

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Куш Тарас Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Оцінка та аналіз ефективності відновлювальних джерел енергії
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня **бакалавр**

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Куш Т.О.
(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Цивенкова Наталія Миколаївна
(прізвище, ім'я, по батькові)

**к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології**
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2026

АНОТАЦІЯ

Кушч Т.О. Оцінка та аналіз ефективності відновлювальних джерел енергії. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2026.

Метою даної роботи є оцінка ефективності залучення нетрадиційних відновлюваних джерел енергії до енергобалансу регіону.

Мірою виконання поставленої мети є ефективність системи, яка характеризується одним або кількома параметрами, що називаються критеріями ефективності.

Ключові слова: системний підхід, нетрадиційні відновлювані джерела енергії, критерії ефективності, методики кількісних оцінок

ABSTRACT

Kushch T.O. Assessment and analysis of the efficiency of renewable energy sources. Qualification work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics - Polissia National University, Zhytomyr, 2026.

The purpose of this work is to assess the efficiency of involving non-traditional renewable energy sources in the energy balance of the region.

The measure of the achievement of the set goal is the efficiency of the system, which is characterized by one or more parameters, called efficiency criteria. Efficiency criteria allow solving the main task of analyzing energy saving systems - choosing the best option that ensures the optimal implementation of the given goal, and analyzing the factors that determine the existence of such an option and their impact on the final decision.

Keywords: system approach, non-traditional renewable energy sources, efficiency criteria, quantitative assessment methods

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. СВІТОВІ ТЕНДЕНЦІЇ В ГАЛУЗІ ПОБУДОВИ АВТОНОМНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ	7
1.1 Тенденції розвитку вітроенергетики	10
1.2. Тенденції розвитку геліоенергетики	12
1.3. Тенденції розвитку малої гідроенергетики	14
1.4 Тенденції розвитку біоенергетики	17
Висновки по розділу 1	18
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ	19
2.1 Постановка завдання по обґрунтуванню методики розрахунку енергетичного комплексу	19
2.2 Визначення економічної ефективності енергетичного комплексу	24
Висновки по розділу 2	30
РОЗДІЛ 3 РЕЗУЛЬТАТИ ПРОВЕДЕНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ	31
Висновки по розділу 3	35
ВИСНОВКИ	36
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	37

ВСТУП

Світовий досвід освоєння ресурсів відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) показує, що використання лише одного виду ВДЕ в системах енергопостачання автономних споживачів не завжди дозволяє забезпечити надійне та безперебійне енергопостачання через фізичні особливості самих ВДЕ. Як правило, енергопостачання автономних споживачів за рахунок ВДЕ намагаються забезпечити шляхом комбінації різних видів ВДЕ у так звані енергетичні комплекси (ЕК). До їх складу зазвичай входять енергоустановки на базі ВДЕ, дизельні (бензинові) енергоустановки (ДЕУ, БЕУ), а також різні види систем акумуляції енергії.

Необхідність оцінки ефективності та комбінування енергетичних установок для перетворення різних за природою та характером дії нетрадиційних відновлюваних джерел енергії (НВДВ) вимагає використання єдиного системного підходу до аналізу як окремих технологій перетворення енергії, так і комбінованих систем. Вибір ефективних варіантів енергопостачання споживачів – це складна проблема системного аналізу, оскільки системи енергопостачання розрізняються за багатьма ознаками:

- родом використовуваного енергоносія та технологією виробництва енергії;
- ступенем централізації та взаємозамінності джерел енергії;
- режимами експлуатації;
- термінами спорудження та експлуатації об'єктів тощо.

Відповідно до цього, предметом вибору може бути найефективніший вид енергоносія, сировини, обладнання, режиму експлуатації, потужності, ступеня централізації виробництва енергії, термінів спорудження об'єктів. Вибір ефективного варіанта повинен здійснюватися з урахуванням інтересів економічної та екологічної політики, виробників та споживачів енергії. У всіх цих випадках на практиці враховуються різні складові витрат та результатів виробництва.

Системи енергопостачання створюються, зрештою, для виконання цілком певної мети – задоволення попиту споживачів на енергію при мінімальній потребі в ресурсах та найменшій сумарній шкоді протягом певного періоду часу. Останній, як правило, включає цілий набір складових: екологічні, економічні, соціальні, політичні тощо.

Відповідно до зазначеного **метою роботи** є оцінка ефективності залучення нетрадиційних відновлюваних джерел енергії до енергобалансу регіону.

Мірою виконання поставленої мети є ефективність системи, яка характеризується одним або кількома параметрами, що називаються критеріями ефективності. Критерії ефективності дозволяють вирішити основне завдання аналізу систем енергозбереження – вибір найкращого варіанта, що забезпечує оптимальну реалізацію заданої мети, та аналіз факторів, що визначають існування такого варіанта та їхній вплив на остаточне рішення.

При виконанні досліджень були використані зарубіжні та вітчизняні інформаційні джерела в області ВДЕ, а також методи теорії статистики на обробки інформації.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Оніщенко В.А., Куш Т.А. ОБГРУНТУВАННЯ МОДЕЛІ ТА СКЛАДУ ГІБРИДНОЇ АВТОНОМНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками І-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

Куш Т.А. СВІТОВІ ТЕНДЕНЦІЇ В ГАЛУЗІ ПОБУДОВИ АВТОНОМНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками І-го туру Всеукраїнського

конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

РОЗДІЛ 1

СВІТОВІ ТЕНДЕНЦІЇ В ГАЛУЗІ ПОБУДОВИ АВТОНОМНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Наразі домінуюче становище на ринку генерації електроенергії займає централізована енергетика, що складається з великих електростанцій і розгалуженої мережі ліній електропередачі (ЛЕП).

Особливість централізованої енергетики полягає у зосередженні переважно поблизу таких енергоресурсів, як кам'яне вугілля, мазут, нафта, потужні річки тощо.

Однак, часто великі споживачі електричної енергії розташовуються далеко від джерел енергії, що передбачає наявність ЛЕП різної протяжності. Транспортування електричної енергії на далекі відстані тягне за собою неминучі її втрати, до того ж існують території, на яких неможливе будівництво, наприклад, болото, вічна мерзлота, скелястий ґрунт, гори та інші умови ландшафту. Крім того відбуваються різного роду катаклізми та інші обставини які неуможливають використання центрального електропостачання.

На рисунку 1.1 представлено світову статистику щодо питань потреби в енергії (дані станом на 2020 рік) [7].

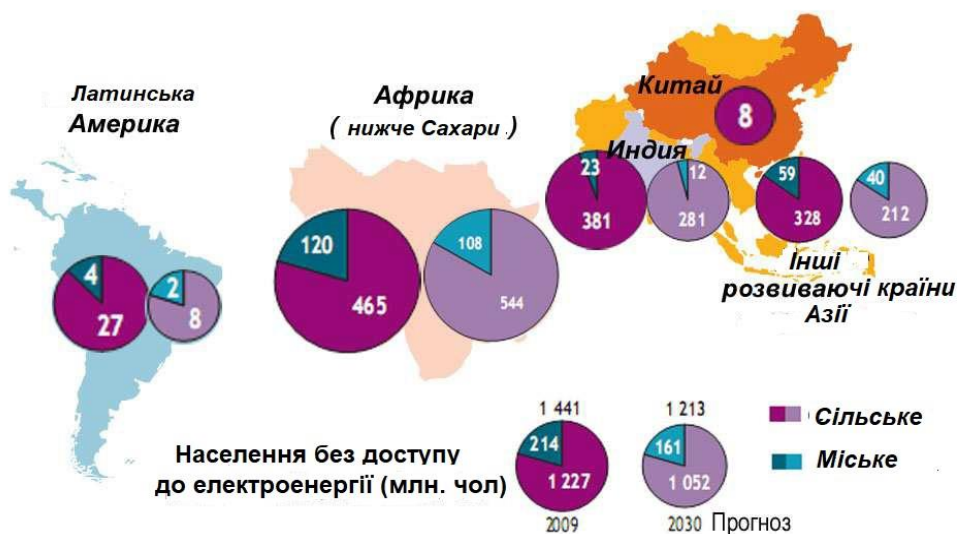


Рис. 1. Карта електрифікації світу

Вирішити задачу електрифікації всіх нужденних споживачів за допомогою централізованої енергетики не представляється можливим, але необхідність її вирішення очевидна. Найбільш реальним варіантом на даний момент є розповсюдження та розвиток децентралізованої енергетики. Але це не означає, що поле застосування автономних джерел електроенергії диктується лише відсутністю можливості підключення до централізованої мережі, окремо розташовані мережі мають ряд незаперечних переваг, таких як:

- Низькі втрати через малу віддаленість споживачів від джерела;
- Розвантаження існуючих ліній зі всіма відповідними плюсами;
- Підвищення надійності електропостачання за рахунок збільшення кількості джерел.

За інформацією WADE (World Alliance for Decentralized Energy) з 2011 року на 3 відсотки збільшилася кількість енергії, виробленої децентралізованими джерелами енергії (ДДЕ) у світі, і склала 10% від загальносвітового показника [3]. На рисунку 1.2 можна детальніше розглянути внесок ДДЕ у виробництво енергії.

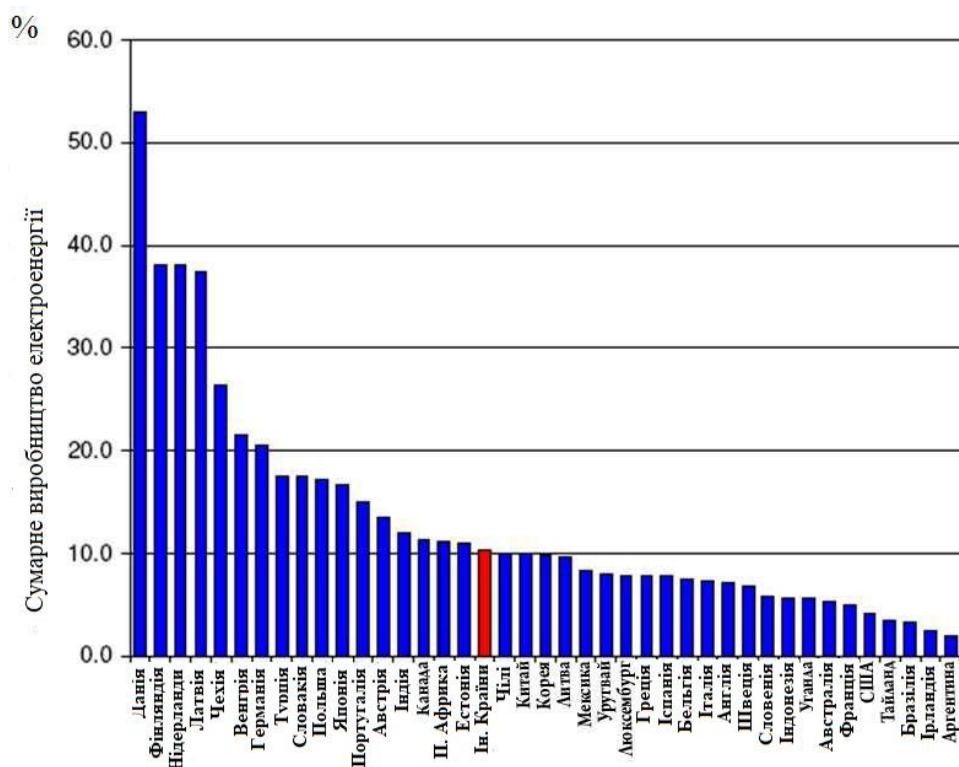


Рисунок 1.2. Частка виробленої ДДЕ енергії в загальному обсязі

Об'єкти децентралізованого електропостачання відрізняються великою різноманітністю за встановленою потужністю, режимами енергоспоживання, вимогами до якості електроенергії тощо, у зв'язку з чим їх досить складно класифікувати. Найбільшого поширення децентралізовані системи електропостачання набули для забезпечення електричною енергією наступних груп споживачів:

- * індивідуальні споживачі невеликої потужності від одиниць до десятків кВт – котеджі та заміські будинки, метеостанції, вишки стільникового зв'язку, польові об'єкти та експедиції, фермерські господарства, прикордонні, радарні та навігаційні пости і т. д.;

- * групові непромислові споживачі встановленою потужністю від десятків до сотень кВт – окремі великі житлові будинки та мікрорайони, різні об'єкти соціальної сфери, торговельні підприємства та заклади охорони здоров'я, села, селища малоповерхової забудови і т. д.;

- * промислові підприємства із встановленою потужністю від сотень до тисяч кВт – головним чином підприємства нафтогазовидобувної галузі.

Слід зазначити, що загальноприйнятого терміна «мала енергетика» на даний час немає. В електроенергетиці до малих електростанцій прийнято відносити електростанції потужністю до 30 МВт з агрегатами одиничною потужністю до 10 МВт.

Одним із найбільш перспективних напрямів підвищення енергетичної ефективності локальних систем електропостачання є використання в енергетичному балансі регіонів відновлюваних джерел енергії та оптимізація режимів роботи основного енергетичного обладнання.

Кліматичні та географічні особливості децентралізованих зон визначають практичну можливість використання всіх видів відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Цілком імовірно, що в найближчому майбутньому відсоток участі ВДЕ

буде збільшуватися саме в ДДЕ. За прогнозом REW (Renewable Energy World) участь ВДЕ в якості первинного енергоносія представлено на рисунку 1.3 [3].

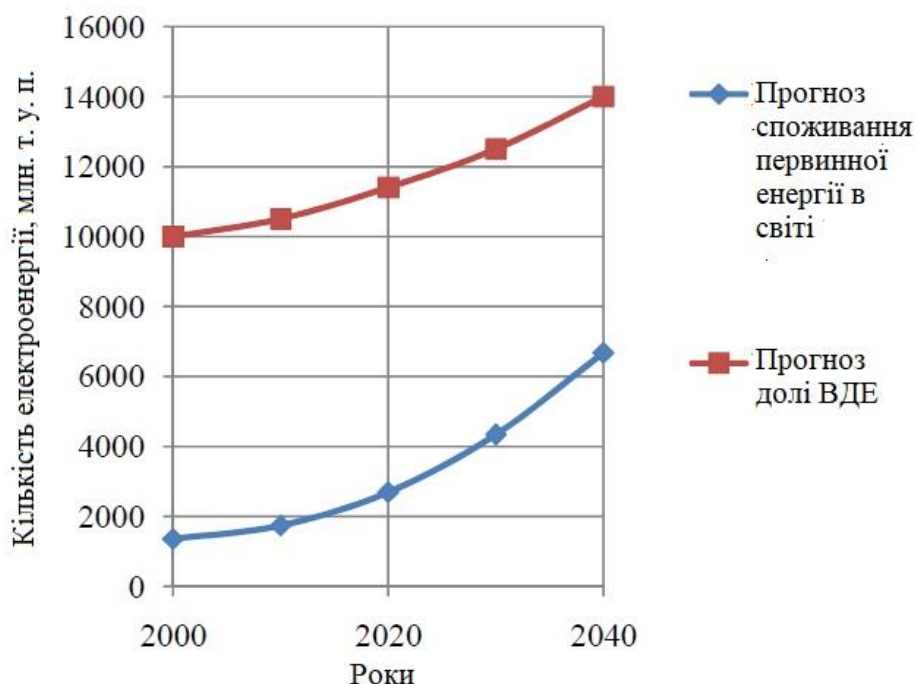


Рисунок 1.3. Частка енергії, виробленої ВДЕ, у загальному обсязі ЕЕ

У загальному випадку системи децентралізованого електропостачання на базі ВДЕ, залежно від типу використання первинного енергоносія, можна розділити на групи:

- Вітроелектричні установки.
- Фотоелектричні модулі.
- Малі гідроелектростанції.
- Геотермальні станції.
- Теплові електростанції (когенераційні та тригенераційні системи), що як первинне паливо використовують енергію біомаси та/або викопне паливо.

У даній роботі розглянуто сучасні тенденції в області відновлюваних джерел енергії у світовому масштабі, наведено класифікацію та різні схеми енергетичних автономних установок з використанням ВДЕ.

1.1 Тенднції розвитку вітроенергетики

Під поняттям вітроенергетика в контексті автономних систем розуміється вітроенергетична установка (ВЕУ) або вітроелектрична станція (ВЕС)

потужністю, порівнянною з потужністю навантаження та ізольована від єдиної енергетичної системи.

Найбільших успіхів досягла так звана велика вітроенергетика, яка працює паралельно з великими енергетичними системами. Мала вітроенергетика на сьогоднішній день не може продемонструвати подібні результати. Однак з огляду на незаперечні переваги інтерес до подібних джерел енергії щорічно зростає.

Поширення ВЕУ, їх виробництво та розвиток концентрується в розвинених країнах Північної Америки та Європи. Країни, що розвиваються, демонструють відносно невисокі темпи зростання вітротурбінної промисловості. Виходячи з вітрового потенціалу та потреб населення, райони Африки, південної Азії та південної Америки ідеально підходять для розвитку автономних систем електропостачання на базі вітрогенераторів.

До кінця 2020 року сумарна потужність досягла 656 084 установок, забезпечивши тим самим 26% річного зростання всієї світової продукції. Китай, встановивши в 2018 році понад 450 тис. установок, став беззаперечним лідером в області малої вітроенергетики. Діаграма розподілу потужностей по країнах наведена на рисунку 4 [7].

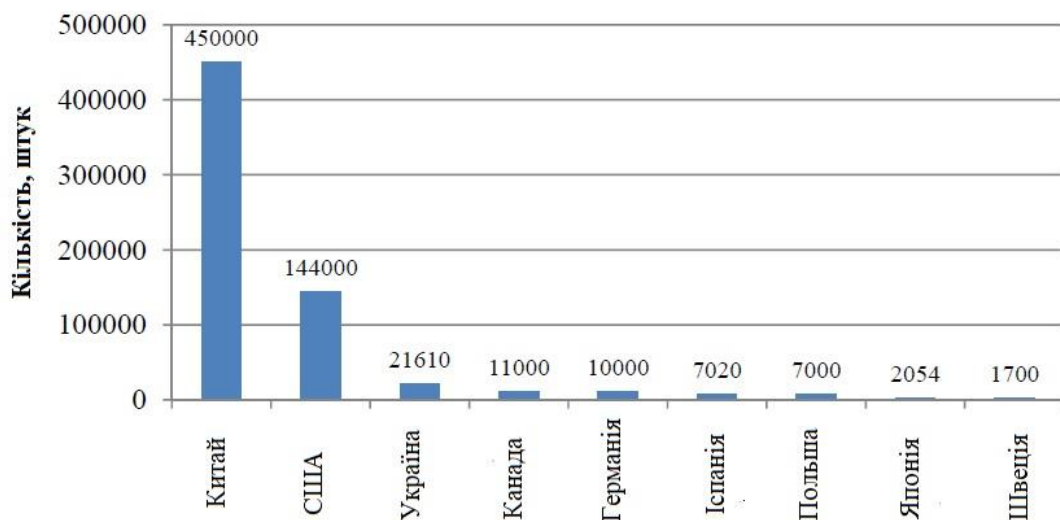


Рисунок 1.4. Сумарно встановлені малі ВЕУ

Високу конкурентоспроможність ВЕУ демонструють у країнах, що розвиваються. Мала енергетика в регіонах виявляється життєздатною і без

підтримки уряду натомість існуючих дорогих дизель-генераторних станцій. Незважаючи на те, що деякі країни з великим сільським населенням, такі як Куба, США або Китай, почали масово використовувати малі вітроенергетичні установки (МВЕУ) вже з 1960 року, масова індустріалізація цього напрямку розпочалася лише в останні десятиліття.

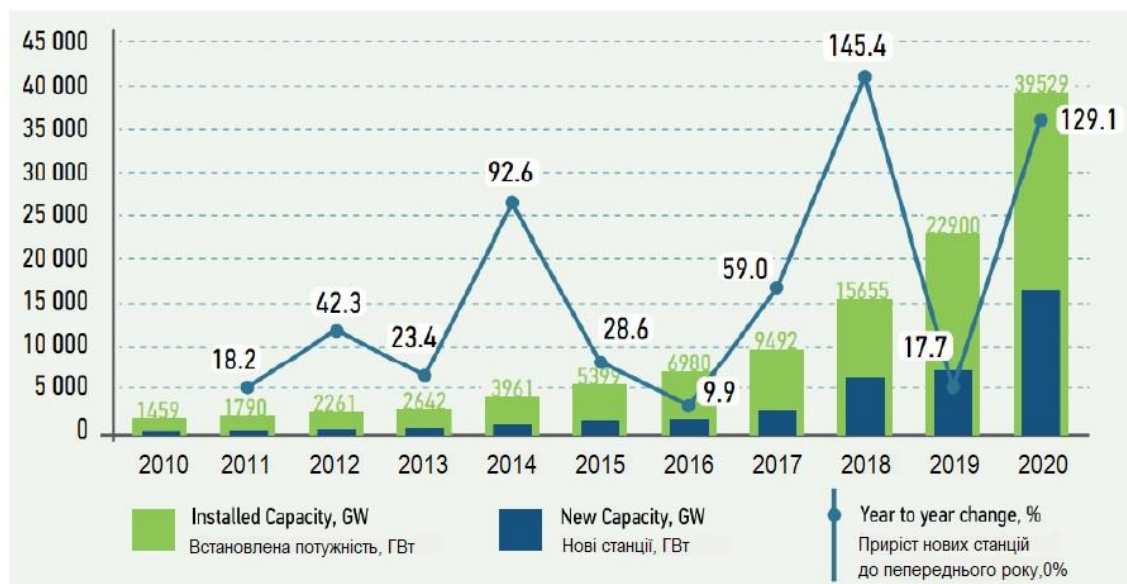


Рисунок 1.5. Фонд і сонячні станції, що вводяться в експлуатацію в світі з 2010 по 2020 роки

Багато власників ВЕУ купують їх не через вигідність, а через відсутність інших способів електрифікації.

Майбутнє вітроенергетики в основному залежить від розвитку технологій, від політики держави, цін на тверде паливо, інтересу інвесторів, сертифікації, системи оцінки якості та ще багатьох факторів. Експерти в галузі енергетики та фінансів передбачають подальший бурхливий розвиток цієї галузі промисловості.

1.2. Тенденції розвитку геліоенергетики

З 1999 року світовий ринок геліоенергетики бурхливо розвивається, оскільки середній щорічний темп зростання (CAGR) нових інсталяцій батарей у світі за останні 10 років склав 50,4%. Згідно з даними EPIA [1], обсяг введення нових потужностей у 2020 році досяг рекордного рівня в 16,6 ГВт, а

загальний фонд встановлених у світі батарей усіх типів – близько 39,5 ГВт (рисунок 5). За оцінкою Solarbuzz, ринок інсталяцій у 2020 році склав 18,2 ГВт.

Майже половина всіх сонячних батарей встановлена в Німеччині (17,2 ГВт), яка продовжує залишатися найбільшим ринком - 7,4 ГВт у 2010 році. Успіх Німеччини пояснюється тим, що країна однією з перших запустила масштабну федеральну програму підтримки альтернативної енергетики. Як результат, на початок 2021 року 17% електроенергії та 8% теплової енергії генеруються в країні на основі ВДЕ. Друге місце за обсягом інсталяцій у 2020 році посіла Італія (2,3 ГВт нових потужностей та загальний фонд у 3,5 ГВт), третє — Чехія (1,5 та 1,9 ГВт відповідно). Зростання ринку в Чехії, Італії, а двома роками раніше — в Іспанії, стало можливим завдяки державній підтримці та, так званому, “тарифу на підключення” (feed-in tariff, FIT, “зелений” тариф). Частка країн у загальному ринку та фонді сонячних батарей наведена на рис. 1.6 [1].

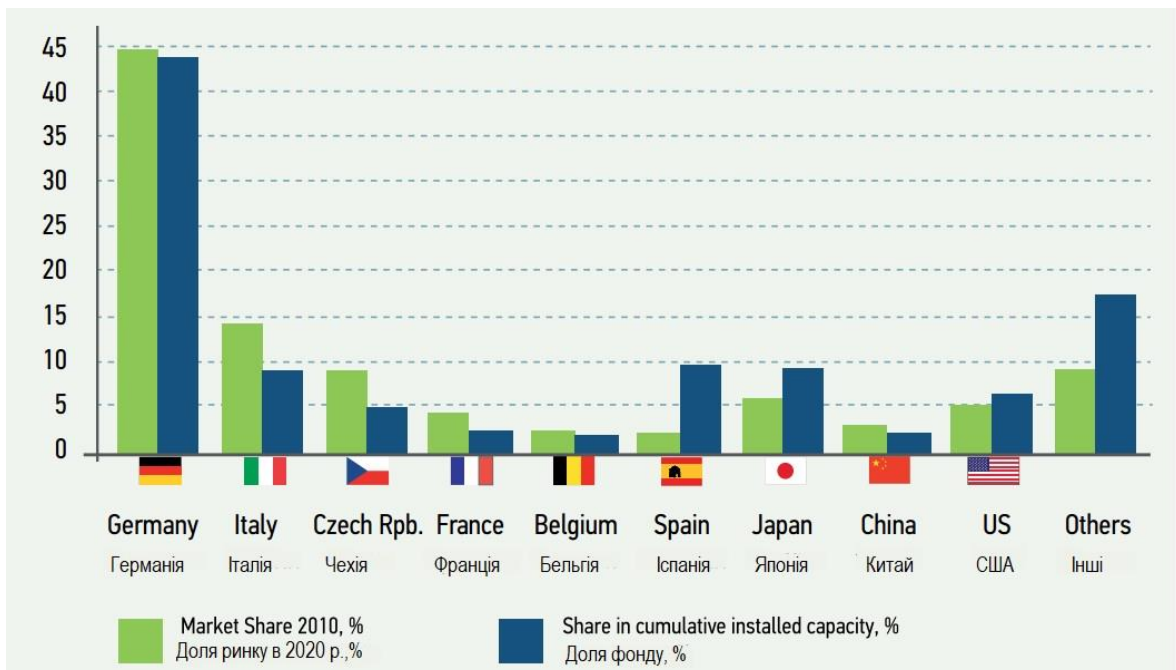


Рисунок 1.6. Частка країн у загальному ринку та в загальному фонді сонячних батарей у 2020 році

Основні потужності з виробництва сонячних модулів у світі розташовані в азіатському регіоні, який за останні кілька років, завдяки активності китайських інвесторів, зумів обігнати Європу та Північну Америку.

Найбільшим виробником модулів, за даними Photon International, у 2020 році була компанія Suntech Power (Китай, 1,6 ГВт); далі йшли JA Solar (Китай, 1,5 ГВт), First Solar (США, 1,4 ГВт), Trina Solar (Китай, 1,1 ГВт) та Q-Cells (1,0 ГВт). Серед 10 лідерів 8 представляють азіатський регіон.

З точки зору кінцевих споживачів структура сонячних інсталяцій у розрізі країн не є однорідною. Так, якщо в Німеччині та Італії 60–70% споживання модулів припадає на комерційні станції, то в Японії, Бельгії та Франції переважають приватні станції (95%, 60% та 40% відповідно).

Зростання споживання сонячних батарей відбувається на тлі зниження цін на сонячні модулі, діаграму представлено на рисунку 8. За даними Solarbuzz, середня роздрібна вартість сонячних модулів скоротилася з \$5,5/Вт пікової потужності наприкінці 2011 року до \$3,1/Вт до червня 2021 року. Мінімальна вартість mc-Si модулів — \$1,8/Вт; m-Si — \$1,74/Вт; тонкоплівкових модулів — \$1,37/Вт.

1.3. Тенденції розвитку малої гідроенергетики

Сумарні запаси гідроенергетичних ресурсів значно перевищують поточні енергетичні потреби, проте технічне використання гідроенергетичних ресурсів становить не більше 2-3 відсотків від сумарного світового виробництва електроенергії.

Теоретичний потенціал гідроенергетичних ресурсів можна оцінити через обсяг поверхневих вод, що оцінюється в понад 525 000 кубічних кілометрів води на рік. На частку стічних вод річок припадає понад 38 тисяч кубічних кілометрів, з них менше тисячі припадає на частку України[2].

Велику гідроенергетику не прийнято відносити до відновлюваних енергоресурсів, оскільки для створення великих ГЕС потрібне підтоплення значних територій сільськогосподарського призначення. ГЕС потужністю менше 30 МВт відносяться до малих ГЕС, а менше 100 кВт встановленої потужності до мікроГЕС – у даному діапазоні потужностей ГЕС прийнято вважати відновлюваними джерелами енергії.

Сумарні світові інвестиції в малу гідроенергетику в 2016 році склали близько 6 млрд доларів США. Середня вартість будівництва малих гідроелектростанцій становила від 1,5 до 2,5 тис. доларів за 1 кВт встановленої потужності. За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, до 2030 року частка малих ГЕС у виробництві електроенергії у світі досягне 2,2 % (дані наведені в таблиці) [10].

У Швейцарії частка виробництва електроенергії на МГЕС досягла 8,3%, в Іспанії – 2,8%, у Швеції – майже 3%, а в Австрії – 10%. Провідні позиції за сукупними генеруючими потужностями МГЕС займають: Китай (47 ГВт), Японія (4 ГВт), США (3,4 ГВт), Італія та Бразилія.

За даними ESHA (European Small Hydropower Association), у 2020 році сумарна встановлена потужність МГЕС у світі становила 87 ГВт [15].

Таблиця 1.2- Частка гідроенергетики, зокрема малої, у виробництві електроенергії у світі

Джерело енергії	Виробництво електроенергії, ТВт*ч		Доля, %		Темп росту, %
	2006 г	2030 г	2006 г	2030 г	
Великі ГЕС	2725	4383	14,4	12,4	2
Малі ГЕС	252	778	1,4	2,2	4,7

Розвиток гідроенергетики має довгострокові економічні переваги, насамперед з позиції можливості її диверсифікації, ефективнішого та багатоцільового використання гідроенергетичного потенціалу не тільки великих, але й малих річок. Цей напрямок прискорено формується в розвинених країнах та країнах, що розвиваються, особливо в сільській місцевості, у районах, віддалених від енергосистем. Будівництво малих ГЕС також має широкі перспективи розвитку в різних регіонах світу з транскордонними річковими басейнами. Мала гідроенергетика вільна від багатьох недоліків великих ГЕС і визнана одним з найекономічніших та екологічно безпечних способів отримання електроенергії, особливо при використанні невеликих водотоків.

У 2010 році встановлені потужності МГЕС Євросоюзу досягли 14 ГВт, з яких 21% – потужність МГЕС в Італії, 17% – у Франції, 16% – в Іспанії, 2% – у Польщі та Чехословаччині. Графічно розподіл потужностей представлено на рисунку 1.7[16].

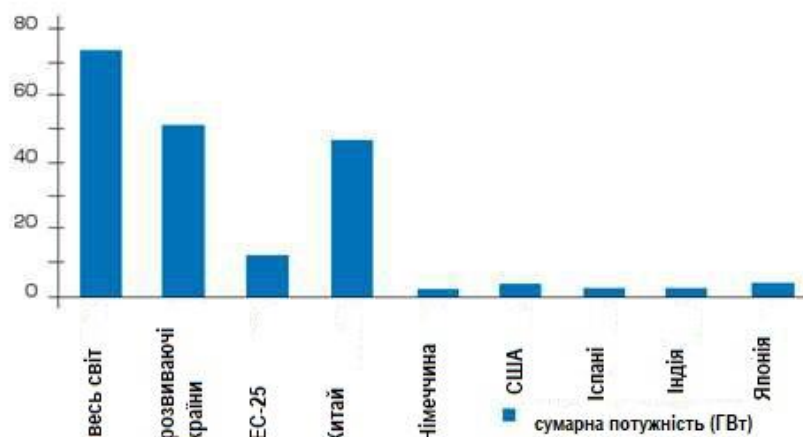


Рисунок 1.7. Сумарні потужності малих ГЕС по країнах світу [5]

Малі гідроелектростанції можуть експлуатуватися до 50 років без суттєвих витрат на заміну обладнання. Інвестиційні витрати на будівництво ГЕС мають значні відмінності між промислово розвиненими та країнами, що розвиваються. У країнах, що розвиваються, наприклад, у зв'язку з низькою вартістю робочої сили витрати на загально-будівельні роботи суттєво менші, ніж у промислово розвинених країнах. За умовно рівної вартості обладнання та монтажних робіт будівництво гідроенергетичного комплексу в країнах, що розвиваються, може бути економічно більш виправданим, ніж у розвинених країнах.

З урахуванням обмеженості гідроресурсів у світі можна припустити, що в період до 2030 року темпи розвитку гідроенергетики помітно знизяться, але при цьому підтримуватиметься диверсифікація малої гідроенергетики. При темпі зростання 4.5–4.7% виробництво електроенергії на малих ГЕС досягне до 2030 року 770–780 ТВт.год, що становитиме більше 2% всього виробництва електроенергії у світі. Таким чином, можна сказати, що мала гідроенергетика

в осяжній перспективі залишиться одним із найважливіших і найконкурентоспроможніших відновлюваних джерел енергії.

1.4 Тенденції розвитку біоенергетики

Залежно від різновидів біомаси можливі різні технології її енергетичного використання. Виділяють такі групи джерел біомаси:

- деревина, деревні відходи, торф, листя тощо;
- відходи життєдіяльності людей, включаючи виробничу діяльність;
- відходи сільськогосподарського виробництва;
- спеціально вирощувані високоврожайні агрокультури.



Рисунок 1.8. Структура світових ресурсів біомаси

Енергетична щільність біомаси значно менша, ніж у вугілля та нафти, тому її транспортування на значні відстані для одержання енергії економічно не вигідно. Більшість видів біомаси не придатні для тривалого зберігання із-за швидкого розкладання.

Структура світових ресурсів біомаси представлена на рис. 1.8

Світовий потенціал біомаси, котра може бути ефективно перетворена в електроенергію, постійно змінюється і тому складно вимірювана. Це відбувається із-за постійного росту технологій в даній області та додаванням нових можливостей переробки біомаси в тепло і інше.

За останніми даними до 2050 року біомаса могла б представляти більше 65% світового споживання електроенергії, причому більша частина потенціалу знаходиться в Африці, Карибському басейні та в Латинській Америці.

За допомогою біомаси в світі вже виробляється понад 10% енергії, причому більша її частина такими примитивними способами, такими як спалювання дров і деревинного вугілля напряду для приготування їжі та нагріву води.

Споживання біоенергії у країнах Європейського Союзу зображено на рис. 1.9 (за даними European Commission transparency platform for energy) [3; 6; 8].

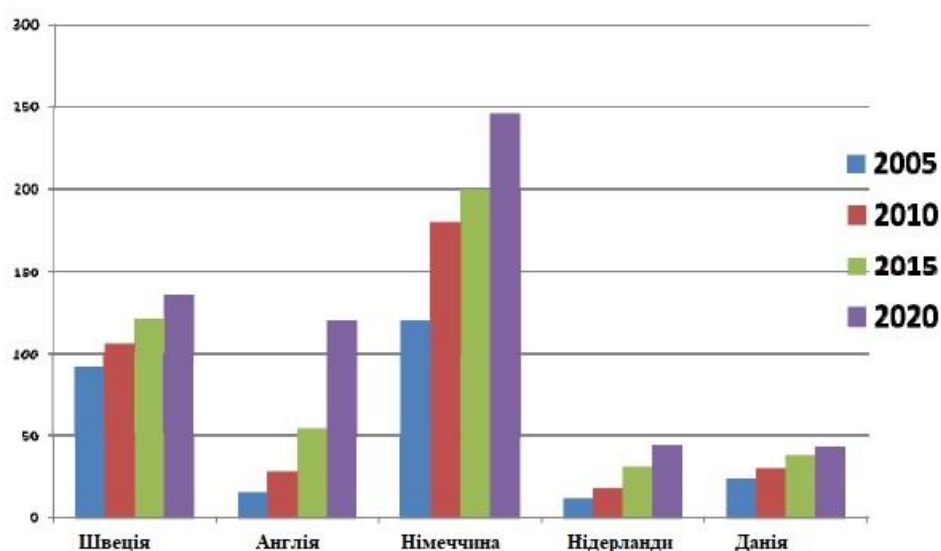


Рисунок 1.9. Споживання біоенергії в країнах ЄС

Висновки по першому розділу

Біоенергетика є стійким напрямом розвитку. Вона робить значний внесок у підвищення надійності та безпеки енергопостачання, сприяючи при цьому зниженню парникових викидів. Завдяки використанню місцевих біопаливних ресурсів створюються економічні передумови для стимулювання промислового розвитку та збільшення зайнятості, особливо в сільських регіонах.

Біоенергетика охоплює різні напрями, які відрізняються власними технічними, екологічними, економічними та соціальними характеристиками.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

2.1 Постановка завдання по обґрунтуванню методики розрахунку енергетичного комплексу

На сьогоднішній день найбільш вивченими та надійними є вітродизельні енергетичні комплекси (ВДЕК). Вони є надійним джерелом електричної енергії для тисяч автономних споживачів і експлуатуються в багатьох країнах світу [1]. Наведемо приклад ефективного використання ВДЕК: на острові Фер (Шотландія) для селища з населенням 70 осіб було побудовано електростанцію з двома ДЕС, першої (потужність – 20 кВт) було достатньо для електропостачання влітку, а іншої (50 кВт) – для електропостачання взимку [6]. Вітрові умови на острові вельми сприятливі. Середня швидкість вітру – 9,6 м/с. У червні 1982 року там було встановлено ВЕС потужністю 50 кВт. З того часу виробництво енергії зросло в 3,7 раза. Експлуатація ВДУ на острові Фер показала, що собівартість електричної енергії, одержуваної від ДЕС, становила 8 центів/кВт·год, а від ВЕС – 3,5 цента/кВт·год. Для цієї станції було розроблено спеціальний пристрій, який показував, коли лічильник енергії перемикається на вищий тариф. Показники виробництва енергії наводяться в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 Виробництво енергії на острові Фер за рік роботи

Енергоустановка	Виращлення енергії	
	абс. кіль-сть, кВт·г	відн. кіль-сть %
ВДУ, сумарна	185 024	100,00
ВЕС	168 895	91,2
ДЕС	16 147	8,72

За необхідності для підвищення надійності енергозабезпечення ВДЕК додатково можна оснастити маховиковим (кінетичним) накопичувачем енергії. У короткий проміжок часу (за секунди, хвилини) маховик дозволяє перерозподілити енергію, одержувану від вітрової установки, забезпечити роботу дизеля в номінальному режимі, що позитивно впливає на підсумкову витрату палива. Крім того, кінетичний накопичувач енергії може слугувати як

джерело безперебійного живлення в енергосистемі [7], підтримуючи енергопостачання споживача в період запуску та виходу резервного дизель-генератора на стійкий режим роботи.

ВДУ дозволяє суттєво заощаджувати дизельне паливо, проте його внесок в енергозабезпечення споживача залишається значним. Система акумуляції для перерозподілу енергії в довгостроковому періоді може звести до мінімуму використання органічного палива. Одним з альтернативних рішень є використання водневих технологій. Коли вироблення енергії на ВЕС перевищує обсяги споживання, можна отримувати водень, який, своєю чергою, може бути ефективно використаний для вироблення енергії під час штилю або слабкого вітру [12]. Зазвичай при використанні ВДЕ водень отримують шляхом електролізу води. Вироблення електричної енергії з водню може здійснюватися різними шляхами. На сьогоднішній день основними вважаються такі:

- використання паливного елемента (ПЕ);
- спалювання водню в спеціально перероблених дизельних генераторах або в парогенераторах.

На сьогодні використання ПЕ вважається більш перспективним, ніж спалювання водню в модернізованих дизельних генераторах, за рахунок порівняно високого ККД (50–80 % проти 20–35 %). Однак вартість самих ПЕ залишається досить високою [12].

Під час експлуатації ЕК на основі ВДЕ із застосуванням технологій водневого акумулювання виникає необхідність зберігати досить великі обсяги газу. Існує цілий ряд методів, надійність деяких з них підтверджена на практиці, інша частина проходить лабораторні та виробничі випробування. Подібні енергетичні комплекси вже створені та успішно експлуатуються в Канаді та Австралії.

У Канаді для забезпечення енергією віддалених селищ застосовуються гібридні схеми – вітро-дизельні та вітро-водневі. Водень використовується для виробництва електроенергії у двигунах внутрішнього згорання. Вітро-воднева

схема застосовується в проєкті Prince Edward Island Wind-Hydrogen Village та в місті Рамеа. Потужність генератора водню становить 250 кВт. Щорічно він дозволяє заощаджувати 120 тис. л палива, тим самим запобігаючи викидам в атмосферу: CO_2 – 320 т, NO_x – 6,8 т, SO_2 – 0,6 т. У роботі, присвяченій дослідженню даного комплексу (за матеріалами сайту <http://www.ieawind.org>), не наведені конкретні показники, проте зазначається, що спорудження комплексу економічно виправдане. В інституті TAFE Tasmania (Австралія) діє комплекс, що складається з двох вітроустановок, електролізера та дизельної установки, яка пристосована для роботи з воднем.

ЕК повинен забезпечити надійну та безперебійну роботу системи енергопостачання в цілому. Залежно від категорії споживачів у системі енергопостачання необхідно передбачити відповідні джерела енергії, які мають згладжувати коливання потужності БЕУ на виході в часі, в тому числі й джерела безперебійного живлення.

Розглянемо автономний споживач у розрахунковій точці А з координатами за широтою ϕ і довготою ψ , град. Для нього задаються графіки погодинного споживання теплової та електричної енергії в часі ($\bar{Q}_i$ та $\bar{P}_i$ відповідно, $i = 1, 2, \dots, n$) за розрахунковий період Т. [19]

$$T = t_k - t_0 = \sum_{i=1}^n \Delta t_i, \quad (2.1)$$

де t_k – кінцевий період часу; t_0 – початковий період часу; $\Delta t_i = 1$ год. Навантаження повинно бути забезпечене за рахунок використання БЕУ, системи отримання H_2 та O_2 , які акумулюються і далі використовуються в ТЕ для отримання електроенергії, а також супутніх їм пристроїв – теплонасосної установки (ТНУ) та дизельної енергетичної установки (ДЕУ), для яких задаються необхідні техніко-економічні параметри та характеристики, відповідне спеціальне інформаційне забезпечення.

Для БЕУ визначають тип, встановлену потужність N_{BEU}^{est} , кВт, висоту башти H_0 , м, потужнісну характеристику БЕУ $N_{BEU}(v)$, вартість БЕУ з

урахуванням її доставки, монтажу та експлуатації протягом терміну служби, середньогодинні швидкості вітру, $v_i, i = 1, 2, \dots, n$ в географічній точці $A(\phi, \psi)$, розраховані з урахуванням шорсткості місцевості, рози вітрів із заданою шорсткістю за румбами для висоти башти ВЕУ H_b , м.

З урахуванням ПЕ та системи акумулювання H_2 і O_2 необхідно визначити продуктивність електролізера, встановлену потужність P_{EL}^{est} , кВт, тиск компресора, необхідний об'єм водню, що зберігається V_{H_2} (за необхідності – кисню V_{O_2}), встановлену потужність ПЕ N_{PE}^{est} , вартісні характеристики обладнання, його доставку та монтаж, кліматичні умови експлуатації.

Для ТНУ з вертикальною системою відбору низькопотенційного тепла необхідно знати:

- тип ТНУ із заданим типом вертикальних теплообмінників;
- тип ґрунту (джерела низькопотенційного тепла);
- встановлену потужність ТНУ;
- коефіцієнт перетворення електричної енергії в теплову;
- вартість ТНУ;
- вартість доставки;
- вартість монтажу;
- вартість буріння;
- глибину буріння свердловини;
- середньодобові температури ґрунту та повітря в розрахунковій точці.

Для ДЕУ (БЕУ) потрібно знати його тип, питому витрату палива b_{num} , вартість палива, термін служби та вартість установки. Також необхідно враховувати експлуатаційні та енергетичні характеристики допоміжного обладнання, до якого віднесені інвертори, трансформатори, вимірювальне обладнання, керуюча система тощо.

Потрібно знайти оптимальні типи та число основних елементів розглянутого ЕК з метою забезпечити мінімум наведених витрат за розрахунковий період часу $T=t_k-t_0$ [18]:

$$I_{\Sigma}^{np}(T) = I_{BEY}^{np} + I_{ПЕ}^{np} + I_{ак}^{np} + I_{ТНУ}^{np} + I_{ДЕУ(БЕУ)}^{np} \rightarrow \min \quad (2.2)$$

де I_{Σ}^{np} – наведені витрати на створення та експлуатацію ЕК; I_{BEY}^{np} – наведені витрати на створення та експлуатацію БЕУ у складі ЕК; $I_{ПЕ}^{np}$ – наведені витрати на створення та експлуатацію ПЕ у складі ЕК; $I_{ак}^{np}$ – наведені витрати на створення та експлуатацію системи акумулювання енергії у складі ЕК; $I_{ТНУ}^{np}$ – наведені витрати на створення та експлуатацію ТНУ у складі ЕК; $I_{ДЕУ(БЕУ)}^{np}$ – наведені витрати на створення та експлуатацію ДЕУ у складі ЕК за дотримання наступних умов та обмежень[19]:

$$P_{max} \leq I_{BEY}^{np} + I_{ПЕ}^{np} + I_{ДЕУ(БЕУ)}^{np} \quad (2.3)$$

$$\bar{P}_i = \bar{N}_{BEYi}(\bar{v}_i) + \bar{N}_{ПЕi} + \bar{N}_{ДЕУ(БЕУ)i} \quad (2.4)$$

$$\bar{N}_{BEYi} = \bar{N}_{BEYi}(\bar{v}_i) \quad (2.5)$$

$$0 \leq \bar{v}_i \leq \bar{v}_{max} \quad (2.6)$$

$$0 \leq \bar{N}_{BEYi} \leq N_{BEY}^{гст} \quad (2.7)$$

$$0 \leq \bar{N}_{ПЕi} \leq N_{ПЕ}^{гст} \quad (2.8)$$

$$N_{ДЕУ(БЕУ)}^{min} \leq \bar{N}_{ДЕУ(БЕУ)} \leq N_{ДЕУ(БЕУ)}^{гст} \quad (2.9)$$

$$\bar{N}_{ПЕi} = \bar{N}_{ПЕi}(\bar{v}_{H_2}) \quad (2.10)$$

$$0 \leq V_{H_2}(N_{ПЕ}(t)) = V_{H_2}^{max} \quad (2.11)$$

$$V_{H_2} = \int_T V_{H_2}(N_{ПЕ}(t)) dt \quad (2.12)$$

де P_{max} – максимальне навантаження споживача; $N_{BEY}^{гст}$, $N_{ПЕ}^{гст}$, $N_{ДЕУ(БЕУ)}^{гст}$ – встановлена потужність БЕУ, ТЕ, ДЕУ (БЕУ); P_i – навантаження споживача в i -й момент часу; N_{BEYi} – вироблювана електрична потужність БЕУ в i -й момент часу; v_i – швидкість вітру в i -й момент часу; $\bar{N}_{ПЕi}$ – вироблювана теплова потужність ТЕ в i -й момент часу; $\bar{N}_{ДЕУ(БЕУ)i}$ – вироблювана електрична потужність ДЕУ(БЕУ); v_{max} – максимальна швидкість вітру, за якої працює БЕУ; $N_{ДЕУ(БЕУ)}^{min}$ – мінімальна потужність, з якою може працювати ДЕУ (БЕУ);

$\bar{N}_{ДЕУ(БЕУ)}$ – середня річна потужність ДЕУ (БЕУ); $N_{ДЕУ(БЕУ)}^{вст}$ – встановлена потужність ДЕУ (БЕУ); V_{H_2} – обсяг запасеного водню.

При цьому у формулі (2.3) слід врахувати прийняте число основних розрахункових елементів ЕК, капітальні вкладення та витрати в них, циклічність ремонтів та терміни їхнього життя.

Аналіз розглянутої задачі дозволяє класифікувати її як багатofакторну, цілочисельну з урахуванням рівнянь зв'язку типу (2.3), обмежень типу нерівності (2.6) – (2.8), (2.11), інтегрального обмеження типу (2.12) та нелінійних зв'язків типу (2.5).

Подібні задачі можуть бути як одно-, так і багатоекстремальними, що вимагає використання для їхнього розв'язання глобальних методів пошуку в математичному програмуванні. Вихідні дані: $v(t)$ – швидкість вітру (погодинні дані); $P_{ЕЛ}(t)$ – електричне навантаження споживача (погодинні дані); $P_{ТЕП}(t)$ – теплове навантаження споживача (погодинні або середньодобові дані)

2.2 Визначення економічної ефективності енергетичного комплексу

Для забезпечення надійності відповідних розрахунків щодо БЕУ потрібно мати результати спостережень за вітром у розглядуваній точці Землі, де планується спорудження БЕУ (бажано не менше 10 років), протягом тривалого періоду. При цьому величина розрахункового інтервалу для швидкостей вітру повинна бути не більше 1 год, що вельми ускладнює забезпечення надійності всіх розрахунків через обмеженість рядів спостереження за вітром. У зв'язку з цим для подібних розрахунків можна використовувати наявні сьогодні бази даних щодо характеристик вітру.

Як правило, дані щодо характеристик вітру подані для певної висоти: 10 м (Україна, інші країни Європи), 50 м (США). Для перерахунку швидкості вітру на висоту башти використовують формулу [15]

$$v_i = v_{вим} \left(\frac{H_6}{H_{вим}} \right)^{\gamma}, \quad (2.1)$$

де $v_{вим}$ – виміряна швидкість вітру на висоті $H_{вим}$, де проводилися вимірювання; γ – коефіцієнт, що залежить від місця розташування досліджуваного об'єкта, $\gamma \sim 0,2$ [5].

Потужність, що виробляється ВЕУ, визначається за формулою

$$N_{ВЕУ}(t) = N_{ВЕУ}(v(t)) \quad (2.2)$$

При використанні теплового насоса або електричного обігрівача витрачається додаткова електрична енергія, яка не врахована в графіку навантаження споживача. Електричне навантаження при використанні ТНУ або електричного обігрівача в будь-який момент часу розраховується за допомогою виразу [19]

$$P'_{ел}(t) = \begin{cases} P_{эл}(t) + \frac{P_{теп}(t)}{k_{ТНУ}}, \text{ якщо } P_{теп}(t) - N_{ТНУ} \leq 0 \\ P_{эл}(t) + \frac{P_{теп}(t)}{k_{ТНУ}} + (P_{теп}(t) - N_{ТНУ}) \cdot \eta_{ен}, \text{ якщо } P_{теп}(t) - N_{ТНУ} > 0 \end{cases} \quad (2.3)$$

де $P_{ел}(t)$ – електричне навантаження без урахування використання ТНУ або іншого працюючого обігрівача; $P_{теп}(t)$ – теплове навантаження споживача; $k_{ТНУ}$ – коефіцієнт перетворення електричної енергії в теплову; $\eta_{ен}$ – коефіцієнт корисної дії електричного нагрівача.

У період часу, коли вироблювана потужність на ВЕУ (ВЕС) $N_{ВЕУ}(t)$ перевищує навантаження споживача з урахуванням використання ТНУ або електричного обігрівача $P'_{ел}(t)$, надлишкову потужність доцільно акумулювати. Потужність, що передається на електролізер для отримання водню, розраховуємо як

$$P'_{е-ра}(t) = \begin{cases} N_{ВЕУ}(t) - P'_{ел}(t), \text{ якщо } N_{ВЕУ}(t) - P'_{ел}(t) > 0 \\ 0, \text{ якщо } N_{ВЕУ}(t) - P'_{ел}(t) \leq 0 \end{cases} \quad (2.4)$$

Обсяг водню V'_{H_2} , що виробляється, можна визначити за (2.5). де $П_{е-ра}$ – продуктивність електролізера, $\text{нм}^3/\text{кВт} \cdot \text{год}$; $P_{е-ра}^{вст}$ – потужність електролізера, кВт. Потужність, що виробляється ПЕ, визначаємо

$$V'_{H_2}(t) = \begin{cases} P_{е-ра}(t) \cdot П_{е-ра}, \text{ якщо } P_{е-ра}(t) < P_{е-ра}^{вст} \\ P_{е-ра}^{вст} \cdot П_{е-ра}, \text{ якщо } P_{е-ра}(t) > P_{е-ра}^{вст}, \end{cases} \quad (2.5)$$

Потужність, що виробляється ПЕ, визначаємо як [12]:

$$N'_{PE}(t) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } P'_{el}(t) - N_{BEV}(t) \leq 0 \text{ або } V_{H_2} \rightarrow 0 \\ N_{PE} & \text{якщо } P'_{el}(t) - N_{BEV}(t) \geq N_{PE}, V_{H_2} \geq 0 \\ P'_{el}(t) - N_{BEV}(t) & \text{якщо } N_{PE} \geq P'_{el}(t) - N_{BEV}(t) \geq 0, V_{H_2} \geq 0 \end{cases} \quad (2.6)$$

Визначимо використовуваний об'єм водню при $N_{BEV}(t) - P'_{EЛ}(t) < 0$:

$$V''_{H_2} = \frac{3600000 N'_{PE}(t)}{q_{H_2} \cdot \rho_{H_2 PE}} \quad (2.7)$$

де q_{H_2} – питома теплота згоряння водню, $q_{H_2} = 120 \cdot 10^6$ Дж/кг; ρ_{H_2} – густина водню, $\rho_{H_2} = 0,09$ кг/м³; 3 600 000 – коефіцієнт перерахунку Дж у кВт•год.

Наявний об'єм водню в момент часу T визначаємо:

$$V_{H_2} = V_{H_2 \text{ноч}} + \int_{i=1}^T (V'_{H_2}(t) - V''_{H_2}(t)) dt \quad (2.8)$$

При цьому необхідно врахувати обмеження по запасу водню $V_{H_2 \text{max}} = V_{\bar{o}}$, де $V_{\bar{o}}$ – об'єм балонів (водневосховища) для зберігання водню. Потужність, що виробляється ДЕУ, визначаємо [12]

$$N'_{ДЕУ}(t) = \begin{cases} P'_{el}(t) - N_{BEV}(t) - N_{PE}, & \text{якщо } N_{ДЕУ} \geq P'_{el}(t) - N_{BEV}(t) - N_{PE} \geq 0 \\ N_{ДЕУ} & \text{якщо } N_{ДЕУ} \leq P'_{el}(t) - N'_{BEV}(t) - N'_{PE} \\ 0 & \text{якщо } P'_{el}(t) \leq N'_{BEV}(t) - N'_{PE}(t). \end{cases} \quad (2.9)$$

Розходи палива:

$$Q_{нал} = \sum_{i=1}^{8760T} b_{нал} N'_{ДЕУ}(t) \Delta t. \quad (2.10)$$

Розходи оливи:

$$Q_{ол} = \sum_{i=1}^{8760T} b_{ол} N'_{ДЕУ}(t) \Delta t. \quad (2.11)$$

Для визначення економічної ефективності досліджуваного енергетичного комплексу необхідно здійснити розрахунок витрат за довгостроковий період і порівняти його з відповідним базовим варіантом енергозабезпечення за рахунок ДЕС. Зазвичай, розрахунковий період обирається з урахуванням обладнання, що має найдовший термін служби.

Вирішення поставленого завдання видається неоднозначним і трудомістким, заснованим на кількох сценаріях розвитку світової економіки. Це пов'язано з такими тенденціями:

- Визначення інфляції в довгостроковий період на сьогоднішній день в період кризи є досить невизначеним завданням.
- Запаси доступного органічного палива поступово виснажуються. На ринку поступово з'являються альтернативні види палива: водень, синтез-газ, біопаливо. Тому в довгостроковому періоді зміна цін на паливо (дизель і бензин) не буде корелювати з інфляцією, як це було раніше, коли підвищення цін на паливо практично завжди вело до пропорційного зростання цін на основну продукцію. Швидше за все, зростання цін на паливо випереджатиме інфляцію, проте важко дати досить надійний прогноз.
- На сьогоднішній день обладнання, що працює на ВДЕ, коштує досить дорого, проте існує стійка тенденція до зниження його вартості за рахунок запуску його масового виробництва, а також впровадження нових технологій, що дозволяють використовувати більш дешеві матеріали та знижувати матеріаломісткість виробів.

Очевидно, що найбільші витрати припадають на перший рік. Капітальні вкладення в енергетичний комплекс будуть визначатися за формулою:

$$K_{ек} = W_{BEC} + W_{THU.повн} + W_{сист.ак\ H_2} + W_{ДЕС} + W_{дод.об}, \quad (2.12)$$

де W_{BEC} – повна вартість ВЕС, включаючи доставку обладнання та монтаж; $W_{THU.повн}$ – вартість теплового насоса, включаючи доставку, буріння свердловин, монтаж; $W_{сист.ак\ H_2}$ – повна вартість системи акумуляції водню, включаючи вартість доставки та монтажу електролізера, паливних елементів, компресора, балонів для зберігання водню; $W_{ДЕС}$ – вартість усіх установок ДЕУ, включаючи монтаж і доставку; $W_{дод.об}$ – вартість доставки та монтажу решти обладнання, необхідного для роботи ЕК (трансформаторів, інверторів, джерел безперебійного живлення, кабелів тощо).

$W_{BEC}, W_{THU.повн}, W_{сист.ак\ H_2}, W_{ДЕС}, W_{дод.об}$, визначаються за формулами [19]:

$$\begin{aligned}
W_{BEC} &= n_{BEY} (W_{BEY} + W_{мон. BEY} + W_{дос. BEY}); \\
W_{THYнов} &= W_{THY} + W_{дос. THY} + W_{бур. скв} + W_{мон. THY}; \\
W_{сис. ак. H_2} &= W_{ПЕ} + W_{е-ра} + W_{бал} + W_{дос. ПЕ} + W_{дос. е-ра} + W_{дос. бал.} + W_{мон. роб.}; \\
W_{DEC} &= n_{ДЕУ} (W_{ДЕУ(БЕУ)} + W_{дос. ДЕУ(БЕУ)}); \\
W_{дод. об. j} &= \sum_{s=1}^{n_{дод. об. j}} (W_{дод. об.} + W_{дос. дод. об. j}).
\end{aligned}$$

де n_{BEY} – кількість БЕУ; W_{BEY} – вартість БЕУ; $W_{мон. BEY}$ – вартість монтажу БЕУ; $W_{дос. BEY}$ – вартість доставки БЕУ; W_{THY} – вартість ТНУ; $W_{дос. THY}$ – вартість доставки ТНУ; $W_{бур. скв}$ – вартість буріння свердловини для ТНУ; $W_{мон. THY}$ – вартість монтажу для ТНУ; $W_{ПЕ}$ – вартість ТЕ; $W_{е-ра}$ – вартість електролізера; W – вартість балонів (водневосховища) для зберігання водню; $W_{дос. ПЕ}$ – вартість доставки ТЕ; $W_{дос. е-ра}$ – вартість доставки електролізера; $W_{дос. бал.}$ – вартість доставки балонів для зберігання водню; $W_{мон. роб.}$ – вартість монтажних робіт; $n_{ДЕУ}$ – кількість ДЕУ; $W_{ДЕУ}$ – вартість ДЕУ(БЕУ); $W_{дос. ДЕУ(БЕУ)}$ – вартість доставки ДЕУ; $W_{дод. об.}$ – вартість допоміжного обладнання; $W_{дод. об. j}$ – вартість j -ї одиниці допоміжного обладнання; $W_{дос. дод. об. j}$ – вартість доставки j -ї одиниці допоміжного обладнання.

Протягом усього терміну експлуатації комплексу необхідно забезпечити діагностику, плановий ремонт та заміну обладнання, вчасно замінювати мастильні матеріали, закуповувати дизельне паливо. Усе це потребує щорічного вливання грошових засобів, необхідних для підтримання ЕК у робочому стані.

Щорічні витрати можна визначити:

$$C_i = C_{ВДЕ.i} + C_{пал.i} + C + C_{дод. об. i}, \quad (2.13)$$

де C_i – сумарні витрати в i -му році; $C_{ВДЕ.i}$ – сумарні витрати на обладнання, що працює на основі ВДЕ в i -му році; $C_{пал.i}$ – витрати на паливо в i -му році; $C_{ол.i}$ – витрати на мастило в i -му році; $C_{дод. об. i}$ – витрати на допоміжне обладнання в i -му році.

Причому витрати останнього року розрахункового періоду визначаються з урахуванням ліквідної вартості обладнання (2.14):

$$C_{n.p} = C_{ВДЕ.n.p} + C_{нал.n.p} + C_{мас.n.p} + C_{доп.обл.i} - Л_{ВДЕ} - Л_{залиш. обл}, \quad (2.14)$$

де $C_{n.p}$, $C_{ВДЕ.n.p}$, $C_{нал.n.p}$, $C_{мас.n.p}$, $C_{доп.обл.i}$ – витрати на обладнання, що працює на основі ВДЕ, паливо, мастило та допоміжне обладнання в останньому році експлуатації ЕК; $Л_{ВДЕ}$ – ліквідна вартість обладнання, що працює на основі ВДЕ; $Л_{залиш.обл}$ – ліквідна вартість решти обладнання.

Витрати на обладнання ВДЕ визначаємо за формулою:

$$C_{ВДЕ.i} = C_{рем.ВДЕ.i} + C_{зам.ВДЕ.i} + C_{експл.ВДЕ.i}. \quad (2.15)$$

Витрати на ремонт $C_{рем.ВДЕ.i}$, заміну $C_{зам.ВДЕ.i}$ та експлуатацію $C_{експл.ВДЕ.i}$ як для обладнання ВДЕ, так і для решти обладнання визначаються з урахуванням таких міркувань. При замовленні обладнання завод-виробник вказує термін служби обладнання, час роботи до капітального ремонту, а також необхідність проведення діагностичних робіт, які, як правило, входять у початкову вартість обладнання. Термін служби та час до капітального ремонту в першому випадку вказуються в роках (ВЕУ), у другому – в годинах (ДЕУ). Якщо ресурс обладнання та час капітального ремонту вказані в роках, моменти планового ремонту та заміни обладнання очевидні. В іншому випадку необхідно визначити середню кількість годин роботи відповідного обладнання на рік $T_{роб.об.}$. Потім на отримане значення необхідно розділити термін служби обладнання $t_{сл. об.}$ або час до капітального ремонту $t_{кап.рем.об.}$, дані заводом-виробником.

$$T_{сл.обл.} = t_{сл.обл.} / T_{роб.обл.};$$

$$T_{кап.рем.обл.} = t_{кап.рем.обл.} / \bar{T}_{роб.обл.};$$

Щорічні витрати на паливо та мастило визначаються:

$$C_{нал.i} = Q_{нал.i} \bar{C}_{нал.i};$$

$$C_{мас.i} = Q_{мас.i} \bar{C}_{мас.i},$$

де $C_{нал.i}$ – витрати на паливо в i -му році; $Q_{нал.i}$ – витрата палива в i -му році; $C_{нал.i}$ – ціна на паливо в i -му році; $C_{мас.i}$ – витрати на мастило в i -му році; $Q_{мас.i}$ – витрата мастила в i -му році; $C_{мас.i}$ – вартість мастила в i -му році.

Основним критерієм економічної ефективності є витрати за весь розглядуваний період експлуатації, наведені до базисного року, що визначаються за формулою [8]:

$$I_{\text{ек.дисконт}} = K_{EK} + \sum_{i=1}^T \left((C_{\text{ВДЕ},i} + C_{\text{нал},i} + C_{\text{мас},i} + C_{\text{дон},i}) / \varepsilon^i \right), \quad (2.16)$$

де K_{EK} – капітальні вкладення в енергокомплекс; ε – коефіцієнт дисконтування.

Оскільки енергетичний комплекс складається з деякої множини взаємозалежних генеруючих та енергоспоживаючих елементів, дуже важливо, щоб у будь-який момент часу дотримувався баланс вироблення та споживання електроенергії. Отже, необхідно мати досить точні дані щодо електричних та теплових навантажень і швидкостей вітру, які повинні бути зафіксовані або розраховані для кожної години протягом року. Іншими словами, для коректного розрахунку необхідно мати 8760 наведених до розрахункового року значень швидкості вітру для висоти флюгера (бажано мати дані щодо вітру для висоти башти, що використовується в розрахунку, ВЕУ) та 8760 значень для електричного навантаження. З урахуванням використання теплового акумулятора для теплового навантаження достатньо мати середньодобові дані. Розрахунок робиться для кожної години окремо.

Висновки по другому розділу

При вирішенні поставленої задачі необхідно визначити оптимальні параметри досліджуваного ЕК, при яких витрати за розглядуваний період часу T будуть мінімальними. Ми повинні визначити склад і параметри наступного обладнання: ВЕУ, ДЕУ, ТНУ, системи акумуляції водню (в яку входять електролізер, паливний елемент, балони для зберігання водню, компресор), ДБЖ, трансформатори, інвертори. Очевидно, що, вирішуючи дану задачу методом простого перебору, навіть за наявності досить потужної сучасної обчислювальної машини доведеться витратити досить багато часу, а значить, необхідно використовувати методи математичного програмування.

РОЗДІЛ 3

РЕЗУЛЬТАТИ ПРОВЕДЕНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

На рис. 3.1 продемонстровано приклад роботи досліджуваного ЕК. Коли швидкості вітру дозволяють працювати ВЕУ в оптимальному режимі, виробленої потужності достатньо для енергозабезпечення споживача та виробництва водню (зона 2). Щойно швидкість вітру знижується, а отже, і виробіток електроенергії, то відсутню потужність споживач забезпечує за рахунок використання виробленого раніше водню (зони 1 та 3). При повному використанні водню або відмові системи вмикається ДЕУ (зона 4). Тут явно не вказано роботу ТНУ, проте споживана нею електрична потужність може входити до складу графіка навантаження.

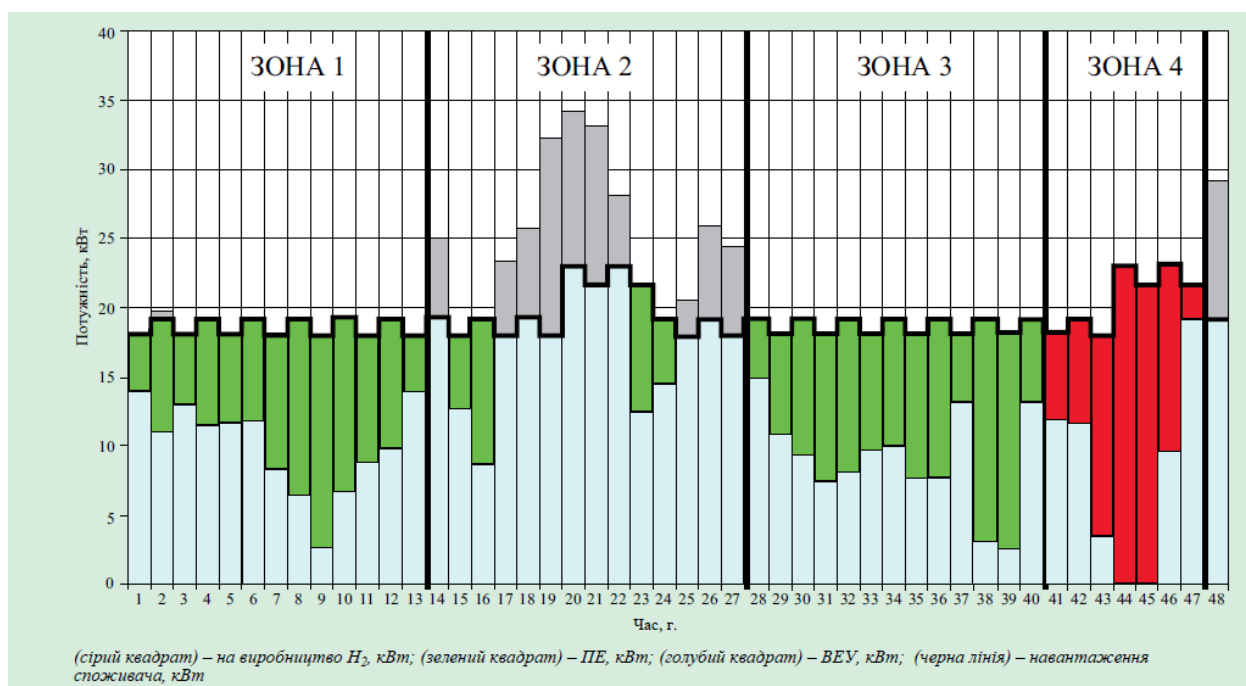


Рисунок 3.1. Приклад роботи енергокомплексу

Термін окупності ВДЕК для різних регіонів України може становити від 4 до 6 років. Досить ефективним виявилось використання ТНУ, за потужності 4 кВт вона дозволяє щорічно заощаджувати 600 л палива. Систему акумуляції водню доцільно застосовувати вже за вартості палива 100 грн./л.

У розглянутих умовах використання енергії вітру вкрай ефективне як з економічної, так і з енергетичної точки зору, в силу високих і досить

стабільних швидкостей вітру, які дозволяють застосовувати їх з коефіцієнтом використання встановленої потужності від 0,5 до 0,8.

Застосування теплових насосів також може виявитися ефективним для даного регіону. ТНУ дозволяє додатково заощаджувати до 20% палива для ВДЕК [11].

У випадку використання системи акумуляції на основі водню виникає низка суттєвих труднощів при визначенні оптимальних параметрів енергетичного комплексу. Якщо взяти ряд значень встановленої потужності ВЕУ і для кожного значення розрахувати оптимальні параметри, то можна отримати криву (рис. 3.2). Аналізуючи цей графік, можна сказати, що він має кілька локальних екстремумів.

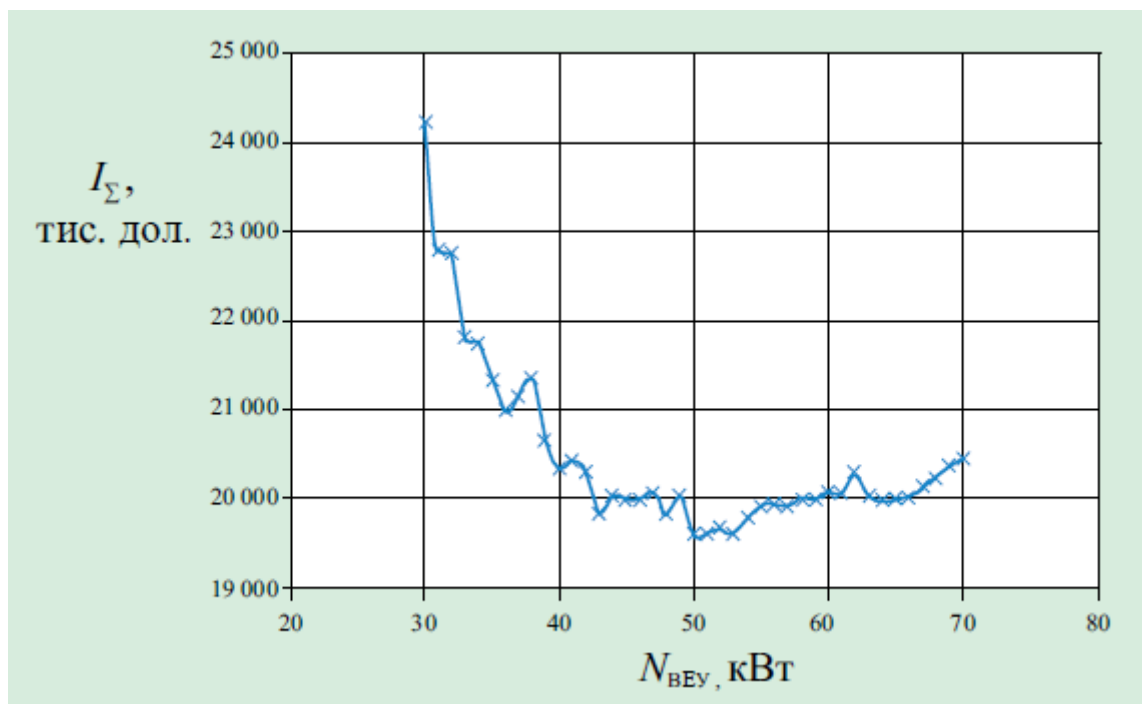


Рисунок 3.2. Залежність наведених витрат на досліджуваний енергетичний комплекс від встановленої потужності ВЕУ

Наведена функція залежить лише від одного параметра. Реальна функція має ряд змінних: потужність електролізера, потужність паливних елементів, об'єм балонів для зберігання водню. Це означає, що число локальних екстремумів значно більше, ніж на рис. 3.2.

Дана крива має яскраво виражену зону встановленої потужності ВЕУ, де наведені дисконтовані витрати найменші. Підсумкове рішення щодо складу

енергетичного комплексу можна прийняти, керуючись такими міркуваннями. Чим нижча встановлена потужність ВЕУ, ТЕ та електролізера, тим менші витрати на початковому етапі експлуатації ЕК, однак щорічні витрати на органічне паливо вищі, і навпаки. Надійність ЕК тим нижча, чим більше послідовних елементів у системі, і вища, якщо є дублюючі елементи.

При використанні системи водневої акумуляції різко зростає кількість елементів, що працюють на основі ВДЕ, а отже, обов'язковим є врахування зміни цін на дане обладнання. Різниця між капітальними вкладеннями при оптимістичному та песимістичному прогнозах зміни цін на обладнання ВДЕ може перевищувати 20 %. На рис. 3.3 представлено сімейство кривих, що відображають залежність встановленої потужності електролізера від встановленої потужності ВЕУ, для фіксованих значень обсягу водневого сховища за умови повної відмови від використання дизельного палива. На рис 3.4 показано залежність необхідного обсягу водневого сховища від встановленої потужності ВЕУ для фіксованих значень потужності електролізера за тих же умов.

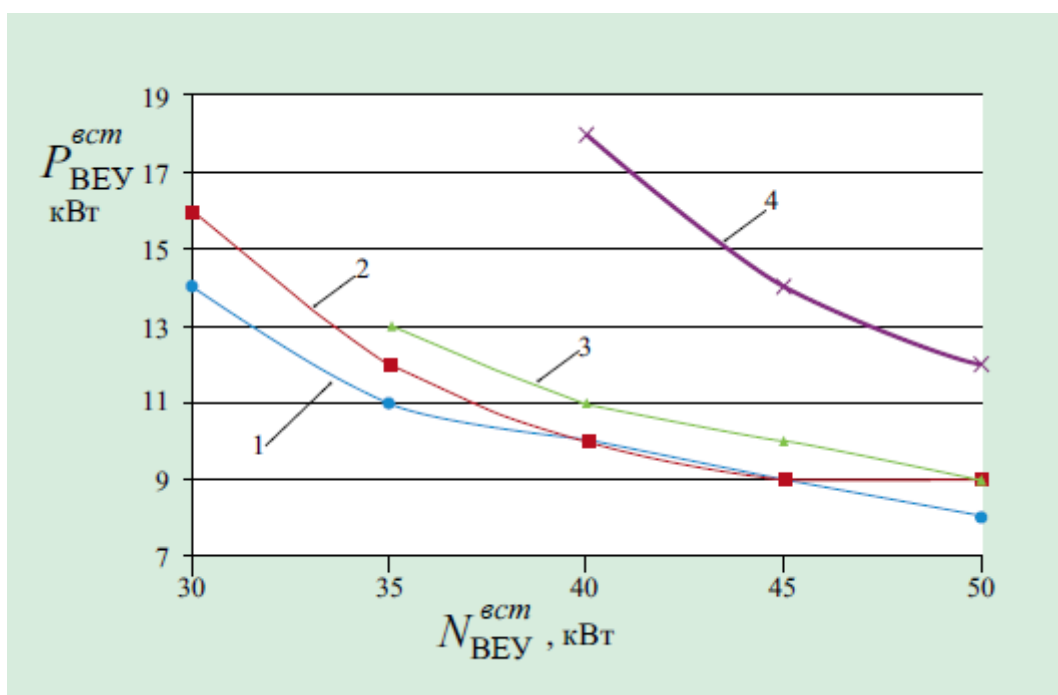


Рисунок 3.3. Залежність встановленої потужності електролізера від встановленої потужності ВЕУ за фіксованого обсягу водневосховища:

1–2000 нм^3 ; 2–1500 нм^3 ; 3–1000 нм^3 ; 4–500 нм^3

Аналіз даних залежностей показує, що зі збільшенням встановленої потужності необхідний обсяг водневого сховища та потужність електролізера зменшуються. Чим потужніший електролізер, тим менший обсяг водневого сховища потрібен для роботи ЕК (дана теза справедлива за умови, що в період повного заповнення балонів воднем відбувається відключення потужностей ВЕУ).

Встановлена потужність ТЕ не залежить від будь-яких параметрів, крім навантаження споживача. Якщо до ЕК включена ДЕУ (ВЕУ), то встановлена потужність ТЕ визначається лише економікою.

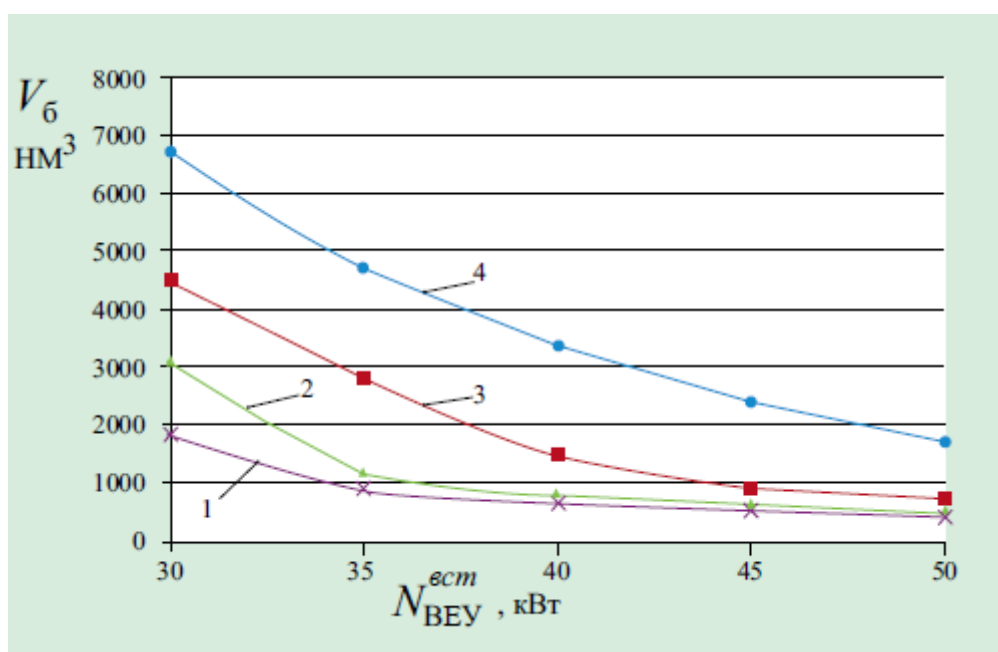


Рисунок 3.4. Залежність об'єму водневостховища від встановленої потужності ВЕУ при фіксованій потужності електролізера:

1–8 кВт; 2–10 кВт; 3–12 кВт; 4–14 кВт

Особливе значення має питання зберігання водню. При вирішенні завдання необхідно вибрати такі параметри обладнання, які дозволять використовувати балони з мінімальним обсягом та відсутністю викидів при переповненні. При цьому слід дотримуватися балансу: обсяги запасеного водню на початок і на кінець року мають бути однаковими.

Висновки по третьому розділу

Проведені розрахунки показують, що вже сьогодні можливе створення ЕК на основі вітрової, теплонасосної, дизельної установок та системи акумуляції водню. При цьому є можливість відмовитися від використання ДЕУ. Однак для остаточного вирішення даного питання потрібен експлуатаційний досвід. В цілому ж розрахунки та дослідження показують високу енергетичну ефективність комплексу, а при вирішенні проблем доставки палива – й економічну ефективність.

ВИСНОВКИ

На підставі виконаної роботи можна зробити наступний висновок. Як правило, в зонах децентралізованого енергопостачання енергозабезпечення здійснюється за рахунок ДЕУ. Енергозабезпечення ряду децентралізованих споживачів можна здійснити за рахунок ВДЕ. Найбільш ефективно використовувати ВДЕ в ЕК.

З урахуванням географічного положення України взагалі важливим питанням являється теплопостачання споживача яке набуває особливого значення. У цьому контексті використання ТНУ спільно з установками, що генерують електричну енергію (наприклад, ВЕУ), можна вважати перспективним рішенням. Знаходження оптимального складу, параметрів та визначення режиму роботи обладнання в ЕК, заснованому на застосуванні ВДЕ, є досить складним багатопараметричним завданням, проте в кожному конкретному випадку його рішення дозволяє найбільш ефективно отримувати якісну енергію при мінімальних витратах порівняно з аналогічними параметрами при використанні традиційних ДЕУ.

Проведені розрахунки показують, що вже сьогодні можливе створення ЕК на основі вітрової, теплонасосної, дизельної установок та системи акумуляції водню. При цьому є можливість відмовитися від використання ДЕУ. Однак для остаточного вирішення даного питання потрібен експлуатаційний досвід. В цілому ж розрахунки та дослідження показують високу енергетичну ефективність комплексу, а при вирішенні проблем доставки палива – й економічну ефективність.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Трач І.В. Проблеми інтеграції відновлюваних джерел електроенергії в слабкі електричні мережі. – Технічна електродинаміка. 2012, - №3, с. 25-26.
2. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України / Інститут відновлюваної енергетики НАН України. – К. : ВІОЛ-Принт, 2012. – 55 с.
3. Кудря С.О., Пепелов А.В. Відновлювана енергетика у 2015 році: Стан та перспективи розвитку в Україні / С.О. Кудря, А.В. Пепелов // Відновлювана енергетика та енергоефективність ХХІ століття : міжнар. конф., 29 – 30 вер. 2016. : тези доп. – Київ, 2016. – С. 25 – 32.
4. ДИРЕКТИВА ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПАРЛАМЕНТУ І РАДИ (ЄС) 2018/2001 від 11 грудня 2018 року про стимулювання використання енергії з відновлюваних джерел (ОВ L 328, 21.12.2018, с. 82)
5. 8 кроків для відмови України від російського газу | Економічна правда. [Online]. Access: <https://www.epravda.com.ua/columns/2022/04/5/685222/>
6. М. П. Кузнєцов, О. В. Лисенко, О. А. Мельник, “Задача оптимізації гібридної енергосистеми за рівнем дисперсії генерованої потужності”, Відновлювана енергетика, № 1 (68), 2022, [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\).839](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68).839)
7. <https://eco-volt.com.ua/ru/blog/gibridnyye-sistemy-kombinatsiya-solnechnoy-generatsii-s-akkumulyatorami-i-dizel-generatorami>
8. О. А. Мельник РОЗВИТОК ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ ВОЄННОГО СТАНУ/ Матеріали ХХІІІ міжнародної науково-практичної онлайн-конференції 19–20 травня 2022 "Відновлювана енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті".// КПП імені Ігоря Сікорського. С. 24-26
9. Про гібридні енергетичні рішення// <https://avenston.com/articles/about-hybrid-power-supply/>

10. Кузнєцов М. П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія / М. П. Кузнєцов. — Київ: ІВЕ, 2024. — 152 с

11. Дерев'янюк Д.Г., Кізім О.Ю., Стародуб А.Е., Пишний Р.В. АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОБУДОВИ ГІБРИДНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ З ВДЕ ДЛЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЛОКАЛЬНИХ ОБ'ЄКТІВ. Київ : Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», 2024.-3с

12. Лежнюк П.Д. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія / П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, В.В. Кулик - Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с

13. Відновлювані джерела енергії / За ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392

14.Рязанова Н.О. Стратегічні напрямки розвитку відновлюваної енергетики в Україні / Н. О. Рязанова // Сталий розвиток — XXI століття: управління, технології, моделі. Дискусії 2018: колективна монографія / Національний університет «КиєвоМогилянська академія» /за ред. проф. Хлобистова Є.В. - Київ, 2018. - С. 319 – 327.

15. Manwell J.F., Rogers A., Hayman G., Avelar C.T., McGowan J.G., Abdulwahid U., Wu K. Hybrid2 — a hybrid system simulation model : theory manual. Massachusetts : University of Massachusetts, 2006. 267 p. URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.466.731&rep=rep1&type=pdf>

16. Strauss P., Vandenberg M., Jahn J. Management strategies and advanced inverter control in microgrids. Integration of Renewable and Distributed Energy Resources : Proceeding of 2nd International Conference (Napa, USA, 4–8 December 2006).

17. Zelazo D., Dai R., Mesbahi M. An energy management system for off-grid power systems. Energy Systems. 2012. Vol. 3. Issue 2. Pp. 153–179. DOI: 10.1007/s12667-012-0050-4

18. Lopes L.A.C., Katiraei F., Mauch K., Vandenberg M., Arribas L. PV Hybrid mini-grids : applicable control methods for various situations. IEA-PVPS. Photovoltaic Power Systems Programme. T11-07:2012, Subtask 20, Activity 2, Report IEA-PVPS T11-07:2012, March 2012. URL: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=366&eID=dam_frontend_push&docID=1127

19. Кримська, А. О., Федорчук, Н. В., & Терехов, Є. В. (2026). Економічна ефективність інтеграції відновлюваних джерел енергії в регіональній економіці. Здобутки економіки: перспективи та інновації, (26). <https://doi.org/10.5281/zenodo.18345254>

20. Македон В., Михайленко О., Красніков П. Управління розробкою та реалізацією національних і міжнародних проектів у сфері відновлювальної енергетики. Підприємництво та інновації. 2023. №(26). С. 5–13. <https://doi.org/10.32782/2415-3583/26.1>