introduction.

Lightning events occurs in all regions around the globe, including Antarctica and Arctic [1], but lightning strikes more frequently when air temperature (and humidity) is higher than when it is lower. Studies have been underway for a long time to determine how much more lightning should be expected as a result of global warming and an increase in global temperature [2, 3]. Modern lightning detection networks detect almost all lightning flashes over land and sea. In some regions, lightning activity increases, in others, on the contrary, it may decrease, but in general, the number of lightning flashes around the globe tends to increase. In perspective, the growth of lightning activity will lead to the need to strengthen the lightning protection of electric power facilities. Already, there are reports of lightning strikes at electrical facilities outside the typical season with the highest thunderstorm activity. Lightning is seasonal, for example, in Europe it most occurs the summer. However, there are recent shut-downs of 220 kV and 400 kV overhead transmission lines in Poland which occurred in January due to strike of winter lightning [4]. Previously, information about winter lightning concerned only several countries, for example, Japan [5, 6]. Above examples confirm that climate change could alter lightning patterns across the planet and show that lightning protection has to play an important role for providing the resilient and reliable electricity transmission by overhead power lines. Lightning can hit different elements of overhead power line structure. In case of a direct lightning strike to a phase conductor, overhead power line may be disconnected by automatic circuit breakers for a while, which will cause economic losses. Overhead power lines are usually protected against direct lightning strike by one or two overhead ground wires, fixed above phase conductors. If a direct lightning strike to phase conductor does occur, when it is said that lightning shielding failure took place. That means the occurrence of a lightning stroke capable to bypass the shield wire and terminate on the phase conductor. To estimate the possibility of lightning shielding failure, the electro-geometric model (or rolling sphere model) is widely used [7, 8]. One of a key principles of the electro-geometric model is that there is a mathematical relation between peak value of lightning current and a final striking distance of lightning flash (rolling sphere radius). This means that the interception effectiveness of the lightning protection system varies depending on the amplitude of the lightning current. Electro-geometric model allows one to evaluate how effectively specific overhead power lines are protected from direct lightning strikes.

Purpose of work:

The aim of the research is to study how lightning current magnitude affect the effectiveness of overhead power line protection against direct lightning strokes.

Research material.

It is believed that negative cloud-to-ground lightning flashes account for about 90% or more of global downward lightning flashes [9]. Therefore, in most cases, calculations are carried out only for the negative lightning currents. According to [7], the cumulative probability of first return stroke current I_f in negative lightning flash to exceed the given value I is approximated by the expression:

$$P(I_f > I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \quad (1)$$

The median value of first return stroke current in (1) is 31 kA. Expression (1) is applied for negative lightning with first return stroke current magnitude varying from 2 kA and 200 kA [7]. This approximate cumulative distribution of lightning peak currents is shown in Fig. 1.

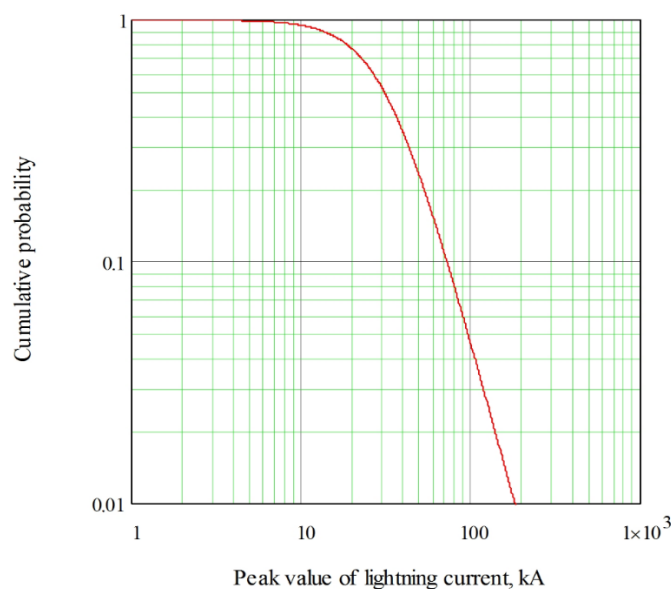


Figure 1 – Cumulative probability distribution of return stroke current magnitude in negative lightning flashes shown on a logarithmic scale

According to expression (1), the cumulative probability that the magnitude of the lightning current during a lightning stroke will exceed 2 kA is 99.92%, the cumulative probability of a stroke current exceeding 200 kA is 0.78%.

Impulse flashover of insulation poses a great danger for overhead power lines. Impulse flashover of the suspension insulator strings occurs due to severe overvoltage that caused by lightning strikes to overhead ground wires, phase conductors or a lightning strike at the top of the electricity pylon. The probability of an impulse flashover of electrical insulation increases significantly when lightning strikes directly to the phase conductor of an overhead power transmission line. Even at relatively low lightning currents, this can lead to occurrence of a voltage that exceeds the impulse withstand voltage of the insulation.

The shield wire (overhead ground wire) reduces the number of power lines outages, but it does not provide full protection against direct lightning strike to a phase conductor. In this paper a conventional 220 kV transmission line tower [10] with a height of 37.115 m is considered. A graphical explanation of the shielding failure mechanism according to conventional electro-geometric model [13] is shown in Fig. 2.

Among three lightning leaders approaching to the overhead power line in Fig. 2, the overhead ground wire will only intercept the downward leader #1. According to electro-geometric model any downward lightning leader reaching the arc AB can make its final jump only to the overhead ground wire. Any lightning leader reaching the straight line CD can make its final jump only to the earth. Lightning flash #3 is depicted for such cases. Eventually, lightning flash #2 indicates a case where the lightning protection can fail and the shield wire does not intercept the approaching leader. Any downward lightning leader reaching the arc BC will result in direct strike to an upper phase conductor. The horizontal distance, D_c , is called exposure width and it denotes the area unprotected by overhead ground wire. It depends on design and dimensions of overhead power line tower, as well as, lightning current magnitude.

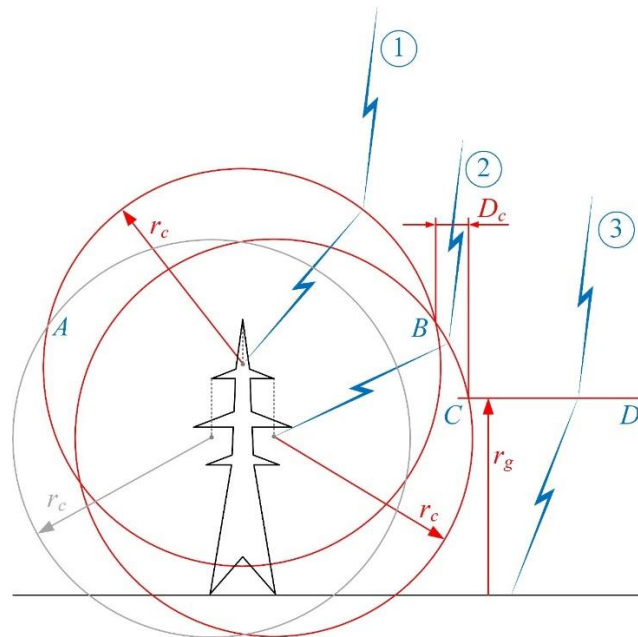


Figure 2 – Incomplete shielding provided by overhead ground wire.

The striking distance of the lightning flash depends on lightning current magnitude:

$$r_c = 10 \cdot I^{0.65}, \quad (4)$$

where: r_c is the striking distance to phase conductors, m; I is the expected lightning current magnitude, kA. In simplified electro-geometric model the striking distances to the shield wire, to the phase conductor and to the earth can be assumed equal.

Obviously, that for power engineers it is preferable to achieve complete shielding (refer to Fig. 3), when possibility of direct lightning strike to any phases is eliminated. However, it is achievable only starting from some lightning current magnitude.

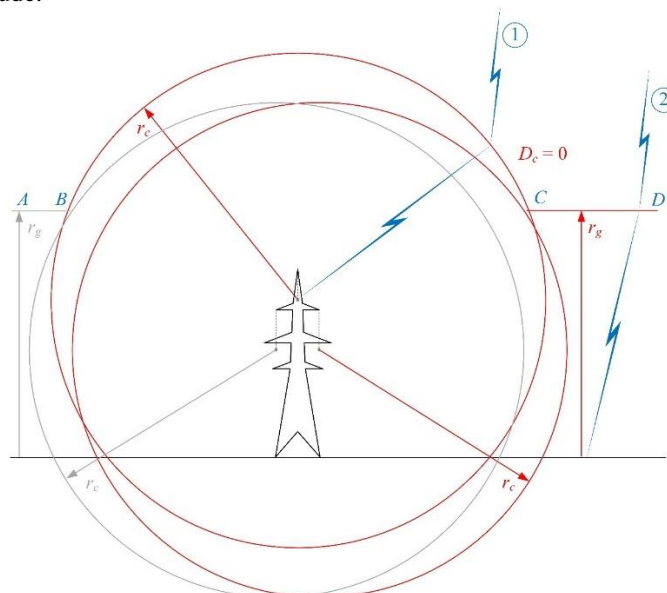


Figure 3 – Complete shielding provided by overhead ground wire.

According to electro-geometric model, in Fig. 3 all downward leaders reaching the arc BC can make their final strike only to the overhead ground wire (alike lightning flash #1). Outside this arc, the rest of lightning leaders after reaching straight line CD or AB would strike the earth (alike lightning flash #2).

As mentioned above, some lightning shielding failures may lead to a back flashover, when a voltage difference between phase conductor and tower exceeds an impulse withstand voltage of the insulation.

Assuming, that the length of insulation string is 2.879 m [10], the critical flashover voltage (kV) of given insulator string can be roughly estimated as [7]:

$$U_c = \left(400 + \frac{710}{t^{0.75}}\right) \cdot l_s = \left(400 + \frac{710}{6^{0.75}}\right) \cdot 2.879 = 1684.80 \text{ kV}, \quad (5)$$

For the direct stroke to the phase conductor, the critical flashover voltage of insulation in (5) is calculated at $t = 6 \mu\text{s}$ according to [7, 11].

Knowing the height of insulation string attachment point (29.170 m), the length of insulation string (2.879 m) and conductor midspan clearance to ground (19.200 m), one can calculate the mean height of the upper phase conductor:

$$y_{cm} = y_{ct} - \frac{2}{3} \cdot (y_{ct} - y_{cs}) = (29.170 - 2.879) - \frac{2}{3} \cdot (29.170 - 2.879 - 19.200) = 21.564 \text{ m}. \quad (6)$$

In (6): y_{cm} is the mean height of the phase conductor, m; y_{ct} is the height of the phase conductor at power line tower, m; y_{cs} is the conductor clearance to ground in the middle of the span, m.

The corona discharge forms on the surface of the phase conductor when downward lightning leader reaching it. Because the presence of corona may help to limit overvoltage, it must be considered. The radius of corona sheath around the phase conductor can be determined from the following equation [7, 11]:

$$R_c \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot y_{cm}}{R_c}\right) = \frac{U_c}{E_0}, \quad (7)$$

where: R_c is the radius of corona sheath, m; y_{cm} is defined by (6); U_c is defined by (5); $E_0 = 1500 \text{ kV/m}$ is the critical gradient for the phase conductor. Substituting these vales into (7), one can obtain the equation for the given tower:

$$R_c \cdot \ln\left(\frac{43.128}{R_c}\right) = 1.123. \quad (8)$$

A plot of corona envelope radius as a function of critical flashover voltage and critical corona gradient relation for specific mean height of the phase conductor (21.564 m) is shown in Fig. 4.

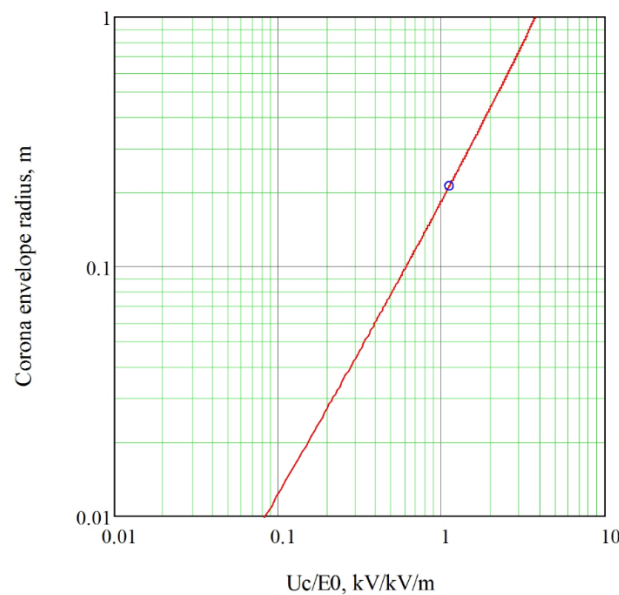


Figure 4 – Calculated corona sheath radius as a function of conductor voltage, corona extinction gradient and conductor height.

The solution of equation (8) is $R_c = 0.211 \text{ m}$ (denoted in Fig. 4 as a blue circle).

Knowing the conductor radius (1.4355 cm according to [10]), one can calculate a self-surge impedance of a phase conductor under presence of corona [11]: Knowing the conductor radius ($R = 1.4355 \text{ cm}$ according to [10]), one can calculate a self-surge impedance of a phase conductor under presence of heavy corona [11]:

$$Z_s = 60 \cdot \sqrt{\ln\left(\frac{2 \cdot y_{cm}}{R}\right) \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot y_{cm}}{R_c}\right)} = 60 \cdot \sqrt{\ln\left(\frac{2 \cdot 21.564}{0.014355}\right) \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 21.564}{0.2110}\right)} = 391.622 \Omega. \quad (9)$$

The magnitude of minimum shielding failure current required for flashover occurrence would be

$$I_c = \frac{2 \cdot U_c}{Z_s} = \frac{2 \cdot 1684.80}{391.622} = 8.604 \text{ kA.} \quad (10)$$

For comparison, in [12] for 275 kV overhead transmission line with 3.3 m long insulation string using similar calculation procedure [7] the obtained magnitude of minimum shielding failure current is equal to close value about 8 kA.

Knowing the position of shield wire in the midspan (horizontal coordinate assumed zero, vertical coordinate assumed 31.208 m) and the upper phase conductor (horizontal coordinate assumed 4.20 m, vertical coordinate assumed 19.20 m) allows determining the unprotected width D_c values for various lightning current magnitudes. According to [11], the unprotected area, where downward lightning leader can strike the phase conductor (refer to Fig. 2) is calculated through the steps: (4), (11)-(14):

$$\alpha_1 = \arcsin\left(\frac{r_g - y_c}{r_c}\right). \quad (11)$$

$$\alpha_2 = \arctan\left(\frac{x_c - x_{gw}}{y_{gw} - y_c}\right). \quad (12)$$

$$\alpha_3 = \arccos\left(\frac{\sqrt{(x_c - x_{gw})^2 + (y_{gw} - y_c)^2}}{2 \cdot r_c}\right). \quad (13)$$

$$D_c = r_c \cdot (\cos(\alpha_1) + \sin(\alpha_2 - \alpha_3)), \quad (14)$$

where: r_c is the striking distance to phase conductors (4); r_g is the striking distance to ground surface (4); x_c and y_c are the coordinates of a phase conductor; x_{gw} and y_{gw} are the coordinates of the shield wire. All striking distances are considered equal, that is used in simplified electro-geometric model. Below is the example of calculations for downward lightning with peak current value of 3 kA.

$$r_c = r_g = 10 \cdot I^{0.65} = 10 \cdot 3^{0.65} = 20.423 \text{ m. } \alpha_1 = \arcsin\left(\frac{r_g - y_c}{r_c}\right) = \arcsin\left(\frac{20.423 - 19.20}{20.423}\right) = 0.059 \text{ rad.}$$

$$\alpha_2 = \arctan\left(\frac{x_c - x_{gw}}{y_{gw} - y_c}\right) = \arctan\left(\frac{4.2 - 0}{31.208 - 19.2}\right) = 0.336 \text{ rad.}$$

$$\alpha_3 = \arccos\left(\frac{\sqrt{(x_c - x_{gw})^2 + (y_{gw} - y_c)^2}}{2 \cdot r_c}\right) = \arccos\left(\frac{\sqrt{(4.2 - 0)^2 + (31.208 - 19.2)^2}}{2 \cdot 20.423}\right) = 1.254 \text{ rad.}$$

$$D_c = r_c \cdot (\cos(\alpha_1) + \sin(\alpha_2 - \alpha_3)) = 20.423 \cdot [\cos(0.059) + \sin(0.336 - 1.254)] = 4.167 \text{ m.}$$

All the results of calculations are shown in Table I. Calculations performed starting from 3 kA lightning current magnitude corresponding to the minimum value for first lightning protection level (LPL I) [13].

Table I. Examining the upper phase shielding provided by overhead ground wire

Lightning current magnitude I	Probability of exceeding lightning current magnitude $P(I)$ according to (1)	Striking distance of lightning flash S according to (4)	Exposure width D_c , unprotected by shield wire according to (11)-(14)	Effectiveness of shielding
3.0 kA	99.77%	20.423 m	4.167 m	Incomplete shielding
4.0 kA	99.52%	24.623 m	3.665 m	Incomplete shielding
5.0 kA	99.14%	28.466 m	2.825 m	Incomplete shielding
6.0 kA	98.62%	32.048 m	1.811 m	Incomplete shielding
7.0 kA	97.95%	35.425 m	0.696 m	Incomplete shielding
7.597 kA	97.48%	37.361 m	0 m	Complete shielding achieved
8.604 kA (minimum shielding failure current)	96.55%	40.509 m	0 m	Complete shielding

The minimum value of lightning current resulting in complete shielding is 7.597 kA, and it is smaller than value of minimum current capable to cause flashover of the transmission line insulation (8.604 kA).

Knowing the position of the middle phase conductor (horizontal coordinate assumed 6.50 m, vertical coordinate assumed 12.63 m) allows repeating above procedure (5)-(14) for examining the lightning shielding efficiency. The final results are given in Table II.

Table II. Examining the middle phase shielding provided by overhead ground wire

Lightning current magnitude I	Probability of exceeding lightning current magnitude $P(I)$ according to (1)	Striking distance of lightning flash S according to (4)	Exposure width D_c , unprotected by shield wire according to (11)-(14)	Effectiveness of shielding
3.0 kA	99.77%	20.423 m	5.236 m	Incomplete shielding
4.0 kA	99.52%	24.623 m	3.450 m	Incomplete shielding
5.0 kA	99.14%	28.466 m	1.692 m	Incomplete shielding
5.976 kA	98.63%	31.964 m	0 m	Complete shielding achieved
9.206 kA (minimum shielding failure current)	95.92%	42.330 m	0 m	Complete shielding

For this conductor, the minimum value of lightning current when complete shielding is achieved is 5.976 kA, that is much smaller the value of minimum shielding failure current that would cause an electrical flashover (9.206 kA).

Conclusions. In this work the efficiency of lightning shielding provided by single overhead ground wire was examined. According to the electro-geometric model, each phase conductor of a power transmission line has an area where the overhead ground wire does not provide full protection against a direct lightning strike. The width of this unprotected area depends on the design and dimensions of overhead power line tower, the expected magnitude of the lightning current and decreases with increasing magnitude of the discharge current. A double circuit self-supported 220 kV lattice power transmission line tower with a total height of 37.115 m was considered in the paper. The lightning protection of the line is provided with a single overhead ground wire. The upper and middle phase shielding provided by overhead ground wire was studied. The values of the minimum lightning current, capable of causing an insulation flashover in case of the lightning shielding failure were calculated. The minimum values of the lightning current at which complete shielding is achieved have also been determined. It was found that for upper phase conductor the minimum current at which a complete lightning shielding is achieved is 7.597 kA, and it is smaller than minimum current of 8.604 kA capable to cause an electrical flashover of the transmission line insulation. For middle phase conductor the lowest current at which a complete lightning shielding is achieved is 5.976 kA, that is much smaller than minimum current of 9.206 kA leading to an insulation flashover. The results show that the specified overhead power line is protected from dangerous lightning currents. However, calculations show that downward lightning flashes having a smaller current magnitude are able to bypass the shield wire and hit the phase conductors. Therefore, due to unpredictable nature of lightning, to improve the lightning protection of power lines, other measures can be applied, including the use transmission line arresters mounted on or near towers at individual points of the power line. In conditions of increased thunderstorm activity, strengthening of lightning protection measures is justified.

References

1. Vaisala (2022), "Total lightning statistics. Annual lightning report 2021", pp. 1-40, Ref. B212465EN-A.
2. Reeve, N., Toumi, R. (1999), "Lightning activity as an indicator of climate change", Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, Vol. 125, No. 555, pp. 893-903, doi: 10.1002/qj.49712555507.
3. Romps, D. M., Seeley, J. T., Vollaro, D., & Molinari, J. (2014), "Projected increase in lightning strikes in the United States due to global warming". Science, Vol. 346, No. 6211, pp. 851-854. doi: 10.1126/science.1259100.
4. Lenarczyk, K., Loboda, M. (2022), "Shutdowns of 220 kV and 400 kV power transmission lines caused by winter lightning strikes in Poland in January 2022", 2022 36th International Conference on Lightning Protection (ICLP), Cape Town, South Africa, pp. 20-25, doi: 10.1109/ICLP56858.2022.9942605.
5. Ishii, M., Saito, M., Natsuno D., Sugita, A. (2014), "Lightning incidence on wind turbines in winter", 2014 International Conference on Lightning Protection (ICLP), Shanghai, China, pp. 1734-1738, doi: 10.1109/ICLP.2014.6973409.

6.Nakada, K., Yokoyama, S., Yokota, T., Asakawa, A., Kawabata, T. (1998), "Analytical study on prevention methods for distribution arrester outages caused by winter lightning", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 4, pp. 1399-1404, doi: 10.1109/61.714514.

7.IEEE Std 1243-1997, "IEEE Guide for improving the lightning performance of transmission lines", pp. 1-44, doi: 10.1109/IEEESTD.1997.84660.

8.IEEE Std 1410-2010 (Revision of IEEE Std 1410-2004), "IEEE Guide for improving the lightning performance of electric power overhead distribution lines", pp.1-73, doi: 10.1109/IEEESTD.2011.5706451.

9.CIGRE WG C4.407 (2013), "Lightning parameters for engineering applications", Technical brochure 549, pp. 1-117.

10.Central Electricity Authority (2018), "Compendium of tested tower designs for EHV transmission lines", Ministry of Power, Government of India, New Delhi, pp. 1-356.

11.LaForest, J. J. (1982), "Transmission line reference book (345 kV and above)", Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA, 2nd edition.

12.Datsios, Z. G., Mikropoulos, P. N., Tsovilis, T. E. (2014), "Estimation of the minimum shielding failure flashover current for first and subsequent lightning strokes to overhead transmission lines", Electric Power Systems Research, Vol. 113, pp. 141-150, doi: 10.1016/j.epsr.2014.03.008.

13.DEHN + SÖHNE (2014), "Lightning protection guide", 3rd updated edition, pp. 1-488, ISBN 978-3-9813770-1-9.

С.О. Троценко¹, канд.техн.наук, доцент, ORCID 0000-0001-9379-0061

О.С. Яндульський¹, д-р.техн.наук, проф., ORCID 0000-0002-0362-7947

М. М. Діксіт², доцент, ORCID 0000-0003-1959-7815

Ю.В. Перетятко¹, канд.техн.наук, доцент, ORCID 0000-0003-1397-8078

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

²Інститут управління підприємництвом та інженерних технологій Вішванікетана

ВПЛИВ АМПЛІТУДИ РОЗРЯДНОГО СТРУМУ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ВІД ПРЯМИХ УДАРІВ БЛИСКАВКИ

У даній статті досліджено ефективність захисту від блискавки, що забезпечується одним грозозахисним тросом, встановленим на вершині дволанцюгової тратчастої опори лінії електропередачі класу 220 кВ загальною висотою 37,115 м. Згідно з електрогеометричною концепцією кожен фазний провідник лінії електропередачі має ділянку, де грозозахисний трос не забезпечує повного захисту від прямого удару блискавки. Ширина цієї незахищеної зони залежить від конструкції та розмірів опори повітряної лінії електропередачі, очікуваної величини струму блискавки та зменшується зі збільшенням амплітуди розрядного струму. Досліджено ефективність блискавкозахисту провідників верхньої та середньої фази. Розраховано значення мінімального струму блискавки, здатного спричинити перекриття ізоляції у разі відмови блискавкозахисту. Також визначено мінімальні значення струму блискавки, при яких досягається повний блискавкозахист. Було встановлено, що для провідника верхньої фази мінімальний струм, при якому досягається повний захист від блискавки, становить 7,597 кА, що менше, ніж мінімальний струм 8,604 кА, здатний спричинити електричне перекриття ізоляції лінії електропередачі. Для провідника середньої фази, найменший струм, при якому досягається повне захист від блискавки, становить 5,976 кА, що набагато менше, ніж мінімальний струм 9,206 кА, що призводить до перекриття ізоляції. Результати показують, що зазначена повітряна лінія електропередачі захищена від небезпечних струмів блискавки. Однак обчислення показують, що спрямовані донизу спалахи блискавки з меншою амплітудою струму здатні оминати грозозахисний трос і влучити у фазні провідники. У зв'язку з цим, через непередбачуваний характер блискавки, для покращення блискавкозахисту лінії електропередачі можуть бути застосовані інші заходи, у тому числі використання підвісних нелінійних обмежувачів перенапруги, встановлених на опорах або поблизу них в окремих точках лінії електропередачі. При збільшенні грозової активності внаслідок глобального потепління, посилення заходів блискавкозахисту є виправданим.

Ключові слова: блискавка, мінімальний струм відмови блискавкозахисту, грозозахисний трос, електрогеометрична модель.

Надійшла: 23.02.2023

Received: 23.02.2023

RESEARCH OF INFORMATION FLOWS IN THE CONTROL OF INTELLIGENT POWER SYSTEM REGIMES

The purpose of this work is to solve the problem of optimizing the management of maintenance and repair equipment at large enterprises. In a unified management system, the operational collection, consolidation and transfer of indicators about the state of all numerous power equipment allows solving and sometimes avoiding many problems. It is about reducing the time for repair work (equipment downtime), offloading personnel, optimizing logistics chains, and reducing material costs. The general problems of creating intelligent energy systems from the point of view of information and telecommunication technologies have been studied. A way to process information flows in the monitoring and management of intelligent energy systems modes is proposed, which involves combining information and mathematical technologies and the use of international data standards. The approach to the development of a new information and technological infrastructure of intelligent energy systems is considered. After conducting the analysis, the optimal system is seen as a multi-level control system for intelligent electric power systems. The technology combines intelligent tools for situation analysis and software systems for mode modeling and control. The use of IT infrastructure allows to create a single information space that includes data and knowledge, as well as a set of mathematical models and methods for solving the problems of the electric power industry in the conditions of active adaptive management. In the conclusions, a detailed classification of the types of information about mode parameters is provided and the relationship between the quality of mode information and the application of various mathematical models is determined.

Keywords: *information flows, intelligent power systems (IPS), Smart Grid, management, monitoring, information and technological infrastructure, power system modes, power transmission and distribution, signals, mathematical model, dispatch control.*

Introduction

Operational management of electricity infrastructure is crucial. Energy companies face the need to introduce new standards of operation and maintenance to continuously improve the relationship between security of energy supply and costs. Management of electricity consumption regimes is an integral condition for ensuring the sustainable operation of modern industrial enterprises. Given the steady increase in the cost of energy, including electricity, which increases the cost of production, management of electricity consumption regimes seems to be one of the most effective ways to save energy costs at the enterprise, increase profitability and gain additional competitive advantage. These measures are aimed at ensuring the possibility of building electricity balances of electricity supply companies and, ultimately, creating conditions for building a common electricity balance of Ukraine. In network companies, there is a low information security, which is associated both with the insufficiency of electricity metering tools and their unacceptable error. Also, one of the key tasks in the energy sector is the management of maintenance and repair of equipment. This is due to the huge number of pieces of equipment that are distributed over a large area and that require constant maintenance and repair. Consolidation of information on the state of equipment in a single management system with the ability to quickly provide it to different consumers on the ground can reduce downtime, reduce the cost of spare parts and materials, optimize logistics and relieve staff.

Today in the modern world the direction called Smart Grid (intelligent power systems or intelligent electric networks) is actively developing. These are electric power systems using new technologies both in electric power equipment and in the field of information support economic indicators. In Ukraine, although a little late, work is also underway in this area. The attention of specialists is focused primarily on improving the technological infrastructure of energy, without which the introduction of modern information technologies is impossible. At the same time, it is necessary to develop a methodology and new information and telecommunication technologies that should become the basis of "smart" energy systems. Currently, an approach to the processing of information flows in the monitoring and management of intelligent energy systems is proposed, which involves the integration of information and mathematical technologies and the use of international data standards.

Smart grid creation issues

Smart Grid includes all the main traditional components of power systems: generation, transmission and conversion systems, as well as consumers, but those that have a qualitatively new level of technology and are characterized by close interconnection. In fact, the Smart Grid concept provides for the development of power systems in three main areas:

- infrastructure improvement;
- informatization of an electric network (imposing of a digital layer on an electric network);
- modernization of business processes, which makes a "smart" network profitable.

Smart Grid should increase the reliability and efficiency of electricity generation through the use of modern highly intelligent control and management tools, integration of renewable energy sources, as well as distributed energy generation and storage, large-scale monitoring and control of modes using new tools and technologies.

General problems of creation of intelligent energy systems (IES) from the point of view of information and telecommunication technologies are synthesized: 1 – the need to develop information and communication technologies that would create qualitatively new systems for monitoring and managing energy systems; 2 – limited range of proposals in this segment from information technology (IT) suppliers: solutions from foreign developers are quite expensive, high-quality domestic developments are insufficient or they are simply absent.

At the present stage of intellectualization of electric power systems (EPS) the most important issues are the development of automated control system (DACS) IT infrastructure, which will ensure the construction of a multilevel management system taking into account the reliability, efficiency and effectiveness of the EPS. In addition, the implementation of new systems for collecting, transmitting and processing the flow of information requires the development of technologies and methods for modeling the processes and events under study in the management of IES. Therefore, it is possible to consider the issue of solving the following tasks relevant: 1) collection, transmission and processing of data streams; 2) development of new generation software packages (distributed, exchanging information or using common information resources); 3) development of intelligent components to support decision-making in mode control.

IT infrastructure of the IES

For the creation and further development of IES, it is proposed on the basis of experience to identify the following main components of IT infrastructure: intelligent infrastructure, information infrastructure, calculation infrastructure, telecommunication infrastructure.

The *telecommunication* infrastructure is built on the basic generally accepted principles, taking into account the needs of computer and information security. As part of the *intellectual infrastructure* includes intelligent components (for example, intelligent components of decision support in regime management). The *information infrastructure* includes technologies and tools for data description, storage and processing. The *calculation infrastructure* integrates software packages (for example, for modeling and control of IES modes). The same infrastructure may include automated energy management systems.

Elements of the IT infrastructure of dispatch management are:

- information collection and transmission system (ICTS);
- dispatching and technological control communication network;
- supervisory control and data acquisition (SCADA);
- object-oriented data model (CIM);
- information display system;
- electricity generation and transmission management system (EMS);
- electricity and power market management system (MMS);
- power transmission and distribution management system (DMS).

Approach to the processing of information flows in the monitoring and management of IES regimes

Information flow means a set of measured regime variables in a certain period of time [1]. In the monitoring and automated control of IES modes, first of all, the analysis and processing of information flows is necessary. Recently, power systems have been provided with means of measuring complex PMU values, which allows together with the information received from SCADA (telemetry parameters of the EPS mode, condition of means and systems of dispatching control), to measure complexes of nodal loading and complexes of currents in branches incident to this knot [2]. Given the fact that one of the most important stages of management of EPS regimes is operational and emergency management, when processing information flows, it is advisable to use CEP and CIM models.

The CEP (Complex Event Processing) model [3] proposes to use for real-time processing of many events from different sources (event streams) in order to detect global events based on one or more event streams or to detect a number of events over time.

The CIM (Common Information Model), based on the ODM data format, allows you to create models of any complexity, which can then be converted to any known energy data format or to any new data format using optional modules. ODM (Open Model for Exchanging Power System Simulation Data) – it is an open model for data exchange when modeling power systems. ODM, in turn, is an international open data exchange standard for modeling and computing power systems that supports dynamic computing. CIM and ODM models, in general, are used in an open integration environment to solve energy problems [4].

From all the above we can conclude that there is a need for real-time processing of large amounts of information of different quality and the formation of such information flows that would provide the necessary accuracy of solving regime problems. The scheme of the process of processing information flows in the monitoring and control of regimes in the IES is shown in Fig.1.

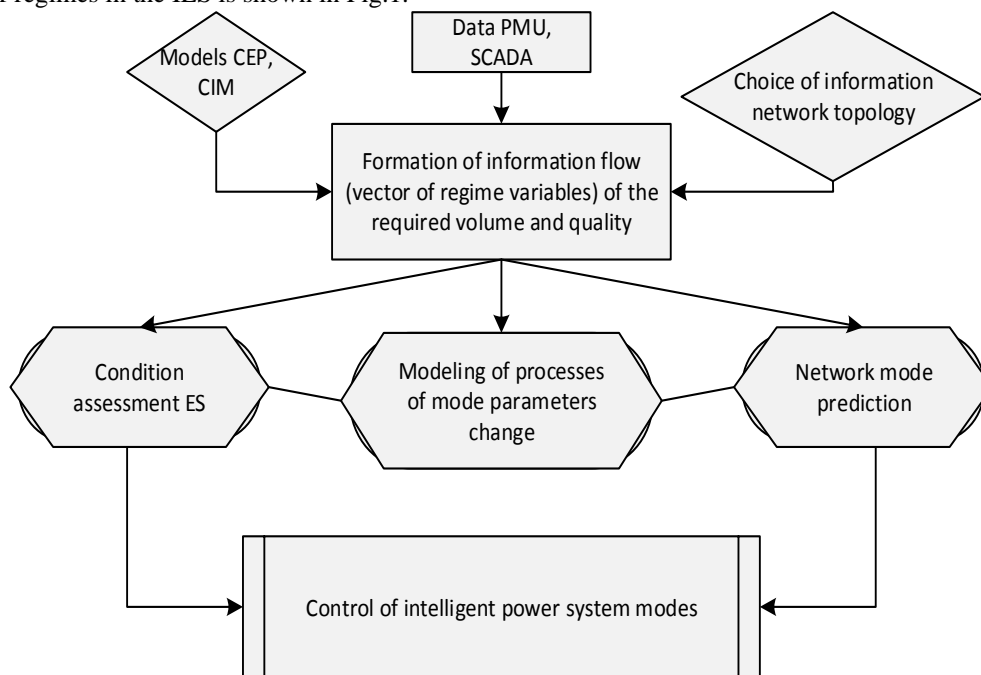


Fig. 1. General scheme of information flow processing in monitoring and control of IES modes

The template is used to format your paper and style the text. All margins, column widths, line spaces, and text fonts are prescribed; please do not alter them. You may note peculiarities. For example, the head margin in this template.

Two-level technology to support decision-making in the management of regimes in IES

Figure 2 shows the two-level information technology, according to which:

- at the upper (first) level a qualitative analysis of the situation (which arose in the IES) will be performed using intelligent technologies;
- at the lower (second) level with the use of adaptive software packages are performed numerical calculations for situations that occur after the results of qualitative analysis.

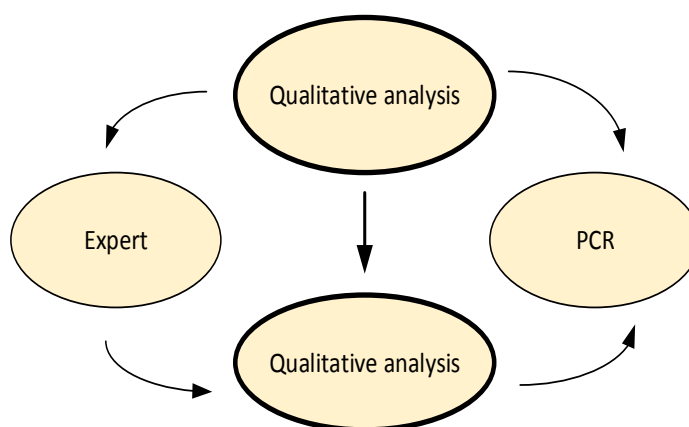


Fig. 2. Two-level information technology for decision support in regime management in IES

As technologies of intellectual support of decision-making at the stage of qualitative analysis the use of technologies of ontological, cognitive and step-by-step modeling is offered first of all. In the future, intelligent technologies can be supplemented with technologies of artificial neural networks, fuzzy sets, wavelet analysis, genetic algorithms, depending on the properties of information flows.

Varieties of information, its classification and mathematical models for its description

The information at the mode parameters is divided into [1] into four groups: *determined*, *probable*, *fuzzy* and *interval* – for various use of mathematical models in the conditions of active-adaptive control of EPS (Fig.3).

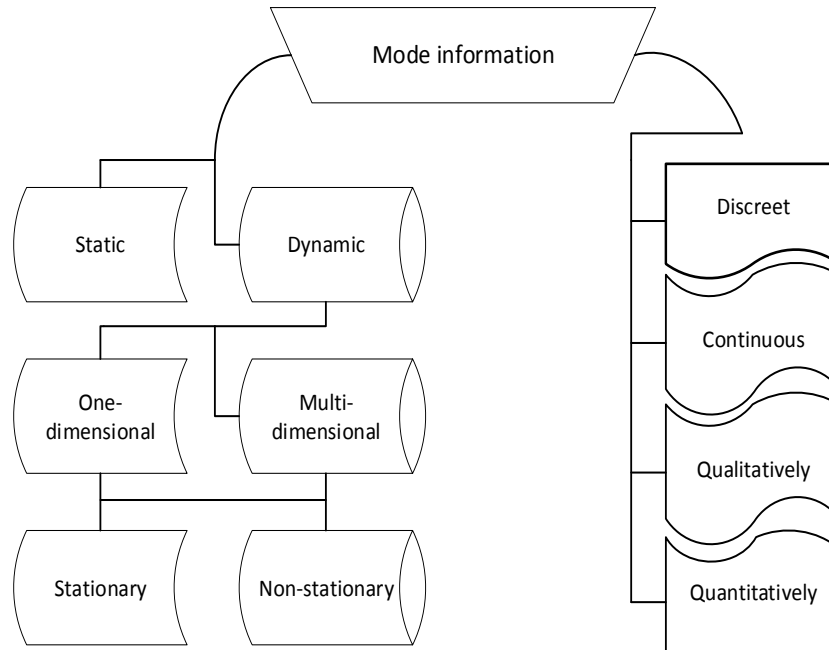


Fig. 3. Classification of mechanical models

Determined information is based on natural causal relationships and is due to the numerically unambiguous task of the types of equipment, its composition and nominal parameters. *Probable* information describes the stochastic nature of changes in the parameters of the mode, a set of network elements that correspond to this mode. *Fuzzy* information is when the values of the mode parameters are described by the functions of belonging to a fuzzy subset of their change. *Interval* information is typical for cases when only the probable range of changes of mode parameters is known, which is created by their minimum or maximum possible values

As an example, the technology of improving the quality of information flows, which is based on the theory of fuzzy sets (Fig.4).

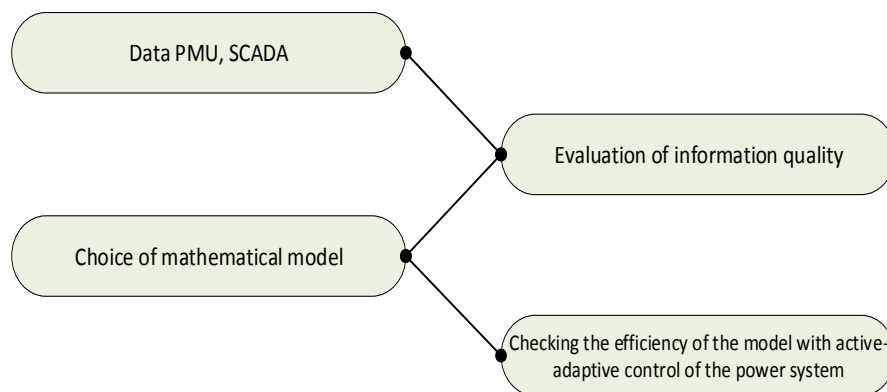


Fig. 4. Technology to improve the quality of information flows

The quality of the measured information is determined by the quality criterion. For this purpose all information base is presented in the form of four sets:

- A_I – set of valid values;
- A_{II} – set that corresponds to the full amount of information;
- A_{III} – set that corresponds to an incomplete amount of information;
- A_{IV} – set of inaccurate values.

To determine the completeness and reliability of information that provides the required accuracy of solving control problems, introduced a threshold level α for fuzzy areas, the quantitative value of which corresponds to the optimal parameters of information quality:

$$\alpha = \frac{1}{\ln N \cdot \sum_{i=1}^N \mu_{\tilde{A}_i}(A_i)} \left[\sum_{i=1}^N \mu_{\tilde{A}_i}(A_i) \ln \sum_{i=1}^N \mu_{\tilde{A}_i}(A_i) - \sum_{i=1}^N \mu_{\tilde{A}_i}(A_i) \ln \mu_{\tilde{A}_i}(A_i) \right] \quad (1)$$

where $\mu_{\tilde{A}_i}(A_i)$ – membership function for i -th of the above sets. The set of α levels is described as $\tilde{A}_\alpha = \{\tilde{A}_i / \tilde{A}_i \in A, \mu_{\tilde{A}_i}(A_i) \geq \alpha\}$,

where

$$\tilde{A} \leq \tilde{A}, A_i \in A, \forall \alpha \in [0,1].$$

The proposed quality criterion allows to classify information and apply those mathematical models that give the greatest accuracy of its description.

Conclusion

The paper considers the approach to the development of a new IT infrastructure of IES, which includes a single information space and, as a consequence, the creation of prerequisites for a multi-level management system of intelligent power systems. Possibility to expand the class of models used in solving power problems, due to the CEP and CIM models. The two-level information technology for decision support in IES mode management is analyzed, which integrates intelligent technologies and software complexes for modeling and mode control. The classification of types of information about the parameters of the modes is indicated and the expediency of using various mathematical models depending on the quality of the mode information is revealed.

References

1. Gurina L.A. Technology for improving the quality of information flows for controlling modes in electrical networks // Information and Mathematical Technologies in Science and Management: Proceedings of the XVI Baikal All-Russian. conferences. Irkutsk: ISEM SORAN, 2011. Part III. pp. 103–109.
2. Gamm A., Grishin Y, Kolosok I. Reducing the risk of blackouts through improved EPS state estimation based on the SCADA and PMU data // Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management: Proc. of the Int. Workshop. Irkutsk, Russia, 14–18 Aug. 2006. P. 167–173.
3. Kobets B.B., Volkova I.O. Innovative development of the electric power industry based on the Smart Grid concept. M.: IATs Energiya, 2010. 208 p.
4. Massel L.V., Bakhvalov K.S. Open integration environment InterPSS as the basis of Smart Grid IT infrastructure // Bulletin of ISTU. 2012. No. 7 (67). pp. 6–10.

А. В. ВОЛОШКО¹, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-6867-2060

Т. Е. ДЖЕРЯ¹, аспірантка, ORCID 0000-0002-9519-2951

¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ДОСЛІДЖЕННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ ПОТОКІВ В УПРАВЛІННІ РЕЖИМАМИ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ.

Метою даної роботи є вирішення проблеми оптимізації керування техобслуговуванням і ремонтним обладнанням на великих підприємствах. Проведено дослідження загальних проблем створення інтелектуальних енергетичних систем з точки зору інформаційно-телекомунікаційних технологій. Розглянуто підхід до розробки нової інформаційно-технологічної інфраструктури інтелектуальних енергетичних систем. Після проведення аналізу оптимальною системою вбачається саме багаторівнева система керування інтелектуальними електроенергетичними системами. Технологія об'єднує інтелектуальні інструменти для аналізу ситуації та програмні системи для моделювання та контролю режимів. Використання IT-інфраструктури дозволяє створити єдиний інформаційний простір, що включає дані та знання, а також набір математичних моделей і методів для вирішення задач електроенергетики в умовах активного адаптивного управління. У висновках наводиться розписана класифікація типів інформації про параметри режимів та обумовлюється взаємозв'язок між якістю режимної інформації та застосування різноманітних математичних моделей.

Ключові слова: інформаційні потоки, інтелектуальні електроенергетичні системи (IEC), Smart Grid, керування, інформаційно-технологічна інфраструктура.

Надійшла: 13.03.2023

Received: 13.03.2023

ГРАНИЧНІ ВІДСТАНИ ПРИЄДНАННЯ ОБ'ЄКТІВ І СПОЖИВАЧІВ ДО ЕНЕРГОДЖЕРЕЛ ЗА РІЗНИМИ СИСТЕМАМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Дана стаття присвячена розробці методики вибору оптимального варіанту системи електропостачання віддаленого локального об'єкту від централізованої об'єднаної енергосистеми. У статті запропоновано та сформульовано визначення терміну локального енергетичного об'єкту.

Проаналізовано основні фактори, що впливають на вибір системи електропостачання віддаленого об'єкту від централізованої системи електропостачання, до їх складу увійшли: віддаленість споживача від централізованої електромережі, потужність навантаження, характер навантажень, його природно-кліматичні і соціально-економічні умови розташування.

Розроблено класифікацію систем електропостачання локальних енергетичних об'єктів за такими категорійними ознаками, як: джерела надходження електроенергії, характер експлуатації джерела живлення, місце розташування джерела живлення, характер приєднання споживачів до джерела живлення, спосіб розподілу електроенергії.

У статті було розроблено рівняння граничних радіусів приєднання електроустановок до джерел електричної енергії при централізованому варіанті електропостачання від об'єднаної енергосистеми та при централізованому електропостачанні від власної електростанції в межах локального енергетичного об'єкту. Побудовано принципові схеми електропостачання локальних енергетичних об'єктів з детальним описом їх елементів.

Наведені переваги та недоліки, а також можливості та загрози розвитку електропостачання локальних об'єктів у складі мікромереж. До переваг централізованого електропостачання віднесено невисоку вартість енергії, і значно вищу якість її порівняно з енергією, що отримується від власних електростанцій. До недоліків децентралізованого електропостачання віднесено високу вартість капіталовкладень в обладнання власної сонячної, вітрової або паливної електростанції, як правило великої потужності та комплектуванні її штатом висококваліфікованих спеціалістів, а також проблеми зі зберіганням енергії та необхідність у придбанні палива, його доставки та зберіганні у великих обсягах

Надано стратегічні напрямки необхідні для розвитку і поширення енергетичних інновацій в Україні у довгостроковій перспективі.

Ключові слова: локальний енергетичний об'єкт, система електропостачання, гранична відстань, оптимальний радіус приєднання, споживач, енергоефективність.

Вступ

Система електропостачання – головна частина енергетичного комплексу об'єкту. До її складу входять електростанції (при власній генерації електроенергії), трансформаторні підстанції, а також лінії живлення і розподілу електроенергії. Різноманіття умов, які впливають на вибір при побудові систем електропостачання локальних об'єктів, обумовлюють різні варіанти цих систем, що майже завжди приводить до проблеми вибору оптимального з них. Щоб згрупувати їх і покласти в основу для подальших досліджень в області оптимізації електропостачання локальних енергетичних об'єктів, спираючись на дослідження [1-7] створимо класифікацію систем електропостачання за найвагомшими класифікаційними ознаками, які принципово виокремлюють різні варіанти один від одного.

Мета та завдання

Мета. Підвищення ефективності функціонування системи електропостачання локального об'єкту шляхом розроблення математичних рівнянь граничних відстаней між енергоджерелом та споживачем.

Завдання. Проаналізувати та встановити вимоги для вибору системи електропостачання. Розробити класифікацію систем електропостачання енергетичних об'єктів за різними класифікаційними ознаками. Обґрунтувати значення та сутність локальних енергетичних об'єктів у складі енергомереж. Описати рівняння оптимального радіусу приєднання локального об'єкту до джерела енергії. Проаналізувати переваги і недоліки основних варіантів систем електропостачання.

Матеріал та результати досліджень

Вибір системи електропостачання локального об'єкту залежить від багатьох факторів: віддаленості його від централізованої електромережі, потужності навантаження, характеру навантажень, його

природно-кліматичних і соціально-економічних умов розташування тощо. При розгляді усіх факторів які впливають на вибір, класифікація буде дуже громіздка і складна у використанні, тому обмежимося найголовнішими на думку автора. В основу класифікації закладено п'ять класифікаційних ознак (Рис. 1).

I. Джерела надходження електроенергії:

1. Надходження електроенергії від власних електростанцій;
2. Надходження електроенергії від централізованої мережі.

II. Характер експлуатації джерела живлення:

3. Електропостачання від стаціонарних джерел живлення з трансформацією електроенергії;
4. Електропостачання від мобільних(пересувних) електростанцій без трансформації електроенергії.

III. Місце розташування джерела живлення:

5. Розосереджено у межах локальної системи
6. Централізовано у межах локальної системи
7. Централізовано від об'єднаної енергосистеми

IV. Характер приєднання споживачів до джерела живлення

8. Індивідуальне приєднання до електростанції чи підстанції (глибокий ввід);
9. Групове приєднання до електростанції чи підстанції.

V. Спосіб розподілу електроенергії

10. Радіальна побудова електромереж;
11. Магістральна побудова електромереж;
12. Кільцева побудова електромереж.

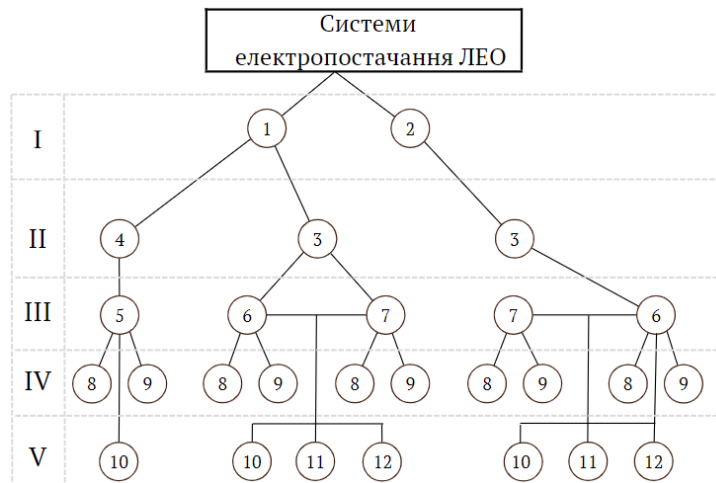


Рис. 1. Схема класифікації систем електропостачання локальних енергетичних об'єктів

Для деталізації класифікаційних відмінностей можна навести і додаткові ознаки. До прикладу, тип місцевих електростанцій (сонячна, вітрова, дизель-генератор тощо), тип первинного двигуна для місцевих електростанцій (карбюраторний, газотурбінний чи дизельний), чи ступеню високої напруги (6, 10, 35 кВ). Однак подібні ознаки не є визначальними та принциповими видозмінами варіанту системи електропостачання і не розповсюджуються на всі системи.

Для специфічних умов електропостачання локальних енергетичних об'єктів найбільш суттєвими ознаками, є перші три. Поділивши системи за цими ознаками, можна виділити чотири принципово різні варіанти електропостачання, які відрізняються не тільки за технічним виконанням, області застосування, а і за фінансово-економічним критерієм, де враховані капіталовкладення і собівартість електроенергії. Тому в подальшому всі питання, що стосуються вибору і побудови оптимального варіанту, розглядатимемо серед наступних систем електропостачання:

- централізовано від об'єднаної енергосистеми (ОЕС);
- централізовано від єдиної власної електростанції, яка забезпечує енергією всі локальні об'єкти;
- централізовано від різних ізольованих електростанцій в межах району і локального об'єкту;
- локально від власних пересувних або стаціонарних електростанцій.

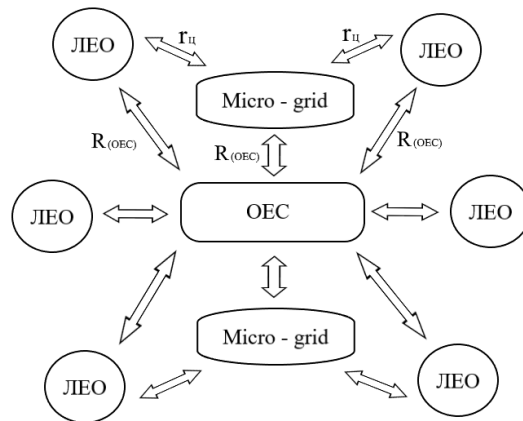


Рис. 2. Схема взаємодії елементів системи електропостачання локальних об'єктів

Умовні позначення: ОЕС - об'єднана енергетична система; Micro grid – локальна енергетична система; ЛЕО – локальний енергетичний об'єкт.

Класифікаційні ознаки, що залишились, а саме: характер приєднання споживачів до джерела живлення та спосіб розподілу електроенергії – другорядні і поділяють виділенні класи на підкласи. Поділ на підкласи не стосується джерела електроенергії, а розглядає тільки питання передачі і розподілу електроенергії: наявність мереж розподілу, напруги.

Побудова системи електропостачання для локальних об'єктів і вибору раціонального варіанту включає наступні схеми Рис. 3.

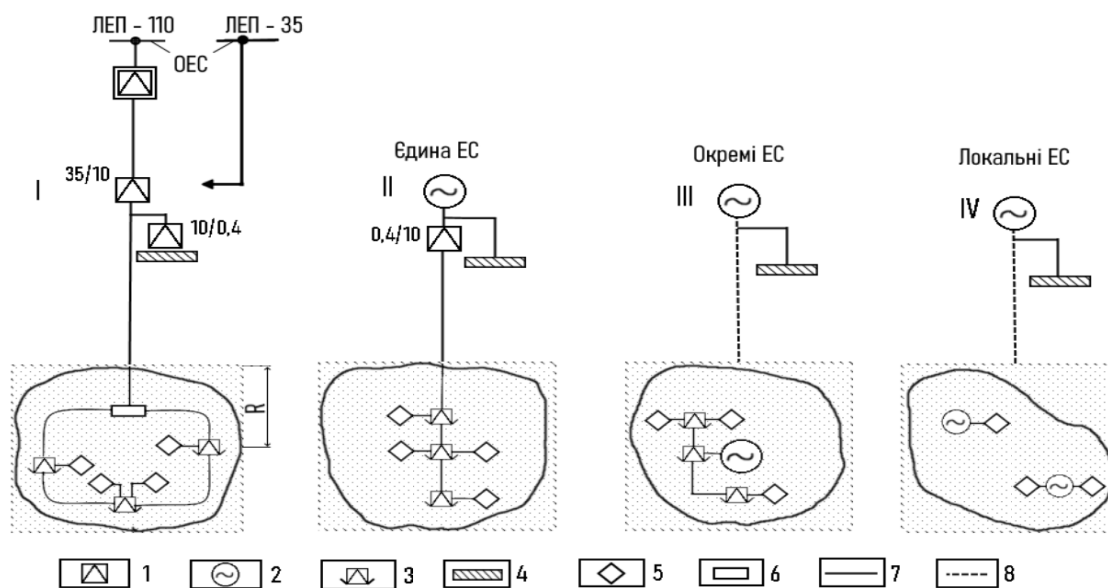


Рис. 3. Принципові схеми електропостачання локальних енергетичних об'єктів.

Умовні позначення: 1- трансформаторна підстанція; 2 – електростанція; 3 – КТП; 4 – локальна енергосистема міста (MicroGrid); 5 – споживачі; 6 – розподільний пункт; 7 – ЛЕП; 8 – транспортне сполучення.

На схемах показано електропостачання локальних енергетичних об'єктів, розташованих на відстані $r_{ц}$ від локальних енергосистем (таких як Microgrid) і відстані $R_{(ОЕС)}$ від об'єднаної енергетичної системи ОЕС до локальної енергетичної системи.

На рис. 3, варіант I, представлена схема електропостачання від об'єднаної енергетичної системи ОЕС з напругою в мережі 110, 35 кВ до локальної енергосистеми (Microgrid), а від неї до локальних об'єктів - 10 кВ. На ділянці в зоні розташування ЛЕО, електропостачання споживачів виконується за кільцевою схемою, а їх приєднання до понижуючих трансформаторів групове або індивідуальне (глибокий ввід).

У відповідності з числовими позначеннями наведеними у класифікації (Рис.1), дана схема може бути представлена рядом цифр: 2,3,7,8,9,12. Напруга в лінії від ОЕС може бути 220, 110, 35 чи 10 кВ. В

залежності від цієї вхідної напруги і прийнятої напруги на виході будуються трансформаторна підстанція 110/35, 35/10 або якщо рівні напруги не змінюються то облаштовують пункт під'єднання напругою 35 чи 10 кВ.

На **рис. 3**, варіант II, зображено централізовану схему електропостачання від єдиної власної електростанції, яка забезпечує енергією локальну енергосистему і всі локальні об'єкти разом з нею. В лінії **Гц** напруга з 0,4 кВ може підвищуватися до 10 кВ для передачі на дальні відстані. Розподіл електроенергії виконується за магістральною схемою з груповими і індивідуальними приєднаннями споживачів до понижуючих трансформаторних підстанцій. За класифікацією числовий ряд схеми – 1,3,7,8,9,11.

На **рис. 3**, варіант III, електропостачання локальних енерго-об'єктів і локальної енергосистеми відокремлене. На локальному енергетичному об'єкті одна центральна електростанція, а у локальній енергосистемі – друга. Розподіл електроенергії може виконуватися за радіальною схемою з груповими та індивідуальними приєднаннями споживачів до понижуючих трансформаторів. Позначення за класифікацією: 1,4,5,8,9,10.

На **рис. 3**, варіант IV, показано локальну схему електропостачання від власних пересувних або стаціонарних електростанцій. Приєднання споживачів до ліній низької напруги виконується індивідуально або груповим чином. По класифікації схема позначається – 1,4,5,8,9,10.

Наведенні схеми є базовими, але в окремих випадках можуть бути і їхні комбінації.

На основі наведених принципових схем вибір оптимального варіанту часто не викликає складнощів, а іноді є очевидним. Так, якщо локальний об'єкт знаходиться близько до ОЕС, то зазвичай варто орієнтуватися на перший варіант електропостачання, від централізованої об'єднаної енергосистеми, або якщо ЛЕО знаходиться на значній відстані або у відокремленій чи складній місцевості то варто використовувати IV варіант електропостачання, від власних електростанцій.

До всіх можливих варіантів описані вище входять найчастіше, і вибір з поміж них найкращого є складною і багатогранною задачею, яка вирішується із застосуванням основних тверджень оптимізації.

Економічним критерієм вибору системи електропостачання локального об'єкту є мінімальні (з урахуванням часу) затрати. Спрощення громіздких розрахунків під час вибору оптимального варіанту рекомендується розроблений на основі виведених відношень **метод визначення граничних відстаней**. Сутність методу полягає в тому, що за економічним критерієм знаходять граничну відстань від локального об'єкта (або окремого споживача) до енергоджерела, за межами якого економічно недоцільно приєднання цього споживача до енергоджерела, що розглядається. Визначення граничних відстаней базується на порівнюванні розрахункових залежностей витрат двох суміжних систем електропостачання.

Визначення граничної відстані приєднання до централізованої мережі (районної лінії)

Переважаючий у більшості випадків варіант електропостачання – отримання електроенергії від централізованої об'єднаної енергомережі мережі. У цьому випадку вартість енергії невисока, а якість її значно вища порівняно з енергією, що отримується від власних електростанцій. У разі централізованого електропостачання зникає необхідність в обладнанні власної сонячної, вітрової або дизельної електростанції, як правило великої потужності та комплектуванні її штатом висококваліфікованих спеціалістів, а також відпадає необхідність у придбанні палива, його доставки та зберіганні у великих обсягах.

Однак часто місце розташування локального об'єкту знаходиться на такій відстані від централізованої мережі, що доцільність будівництва від неї ліній електропередачі вимагає спеціальних економічних розрахунків з урахуванням технічної можливості побудови такої лінії. При певній відстані від локального об'єкту до об'єднаної енергосистеми настає такий момент, коли витрати на побудову системи електропостачання від цієї мережі та від власної електростанції стають рівними. Якщо фактична відстань виявляється більше тої, при якій витрати за варіантами рівні, то вибирають будівництво власної електростанції.

Отже, за відомої величини граничної відстані (за економічним критерієм) приєднання до об'єднаної енергосистеми в розрахункових умовах і порівнюючи її з фактичною, можна вирішити питання про доцільність застосування варіанту електропостачання. Щоб отримати розрахункову залежність для визначення граничної відстані приєднання до об'єднаної енергомережі достатньо порівняти затрати (з врахуванням часу) для цих варіантів:

а) електропостачання від власної електростанції:

$$Z_{ц. дес} = \frac{1}{T_{окупності}} (K_{дес} + K_{т} + K_{л}) + V_{ам.дес} + V_{ам.т} + V_{ам.л} + V_{л} + V_{зп} + V_{пал} + V_{пот} + V_{пер} + V_{тр} + V_{пр},$$

де $K_{дес}$, $K_{т}$, $K_{л}$ - капіталовкладення відповідно на паливну електростанцію (дизельну), трансформаторну підстанцію, лінію електропередачі; $V_{ам.дес}$, $V_{ам.т}$, $V_{ам.л}$ – витрати на амортизаційні відрахування відповідно для дизельної електростанції, трансформаторної підстанції, лінії електропередачі;

$V_{л}$ - річні витрати по розподільним мережам; $V_{зп}$ – витрати на заробітну плату персоналу; $V_{пал}$ – витрати на паливо і його транспортування; $V_{пот}$ – витрати пов’язані з втратами в лініях та трансформаторах; $V_{пер}$ - витрати пов’язані з переміщенням трансформаторних підстанцій; $V_{тр}$ – витрати на поточний ремонт; $V_{пр}$ – інші витрати (витрати на менеджмент, охорону праці тощо).

б) *електропостачання від об’єднаної енергосистеми:*

$$Z_{ОЕС} = \frac{1}{T_{окупності}} (K_{т(ОЕС)} + K_{л(ОЕС)}) + V_{ам.т(ОЕС)} + V_{ам.л(ОЕС)} + V_{л(ОЕС)} + V_{зп(ОЕС)} + V_{e/e} + V_{пот} + V_{пер} + V_{тр} + V_{пр},$$

де $V_{e/e}$ – витрати на оплату річних рахунків за спожиту електроенергію.

При цьому однакові статті витрат, до яких відносяться витрати на спорудження розподільчих мереж, понижуючих підстанцій, витрати, пов’язані з внутрішньою системою електропостачання, виключаються. З деякою похибкою можна прирівняти витрати пов’язані зі збитками від простоїв.

В якості вихідних даних візьмемо та порівняємо розрахункові залежності двох варіантів централізованого електропостачання від власної електростанції і від об’єднаної енергетичної системи з глибоким вводом з напругою мережі 10 і 35 кВ (Рис. 3, варіанти I та II). Зіставивши рівняння а) і б), скоротивши однакові витрати і ввівши приведенні нижче позначення, отримаємо залежність для визначення граничної відстані приєднання локального об’єкту до ОЕС (Рис. 4).

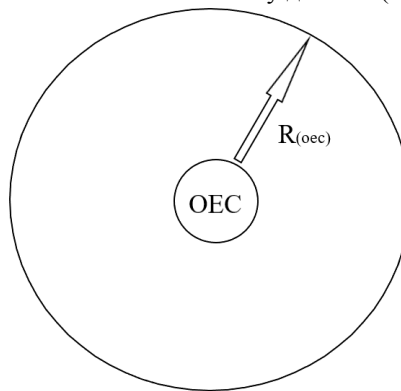


Рис. 4 – Граничний радіус приєднання локального об’єкту до ОЕС.

Різниця в річних капіталовкладеннях на власну електростанцію і трансформаторну підстанцію для живлення від централізованої мережі:

$$\Delta K = \frac{1}{T_{окупності}} (K_{дес} + K_{т} + K_{л}) - \frac{1}{T'_{окупності}} (K'_{т} + K'_{л}),$$

де $T_{окупності}$, $T'_{окупності}$ - термін окупності капіталовкладень для паливної електростанції (дизель генераторна електростанція) та трансформаторної підстанції і високовольтної лінії електропередач, $K_{дес}$, $K_{т}$, $K_{л}$ - капіталовкладення відповідно на дизель генераторну електростанцію, трансформаторні підстанції для ДЕС, лінії електропередачі для ДЕС, $K'_{т}$, $K'_{л}$ - капіталовкладення відповідно на трансформаторні підстанції від (ОЕС), високовольтні лінії електропередачі.

Різниця в річних витратах на заробітну плату

$$\Delta Z = 1790(k_p + 1) * (c_3 - c_{3л}),$$

де $(c_3 - c_{3л})$ – різниця в заробітній платі по обслуговуванню власної електростанції та централізованої мережі.

Різниця у витратах, пов’язаних з оплатою електроенергії і палива для власної ДЕС - ΔP

$$\Delta P = V_{e/e} - V_{пал},$$

де $V_{e/e}$ - витрати на оплату рахунків електроенергії від централізованої енергомережі, $V_{пал}$ – витрати на оплату палива для дизель генераторної установки.

Витрати на спорудження 1 км ліній електропередач (ЛЕП) зовнішнього електропостачання – l

$$l = \left(\frac{1}{T_{окупності}} \right) K'_{л} + V'_{л} + W'_3,$$

де $K'_{л}$ - капіталовкладення на будівництво 1 км ЛЕП, $V'_{л}$ - витрати пов’язані з амортизаційними відрахуваннями, W'_3 - витрати пов’язані з втратами електроенергії у лінії електропередач.

Скориставшись прийнятими позначеннями, запишемо:

$$\Delta K + \Delta Z + \Delta \Pi = R_{(OEC)} * I$$

$$R_{(OEC)} = (\Delta K + \Delta Z + \Delta \Pi) / I$$

Підставивши у кінцеву формулу вихідні дані і виконавши розрахунок, отримаємо граничну відстань приєднання локального енергетичного об'єкту до ОЕС за економічним критерієм. Порівнюючи це значення з фактичною відстанню, робимо висновок про доцільність варіанту зовнішнього електропостачання від ОЕС, яке можна рекомендувати, якщо розрахункове значення граничної відстані більше фактичної. Якщо зовнішнє електропостачання виконується по мережі напругою 35 кВ, то гранична відстань рахується за тією ж формулою, але значення ΔK , $\Delta \Pi$ можуть дещо відрізнитися внаслідок того, що у схемі додаються понижуючі підстанції і інше додаткове обладнання.

Визначена за економічним критерієм відстань $R_{(OEC)}$ має бути перевірена також на технічну можливість реалізації даного варіанту за усіма нормами в тому числі і допустимих втрат по напрузі. Якщо втрати перевищують допустимі норми то збільшують переріз жил або ступінь напруги живлячої мережі. Причому значення $R_{(OEC)}$ має бути розраховане знову з урахуванням прийнятих змін.

Визначення граничної відстані приєднання об'єктів до єдиного централізованого енергоджерела

Встановлення доцільності приєднання групи споживачів до об'єднаної енергосистеми ще не означає, що всі локальні енергетичні об'єкти мають бути приєднані до центральної підстанції. В цьому випадку, як і при орієнтації на центральну власну сонячну, вітрову або паливну електростанцію, повинні бути визначені граничні відстані приєднання споживачів до центрального енергоджерела. Отримання електроенергії від центральної власної електростанції або підстанції на базі міста (Microgrid) або ЛЕО більш ефективно в порівнянні з застосуванням кількох децентралізованих і тим більше пересувних електростанцій на місцях, оскільки забезпечуються максимальна концентрація, краща якість енергії та найнижчі витрати. Однак централізоване електропостачання раціональне у тих випадках, коли об'єкти споживання розміщуються на відносно невеликих відстанях від розташування центрального енергоджерела. Зі збільшенням відстаней до споживачів зростають витрати на спорудження та обслуговування ліній електропередач, істотно збільшуються витрати, пов'язані з втратами енергії, знижується надійність систем електропостачання загалом.

Отже, як зазначалося вище, на якійсь відстані споживачів від бази ГРП витрати за варіантами централізованого електропостачання з розміщенням енергоджерела на базі міста (Microgrid) та на ЛЕО виявляться рівними. Зі збільшенням цієї відстані вище граничного значення, централізоване електропостачання від джерела стає дорожчим за виробництво електроенергії децентралізовано біля ЛЕО. Величина граничної відстані може змінюватися в залежності від техніко-економічних розрахунків умов району. Отримати розрахункову залежність для визначення цієї відстані можна за допомогою прирівнювання витрат за варіантами електропостачання від єдиного центрального енергоджерела для міста та локального енергетичного об'єкту - до витрат на електропостачання споживачів від централізованої електростанції на локальному енергетичному об'єкті з додаванням в останньому випадку приведених витрат для забезпечення енергією споживачів міста (Microgrid). Виконавши прирівнювання, отримаємо залежності для визначення граничного радіусу за економічним **критерієм відстані** приєднання споживачів до централізованого енергоджерела.

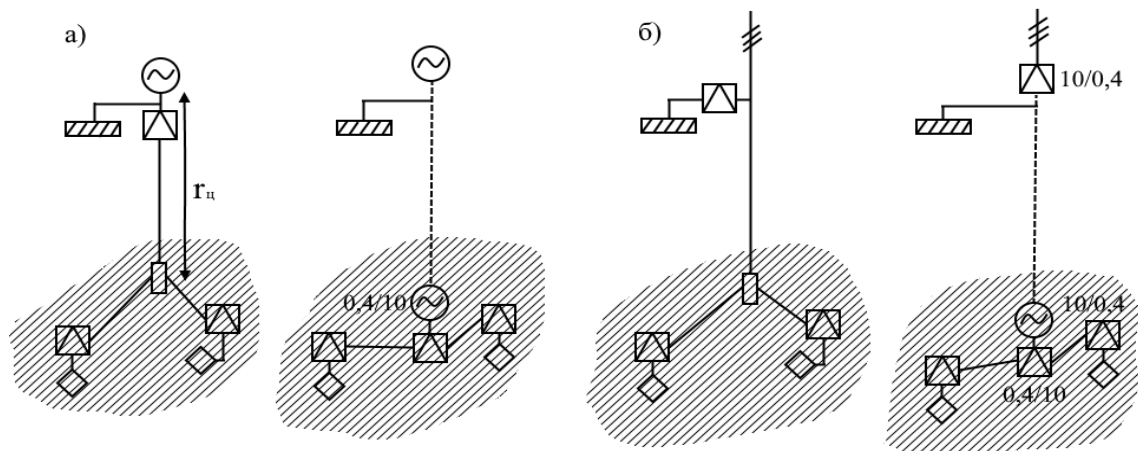


Рис. 5 – Схеми електропостачання для визначення граничного значення радіусу R_n (а – джерело енергії – локальна електрична станція; б – джерело енергії – централізована електромережа).

Граничне значення радіусу приєднання $r_{ц}$ (відстані) в залежності від типу обраного джерела енергії розглядатиметься за двома під варіантами:

1) центральне джерело енергії представлено підстанцією, що живиться від центральної електромережі,

$$r_{ц,м} = \frac{1}{T_{окупності}} (K_{д(Microgrid)}) + \frac{1}{T_{окупності}} (K_{Т(ЛЕО)} + \Delta K_{ТЗ}) + \Delta B_{зп} + V_{пал} - V_{e/e} / \left(\frac{1}{T_{окупності}} (K'_{л}) + W_3 - B_{тт} \right),$$

де $V_{пал}$ – витрати на паливо і його транспортування; W_3 – витрати пов'язані з втратами в лініях та трансформаторах;

2) центральне джерело енергії – локальна електрична станція (дизельна електростанція),

$$r_{ц,д} = \frac{1}{T_{окупності}} (K_{д(Microgrid)} + K_{д(ЛЕО)} - K_{д(Microgrid+ЛЕО)}) + V_{зп(Microgrid)} + V_{зп(ЛЕО)} - V_{зп(Microgrid+ЛЕО)} / \left(\frac{1}{T_{окупності}} (K'_{л}) + W_3 - B_{тт} \right),$$

де W_3 – втрати e/e в лініях електропередач, $B_{тт}$ – додаткові витрати на транспортування палива до ЛЕО, $K'_{л}$ – капіталовкладення на будівництво 1 км ЛЕП.

Граничні відстані, розраховані за цими формулами, мають також перевірятися на втрати напруги в лініях електропередачі на ці відстані.

В отриманих формулах для спрощення користування ними загальні позначення параметрів прийняті як відповідні індекси, які вказують на приналежність цих параметрів до того чи іншого місця розташування джерела енергії. Наприклад, $K_{д(Microgrid)}$, $K_{д(ЛЕО)}$, $K_{д(Microgrid+ЛЕО)}$ – капітальні затрати в дизельну електростанцію, призначену для забезпечення життєдіяльності міста (Microgrid), локального енергетичного об'єкту і міста та ЛЕО разом (центральна ДЕС).

Висновки

1. У статті було проаналізовано та встановлено ключові вимоги для вибору системи електропостачання, основні з них – віддаленість споживача від джерела енергії, потужність навантаження, характер навантаження, природно-кліматичні і соціально-економічні умови розташування об'єкту.

2. Розроблено класифікацію систем електропостачання локальних енергетичних об'єктів, за такими категорійними ознаками як: джерела надходження електроенергії, характер експлуатації джерела живлення, місце розташування джерела живлення, характер приєднання споживачів до джерела живлення, спосіб розподілу електроенергії, що дало змогу виокремити основні підходи для побудови систем електропостачання.

3. Описано переваги і недоліки цих систем, що дають ґрунтовне розуміння для оперування ними у практичній площині. Основними з переваг мікромереж в умовах нарощування потужностей поновлюваної енергетики є: мінімізація втрат при передаванні електроенергії на великі відстані, розвантаження електромережі та мінімізація додаткових мережевих будівництв. З недоліків варто відзначити низьку надійність та дороговизну резервування енергії.

4. Розроблені рівняння граничних радіусів приєднання електроустановок до джерел електричної енергії, полегшують вибір оптимального варіанту електропостачання локальних енергетичних об'єктів і роблять його майже очевидним. Отримані результати можуть бути використані для подальших досліджень необхідних для розвитку і поширення енергетичних інновацій в Україні.

Список використаної літератури

1. Праховник А.В. Практичний посібник з енергозбереження для об'єктів промисловості, будівництва та житлово-комунального господарства / А.В. Праховник, В.В. Прокопенко, О.М. Закладний, В.І. Дешко та інш. – Луганськ: Місячне сяйво, 2010. – 696 с

2. Розен В. П. Електропостачання віддалених об'єктів / В. П. Розен, А. И. Соловей, Д. В. Купцов // Вісник Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут". Серія : Гірництво. - 2014. - Вип. 26. - С. 96-102. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/VKPI_gir_2014_26_17.

3. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.

4. Практичний посібник з енергетичного аудиту промислових підприємств / [А. В. Чернявський, А. О. Сафьянц, Н. Усенко та ін.]. – м. Київ: Проект «Консультавання підприємств щодо енергоефективності» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH за дорученням Федерального міністерства економічного співробітництва та розвитку Німеччини (BMZ), 2020. – 280 с.

5. Хотян А.А., Розен В.П. Стан і перспективи розвитку локальних енергетичних об'єктів у складі мікромереж. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 2. С. 75-81.

6. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах // Техн. електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–53.

7. Лободзинський В.Ю., Вплив системи smart grid на національну енергетичну мережу / В. Ю.Лободзинський, М. П. Бурик, О. В. Петрученко, О. В. Іліна. // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2022. – С. 57–64.

A. Khotian¹, Ph.D. student, ORCID 0000-0003-1676-0752

V. Rozen¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-0440-4251

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

THE LIMIT DISTANCES OF CONNECTION OF OBJECTS AND CONSUMERS TO ENERGY SOURCES BY DIFFERENT POWER SUPPLY SYSTEMS

This article is devoted to the development of a methodology for selecting the optimal variant of the power supply system for a remote local facility from the centralized integrated power system. The article proposes and formulates a definition of the term local power facility.

The main factors influencing the choice of a power supply system for a remote facility from a centralized power supply system are analyzed, including: the remoteness of the consumer from the centralized power grid, load power, the nature of the loads, its natural and climatic, and socio-economic conditions of location.

A classification of power supply systems of local energy facilities has been developed according to such categorical features as: sources of electricity supply, nature of power supply operation, location of the power supply, nature of consumer connection to the power supply, and method of electricity distribution.

The article develops the equations of the boundary radii of connection of electrical installations to power sources in the case of centralized power supply from the integrated power system and centralized power supply from the own power plant within the local power facility. Schematic diagrams of power supply of local energy facilities with a detailed description of their elements are constructed.

The advantages and disadvantages, as well as opportunities and threats to the development of power supply of local facilities as part of microgrids are presented. The advantages of centralized power supply include the low cost of energy and its much higher quality compared to the energy received from own power plants. The disadvantages of decentralized electricity supply include the high cost of investment in the equipment of own solar, wind or fuel power plants, usually of high capacity and staffed by highly qualified specialists, as well as problems with energy storage and the need to purchase fuel, its delivery and storage in large volumes.

The article provides strategic directions necessary for the development and dissemination of energy innovations in Ukraine in the long term.

Keywords: local energy object, power supply system, marginal distance, optimal attachment radius, consumer, energy efficiency.

References

1. Prakhovnyk A.V. Practical manual on energy saving for industrial, construction and housing and communal facilities / A.V. Prakhovnyk, V.V. Prokopenko, O.M. Zaladnyi, V.I. Deshko and others - Luhansk. 2010. - 696 p.
2. Rosen V.P. Electricity of remote objects / VP Rosen, AI Solovey, DV Kuptsov // Bulletin of the National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute". Series: Milling. - 2014. - Iss. 26. - P. 96-102. - Access mode: http://nbuv.gov.ua/en/vkpi_gir_2014_26_17.
3. Shkrabets F.P. Electricity supply: a textbook / F.P. Shkrabets; Ministry of Education and Science of Ukraine, National Mining University - D.: NSU, 2015. 540 p.
4. Practical guide to energy audit of industrial enterprises / [A. Chernyavsky, A. Safyants, N. Usenko et al. Kyiv: Project "Advising Enterprises on Energy Efficiency" of the Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH on behalf of the Federal Ministry for Economic Cooperation and Development (BMZ), 2020. 280 p.
5. Khotian A.A., Rosen V.P. State and prospects of development of local energy objects within microgrids. *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2022. No. 2. P. 75-81.
6. Kyrylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.M. Technical aspects of the introduction of distributed generation sources in electric networks (in Ukrainian) // Techn. electro-dynamics. - 2011. - No. 1. - P. 46-53.
7. Lobodzynskiy V.Y., Influence of the SMART GRID SYSTEM On The National Power Grid / V.Y. Lobodzynskiy, M.P. Buryk, O.V. Petruchenko, O.V. Illina // *Power engineering: economics, technique, ecology*. 2022. . P. 57-64.

Надійшла: 15.03.2023

Received: 15.03.2023

ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ENERGY EFFICIENCY AND ENERGY SAVING

УДК 339.944; 620.621

DOI 10.20535/1813-5420.2.2023.279641

О.В. Новосельцев¹, чл. кор. НАН України, д-р техн.наук; ORCID 0000-0001-9272-6789

Т.О. Євтухова², канд. техн.наук., доцент; ORCID 0000-0003-4778-2479

Л.В. Чуприна¹, ORCID 0000-0002-7707-6615

¹Інститут загальної енергетики НАН України

²Міжрегіональна академія управління персоналом

МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ КОМПЛЕКСНО ЗБАЛАНСОВАНОЇ СИСТЕМИ ВІРТУАЛЬНОГО ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ

Системи енергоменеджменту є одним з найпотужніших і найпоширеніших інструментів вирішення проблем підвищення ефективності використання енергоресурсів, зменшення енергоємності виробництва і, як наслідок, підвищення конкурентоспроможності економіки будь-якої країни. Серед пріоритетних завдань енергоменеджменту одними з ключових є мінімізація негативних наслідків впливу енергоємних технологічних систем на навколишнє середовище та задоволення вимог споживачів до якості енергозабезпечення. Це потребує від систем енергоменеджменту організації та проведення закупівель обладнання і послуг для ефективного перетворення, розподілу та використання енергії з урахуванням економічних, енергетичних та екологічних (3-Е) обмежень. При цьому все більше актуальними стають завдання щодо оперативного управління процесами енергозабезпечення споживачів в реальному часі. Для комплексного, еко-збалансованого розв'язання цих проблемних завдань в даній роботі пропонується використовувати віртуальні системи енергоменеджменту, які реалізують замкнені цикли управління енерговикористанням. Це потребувало вирішення таких задач, як проведення порівняльного аналізу методів і механізмів підвищення 3-Е ефективності за рахунок впровадження комплексно збалансованої системи енергоменеджменту, побудови та структуризації багаторівневих систем управління, розроблення теоретичних засад координування взаємодії їх елементів. Реалізація цих завдань в рамках комплексно збалансованої системи віртуального енергоменеджменту здійснюється на базі інформаційно-комунікаційних технологій, які використовуються операторами системи для моніторингу, контролю та оптимізації параметрів бізнес-діяльності організації (компанії), у тому числі пов'язаних з діями персоналу по керуванню режимами роботи технологічного та допоміжного обладнання в реальному часі. Загалом, це дослідження систематизує основні напрямки, методи та моделі побудови систем віртуального комплексно збалансованого енергоменеджменту і пропонує концептуальні рішення для побудови такого роду систем.

Ключові слова: енергетична, економічна та екологічна ефективність; віртуально організовані системи енергоменеджменту

Вступ

Російська військова агресія проти України значно усугубляє проблеми забезпечення штатних режимів роботи систем енергопостачання підприємств і населення. Так, під час війни через втрати та руйнування інфраструктури пошкоджено чи зруйновано понад 227 підприємств, заводів та фабрик, близько 4% генеруючої потужності зруйновано під час бойових дій, ще 35% потужності знаходиться на окупованих територіях. Зруйновано або знаходяться на окупованих територіях близько 50% теплової генерації, 30% сонячної генерації та понад 90% вітрогенерації, знищені нафтопереробні заводи.

Оперативне (бажано в реальному часі) усунення негативних наслідків військової агресії вимагає застосування нових підходів, методів та моделей інформаційно-апаратного управління. Ситуацію усугубляє дефіцит енергоресурсів і зростання цін на світових ринках, що у сукупності потребує системно збалансованого розв'язання проблем оперативного управління наряду з завданнями щодо підвищення енергетичної, економічної та екологічної (3-Е) ефективності систем енергопостачання.

Найважна в Україні система енергозабезпечення споживачів за своєю складністю, протяжністю та багаторівневою структурою управління належить до систем соціально-виробничого типу, де розв'язання означених проблем потребує застосування апробованої у світовій практиці інструментальної бази, серед різноманіття яких системи енергоменеджменту займають провідне місце завдяки комплексному та

системно узгодженому використанню різних за своєю природою та спрямованістю інструментів. Це, насамперед, механізми заохочувального регулювання та економічного стимулювання підприємств, установ та кінцевих споживачів до енергозбереження, методологія інтегрованого ресурсного планування, перформанс-контрактинг та енергосервіс. Реалізацію цих інструментів, як правило, забезпечують енергосервісні компанії (ЕСКО), діяльність яких спрямована на отримання гарантованого результату від реалізації заходів з підвищення 3-Е ефективності на об'єктах споживачів (замовників) [1].

Мета та задачі дослідження.

Метою роботи є розроблення методологічної бази побудови багаторівневої системи віртуального енергоменеджменту, спрямованої на системно збалансоване розв'язання проблем оперативного управління та підвищення 3-Е ефективності функціонування систем енергозабезпечення споживачів.

Для досягнення цієї мети було поставлено та вирішено такі задачі: проведення співставного аналізу методів і механізмів підвищення 3-Е ефективності за рахунок впровадження комплексно збалансованої системи енергоменеджменту; побудови та структуризації елементів системи енергоменеджменту багаторівневих енерготехнологічних систем соціально-виробничого типу; розроблення теоретичних засад координування взаємодії елементів багаторівневої системи.

Матеріал і результати досліджень.

На сьогодні комплексно збалансовані системи енергоменеджменту на підприємствах є одним з основних інструментів вирішення проблеми дефіциту енергоресурсів, зменшення енергоємності виробництва і загалом підвищення конкурентоспроможності економіки будь-якої країни. Серед пріоритетних завдань енергоменеджменту, окрім реалізації заходів з ефективного використання енергії, є мінімізація наслідків для навколишнього середовища та задоволення соціальних вимог до якості життя. До сфери впливу енергоменеджменту відноситься також активна, організована та систематична координація процесів і процедур закупівель обладнання і послуг, перетворення, розподілу та використання енергії, спрямованих на задоволення потреб споживачів з урахуванням економічних, соціальних та екологічних цілей [1-4].

Під комплексно збалансованою системою 3-Е енергоменеджменту будемо розуміти систему управління підвищенням ефективності функціонування економіки країни у цілому, окремого її регіону або підприємства (організації), що реалізується технічно досяжними та економічно доцільними методами та засобами і здійснюється за системно узгодженими критеріями енергетичної, економічної та екологічної ефективності.

Вирішенню проблеми підвищення ефективності функціонування економіки країни присвячені фундаментальні наукові праці багатьох українських та зарубіжних вчених [5-7], але дослідженню сучасних віртуально організованих систем енергоменеджменту, що реалізують замкнені цикли управління з залученням використання енергетичних ресурсів, практично відсутні. Реалізація цих циклів дозволяє більш ефективно використовувати первинні ресурси (енергетичні та фінансово-економічні), послабити негативний вплив на екологію тощо [8].

Схема системи неперервного 3-Е енергоменеджменту, що одночасно відображає і елементи замкненого циклу циркулярної економіки [9], наведена на рис. 1. В нашому випадку вона складається з зовнішнього циклу, що охоплює блоки оперування з первинними ресурсами, виробництва основних товарів та комплектуючих виробів, кінцевого споживання, відновлення і переробки відходів, та внутрішніх замкнених циклів енергоменеджменту, що супроводжують кожен з блоків зовнішнього циклу. При цьому усі компоненти продукції мають бути виготовлені та використанні таким чином, щоб їх можна було відновити або переробити з мінімальним впливом на екологію [8, 9].

Структура систем замкненого циклу є визначальним фактором підвищення якості, результативності та ефективності процесів виробництва, розподілу і споживання продукції та послуг, зниження витрат ресурсів на одиницю виробленої продукції і наданих послуг. При цьому первинним завданням віртуально організованого менеджменту стає вибір виду та типу послуг, тоді як вибір їх постачальників стає вторинним. До переліку останніх зазвичай входять різні сервіс-орієнтовані організації, урядові організації і навіть окремі (незалежні) консультанти, які надають спеціалізовані юридичні або страхові послуги, проводять маркетингові експертизи тощо.

Реалізація заходів з ефективного використання енергії в рамках комплексно збалансованої системи віртуального енергоменеджменту вже сьогодні, як правило, здійснюється на базі інформаційно-комунікаційних технологій, які використовуються операторами системи для моніторингу, контролю та оптимізації параметрів бізнес-діяльності організації (компанії), у тому числі пов'язаних з діями персоналу по керуванню режимами роботи технологічного та допоміжного обладнання [8]. Основними перевагами застосування віртуального енергоменеджменту є їх можливості для подальшого розвитку ринку послуг, які реалізуються шляхом: поліпшення оперативності надання послуг; більш стійкого та надійного залучення інвестицій; використання відновлюваних джерел енергії, накопичувачів енергії; впровадження віртуально організованих систем автоматизованого управління енергетичними об'єктами клієнтів тощо.



Рисунок 1 - Складний цикл неперервного 3-Е енергоменеджменту

Структурно-функціональна схема системи автоматизованого управління такого роду об'єктами, наведена на рис. 2, враховує технологічні, економіко-організаційні та екологічні фактори, які включають [1]:

- орган адміністративно-організаційного управління (ОАУ) (адміністрацію та відповідні служби підприємства);
- блоки вироблення цільових програмних завдань (БЦ) (позначені відповідними зворотним зв'язкам індексами);
- виконавчі органи (ВО), які виконують функції екстремальних регуляторів;
- зворотні зв'язки (ЗЗ), в яких нижніми індексами позначають фізичні (Q) та грошові (P) одиниці, а індекси E та C – відповідно екологічні та соціальні параметри та елементи підсистеми;
- елементи порівняння (ЕП), які враховують енергозберігаючий ефект.

На структурно-функціональній схемі (рис. 2) ОАУ здійснює зв'язки з зовнішнім (верхнім, BR) $U_{BP} = (U_Q, U_P, U_E, U_C)_{BP}$ і $Z_{BP} = (Z_Q, Z_P, Z_E, Z_C)_{BP}$ та внутрішнім (нижнім, HR) $U_{HP} = (U_Q, U_P, U_E, U_C)_{HP}$ і $Z_{HP} = (Z_Q, Z_P, Z_E, Z_C)_{HP}$ рівнями ієрархічної структури збалансованої системи неперервного енергоменеджменту, U відображає управляючі, а Z – зворотні впливи, X – обсяги спожитих ресурсів, а Y – обсяги виробленої продукції.

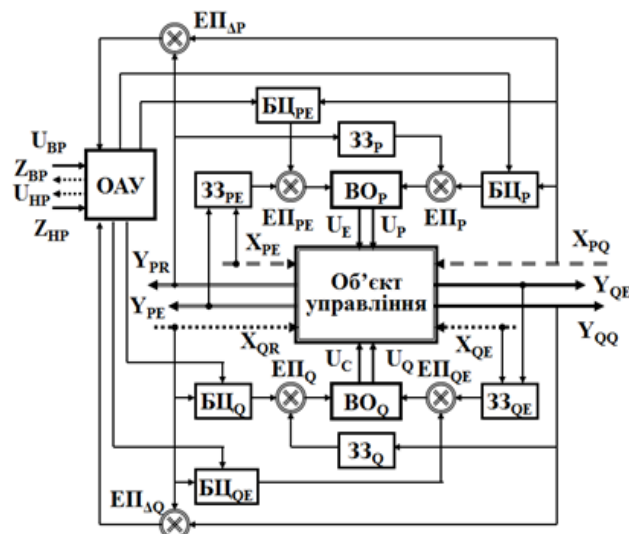


Рисунок 2 - Структурно-функціональна схема системи автоматизованого управління енергетичними об'єктами

Застосування для оптимального управління таких схем з багатьма локальними екстремальними характеристиками, значення показників ефективності та якості яких змінюються внаслідок зміни параметрів управління, дозволяє використовувати методи лінійного і нелінійного математичного програмування для їх аналізу та оптимізації за умов вживання сучасних способів і можливостей боротьби з “прокляттям розмірності”.

В площині практичної реалізації це надає можливості вирішення таких основних задач: розробка прогнозів та програм підвищення енергоефективності та енергозбереження; техніко-економічне планування залучення інвестицій в енергоефективність та енергозбереження; організація управлінської діяльності, забезпечення обліку і контролю; економічне стимулювання, планування та управління оновленням матеріально-технічної бази. При цьому критерії якості (ефективності) надають кількісну оцінку можливостей досягнення мети управління декількома різними способами, серед яких необхідно вибирати такий, що потребує найменших витрат ресурсів.

Розв’язання такого роду задач екстремального управління пропонується здійснювати шляхом їх декомпозиції на ряд більш простих задач за наступним алгоритмом:

–досягнення екстремальної мети у системі шляхом проведення виключно організаційно-технічних заходів з енергоефективності та енергозбереження (тобто шляхом варіації організаційно-технологічних параметрів управління при незмінних інших);

–варіювання технологічних параметрів об’єкта управління методами планування оптимального експерименту.

У загальному випадку структурно-функціональна схема системи енергоменеджменту є багаторівневою і охоплює державний рівень, рівні міст, областей і регіонів у країні, а також рівень підприємств та споживачів послуг.

Взаємозв’язки державного рівня ієрархії управління з рівнями місцевого управління будемо розглядати у вигляді дворівневої схеми з локальними управляючими елементами підпорядкованими єдиному управляючому елементу DM (центральному органу управління). При цьому місцевий рівень представимо у вигляді узагальненого ланцюга

$$(RM) \leftrightarrow (U_M) \leftrightarrow (RO) \leftrightarrow (U_O) \leftrightarrow (RR) \leftrightarrow (U_R), \quad (1)$$

що складається з множин міст (RM), областей (RO), регіонів (RR) та підприємств і споживачів послуг (HC) у країні, взаємодіючих з центральним органом управління за допомогою згрупованих за відповідними рівнями множин управляючих впливів U .

Для ланцюга (1) взаємозв’язаних підсистем міського, обласного і регіонального управління маємо наступну основну систему відображень 3-Е ефективності управління (2) цими підсистемами [10]:

$$\begin{aligned} H^{RM}: U^{DW} \times Z^{HC_M} &\rightarrow U^{RM}; \\ H^{RO}: U^{DW} \times Z^{U_M} \times Z^{HC_O} &\rightarrow U^{RO}; \\ H^{RR}: U^{DW} \times Z^{U_O} \times Z^{HC_R} &\rightarrow U^{RR}; \\ U^{DW} &= U^{DS} \times U^{DF} \times U^{DM} \times U^{DC} \times U^{DR} \times U^{DG} \end{aligned} \quad (2)$$

де верхні індекси DS, DF, DM, DC, DR і DG перелічують центральні органи влади у сфері енергетики, енергоефективності та енергозбереження, а HC_M, HC_O, HC_R визначають множини підприємств і споживачів послуг за містами, областями і регіонами країни відповідно.

Аналогічно для центрального органу DM управління та сукупності локальних управляючих елементів DS, DF, DC, DR і DG маємо відповідну систему відображень ефективності організаційних структур адміністративного управління та економічного стимулювання 3-Е ефективності на державному рівні:

$$\begin{aligned} H^{DM}: U^{SW} \times Z^{RW} \times Z^{DS} \times Z^{DF} \times Z^{DC} \times Z^{DR} &\rightarrow U^{DM}; \\ H^{DS}: U^{SW} \times Z^{RW} \times Z^{DM} &\rightarrow U^{DS}; \\ H^{DF} : U^{SW} \times Z^{RW} \times U^{DM} &\rightarrow U^{DF}; \\ H^{DC}: U^{SW} \times Z^{RW} \times Z^{DG} \times U^{DM} &\rightarrow U^{DC}; \\ H^{DR}: U^{SW} \times Z^{RW} \times Z^{DG} \times U^{DM} &\rightarrow U^{DR}; \\ H^{DI}: Z^{RW} &\rightarrow U^{DG}; \end{aligned} \quad (3)$$

$$\text{Де } U^{SW} = U^{PR} \times U^{VR} \times U^{CM} \times U^{SF}, Z^{RW} = Z^{RM} \times Z^{RO} \times Z^{RR} \times Z^{U_M} \times Z^{U_O} \times Z^{U_R}.$$

Відмітимо, що у моделях енергоменеджменту (1)-(3) на державному та місцевому рівнях головним питанням є координування взаємодії об'єктів (елементів) системи на всіх ієрархічних рівнях задля досягнення загальносистемної (глобальної) мети. При цьому, головна системна задача для ОАУ є координування, у процесі якого вони повинні знайти ресурси для стимулювання розміщених нижче локальних елементів до реалізації глобальної мети навіть поступаючись власним інтересам. Це, безумовно сприяє виникненню конфліктів, наслідки яких мають бути мінімізовані системно узгодженими діями, які повинні базуватися на теоретично обґрунтованих та практично вивірених методах і засобах управління, у першу чергу економічного стимулювання впровадження заходів з 3-Е ефективності.

Висновки

Серед основних цілей енергоменеджменту пріоритетом є поглиблений аналіз зусиль щодо підвищення 3-Е ефективності функціонування користувачів, що досягається шляхом системної координації етапів проектування, закупівлі, монтажу та експлуатації енергоефективного обладнання, моніторингу та перевірки досягнутих результатів з урахуванням екологічних завдань та економічних обмежень. Досягнення цих цілей має базуватися на використанні хмарних інформаційно-комунікаційних технологій на всіх етапах їх реалізації, у тому числі пов'язаних з діями персоналу з управління технологічними режимами роботи обладнання. Віртуальні системи енергоменеджменту стають базовою платформою для інтеграції нових технологій у виробництво, покращення доступу до цих технологій, стимулюють спільну взаємодію учасників такого роду систем, посилюючи їх можливості щодо реалізації масштабних інвестиційних проєктів. Загалом, це дослідження систематизує основні напрямки, методи та моделі побудови систем віртуального енергоменеджменту і пропонує концептуальні рішення для подолання визначених труднощів. У майбутньому автори планують більш детально зосередитися на розробці алгоритмів та процедур організації віртуальної співпраці учасників систем енергоменеджменту з постачальниками енергоефективного обладнання та матеріалів.

Список використаної літератури

1. Ковалко О.М., Новосельцев О.В., Євтухова Т.О. Вступ до теорії енергоефективності багаторівневих систем: методи та моделі енергетичного менеджменту в системі житлово-комунального господарства. – Київ: НАН України, ІТТФ, 2014, 252 с.
2. Cooremans C, Schönberger A. Energy management: A key driver of energy-efficiency investment? // *Journal of Cleaner Production* Vol. 230(4), 2019, P. 264-275. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.04.333
3. Maya G., Barlett I., Stahla B., Taischa M. Energy management in production: A novel method to develop key performance indicators for improving energy efficiency // *Applied Energy*, Vol. 149, 2015, P. 46-61. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.03.065
4. Eutukhova T., Kovalko O., Novoseltsev O., Woodroof E. Energy Services: A Proposed Framework to Improve Results // *Energy Engineering*, 2020, Vol.117(3), P. 99-110. DOI:10.32604/EE.2020.010864
5. Економіка України: Стратегія і політика довгострокового розвитку / За ред. В.М. Гейця. – К.: Ін-т екон. прогноз., Фенікс, 2003. – 1008 с.
6. Суходоля О.М. Енергоефективність національної економіки: методологія дослідження та механізми реалізації. – К.: Вид-во НАДУ, 2006. – 400 с.
7. Eurostat-OECD Methodological Manual on Purchasing Power Parity / Chaired by S. Stapel and drafted by D. Roberts. – Paris: OECD Publications, 2006. – 280 p.
8. Chupryna L., Kovalko O., Novoseltsev O., Woodroof E.. Virtual Organization of Energy Management: Service-Oriented Framework to Improve Results // *International Journal of Energy Management*, Vol. 2, No. 6, 2020, P. 47-63. <https://www.researchgate.net/publication/356980815>
9. Korhonen, J., Honkasalo, A., Seppälä, J. Circular Economy: The Concept and its Limitations // *Ecological Economics*, Vol. 143, 2018, P. 37-46. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolecon.2017.06.041>
10. Ковалко О. М., Євтухова Т. О. Теоретико-множинна модель багаторівневої системи організаційно-технологічного управління енерговикористанням у системах з ієрархічною структурою // *Енергетика: економіка, технології, екологія*, №2, 2010. – С. 42-49.

Novoseltsev O. V.¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0001-9272-6789
Eutukhova T. O.², Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-4778-2479
Chupryna L. V.¹ ORCID 0000-0002-7707-6615

¹Institute of General Energy of the NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine

²Interregional Academy of Personnel Management, Kyiv, Ukraine

METHODS AND MODELS OF COMPLEX-BALANCED VIRTUAL ENERGY MANAGEMENT SYSTEM

Energy management systems are one of the most powerful and widespread tools for solving problems of increasing the efficiency of energy use, reducing the energy intensity of production and, as a result, increasing the competitiveness of any country's economy. Among the priority tasks of energy management, one of the key ones is the minimization of the negative consequences of the impact of energy-intensive technological systems on the environment and the satisfaction of consumer demands for the quality of energy supply. This requires the energy management systems of the organization and the procurement of equipment and services for the effective transformation, distribution and use of energy, taking into account economic, energy and environmental (3-E) restrictions. At the same time, tasks related to operational management of energy supply processes for consumers in real time are becoming more and more relevant. For a comprehensive, eco-balanced solution to these problematic tasks, this work proposes to use virtual energy management systems that implement closed cycles of energy management. This required the solution of such tasks as conducting a comparative analysis of methods and mechanisms for increasing 3-E efficiency due to the implementation of a comprehensively balanced energy management system, building and structuring multi-level management systems, developing theoretical principles for coordinating the interaction of their elements. The implementation of these tasks within the framework of a comprehensively balanced system of virtual energy management is carried out on the basis of information and communication technologies, which are used by system operators to monitor, control and optimize the parameters of the business activities of the organization (company), including those related to the actions of personnel for managing work modes technological and auxiliary equipment in real time. In general, this study systematizes the main directions, methods and models of organizing virtual complex-balanced energy management systems and offers conceptual solutions for building such systems.

Keywords: energy, economic and environmental efficiency; virtually organized energy management systems

References

1. Kovalko O. M., Novoseltsev O. V., Yevtukhova T. O. Introduction to the theory of energy efficiency of multi-level systems: methods and models of energy management in the system of housing and communal services. - Kyiv: NAS of Ukraine, ITTF, 2014, 252 p.
2. Cooremans C., Schönenberger A. Energy management: A key driver of energy-efficiency investment? // Journal of Cleaner Production Vol. 230(4), 2019, P. 264-275. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.04.333
3. Maya G., Barlett I., Stahla B., Taischa.M. Energy management in production: A novel method to develop key performance indicators for improving energy efficiency // Applied Energy, Vol. 149, 2015, P. 46-61. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.03.065
4. Eutukhova T., Kovalko O., Novoseltsev O., Woodroof E. Energy Services: A Proposed Framework to Improve Results // Energy Engineering, 2020, Vol.117(3), P. 99-110. DOI:10.32604/EE.2020.010864
5. Economy of Ukraine: Strategy and policy of long-term development / Ed. V.M. gay woman - K.: Institute of Economics. prognostication; Phoenix, 2003. - 1008 p.
6. Sukhodolya O. M. Energy efficiency of the national economy: research methodology and implementation mechanisms. - K.: Publishing House of NADU, 2006. - 400 p.
7. Eurostat-OECD Methodological Manual on Purchasing Power Parity / Chaired by S. Stapel and drafted by D. Roberts. – Paris: OECD Publications, 2006. – 280 p.
8. Chupryna L., Kovalko O., Novoseltsev O., Woodroof E.. Virtual Organization of Energy Management: Service-Oriented Framework to Improve Results // International Journal of Energy Management, Vol. 2, No. 6, 2020, P. 47-63. <https://www.researchgate.net/publication/356980815>
9. Korhonen J., Honkasalo A., Seppälä J. Circular Economy: The Concept and its Limitations // Ecological Economics, Vol. 143, 2018, P. 37-46. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolecon.2017.06.041>
10. Kovalko O. M., Yevtukhova T. O. Set-Theoretic Model of the Hierarchical Multilevel Organizing-and-Technological Energy Management System, No. 2, 2010 // Power engineering: economics, technique, ecology, pp. 42-49, <http://energy.kpi.ua/issue/view/10693>

Надійшла: 30.01.2023

Received: 30.01.2023

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ЗАРУБІЖНИХ ТА ВІТЧИЗНЯНИХ ІНДИКАТОРІВ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА ЇХ РОЗРАХУНКУ

Кліматичні зміни, рівень забруднення навколишнього середовища, оцінка вичерпності традиційної сировини для генерації енергії, усвідомлення того факту, що негативний вплив на навколишнє середовище спричинений антропогенною діяльністю, світові економічні кризи та пошук забезпечення щасливого та безпечного життя майбутніх поколінь стали рушієм розвитку енергоефективності. Але для того, щоб усвідомити індивідуальні напрями завдань у підвищенні рівня енергоефективності, варто визначити підходи до її оцінки. Цікавим є те, що дана сфера вбирає в себе не тільки поняття «енергії», а і має зв'язок та деякою мірою обмеження зі сферами економіки, екології та права.

У даній роботі виконано аналіз понять та підходів, що використовуються під час оцінювання рівня енергоефективності міжнародного обсягу та у середині країни. Результати проведеного аналізу показали, що у світовій практиці використовується оцінка енергоефективності за кінцевим споживанням у чотирьох сферах діяльності: виробництво, транспорт, сфера послуг та домогосподарства. У кожному з підсекторів оцінюється індикатор енергоспоживання у порівнянні із попереднім роком. А індекс на рівні сектору – середньозважена сума індикаторів його підсекторів. Для отримання якісніших результатів, використовуються різні види коригування. Одними з них є кліматичні поправки та коригування за паритетом купівельної спроможності. Для підвищення рівня енергоефективності всередині країни, можливо застосовувати перелічені практики на регіональному рівні.

Ключові слова: енергоефективність, показник, індикатор енергоефективності, індекс енергоефективності, регіональна оцінка енергоефективності, міжнародна оцінка енергоефективності, енергоємність.

Вступ

Під енергоефективністю мається на увазі отримання того ж результату при менших затратах. Не дивлячись на той факт, що енергоефективність походить від слів «енергія» та «ефективність», дане поняття містить у собі економічний, правовий та екологічний аспекти, котрі мають різні важелі впливу на рівень даного поняття. Саме тому, енергоефективність представляє собою цілу систему, котра повинна оцінюватись належним чином та регулюватися. Для оцінювання стану енергоефективності, перш за все необхідно визначити критерії, що використовуються під час його оцінювання.

Однією з передумов розвитку галузі енергоефективності були негативні кліматичні зміни. Глобальне потепління має наступні негативні наслідки: інтенсивні теплові хвилі, урагани і тайфуни, танення льодовиків, підняття рівня світового океану, його нагрівання та закислення, посухи та пилові бурі [1]. Так, коли у 1988 році Міжурядовою групою експертів було науково підтверджено, що глобальне потепління на 90% спричинене діяльністю людини [2], світ почав усвідомлювати важливість мінімізації негативних впливів своєї діяльності. Найбільшими забруднювачами повітря є: сектор енергетики (73.2%), сільське, лісове господарство та землекористування (18.4%), промисловість (5.2%), відходи (3.2%) – рисунок 1 [3]. За даними ООН, у 2019 році, близько 4 млн людей у світі померли від забруднення повітря [4].

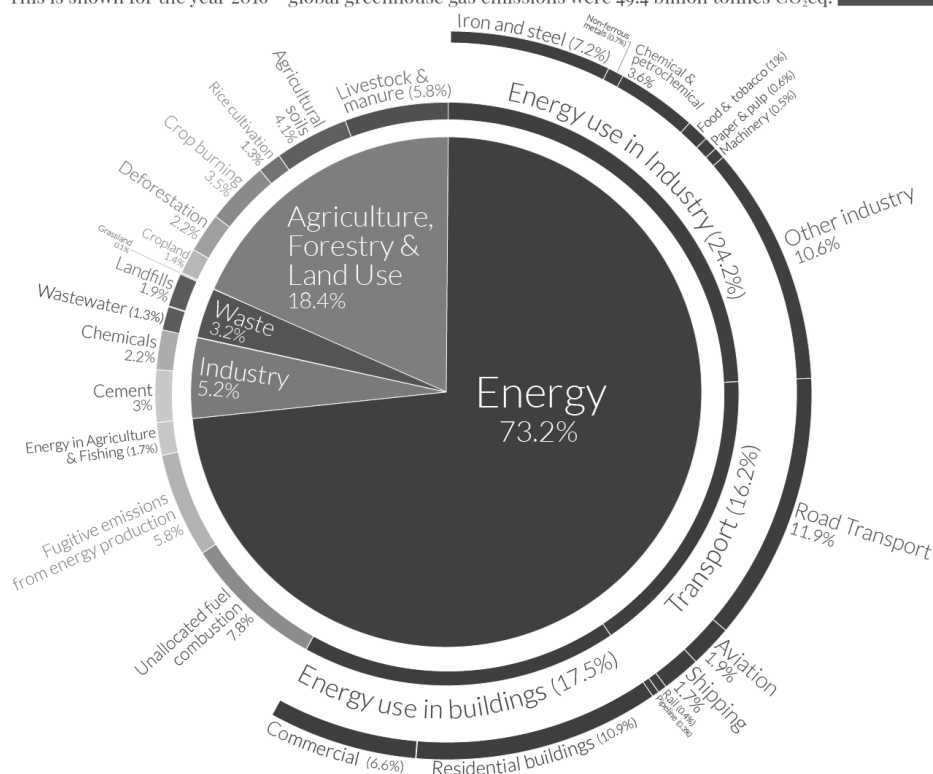
Іншим рушієм виокремлення поняття енергоефективності стали нафтові кризи. Після першої нафтової кризи («нафтове ембарго») 1973 року, коли Об'єднані арабські країни-експортери нафти відмовились від постачання нафти країнам, що підтримували Ізраїль у Війні Судного дня. До таких країн відносились країни США та Західної Європи, після чого, у пошуках енергетичної незалежності, ці країни створили енергетичні агенства: у 1974 в Європі було засноване Міжнародне енергетичне агенство (МЕА або IEA) [5] та Управління енергетичною інформацією (U.S. EIA) у США [6]. Тому, оцінка рівня енергоефективності має багатогранний характер.

Метою дослідження є підвищення рівня енергоефективності регіонів шляхом визначення понять та методів оцінки рівня енергоефективності за міжнародним досвідом та порівнянні його з вітчизняним. **Завдання:** виконати аналіз визначення понять, що використовуються при оцінці рівня енергоефективності, дослідити методи розрахунку для оцінки рівня енергоефективності, а також бази даних з енергоефективності міжнародного та вітчизняного рівня. **Об'єктом** дослідження є процес оцінювання енергоефективності міжнародного та вітчизняного рівнів. **Предмет дослідження** –

понятійний апарат під час оцінювання рівня енергоефективності, методи розрахунку енергоефективності, бази даних енергоефективності.

Global greenhouse gas emissions by sector Our World in Data

This is shown for the year 2016 – global greenhouse gas emissions were 49.4 billion tonnes CO₂eq.



OurWorldInData.org – Research and data to make progress against the world's largest problems.
Source: Climate Watch, the World Resources Institute (2020). Licensed under CC-BY by the author Hannah Ritchie (2020).

Рисунок 1 – Світові викиди CO₂ за секторами (2016 рік). Джерело: <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>

Матеріали та результати досліджень

1. Визначення понять під час оцінювання рівня енергоефективності

Енергоефективність, енергозбереження та енергоємність. У чому різниця?

Різницю між «енергоефективністю» та «енергозбереженням» розглянуто у багатьох попередніх роботах та інформаційних ресурсах. Тому, просто підкреслимо різницю. *Енергоефективність* відображає меншу кількість споживання енергії при однаковій енергетичній послугі (наприклад, заміна лампи накаливання на світлодіодну – енергоефективне споживання енергії на освітлення). У той час, *енергозбереження* має на меті обмеження споживання енергії шляхом економії (наприклад, як зараз відбуваються відключення електроенергії в Україні з-за нестачі ресурсів). Також, варто розмежовувати поняття «енергоефективність» та «енергоємність». Якщо енергоефективність можливо розглянути як енергоспоживання різних рівнів по відношенню до окремих енергетичних «активностей» (напр. споживання енергії у кВт/м² житла) з погляду «знизу-вверх» (від нижчого рівня споживання до вищого, або більш глобального), то енергоємність – погляд «зверху-вниз» або агрегований погляд на використання енергії в економіці. Одним із загальноприйнятих показників для визначення енергоємності є постачання первинної енергії, поділена на ВВП, однак, для врахування особливостей країн, МЕА виділили інші методи розрахунку енергоємності [7].

2. Показник, індикатор, індекс енергоефективності

Вимірники енергоефективності вбирають в собі різні види діяльності та фізичних величин, що ускладнює оцінку на загальних рівнях. З-за цього, складно відслідкувати окремі тенденції.

Досить часто, вимірники стану енергоефективності називають «індикатором» або «показником», не розмежовуючи це поняття. За результатами дослідження, що проведене у роботі [8], ці поняття можливо виокремити наступним чином. Термін «показник» потрібно розглядати як «кількісний вимірник стану, розвитку певного об'єкта (суб'єкта), процесу чи явища», у той час як «індикатором» можна вважати «ключові показники, що систематично відстежуються, оцінюються та аналізуються, які дають змогу прогнозувати та відобразити тенденції розвитку» [8]. Тобто, показник може приймати ширший спектр значень, у той час як індикатор частіше є виділеним значенням із вибірки показників.

Схоже визначення індикатора (у контексті індикатора сталого розвитку) наведено у роботі [9]: «Індикатор сталого розвитку – це показник, частіше кількісний, що відображає економічний, соціальний та/або екологічний розвиток у визначеному регіоні, має такі властивості, як простота інтерпретації, широкий розмах, чутливість к змінам, кількісна визначеність, та дозволяє робити прогнози та своєчасно виявляти тенденції». Водночас, окрім понять «показник» та «індикатор», [9,10] відмежовують поняття «індекс». «Індекс – це агрегований або зважений індикатор, що базується на декількох інших індикаторах або даних» [9]. Ієрархічна піраміда зв'язків між цими трьома поняттями наведена на рисунку 2. За первинні дані на рисунку 2 можливо прийняти показники. Зведемо попередні судження у таблицю 1.

Таблиця 1 Порівняння понять «показник», «індикатор», «індекс»

Термін	Схожість	Відмінність
Показник	Характеризують стан, розвиток певного об'єкта, процесу чи явища	Охоплює ширший спектр значень, які може приймати. Кількісний вимірник стану, розвитку певного об'єкта (суб'єкта), процесу чи явища. Тобто, вимірюється у певних одиницях (кВт, Дж, л/км тощо)
Індикатор		Охоплює вузьчий ніж показник спектр значень. Частіше використовується як ключові показники, що систематично відстежуються, оцінюються та аналізуються. Рідко вимірюється у фізичних величинах, частіше у відносних одиницях та має вищу ієрархію за показник.
Індекс		Агрегований або зважений індикатор, що базується на декількох інших індикаторах або даних. Величина вимірювання – відносні одиниці. Найвищий рівень оцінки в ієрархічній системі вимірників індикаторів. «Використання індексів має місце там, де добре зрозумілі причинно-наслідкові зв'язки» [9].

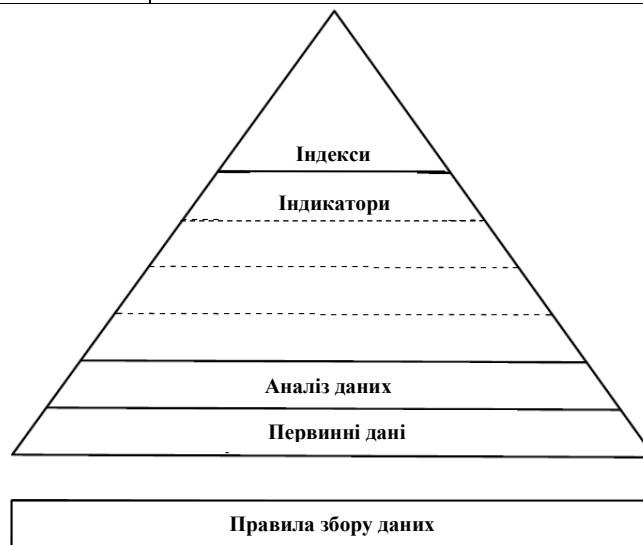


Рисунок 2 – Інформаційна піраміда [9]

3.Бази даних енергоефективності та методи розрахунку індикаторів енергоефективності

База даних ODYSSEE. База даних ODYSSEE розроблена у рамках проекту ODYSSEE-MURE організацією Enerdata. Вона відображає індикатори енергоефективності та показники кінцевого енергоспоживання, а також їх «драйвери» (індекси) у промисловості, транспортному та житловому секторах. Обсяг за країнами: усі країни Євросоюзу, а також Швейцарія та Сербія [11]. Індикатори у даній базі розглядаються як макро-індикатори, що визначають загальний рівень економіки, а також індикатори за секторами споживання: промисловості, транспорту, житловому секторі, секторі обслуговування та сільського господарства. Вони використовуються для двох цілей: відслідковування змін в

енергоефективності та вимірювання енергозбереження. Загалом, налічується 200 індикаторів за країною. Вони поділяються на **три загальні групи** за типом одиниць вимірювання [12]:

1. Найпоширеніші індикаторами виражають співвідношення споживання енергії з показником економічної діяльності (або одиниці споживання), що виміряна у фізичних величинах (тонна, працівник, м²), у базі даних ODYSSEE вони зветься питомим або одиничним/кінцевим споживанням енергії. Також, такий тип індикаторів виражений через викиди CO₂. Приклади: літр/100км, споживання побутового електроприладу (кВт*год/рік).

2. Показники розповсюдження на ринку енергозберігаючих технологій або практик. Приклад: частка пасажирського громадського транспорту, частка LED ламп.

3. На сукупному рівні енергетичні показники пов'язують споживання енергії з показниками діяльності, що вимірюється в грошовій формі (ВВП, додана вартість). Вони називаються енергоемністю в ODYSSEE. Приклад: кВт-год/€, тне/€2015.

Індекс енергоефективності в базі даних ODYSSEE, що зветься ODEX, відображає зміни енергоефективності у окремому секторі (транспортний, житловий тощо) та всієї економіки (всі кінцеві споживачі). Принцип розрахунку полягає у розбитті секторів споживання k ($k \in 1 \dots N$) на під-сектори i ($i \in 1 \dots N$) та обрахунку індикатора енергоефективності кожного підсектору. Індикатор у підсекторі – це відношення кінцевого споживання у поточному році, до кінцевого споживання у попередньому році, або базовому (формула 1)¹. Далі, індекс всього підсектору розраховується як сума індикаторів підсекторів, що помножені на їх частки споживання у поточному році (формула 2) [12]. Тобто, для розрахунку індексу енергоефективності найбільше застосовні індикатори першого типу.

$$E_{it}^k = \frac{UC_{it}^k}{UC_{i(t-1)}^k} \quad (1)$$

де:

E_{it}^k – індекс споживання i -го підсектору сектору k у році t , в.о.

UC_{it}^k – кінцеве споживання i -го підсектору сектору k у році t , кВт, л/км, Дж тощо.

$UC_{i(t-1)}^k$ – кінцеве споживання i -го підсектору сектору k у попередньому році $t-1$ або базовому році, кВт, л/км, Дж тощо.

$$ODEX_k = \sum_{i=1}^N (E_{it}^k \cdot w_{it}^k) \quad (2)$$

де:

$ODEX_k$ – індекс енергоефективності k -го сектору, або усієї економіки, в.о.

E_{it}^k – індекс споживання i -го підсектору сектору k у році t , в.о.

w_{it}^k – коефіцієнт ваги, що визначається за часткою споживання i -го підсектору в секторі k у році t (напр. 40% = 0.4), в.о.

У результаті, рівень енергоефективності за розрахунками у формулі 2 відображає (100-ODEX) відсотків енергоефективності (напр., якщо ODEX=90, рівень енергоефективності підвищився на 100-90=10%).

За індикаторами другого типу досить часто оцінюють **обсяги енергозбереження**. Вони розраховуються як різниця споживання i -го підсектору сектору k між вибраним роком порівняння та поточним роком, що помножена на показник розповсюдження (індикатор другого типу). Наприклад, зменшення споживання холодильників з 400кВт на 100кВт у країні, де налічується 1 млн холодильників, обсяг енергозбереження становитиме 100ГВт (формула 3) [12].

$$ES = (UC_{itbase}^k - UC_{it}^k) \cdot L \quad (3)$$

де:

ES – обсяг енергозбереження, кВт, л/км, Дж тощо,

UC_{it}^k – питоме споживання i -го підсектору сектору k у році t , кВт, л/км, Дж тощо,

UC_{itbase}^k – питоме споживання i -го підсектору сектору k у вибраному (базовому) році, кВт, л/км, Дж тощо,

L – показник розповсюдження, на ринку енергозберігаючих технологій або практик.

Також, обсяги енергозбереження можливо отримати не використовуючи показники розповсюдження (оскільки їх часто важко знайти) – формула 4 [12].

$$ES^k = UC_t^k \cdot \left(\frac{100}{ODEX_t^k} - 1 \right) \quad (4)$$

де:

ES^k – обсяг енергозбереження сектору k , кВт, л/км, Дж тощо,

UC_t^k – споживання енергії сектору k в році t , кВт, л/км, Дж тощо,

¹ Формули з [12] скориговані з точки зору авторів для кращого розуміння.

$ODEX_t^k$ – індекс енергоефективності сектору k у році t , в.о.

Показники третього типу (енергоємність) відповідають на питання: «Скільки одиниці енергії потрібно для отримання однієї одиниці ВВП (або доданої вартості)?» Однак, для врахування різниці у цінах між країнами для справедливого порівняння використовується коригування за паритетом купівельної спроможності.

Наприклад, ВВП на душу населення у Німеччині був майже в 3 рази більшим ніж у Португалії у 2015 році. Однак різниця полягає не у більшому обсязі економічної активності в Німеччині, а вищим загальним рівнем цін. Виражена в паритетах купівельної спроможності, різниця між Німеччиною та Португалією становить лише 1.7, а не 3 [12].

При попередніх розрахунках секторів споживання, також враховують кліматичні поправки.

База даних Міжнародного енергетичного агентства (МЕА). Членами-засновниками МЕА були 17 країн: Австрія, Бельгія, Канада, Данія, Німеччина, Ірландія, Італія, Японія, Люксембург, Нідерланди, Норвегія (за спеціальною угодою), Іспанія, Швеція, Швейцарія, Туреччина, Велика Британія та США [5]. Станом на 2022 рік, Міжнародне енергетичне агентство вбирає в себе дані за 31 країною-членом МЕА та 11 країн-асоціацій. Країни члени: Австралія, Австрія, Бельгія, Канада, Чеська Республіка, Данія, Естонія, Фінляндія, Франція, Німеччина, Греція, Угорщина, Ірландія, Італія, Японія, Корея, Литва, Люксембург, Мексика, Нідерланди, Нова Зеландія, Норвегія, Польща, Португалія, Словацька Республіка, Іспанія, Швеція, Швейцарія, Республіка Туреччина, Королівство Великої Британії, Сполучені Штати. Країни-партнери: Аргентина, Бразилія, Китай, Єгипет, Індія, Індонезія, Марокко, Сінгапур, Південна Африка, Таїланд, Україна. Ці дані говорять про позитивне розповсюдження політики МЕА.

За таким же принципом, що і у базі даних ODYSSEE, МЕА відслідковує глобальні економічні тренди та проводить оцінювання кінцевого споживання за секторами: промисловість, транспортний сектор, житловий сектор, сектор послуг; а також, відповідними підсекторами. Однак, розрахунок індексу енергоефективності все ж має деяку різницю. Аналіз декомпозиції, що використовує МЕА, виконується за трифакторною методикою Log Mean Divisia Index I (LMDI I). Розрахунок цього методу наведений у формулах 5-8 [13].

$$E_t - E_0 = \Delta E = \Delta E^A + \Delta E^S + \Delta E^I \quad (5)$$

$$\Delta E^A = \sum_i L(E_t^i, E_0^i) \cdot \ln \left(\frac{A_t}{A_0} \right) \quad (6)$$

$$\Delta E^S = \sum_i L(E_t^i, E_0^i) \cdot \ln \left(\frac{S_t^i}{S_0^i} \right) \quad (7)$$

$$\Delta E^I = \sum_i L(E_t^i, E_0^i) \cdot \ln \left(\frac{I_t^i}{I_0^i} \right) \quad (8)$$

де:

E_t – загальне споживання енергії для всіх секторів та кінцевого споживання в році t ,

E_0 – споживання у базовому році,

$E_t - E_0 = \Delta E$ – зміна у споживанні у порівнянні із базовим роком,

ΔE^A , ΔE^S , ΔE^I – відповідно показники активності (напр. м², пасажиро-мілі), структурні ефекти та енергоємні, що вплинули на різницю із базовим роком,

E_t^i – енергоспоживання i -го підсектору, або i -те кінцеве споживання в році t ,

$L(a, b) = \frac{a-b}{\ln a - \ln b}$, де $a, b > 0$ та $a \neq b$, та $\ln a$ – логарифм натуральний,

A_t – загальний рівень активності всіх секторів та кінцевих споживань в році t ,

A_0 – загальний рівень активності всіх секторів та кінцевих споживань у базовому році,

$S_t^i = \frac{A_t^i}{A_t}$ – частка активності i -го сектору/кінцевого споживання в році t ,

$I_t^i = \frac{E_t^i}{A_t}$ – енергоємність i -го сектору/кінцевого споживання в році t .

Починаючи з грудня 2021 року, база даних МЕА включає дані декомпозиції CO₂ за допомогою фіксованого адитивного чотирифакторного розкладання, де 2000й рік вибраний за базовий. Формули (9-13) цієї методики наведені нижче [13]:

$$C_t - C_0 = \Delta C = \Delta C^A + \Delta C^S + \Delta C^I + \Delta C^Y \quad (9)$$

$$\Delta C^A = \sum_i L(C_t^i, C_0^i) \cdot \ln \left(\frac{A_t}{A_0} \right) \quad (10)$$

$$\Delta C^S = \sum_i L(C_t^i, C_0^i) \cdot \ln \left(\frac{S_t^i}{S_0^i} \right) \quad (11)$$

$$\Delta C^I = \sum_i L(C_t^i, C_0^i) \cdot \ln \left(\frac{I_t^i}{I_0^i} \right) \quad (12)$$

$$\Delta C^Y = \sum_i L(C_t^i, C_0^i) \cdot \ln \left(\frac{Y_t^i}{Y_0^i} \right) \quad (13)$$

де:
 C_t – загальні викиди для всіх секторів та кінцевих споживань в році t ,
 C_0 – загальні викиди для всіх секторів та кінцевих споживань у базовому році,
 $C_t - C_0 = \Delta C$ – зміна у викидах по відношенню до базового року,
 $\Delta C^A, \Delta C^S, \Delta C^I, \Delta C^Y$ – це відповідно показники активності, структурні ефекти, енергоємні ефекти та ефекти енергоємності вуглецю, що вплинули на різницю із базовим роком,
 C_t^i – енергоспоживання i -го підсектору, або i -те кінцеве споживання в році t ,
 $L(a, b) = \frac{a-b}{\ln a - \ln b}$, де $a, b > 0$ та $a \neq b$, та $\ln a$ – логарифм натуральний,
 A_t – загальний рівень активності всіх секторів та кінцевих споживань в році t ,
 A_0 – загальний рівень активності всіх секторів та кінцевих споживань у базовому році,
 $S_t^i = \frac{A_t^i}{A_t}$ – частка активності i -го сектору/кінцевого споживання в році t ,
 $I_t^i = \frac{E_t^i}{A_t^i}$ – енергоємність i -го сектору/кінцевого споживання в році t ,
 $Y_t^i = \frac{C_t^i}{E_t^i}$ – карбоноємність i -го сектору/кінцевого споживання в році t .

Кліматичні поправки. Для того, щоб скоригувати кінцеве споживання за кліматичними варіаціями, MEA та ODYSSEE застосовують кліматичні поправки, за допомогою коефіцієнту градусодоби HDD [13] (формула 5):

$$HDD = \sum_{k=1}^n (T_{base} - T_k) \quad (5)$$

$$T_{base} > T_k$$

де:
 HDD – коефіцієнт градусодоби,
 T_{base} – базова температура; температура зовнішнього повітря, що характерна для заданої місцевості, °C
 T_k – середня температура дня k , °C
 n – загальна кількість днів за заданий період.
Тоді споживання, скориговане за кліматом, розраховується за формулою 6 [13]:

$$E_i^{TC} = E_i^{act} \cdot \frac{\overline{HDD}}{HDD_i} \quad (6)$$

де:
 E_i^{TC} – споживання енергії скориговане за кліматом в i -му році,
 E_i^{act} – фактичне споживання енергії в i -му році,
 \overline{HDD} – середнє значення градусодоб за визначений період (наприклад з 2000 року),
 HDD_i – загальна кількість градусодоб в i -му році.

Енергетичне інформаційне агенство (U.S. Energy Information Administration) [14], що розташоване у США, та **Eurostat** також поділяють погляди у підходах до оцінювання рівня енергоефективності з MEA [15].

Головне агенство з питань енергоефективності в Україні – [«Державне агенство з енергоефективності та енергозбереження України»](#) (або Держенергоефективності) було засноване в 2014 році [16], а статистичні дані за країною надає Укрстат [17]. Після 2014, Україна почала ще активніше рухатись до Європейського простору та доєдналась до MEA завдяки програмі EU4Energy [18].

До того ж, практики з оцінювання енергоефективності, що запропоновані MEA, ODYSSEE, Енергетичним інформаційним агенством та Eurostat, відображені у міжнародному стандарті ISO 17742:2015 IDT [19], а в Україні – у ДСТУ ISO 17742:2017 [20].

Висновок

Сучасні бази даних з енергоефективності та наведені стандарти відображають секторальний підхід до оцінювання енергоефективності за країнами. Поділ секторів за різними рівнями деталізації, розрахунок індикаторів та індексів енергоефективності, застосування методів коригування, наприклад, таких як кліматичні поправки, коригування за паритетом купівельної спроможності, підходи до вибору базового року для порівняння – дозволяють порівнювати рівні енергоефективності та обсяги серед країн на високому рівні. Для підвищення рівня енергоефективності окремої країни, ці методи можливо застосовувати на регіональному рівні з подальшим рейтингуванням або застосуванням бенчмаркінгу.

Список використаної літератури

1. Міхеев А. О., Наслідки глобального потепління. *Буковинський державний медичний університет*: веб-сайт. URL: <https://www.bsmu.edu.ua/blog/naslidky-globalnogo-poteplinnya/> (дата звернення: 11.02.2023)
2. IPCC, 2007: Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 pp.
3. Emissions by sector. *Our World in Data*: веб-сайт. URL: <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector> (дата звернення: 11.02.2023)
4. Pollution Action Note – Data you need to know. *United Nations Environment Programme*: веб-сайт. URL: <https://www.unep.org/interactive/air-pollution-note/> (дата звернення: 11.02.2023)
5. From oil security to steering the world toward secure and sustainable energy transitions. *International Energy Agency* [Online]. URL: <https://www.iea.org/about/history> (дата звернення 03.02.2023)
6. About EIA. Legislative timeline. U.S. Energy information administration [Online]. URL: https://www.eia.gov/about/legislative_timeline.php (дата звернення 03.02.2023)
7. Energy efficiency vs energy intensity. *Climate Policy Watcher* [Online]. URL: <https://www.climate-policy-watcher.org/energy-strategies/energy-efficiency-vs-energy-intensity.html> (дата звернення 11.02.2023)
8. Ільчук О. С., Розен В. П. Індикативний аналіз рівня травматизму на виробництві. Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво». – Випуск № 26. – 2014 р. – С. 156-162.
9. Згуровський, М. З. Основы устойчивого развития общества: курс лекций в 2 ч. / М. З. Згуровський, Г. А. Статюха. — К.: НТУУ «КПІ», 2010. — Ч. 1. — 464 с. — Библиогр. в конце гл. — 1000 экз.
10. Bruno Lapillonne. Definition of energy efficiency index ODEX in ODYSSEE data base. *Enerdata* [Online]. URL: <https://www.indicators.odyssee-mure.eu/odex-indicators-database-definition.pdf> (дата звернення 11.02.2023)
11. ODYSSEE database. *ODYSSEE-MURE* [Online]. URL: <https://www.indicators.odyssee-mure.eu/energy-efficiency-database.html> (дата звернення 11.02.2023)
12. Definition of data and energy efficiency indicators in ODYSSEE data base. *ODYSSEE-MURE* [Online]. URL: <https://www.odyssee-mure.eu/private/definition-indicators.pdf> (дата звернення 14.02.2023)
13. Energy efficiency indicators. Database documentation. *International Energy Agency* [Online]. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9044eb73-94c0-415e-9be6-77f583d99a0d/IEA-EnergyEfficiencyIndicatorsdatabase-DocumentationDecember2022.pdf> (дата звернення 14.02.2023)
14. Use of energy explained. Energy indicators. *U.S. Energy Information Administration* [Online]. URL: <https://www.eia.gov/energyexplained/use-of-energy/energy-indicators.php> (дата звернення 14.02.2023)
15. Energy, transport and environment statistics. *Eurostat* [Online]. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/11478276/KS-DK-20-001-EN-N.pdf/06dddaf8d-1745-76b5-838e-013524781340?t=1605526083000> (дата звернення 14.02.2023)
16. Положення про Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України: Постанова Кабінету Міністрів України від 26 листопада 2014 р. № 676. – Київ, 2014. – № 676.
17. Енергетика/Energy. *Державна служба статистики України*: веб-сайт. URL: https://ukrstat.gov.ua/druk/publicat/kat_u/publenerg_u.htm (дата звернення 14.02.2023)
18. EU4Energy. *International Energy Agency* [Online]. URL: <https://www.iea.org/programmes/eu4energy> (дата звернення 14.02.2023)
19. ISO 17742:2015 Energy efficiency and savings calculation for countries, regions and cities. *ISO* [Online]. URL: <https://www.iso.org/standard/60374.html> (дата звернення 14.02.2023)
20. ДСТУ ISO 17742:2017. Розрахунок енергоефективності та обсягів енергозбереження для країн, регіонів і міст. – Введ. 13.07.18. – ДП «УкрНДНЦ. – Київ, 2018. – 44 с.

V. Rozen¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-0440-4251

S. Dokshyna¹, Ph.D student, ORCID 0000-0001-8136-8779

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

COMPARATIVE ANALYSIS OF FOREIGN AND DOMESTIC ENERGY EFFICIENCY INDICATORS AND THEIR CALCULATION

Climate change, the level of environmental pollution, the assessment of the exhaustion of traditional raw materials for energy generation, the awareness of the fact that the negative impact on the environment is caused by anthropogenic activities, the world economic crises and the search for ensuring a happy and safe life for future generations became the driving force for the development of energy efficiency. But in order to understand the individual directions of tasks in increasing the level of energy efficiency, it is worth defining approaches to its assessment. It is interesting that this field includes not only the concept of "energy", but also has a connection and to some extent limitations with the fields of economics, ecology and law.

This paper analyzes the concepts and approaches used in assessing the level of energy efficiency internationally and in the middle of the country. The results of the analysis showed that in global practice, energy efficiency assessment based on final consumption is used in four spheres of activity: production, transport, services and households. In each of the subsectors, the energy consumption indicator is evaluated in comparison with the

previous year. And the index at the sector level is the average weighted sum of the indicators of its subsectors. To obtain better results, various types of adjustments are used. Climate corrections and purchasing power parity adjustments are one of them. To increase the level of energy efficiency within the country, it is possible to apply the listed practices at the regional level.

Key words: energy efficiency, metric, energy efficiency indicator, energy efficiency index, regional energy efficiency assessment, international energy efficiency assessment, energy intensity.

References

1. Mikhieiev A.O., *Naslidky hlobalnogo poteplinna. Bukovynskiy derzhavnyi medychniy universytet*. [Online]. Available: <https://www.bsmu.edu.ua/blog/naslidky-globalnogo-poteplinna/> Accessed on: February 11, 2023
2. IPCC, 2007: Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 pp.
3. Emissions by sector. *Our World in Data*. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector> Accessed on: February 11, 2023
4. Pollution Action Note – Data you need to know. *United Nations Environment Programme*. [Online]. Available: <https://www.unep.org/interactive/air-pollution-note/> Accessed on: February 11, 2023
5. From oil security to steering the world toward secure and sustainable energy transitions. *International Energy Agency*. [Online]. Available: <https://www.iea.org/about/history> Accessed on: February 3, 2023
6. About EIA. Legislative timeline. U.S. Energy information administration. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/about/legislative/timeline.php> Accessed on: February 3, 2023
7. Energy efficiency vs energy intensity. *Climate Policy Watcher*. [Online]. Available: <https://www.climate-policy-watcher.org/energy-strategies/energy-efficiency-vs-energy-intensity.html> Accessed on: February 11, 2023
8. Ilchuk O. S., Rozen V. P. (2014) Indicative analysis of the level of injuries at work. *Visnyk NTUU «KPI». Seriya «Hirnyctvo»* [in Ukrainian]. № 26. P. 156-162.
9. Zghurovskiy, M. Z., Statiukha H.A. (2010) Fundamentals of sustainable development of society: a course of lectures in 2 parts. *NTUU «KPI»* [in Ukrainian]. Part 1, 464 p.
10. Bruno Lapillonne. Definition of energy efficiency index ODEX in ODYSSEE data base. *Enerdata*. [Online]. Available: <https://www.indicators.odyssee-mure.eu/odex-indicators-database-definition.pdf> Accessed on: February 11, 2023
11. ODYSSEE database. *ODYSSEE-MURE*. [Online]. Available: <https://www.indicators.odyssee-mure.eu/energy-efficiency-database.html> Accessed on: February 11, 2023
12. Definition of data and energy efficiency indicators in ODYSSEE data base. *ODYSSEE-MURE*. [Online]. Available: <https://www.odyssee-mure.eu/private/definition-indicators.pdf> Accessed on: February 14, 2023
13. Energy efficiency indicators. Database documentation. *International Energy Agency* [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9044eb73-94c0-415e-9be6-77f583d99a0d/IEA-EnergyEfficiencyIndicatorsdatabase-DocumentationDecember2022.pdf> Accessed on: February 14, 2023
14. Use of energy explained. Energy indicators. *U.S. Energy Information Administration*. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/energyexplained/use-of-energy/energy-indicators.php> Accessed on: February 14, 2023
15. Energy, transport and environment statistics. *Eurostat*. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/11478276/KS-DK-20-001-EN-N.pdf/06ddaf8d-1745-76b5-838e-013524781340?t=1605526083000> Accessed on: February 14, 2023
16. Polozhennia pro Derzhavne ahentstvo z enerhoefektyvnosti ta enerhozberezhennia Ukrainy: Postanova Kabinetu Ministriv Ukrainy vid 26 lystopada 2014 r [in Ukrainian]. (2014) № 676. Kyiv.
17. Enerhetyka [in Ukrainian] /Energy. *Derzhavna sluzhba statystyky Ukrainy* [in Ukrainian] [Online]. Available: https://ukrstat.gov.ua/druk/publicat/kat_u/publenerg_u.htm Accessed on: February 14, 2023
18. EU4Energy. *International Energy Agency*. [Online]. Available: <https://www.iea.org/programmes/eu4energy> Accessed on: February 14, 2023
19. ISO 17742:2015 Energy efficiency and savings calculation for countries, regions and cities. *ISO*. [Online]. Available: <https://www.iso.org/standard/60374.html> Accessed on: February 14, 2023
20. DSTU [in Ukrainian] ISO 17742:2017. Calculation of energy efficiency and energy saving volumes for countries, regions and cities. (2018) – *Vved. 13.07.18. – DP «UkrNDNTs* [in Ukrainian]. Kyiv. 44 p.

Надійшла: 20.02.2023

Received: 20.02.2023

ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ АВТОНОМНОЇ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Розглянуті проекти комплексного використання відновлювальних джерел енергії. Проведено оцінку ефективності використання ВДЕ у автономних системах теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії, зниження питомої вартості погодинного теплопостачання. Розроблено новий програмно-інформаційний комплекс для моделювання автономних систем теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії. За допомогою розробленого програмно-інформаційного комплексу виконано моделювання оптимізованих режимів експлуатації автономної системи теплопостачання та одержано чисельні оцінки ефективності використання відновлюваних джерел енергії в системі.

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії, система теплопостачання, режим експлуатації, моделювання, програмний комплекс, енергозбереження

Вступ.

Визначення структури системи теплопостачання [1] відповідно до можливих навантажень є першим кроком у процесі визначення можливих комбінацій споживачів та виробників в управлінні енергетичним балансом. При цьому виникає необхідність визначення ефективних способів обміну тепловою енергією між вузлами споживання та системою теплопостачання протягом доби, тижнів, місяців, нарешті, всього року з урахуванням обмежень наступних параметрів: робочий діапазон мережі, теплові навантаження, технології, використання типових установок для різних типів споживачів, використання накопичувачів енергії.

Традиційно мережі централізованого теплопостачання та охолодження розподіляють енергію від централізованої генеруючої установки до низки віддалених споживачів. Недоліками такого підходу є: значні втрати тепла, погано вивчений потенціал інтеграції різних доступних джерел енергії, великі інсталяційні витрати.

Команда FLEXYNETS [2] пропонує використовувати нове покоління інтелектуальних мереж централізованого опалення та охолодження, які зменшують втрати при транспортуванні енергії, працюючи при «нейтральних» (15-20°C) рівнях температури. Реверсивні теплові насоси використовуються для теплообміну з мережею на стороні споживача, забезпечуючи необхідне опалення та охолодження будівель. Таким чином, одна і та ж мережа може забезпечити сучасне опалення та охолодження. Такі мережі дозволяють утилізувати відпрацьоване тепло мережі, навіть при низьких температурах, на відміну від традиційних мереж централізованого теплопостачання, які можуть збирати теплову енергію лише при температурі більше 100°.

У зв'язку зі складною ситуацією в Україні актуальною представляється задача оцінки потенціалу та ефективності використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) при проектуванні автономної локальної системи теплопостачання для котеджного селища на базі місцевих енергоресурсів та з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії [3]. Також необхідно проаналізувати зменшення негативного впливу на навколишнє середовище за рахунок використання відновлювальних джерел енергії.

Мета дослідження.

Метою дослідження є оцінка ефективності використання ВДЕ у автономних системах теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії. Оцінка зниження питомої вартості погодинного теплопостачання зі збільшенням частини теплової енергії, що поставляється за рахунок ВДЕ, і відповідно, зниженням частини газової, а в загальному випадку будь-якої іншої генерації на технологіях вичопного палива, в загальному обсязі тепло забезпечення.

Матеріали та методи.

Для моделювання режимів експлуатації автономної системи теплопостачання на платформі Solver Studio [4] автором розроблено новий програмно-інформаційний комплекс, який дає можливість погодинного моделювання та дослідження оптимальних режимів функціонування теплових агрегатів автономних систем теплопостачання.

Вихідними даними для розрахунків були обрані:

1. Матриця прогнозних річних значень (рис. 1): зовнішньої температури, потреби теплопостачання, потреби холодопостачання, теплового навантаження, отриманих шляхом адаптації реального річного

графіка зовнішньої температури Стокгольма [5] до географічного положення Київської області. При адаптації використані дані погодинного аналізу та формули наведені у [2] та [6].

2. Вектори прогнозних річних значень потужності сонячного та вітрового теплопостачання одержані шляхом адаптації фактичних значень наведених в [7].

3. Матриці значень необхідних обсягів теплопостачання та собівартості використаних при моделюванні технологій (газова котельня – ГК, геотермальна свердловина, реверсивний тепловий насос, накопичувач теплової енергії, сонячний колектор, вітрова станція) одержані з Excel версії програмного додатку FLEXYNETS-tool_ver-1-0+GNU.xlsm [8], який розроблено для проведення попередніх техніко-економічних обґрунтувань реалізації концепції FLEXYNETS за різними сценаріями.

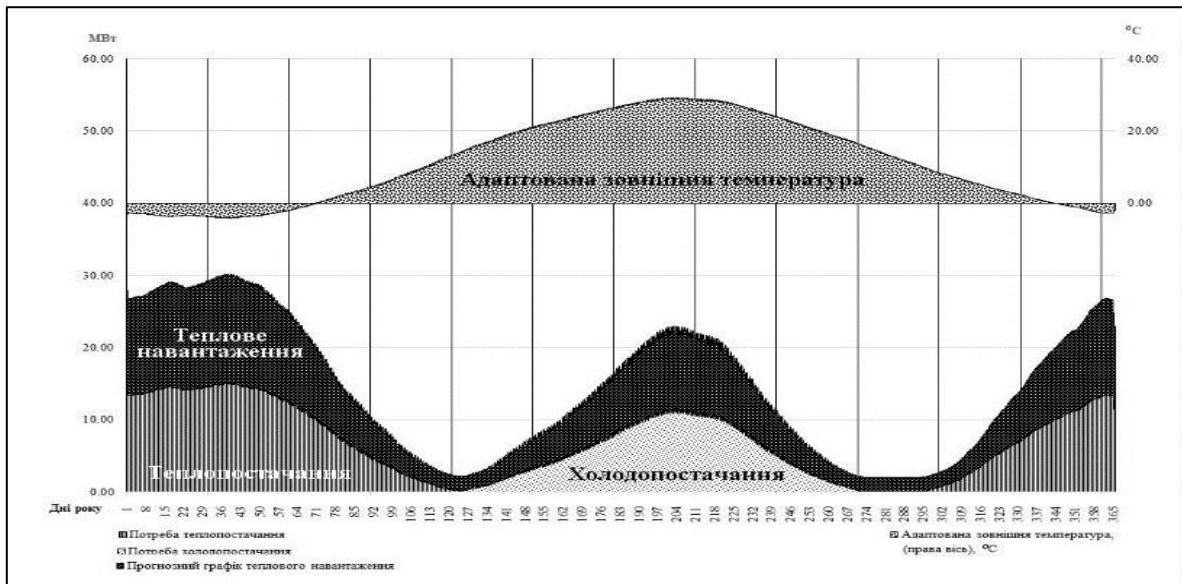


Рисунок 1 – Прогнозні графіки зовнішньої температури, потреби теплопостачання, потреби холодопостачання, теплового навантаження.

Використовуючи вищевикладене як вихідні дані, в розробленому програмно-інформаційному комплексі застосована модель оптимізації режимів експлуатації теплогенеруючих потужностей, яка відноситься до класу оптимізаційних задач – Optimal Unit Commitment of Power System (задача оптимального завантаження генеруючих потужностей енергосистем) із критерієм мінімізації витрат на виробництво, накопичення та споживання теплової та електроенергії. В загальному вигляді математична модель складається з критерію оптимальності та обмежень. Критерій оптимальності (1) – мінімальні витрати на виробництво, накопичення та споживання теплової енергії при дотриманні точного покриття графіку теплового навантаження (2). Суворо виконуються технологічні обмеження на режими використання теплогенеруючих агрегатів, накопичувачів теплової енергії (PTES) та елементів теплової мережі.

$$\sum_t \left\{ \sum_g \left(P_{tg}^{Gen} c_{tg}^{Gen} + S_{tg}^{Start} c_{tg}^{Start} \right) + \sum_{ptes} \left(P_{ptes}^{Gen} c_{ptes}^{Gen} + P_{ptes}^{Charge} c_{ptes}^{Charge} + S_{ptes}^{Start} c_{ptes}^{Start} \right) \right\} \rightarrow \min, (1)$$

$$\left\{ \sum_g \left(P_{tg}^{Gen} \right) + \sum_{ptes} \left(P_{ptes}^{Gen} - P_{ptes}^{Charge} \right) - \sum P_t^{Loss} \right\} = DLP(t); \forall t \in T; (2)$$

де: T – період (час у годинах); $G, PTES$ – множина генеруючих та накопичуючих потужностей; P – потужність: Gen – генерації, $Charge$ – накопичення, $Loss$ – Втрати, МВт; S – кількість стартів теплоагрегату; c – вартість, \$/МВт·год; $DLP(t)$ – теплове навантаження, МВт.

За рахунок того, що у моделі враховано специфічні особливості роботи теплогенеруючих, та накопичувальних потужностей автономної системи теплопостачання: встановлені потужності складових енергосистем, граничні можливості зміни потужності агрегатів накопичення та генерації теплової енергії, математична оптимізаційна модель має переваги адекватного моделювання режимів використання агрегатів.

Модель реалізована на мові алгебраїчного моделювання MathProg, що реалізована в середовищі моделювання COIN-OR PuLP [4]. Використання моделі дозволило дослідити можливості оптимізованої диспетчеризації теплогенеруючих потужностей, а також генеруючих та резервних потужностей

накопичувачів тепла великої ємності в складі роботи автономної системи теплопостачання, меж допустимих значень параметрів генеруючих і накопичуючих потужностей, при яких можлива стійка збалансована робота системи теплопостачання та оцінити ефективність використання ВДЕ у автономних системах теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії.

Для визначення оптимальних режимів використання генеруючих та накопичуючих потужностей при покритті графіків теплових навантажень було використано новий розроблений автором програмно-інформаційний комплекс, який дає можливість погодинного моделювання та дослідження оптимальних режимів функціонування теплових агрегатів автономних систем теплопостачання та оцінити ефективність використання в них відновлюваних джерел енергії.

Результати та обговорення

Україна має значні запаси неосвоєних місцевих енергоресурсів у вигляді відновлюваних джерел енергії, природного газу з некондиційних родовищ, гідроенергії малих річок та ін. [3]. Проекти на основі комплексного використання відновлюваних джерел енергії – геотермальної, сонячної та вітрової – дозволяють створювати автономні системи теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії.

Розроблено програмно-інформаційний комплекс для моделювання функціонування автономних систем теплопостачання, що дозволяє забезпечити оптимальний вибір агрегатів та режимів їх експлуатації, які забезпечуватимуть вироблення та перерозподіл енергії відповідно до графіка споживачів та оцінити ефективність використання відновлюваних джерел енергії у автономних системах теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії.

За допомогою програмно-інформаційного комплексу виконано моделювання оптимізованих режимів експлуатації системи теплопостачання для котеджного селища на базі місцевих енергоресурсів з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії, яке дозволило розрахувати параметри, що забезпечують оптимізоване покриття графіка теплового навантаження котеджного селища на базі місцевих енергоресурсів з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії на прикладі прогнозованих значень встановленої теплової потужності енергоагрегатів та матриці прогнозних річних значень: зовнішньої температури, потреби теплопостачання, потреби холодопостачання, теплового навантаження, отриманих шляхом адаптації реального річного графіка зовнішньої температури Стокгольма [5] до географічного положення Київської області та одержати чисельні оцінки порівняльної ефективності використання відновлюваних джерел енергії в автономній системі теплопостачання.

Нижче представлено значення найбільш вагомих параметрів, що були використані при розрахунках в процесі математичного моделювання.

Географічне положення – Київська область України. Тип району – ґрунтова ділянка/новий район. Площа котеджного селища 3,1 км² з низькою щільністю житлової забудови 2,6 км² та публічним простором 0,5 км². Кількість котеджів 44. Річна потреба в теплі 39,9 ГВт·год. Обсяги сумарного теплового навантаження для обраних діб склали від 7 900 до 35 773 МВт·год.

Нагрівачі базового та резервного навантаження: котельня на природному газі з встановленою потужністю 30 МВт, геотермальна свердловина потужністю 1,06 МВт, реверсивні теплові насоси з тепловою потужністю 7,32 МВт, вітрова станція з перетворювачем електрики в тепло 3,6 МВт, сонячний колектор потужністю 6,71 МВт, накопичувач теплової енергії, що має ємність 50 МВт·год та потужність 7,96 МВт.

Обмін тепловою енергією з мережею: річний відбір тепла (нетто) – 39,9 ГВт·год, тепло конденсації, що вводиться в мережу – 14,6 ГВт·год/рік, річні втрати тепла від мережі – 3,62 ГВт·год/рік, доступне відхідне тепло – 40,0 ГВт·год, відхідне тепло, що вводиться в мережу – 22,7 ГВт·год, річне виробництво тепла – 12,8 ГВт·год/рік.

Обсяги сумарного теплового навантаження для обраних діб склали від 79 до 358 МВт·год. Собівартість теплопостачання, якщо використовується тільки газова котельня, біля 37 Євро/МВт·год. Собівартість теплопостачання, якщо використовується газова котельня та відновлювані джерела енергії змінюється від 19 до 28 Євро/МВт·год.

Приклад результатів моделювання з використанням графіка теплового навантаження для доби 10 січня 2018 року представлено в таблиці 1 та на рис. 2.

Чисельні оцінки порівняльної ефективності за рахунок використання або не використання відновлюваних джерел енергії в автономній системі теплопостачання представлено в таблиці 2 і на рис. 3 та 4.

Таблиця 1 – Погодинне теплове навантаження та теплова потужність (МВт) теплоагрегатів
10 січня 2018 року

Години	Навантаження	Газова котельня	Геотермальна свердловина	Тепловий насос	Накопичувач, розряд	Накопичувач, заряд	Сонячний колектор	Вітрова станція	% ВДЕ	% Газова котельня	Собівартість €/МВт-год
1	14.20	5.00	1.06	7.32	0	0	0.00	0.82	65	35	27.40
2	14.27	5.18	1.06	7.32	0	0	0.00	0.71	64	36	27.69
3	14.33	5.35	1.06	7.32	0	0	0.00	0.60	63	37	28.06
4	14.39	5.47	1.06	7.32	0	0	0.00	0.54	62	38	28.22
5	14.44	5.84	1.06	7.32	0	0	0.00	0.23	60	40	29.01
6	14.49	5.81	1.06	7.32	0	0	0.00	0.30	60	40	28.84
7	14.52	5.91	1.06	7.32	0	0	0.00	0.23	59	41	29.06
8	14.52	6.02	1.06	7.32	0	0	0.00	0.12	59	41	29.34
9	14.42	5.76	1.06	7.32	0	0	0.08	0.21	60	40	28.84
10	14.25	5.59	1.06	7.32	0	0	0.22	0.06	61	39	28.78
11	14.01	4.99	1.06	7.32	0	0	0.54	0.10	64	36	27.70
12	13.75	4.13	1.06	7.32	0	0	1.18	0.06	70	30	25.97
13	13.51	3.55	1.06	7.32	0	0	1.53	0.06	74	26	24.87
14	13.32	3.67	1.06	7.32	0	0	1.24	0.03	72	28	25.52
15	13.18	3.95	1.06	7.32	0	0	0.81	0.06	70	30	26.55
16	13.09	4.06	1.06	7.32	0	0	0.58	0.08	69	31	27.05
17	13.05	4.54	1.06	7.32	0	0	0.05	0.09	65	35	28.43
18	13.10	4.61	1.06	7.32	0	0	0.00	0.11	65	35	28.55
19	13.24	4.74	1.06	7.32	0	0	0.00	0.12	64	36	28.63
20	13.44	4.96	1.06	7.32	0	0	0.00	0.11	63	37	28.71
21	13.68	5.22	1.06	7.32	0	0	0.00	0.09	62	38	28.95
22	13.90	5.36	1.06	7.32	0	0	0.00	0.16	61	39	28.86
23	14.05	5.47	1.06	7.32	0	0	0.00	0.21	61	39	28.89
24	14.17	5.58	1.06	7.32	0	0	0.00	0.22	61	39	28.93

Таблиця 2 – Чисельні оцінки порівняльної ефективності за рахунок використання або не використання ВДЕ в автономній системі теплопостачання

	Сумарна генерація, МВт-год	Сумарна вартість теплопостачання, тільки газова котельня, Євро	Собівартість теплопостачання, тільки газова котельня, Євро/МВт-год	Сумарна вартість теплопостачання, газова котельня та ВДЕ, Євро	Собівартість теплопостачання, газова котельня та ВДЕ, Євро/МВт-год	Співвідношення собівартості теплопостачання ГК та ВДЕ / ГК, %
10 січня	333.32	12 331	36.99	9 351	28.05	76
20 січня	343.88	12 724	37.00	9 346	27.18	73
10 лютого	357.73	13 236	37.00	10 299	28.79	78
20 лютого	338.46	12 525	37.01	9 113	26.92	73
10 березня	249.68	9 239	37.00	6 525	26.13	71
20 березня	181.35	6 710	37.00	4 164	22.96	62
10 листопада	79.01	2 924	37.01	2 213	28.01	76
20 листопада	134.69	4 983	37.00	2 567	19.05	52
10 грудня	241.15	8 920	36.99	6 003	24.89	67
20 грудня	284.02	10 509	37.00	6 642	23.39	63

Отримані результати свідчать про зниження питомої вартості погодинного теплопостачання зі збільшенням частини теплової енергії, що поставляється за рахунок ВДЕ, і відповідно, зниженням частини газової, а в загальному випадку будь-якої іншої генерації на технологіях викопного палива, в загальному обсязі тепло забезпечення. Таким чином, підтверджується ефективність використання ВДЕ на базі місцевих енергоресурсів у складі системи теплопостачання котеджного селища.

Висновки

Проекти на основі комплексного використання ВДЕ дозволяють створювати автономні системи теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії. Розроблено новий програмно-інформаційний комплекс для моделювання автономних систем теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії, який дозволяє дослідити параметри використання теплоагрегатів, виявити допустимі межі їх експлуатації, забезпечити оптимальне стійке функціонування системи теплопостачання при умові забезпечення вироблення і перерозподілу енергії відповідно до графіка споживання та оцінити ефективність використання ВДЕ у системі. За допомогою розробленого програмно-інформаційного комплексу, який дає можливість погодинного моделювання та дослідження

оптимальних режимів функціонування теплових агрегатів автономних систем тепlopостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії, виконано моделювання оптимізованих режимів експлуатації автономної системи тепlopостачання та одержано чисельні оцінки ефективності використання відновлюваних джерел енергії в системі.

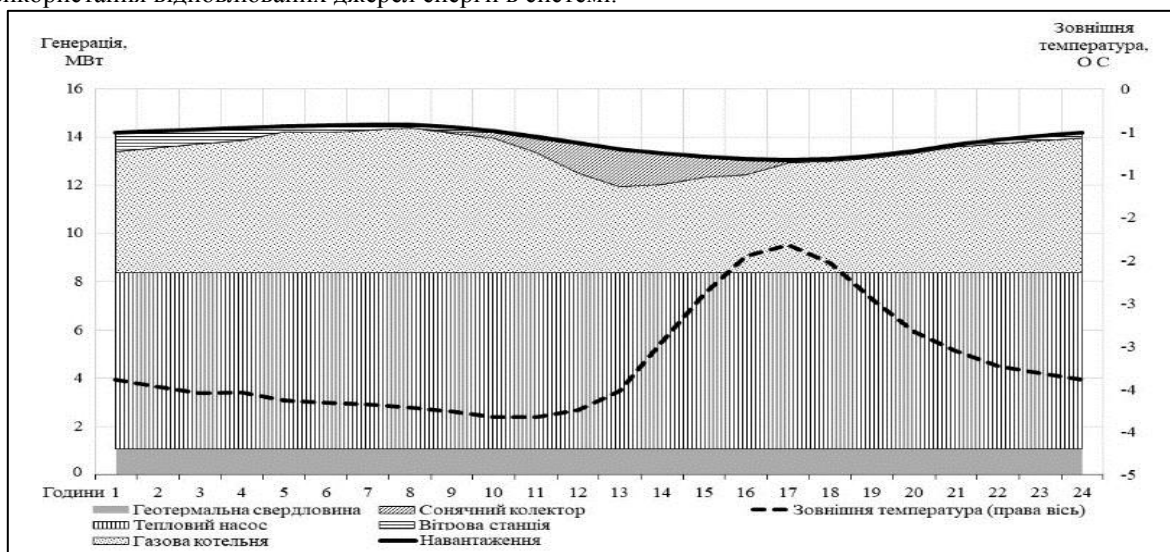


Рисунок 2 – Погодинне теплове навантаження та тепла потужність (МВт) теплоагрегатів

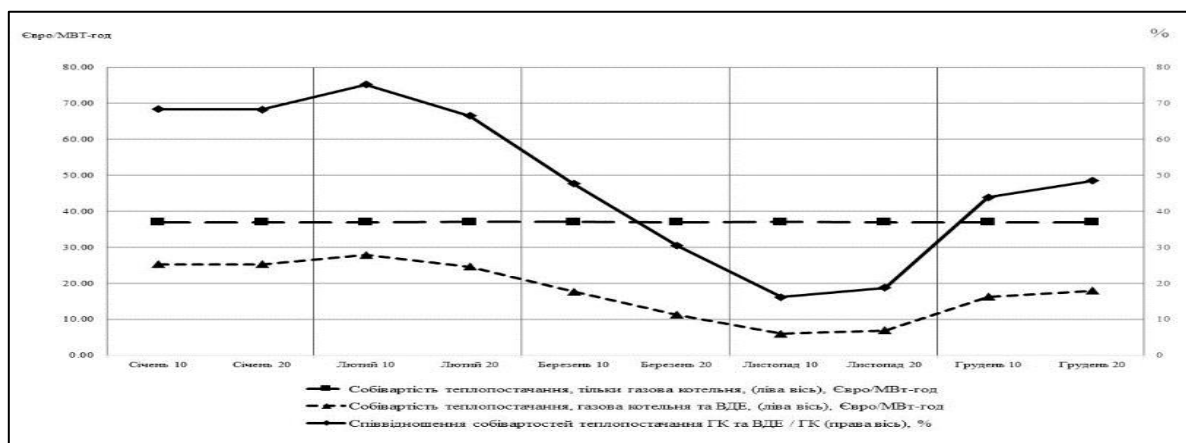


Рисунок 3 – Чисельні оцінки собівартості в автономній системі тепlopостачання для характерних діб опалювального сезону за рахунок використання ВДЕ

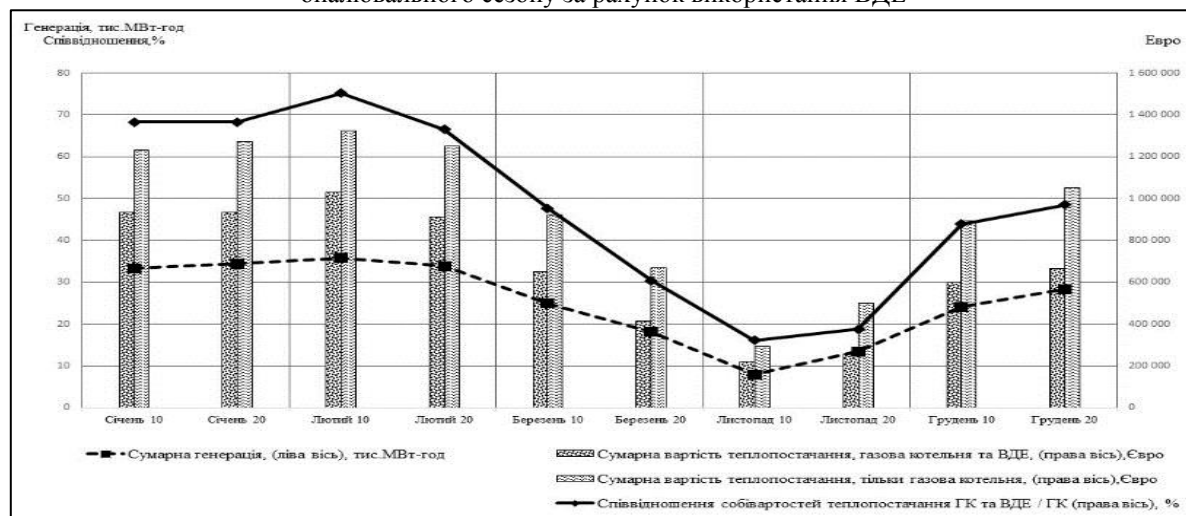


Рисунок 4 – Чисельні оцінки порівняльної ефективності використання ВДЕ в автономній системі тепlopостачання для характерних діб опалювального сезону

Список використаної літератури

1. Energy sources and sinks with short term local storages. URL: <http://www.flexynets.eu/en/Results>.
2. Pre-design support tool for low temperature DHC networks (manual). URL: <http://www.flexynets.eu/en/Results>.
3. Shurchkova Yu.A., Pidruchna A.O. Renewed technical– and– economic estimation of the efficiency of realization of projects of using geothermal energy. *Probl. zagal'n. energ.* 2020, 2(61):43-50. <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.043>.
4. SolverStudio. URL: <https://solverstudio.org/> (Last accessed: 16.09.2022).
5. Climate and Average Weather Year Round at Stockholm-Bromma Airport. URL: <https://weatherspark.com/y/148401/Average-Weather-at-Stockholm-Bromma-Airport-Sweden-Year-Round/> (Last accessed: 28.10.2022).
6. Viktor Denysov. Software and information complex for district heat supply systems modeling. *System Research in Energy*. 2022. 1(70): 38–45.
7. ENTSO-E Generation Forecasts for Wind and Solar. URL: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/dayAheadGenerationForecastWindAndSolar/show/> (last visited on February 04 2022).
8. Pre-design support tool for low-temperature DHC networks URL: <http://www.flexynets.eu/Download?id=file:56784400&s=3959528850507683308>.

V. Denysov¹, ORCID 0000-0002-3297-1114

¹General Energy Institute of The National Academy of Sciences of Ukraine

EFFICIENCY OF USING RENEWABLE ENERGY SOURCES FOR AN AUTONOMOUS HEAT SUPPLY SYSTEM

Projects for the integrated use of renewable energy sources were considered. The efficiency of using renewable energy sources in autonomous heat supply systems with minimal use of third-party energy sources and reducing the specific cost of hourly heat supply was assessed. A new software and information complex for modeling autonomous heat supply systems with minimal use of third-party energy sources was developed. With the help of the developed software and information complex, the optimized operating modes of the autonomous heat supply system were modeled and numerical estimates of the efficiency of using renewable energy sources in the system were obtained.

Keywords: renewable energy sources, heat supply system, operating mode, modeling, software package, energy saving

References

1. Energy sources and sinks with short term local storages. URL: <http://www.flexynets.eu/en/Results>.
2. Pre-design support tool for low temperature DHC networks (manual). URL: <http://www.flexynets.eu/en/Results>.
3. Shurchkova Yu.A., Pidruchna A.O. Renewed technical– and– economic estimation of the efficiency of realization of projects of using geothermal energy. *Probl. zagal'n. energ.* 2020, 2(61):43-50. <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.043>.
4. SolverStudio. URL: <https://solverstudio.org/> (Last accessed: 16.09.2022).
5. Climate and Average Weather Year Round at Stockholm-Bromma Airport. URL: <https://weatherspark.com/y/148401/Average-Weather-at-Stockholm-Bromma-Airport-Sweden-Year-Round/> (Last accessed: 28.10.2022).
6. Viktor Denysov. Software and information complex for district heat supply systems modeling. *System Research in Energy*. 2022. 1(70): 38–45.
7. ENTSO-E Generation Forecasts for Wind and Solar. URL: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/dayAheadGenerationForecastWindAndSolar/show/> (last visited on February 04 2022).
8. Pre-design support tool for low-temperature DHC networks URL: <http://www.flexynets.eu/Download?id=file:56784400&s=3959528850507683308>.

Надійшла: 30.01.2023

Received: 30.01.2023