

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»  
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Степаненко Віталій Анатолійович**

УДК 621.311

**ДИСЕРТАЦІЯ**  
**УПРАВЛІННЯ ІНТЕГРАЦІЄЮ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО**  
**РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

14 Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

\_\_\_\_\_ Степаненко В.А.

Науковий керівник:

Замулко Анатолій Ігорович, кандидат технічних наук, доцент

Київ – 2025

## АНОТАЦІЯ

*Степаненко В.А.* Управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії у галузі знань 14 Електрична інженерія за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2025.

Четвертий енергетичний пакет Європейського Союзу був прийнятий для зміцнення енергетичної безпеки, зниження залежності від зовнішніх енергоносіїв і забезпечення функціонування внутрішнього енергетичного ринку. Тому розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні відповідатиме міжнародним стандартам, принципам та практикам Європейського Союзу, а також задовольнятиме потреби суспільства та національної економіки в паливно-енергетичних ресурсах у економічно ефективний, технічно надійний, екологічний та безпечний спосіб, гарантуватиме енергетичну безпеку як в мирний час, так і в умовах надзвичайних ситуацій.

Проте варто зазначити, що існуючі режими роботи розподільних електричних мереж можуть відповідати вимогам і стандартам лише минулих десятиліть і не в змозі задовольнити нові завдання та майбутні виклики, зокрема і характеристики нових відновлюваних джерел енергії. Наразі в різних країнах застосовується широкий спектр стратегій стимулювання та управління. Проте, який з різних інструментів є найбільш ефективним та дієвим для збільшення частки відновлюваних джерел енергії, все ще залишається темою досліджень, оскільки кожний механізм має свій ряд переваг та недоліків, а також специфіку застосування. Спільним для таких механізмів є те, що вони повинні реалізуватися в ринковий спосіб без втручання в господарську діяльність суб'єктів та з максимальною користю для енергосистеми.

Технічні умови є важливим інструментом регулювання відносин між операторами системи розподілу та власниками відновлюваних джерел енергії. Вони регламентують технічні аспекти підключення таких джерел до електромережі та виступають моделлю взаємодії двох сторін. Технічні умови, попри їх важливість, покривають лише технічну сторону питання приєднання відновлюваних джерел енергії до мережі. Вони забезпечують початкову відповідність параметрів об'єктів відновлюваних джерел енергії до вимог мережевої інфраструктури, таких як рівні напруги, допустимі коливання частоти, пропускна здатність мережі тощо. Проте технічні умови не враховують довгострокового впливу роботи відновлюваних джерел енергії на функціонування енергосистеми та не передбачають механізмів контролю чи відповідальності за можливе погіршення умов її експлуатації.

Дисертація спрямована на підвищення ефективності управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж шляхом застосування ринкових механізмів. У такій системі кожен учасник буде нести фінансову відповідальність за вплив на стан мережі, сплачуючи за створені ним погіршення. Це дозволить збалансувати інтереси операторів системи розподілу і власників відновлюваних джерел енергії, сприяти відповідальній генерації та стимулювати мінімізацію негативних технічних наслідків для енергосистеми.

Для цього в роботі здійснено оцінку ризиків функціонування розподільних мереж при інтеграції відновлюваних джерел енергії шляхом визначення коефіцієнта ефективності інтеграції, який базується на комплексному аналізі параметрів мережі і котрий, на відміну від інших показників, дає можливість системно оцінювати та контролювати вплив таких електроустановок на мережу.

Для підвищення ефективності функціонування мереж систем розподілу електричної енергії при інтеграції ВДЕ в умовах запровадження 4-го енергетичного пакету в дослідженні використано диференціацію тарифів на послуги з розподілу електроенергії за рівнем коефіцієнта ефективності інтеграції відновлюваних джерел енергії. Здійснено адаптацію циклу Демінга для вирішення проблем неконтрольованого функціонування відновлюваних джерел енергії, що

стало можливо завдяки впровадженню механізму управління їх інтеграцією в електричну мережу.

**Ключові слова:** електрична мережа, режими роботи розподільних електричних мереж, відновлювані джерела енергії, інтеграція, диференціація тарифів на розподіл електроенергії, управління, якість електричної енергії.

**Список публікацій:** За результатами досліджень опубліковано 10 наукових праць, у тому числі 4 статей у наукових фахових виданнях, 1 стаття у міжнародному виданні, 1 стаття у виданні, яке увійшло до міжнародних наукових баз (Scopus) як матеріали конференції, 4 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

[1] Степаненко В., Веремійчук Ю. Інтегрована система енергозабезпечення із застосуванням вентиляційних систем. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2020. № 4(62). С. 70–77. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/54369>.

[2] Степаненко В.А., Замулко А.І., Веремійчук Ю.А., Находов В.Ф. Оцінка ризиків при інтеграції відновлюваних джерел енергії до системи електропостачання / Енергетика: економіка, технології, екологія. 2022. № 2. С. 64–74. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2022.261372>.

[3] Zamulko A., Veremiichuk Y., Stepanenko V. Formation of risk profile for the integration of renewable energy sources into the electricity supply system. Journal of New Technologies in Environmental Science. Vol. 6, №. 4. P. 119–127. URL: <https://jntes.tu.kielce.pl/wp-content/uploads/2023/02/FORMATION-OF-RISK-PROFILE-FOR-THE-INTEGRATION.pdf>.

[4] Stepanenko V., Zamulko A., Veremiichuk Y. Fuzzy logic in the decision-making tasks of connecting renewable energy sources into the electricity supply system. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2023. Vol. 1254, №. 1. P. 012043. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1254/1/012043>.

[5] Степаненко В. «Сучасні рішення для приєднання відновлюваних джерел енергії до системи електропостачання». Праці Інституту електродинаміки

Національної академії наук України, вип. 66, Грудень 2023, С. 70-76. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.070>.

[6] Степаненко В.А., Замулко А.І. Механізми державного стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал. – 2023. – № 3 (73). – С. 109-118. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2023.289709>.

[7] Степаненко В., Замулко А., Веремійчук Ю. Особливості врахування ризиків при інтеграції відновлюваних джерел енергії до системи електропостачання. Зб. наукових праць НН ІЕЕ, КПІ імені Ігоря Сікорського : XIV науково-техн. конф. «Енергетика. Екологія. Людина», м. Київ, 2-3 червня 2022 р. С. 8–10.

[8] A. Zamulko, Y. Veremiichuk, V. Stepanenko. Formation of risk profile for the integration of renewable energy sources into the electricity supply system // Book of abstracts Actual problems of renewable energy, construction and environmental engineering – Kielce, 2022 – P. 115-117.

[9] Степаненко В.А., Замулко А.І., Веремійчук Ю.А. Застосування алгоритмів нечіткої логіки в задачах оцінювання ризиків використання відновлюваних джерел енергії. Збірник матеріалів конференції Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS'22 – Київ, 2022. – С. 27–28.

[10] Степаненко В., Замулко А., Веремійчук Ю. Моделювання в задачах приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж. Зб. матеріалів конф. "Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS 2023", м. Київ, 22-24 листопада 2023 р. С. 15–16.

## ABSTRACT

Stepanenko V. Management of the integration of renewable energy sources into electricity distribution networks. Qualifying scientific work, the manuscript.

PhD thesis in the field of knowledge 14 Electrical engineering in specialty 141 Electric power, electrical engineering and electromechanics. – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2025.

The Fourth Energy Package of the European Union was adopted to strengthen energy security, reduce dependence on external energy carriers and ensure the functioning of the domestic energy market. Therefore, the development of renewable energy sources in Ukraine will comply with international standards, principles and practices of the European Union, as well as meet the needs of society and the national economy in fuel and energy resources in a cost-effective, technically reliable, environmentally friendly and safe manner, and guarantee energy security both in peacetime and in emergency situations.

However, it is worth noting that the existing modes of operation of distribution power grids can only meet the requirements and standards of the past decades and are unable to meet new tasks and future challenges, including the characteristics of new renewable energy sources. Currently, a wide range of incentive and management strategies are being applied in different countries. However, which of the various instruments is the most effective and efficient for increasing the share of renewable energy sources is still a topic of research, as each mechanism has its own set of advantages and disadvantages, as well as specific application. What these mechanisms have in common is that they should be implemented in a market-based manner without interfering with the economic activities of entities and with maximum benefit to the power system.

Technical specifications are an important tool for regulating the relationship between distribution system operators and owners of renewable energy sources. They regulate the technical aspects of connecting such sources to the grid and serve as a model for interaction between the two parties. Despite their importance, technical

conditions cover only the technical side of the issue of connecting renewable energy sources to the grid. They ensure the initial compliance of renewable energy facilities with the requirements of the grid infrastructure, such as voltage levels, permissible frequency fluctuations, grid capacity, etc. However, the technical conditions do not take into account the long-term impact of renewable energy sources on the functioning of the power system and do not provide for mechanisms to control or account for possible deterioration of its operating conditions.

This thesis aims to improve the efficiency of managing the integration of renewable energy sources into distribution power grids by applying market mechanisms. In such a system, each participant will be financially responsible for the impact on the grid condition, paying for the deterioration they create. This will balance the interests of distribution system operators and owners of renewable energy sources, promote responsible generation, and encourage minimization of negative technical consequences for the power system.

To this end, the paper assesses the risks of distribution networks functioning during the integration of renewable energy sources by determining the integration efficiency coefficient, which is based on a comprehensive analysis of network parameters and which, unlike other indicators, makes it possible to systematically assess and control the impact of such electrical installations on the network.

To improve the efficiency of the operation of electricity distribution networks when integrating renewable energy sources in the context of the introduction of the 4th Energy Package, the study uses the differentiation of tariffs for electricity distribution services by the level of the efficiency coefficient of renewable energy sources integration. The Deming cycle was adapted to solve the problems of uncontrolled operation of renewable energy sources, which became possible due to the introduction of a mechanism for managing their integration into the power grid.

**Keywords:** electricity grid, modes of operation of electricity distribution systems, renewable energy sources, integration, differentiation of electricity distribution tariffs, management, quality of electricity.

**List of main publications of the applicant:** Based on the results of the research, 10 scientific papers were published, including 4 articles in scientific professional journals, 1 article in an international publication, 1 article in a publication included in international scientific databases (Scopus) as conference proceedings, 4 abstracts in conference proceedings.



## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	11
ВСТУП.....	13
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ІНТЕГРАЦІЇ ВДЕ ДО СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	19
1.1 Аналіз особливостей запровадження 4-го енергетичного пакету.....	19
1.2 Аналіз проблем нормативно-правового забезпечення щодо приєднання та функціонування ВДЕ .....	25
1.3 Аналіз поточного стану систем розподілу в ОЕС України .....	31
1.4 Шляхи стимулювання та підвищення ефективності електричної мережі в умовах інтеграції ВДЕ .....	37
1.5 Шляхи управління інтеграцією ВДЕ до розподільних електричних мереж .....	51
Висновки до розділу .....	55
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ІНТЕГРАЦІЇ ВДЕ .....	57
2.1 Аналіз взаємовідносин між суб'єктами господарювання при інтеграції ВДЕ .....	57
2.2 Аналіз параметрів та показників електричної мережі при взаємовідносинах між суб'єктами господарювання .....	62
2.3 Формування набору показників для оцінювання ефективності інтеграції ВДЕ .....	72
2.4 Формалізація набору показників для оцінювання ефективності інтеграції ВДЕ .....	75
Висновки до розділу .....	92
РОЗДІЛ 3 МЕТОДОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ТА МЕХАНІЗМИ РЕАЛІЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ІНТЕГРАЦІЇ ВДЕ.....	93

3.1 Ефективність інтеграції ВДЕ до електричних мереж як механізм реалізації управління ефективністю функціонування ВДЕ.....	93
3.2 Особливості методів аналізу ефективності інтеграції ВДЕ до електричних мереж .....	99
3.3 Формування індивідуального узагальненого показника ефективності інтеграції ВДЕ до систем розподілу.....	106
3.4 Непрямі (економічні) методи управління інтеграцією ВДЕ до розподільних електричних мереж .....	109
Висновки до розділу .....	115
РОЗДІЛ 4 ЗАСТОСУВАННЯ РОЗРОБЛЕНИХ МОДЕЛЕЙ ТА ЗАСОБІВ В УМОВАХ УПРАВЛІННЯ ІНТЕГРАЦІЄЮ ВДЕ.....	117
4.1 Моделювання інтеграції ВДЕ до розподільних електричних мереж .....	117
4.2 Застосування методики прийняття рішень при інтеграції ВДЕ до розподільних мереж .....	126
4.3 Застосування узагальненого показника ефективності інтеграції ВДЕ до систем розподілу .....	136
4.4 Розроблення методики управління інтеграцією ВДЕ до розподільних мереж .....	143
Висновки до розділу .....	148
ВИСНОВКИ.....	149
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	151
ДОДАТОК А Довідки про впровадження результатів дисертаційної роботи.....	164
ДОДАТОК Б Лист-запрошення щодо участі в опитуванні .....	167
ДОДАТОК В Анкета для оцінки факторів ризику інтеграції ВДЕ до систем розподілу .....	168
ДОДАТОК Г Результати експертного оцінювання .....	172
ДОДАТОК Д Аналіз методів багатокритеріального прийняття рішень .....	174
ДОДАТОК Е Код вибору вагових коефіцієнтів у <i>Mathcad</i> .....	179
ДОДАТОК Ж Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації .....	180

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

<i>CfD</i>	– <i>contract for difference</i> (контракт на різницю)
<i>CPAs</i>	– <i>corporate power purchase agreements</i> (прямі договори купівлі-продажу енергії)
<i>DERMS</i>	– <i>distributed energy resource management systems</i> (системи управління розподіленою генерацією електроенергії)
<i>ESS</i>	– <i>energy storage systems</i> (системи накопичення енергії)
<i>FIP</i>	– <i>feed-in premium</i> (механізм ринкової премії)
<i>PDCA</i>	– « <i>Plan-Do-Check-Act</i> » («Плануй-Роби-Перевірй-Дій»)
<i>PEB</i>	– <i>Plus Energy Buildings</i> (будинки з позитивним енергобалансом)
<i>V2G</i>	– <i>Vehicle-to-Grid</i> («від авто до мережі»)
<i>VPP</i>	– <i>virtual power plant</i> (віртуальна електростанція)
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВЕС	– вітрова електростанція
ГІС	– географічна інформаційна система
ЕО	– експертні оцінки
ЄС	– Європейський Союз
ЗБТ	– зростаючі блокові тарифи
КМУ	– Кабінет Міністрів України
МАІ	– метод аналізу ієрархій
НКРЕКП	– Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

НН	– низька напруга
ОЕС	– Об'єднана енергетична система
ОСР	– оператор системи розподілу
ПУЕ	– Правила улаштування електроустановок
СЕС	– сонячна електростанція
СН	– середня напруга
ТУ	– технічні умови

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Четвертий енергетичний пакет Європейського Союзу (ЄС) був прийнятий для зміцнення енергетичної безпеки, зниження залежності від зовнішніх енергоносіїв і забезпечення функціонування внутрішнього енергетичного ринку. Основними цілями пакету є створення конкурентоспроможного енергетичного ринку, поліпшення енергоефективності, сприяння використанню відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та забезпечення стійкої енергетичної інфраструктури.

Розвиток ВДЕ в Україні спрямований на забезпечення дотримання міжнародних стандартів, принципів та практик ЄС, а запланований рівень виробництва електричної енергії з ВДЕ задовольнятиме потреби суспільства та національної економіки в паливно-енергетичних ресурсах у економічно ефективний, технічно надійний, екологічний та безпечний спосіб, гарантуватиме енергетичну безпеку як в мирний час, так і в умовах надзвичайних ситуацій.

Проте збільшення проникнення ВДЕ з їх стохастичними характеристиками створює нові ризики для нормального функціонування розподільних електричних мереж, що не були розраховані на такий тип джерел. Через це є невідповідність фізичних параметрів поставленої споживачам електричної енергії до встановлених стандартів внаслідок генерації з ВДЕ.

Для забезпечення надійної роботи мереж одним із ключових напрямів є створення багатофакторної оцінки ризиків, яка дозволить прогнозувати можливі негативні наслідки об'єктів ВДЕ на режими розподільної мережі та створить передумови для їхньої мінімізації. Наступним етапом є запровадження адаптивних механізмів управління на основі ринкових принципів без втручання в господарську діяльність суб'єктів для інтеграції ВДЕ.

В межах цієї роботи під інтеграцією ВДЕ розуміється процес поєднання та координації дій розподільної електричної мережі та ВДЕ для підвищення

ефективності їх функціонування як сукупності бажаних результатів, досягнутих за успішної взаємодії електричної мережі та ВДЕ.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського в рамках програми Міністерства освіти і науки України за наступними пріоритетними напрямками розвитку науки і техніки:

- забезпечення енергоефективності та стійкості електропостачання;
- підвищення якості електроенергії та управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних мереж.

**Метою дисертаційної роботи є** розробка та впровадження системи управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж шляхом застосування ринкових механізмів.

**Поставлена мета вимагає розв'язання таких задач:**

- обґрунтувати необхідність підвищення ефективності функціонування електричної мережі для імплементації вимог 4-го енергетичного пакету;
- дослідити структуру та режими роботи електричних мереж системи розподілу при інтеграції ВДЕ та операційні зв'язки на усіх рівнях означених систем;
- дослідити використання ризикоорієнтованих підходів для аналізу режимів функціонування електричних мереж в умовах інтеграції ВДЕ;
- визначити параметри для оцінки функціонування електричної мережі в умовах інтеграції ВДЕ;
- сформулювати показник оцінки ефективності інтеграції ВДЕ до електричних мереж;
- дослідити використання економічних (непрямих) методів управління інтеграцією ВДЕ до розподільних мереж.

**Об’єкт дослідження** – процеси управління режимами роботи розподільних електричних мереж в умовах інтеграції ВДЕ.

**Предмет дослідження** – методи і заходи управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж для забезпечення нормативних умов роботи мережі.

**Інформаційною основою для дослідження** є наукові праці вітчизняних та зарубіжних учених з вирішення проблем інтеграції відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж, статті, монографічні джерела, в яких вивчалася дана проблематика, інтернет-джерела та електронні публікації.

#### **Наукова новизна отриманих результатів:**

1. Вперше запропоновано використання нового показника (коефіцієнт ефективності інтеграції ВДЕ) для оцінки процесу інтеграції ВДЕ, який на відміну від інших показників, дає можливість системно оцінювати та сформувати систему контролю впливу таких електроустановок на мережу, і котрий базується на комплексному аналізі параметрів мережі і оцінці ризиків, що виникають при функціонуванні ВДЕ.

2. Удосконалено методологію оцінки ризиків, які виникають при інтеграції ВДЕ до систем розподілу електричної енергії, заснованої на можливості варіативних оцінок ризиків, які на відміну від існуючих оцінок можуть бути використані при формуванні економічних стимулів управління процесами інтеграції.

3. Набула подальшого розвитку методологія визначення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, яка дозволяє економічно стимулювати власників ВДЕ до забезпечення нормативних умов функціонування системи розподілу шляхом запровадження відповідної диференціації цих тарифів.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає в тому, що: поява ВДЕ в різних точках електричної мережі може спричинити нові виклики перед оператором системи розподілу (ОСР), які складно передбачити і контролювати. В той же час присутня моральна та фізична зношеність розподільних електричних мереж. Таким чином, навіть до приєднання ВДЕ система розподілу має значні проблеми з параметрами якості електроенергії. Приєднання ВДЕ доповнює ці проблеми новими викликами, що вимагає комплексного підходу до модернізації та управління електромережами.

Побудована система на базі показника ефективності інтеграції надає можливість швидко здійснювати процедуру оцінювання за допомогою інструментарію нечіткої логіки і кількісно оцінити ступінь інтеграції відновлюваних джерел енергії. Також вона може бути доповнена або змінена експертом шляхом введенням інших правил, корегуванням функцій належності для змінних та додаванням нових параметрів.

Основою режимної взаємодії між енергосистемою та власниками ВДЕ може стати впровадження ефективної системи економічних заходів, серед яких центральне місце посідає використання тарифів на послуги з розподілу електроенергії. Такий підхід дозволить враховувати реальний вплив на мережу кожного виробника електроенергії з ВДЕ, стимулюючи їх до дотримання технічних вимог, зменшення коливань генерації та оптимізації навантаження на інфраструктуру.

Одержані наукові результати, а саме застосування коефіцієнта ефективності інтеграції відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж розглянуто в ТОВ «РОЗУМНІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ», що підтверджено актом про впровадження.

Матеріали дисертаційної роботи впроваджені у вигляді лекційних та практичних занять дисципліни «Маркетинг енергетичних послуг» в процесі підготовки бакалаврів зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».



**Особистий внесок здобувача.** Усі результати та висновки, що становлять основний зміст дисертації, отримані автором особисто. У роботах, опублікованих автором у співавторстві, особисто здобувачеві належить: у [99] – здійснено аналіз інтегрованого використання енергії та досліджено інтегровану систему енергозабезпечення з урахуванням технічних і експлуатаційних характеристик дахової СЕС; у [101] - проведено аналіз методів та підходів, що можуть використовуватися для врахування ризиків у складних системах; у [59] - запропоновано основні принципи формування профілю ризиків при інтеграції ВДЕ до системи електропостачання та обґрунтовано необхідність створення алгоритму для прийняття узагальненого рішення при інтеграції ВДЕ; у [47] - розроблено нечітку модель оцінювання ризиків при інтеграції ВДЕ до системи електропостачання; у [100] – здійснено аналіз напрямів стимулювання розвитку та залучення інвестицій у сферу відновлювальної енергетики.

**Апробація роботи.** Основні положення роботи доповідалися та були обговорені на таких науково-технічних конференціях: XIV Науково-технічна конференція Навчально Наукового Інституту Енергозбереження та Енергоменеджменту «Енергетика. Екологія. Людина»; VI International Scientific-Technical Conference «Actual problems of renewable energy, construction and environmental engineering»; VIII Міжнародна конференція "Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'22"; 4th International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters; Аспірантські читання імені професора Артура Веніаміновича Праховника-2023; Міжнародна науково-технічна конференція «Енергетика України: відновлення та модернізація – 2023»; IX Міжнародна науково-практична та навчально-методична конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'23».

**Публікації.** За результатами досліджень опубліковано 10 наукових праць, у тому числі 4 статей у наукових фахових виданнях, 1 стаття у міжнародному виданні, 1 стаття у виданні, яке увійшло до міжнародних наукових баз (*Scopus*) як матеріали конференції, 4 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків та списку використаних джерел. Загальний обсяг дисертації становить 181 сторінок, у тому числі 131 сторінки основного змісту, 42 рисунків, 11 таблиць, список використаних джерел із 104 найменувань. Додатки містять документи впровадження результатів роботи, анкету та результати експертного оцінювання, аналіз методів багатокритеріального прийняття рішень, список публікацій за темою дисертації.

## **РОЗДІЛ 1**

### **АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ІНТЕГРАЦІЇ ВДЕ ДО СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

#### **1.1 Аналіз особливостей запровадження 4-го енергетичного пакету**

Пакет «Чиста енергія для всіх європейців» відіграє ключову роль у переході ЄС до кліматично нейтральної економіки та у завершенні створення Енергетичного союзу [9]. Завершення роботи над пакетом 22 травня 2019 року стало останнім кроком у перегляді ЄС своєї енергетичної політики з метою сприяння переходу до чистої енергетики.

Оновлення енергетичних правил було необхідним для того, щоб ЄС не відставав у досягненні своїх кліматичних цілей до 2020 року і поставив нові, амбітні цілі на наступне десятиліття до 2030 року. Зміна енергетичного ландшафту також вимагала модернізації структури ринку електроенергії для адаптації до нових ринкових реалій: Зростаюча частка відновлюваної енергетики, децентралізована генерація та нові технології повинні бути інтегровані в енергосистему без ризику для безпеки постачання.

Пакет «Чиста енергія для європейців» в початковому вигляді складається з чотирьох Директив та чотирьох Регламентів [9]:

- Директива про енергетичні характеристики будівель (ЄС) 2018/844: встановлює конкретні положення для більш якісних та енергоефективних будівель. Вона оновлює та змінює багато положень Директиви 2010/31/ЄС.

- Директива про відновлювані джерела енергії (ЄС) 2018/2001: встановлює обов'язкову ціль у 32% для відновлюваних джерел енергії в енергетичному балансі ЄС до 2030 року з можливим переглядом у бік збільшення у 2023 році (було прийнято щонайменше 42,5%, але з прагненням досягти 45%). Директива також містить положення щодо інтеграції ВДЕ в транспортний сектор та сектор опалення та охолодження.

– Директива з енергоефективності (ЄС) 2018/2002: встановлює цільовий показник енергоефективності на рівні 32,5% до 2030 року порівняно з базовим сценарієм, встановленим у 2007 році, з можливим переглядом у бік підвищення у 2023 році. Директива також містить положення, що розширюють зобов'язання з енергозбереження та дистанційного зняття показань теплових лічильників.

– Регламент про управління Енергетичним Союзом (ЄС) 2018/1999: встановлює нову систему управління Енергетичним Союзом. Кожна країна-член повинна розробити інтегрований 10-річний Національний план з енергетики та клімату на 2021-2030 роки з довгостроковою перспективою до 2050 року. План має окреслити, як країна-член буде досягати своїх відповідних цілей.

– Регламент про електроенергетику (ЄС) 2019/943: встановлює принципи функціонування внутрішнього ринку електроенергії ЄС. Він зосереджується переважно на оптовому ринку, а також на експлуатації мереж. У зв'язку з цим Регламент містить положення, які впливають на певні статті кодексів та керівних принципів роботи електромереж. Наприклад, він встановлює новий процес перегляду торгових зон і створює регіональні координаційні центри, які замінюють регіональних координаторів з питань безпеки і доповнюють функції операторів системи передачі на регіональному рівні.

– Директива про електроенергію (ЄС) 2019/944: встановлює правила виробництва, передачі, розподілу, постачання та зберігання електроенергії. Вона також включає аспекти розширення прав і можливостей споживачів та їх захисту. Крім того, Директива про дизайн ринку встановлює положення щодо закупівель гнучкості для ОСР.

– Регламент про готовність до ризиків (ЄС) 2019/941: вимагає від держав-членів підготувати плани щодо того, як реагувати на потенційні майбутні кризи в електроенергетиці. Вони повинні використовувати спільні методи та визначати можливі сценарії кризових ситуацій в електроенергетиці як на національному, так і на регіональному рівнях. Плани готовності до ризиків повинні базуватися на цих сценаріях.

– Регламент ACER (ЄС) 2019/942: оновлює роль та функціонування Агентства Європейського Союзу зі співробітництва енергетичних регуляторів (*ACER*). Пакет чистої енергії також збільшує компетенцію *ACER* у сфері транскордонного співробітництва. Крім того, він адаптує їх завдання до нової нормативно-правової бази, встановленої Пакетом з чистої енергії, наприклад, щодо прийняття рішень про регіони функціонування системи та моніторингу регіональних координаційних центрів.

У цих документах Єврокомісія зазначила, що в минулі роки інвестиції, пов'язані з виробництвом енергії з відновлюваних джерел, становили понад 85% від усіх інвестицій у виробництво електроенергії. Впровадження нових правил, на думку Комісії, має закріпити цю тенденцію і дати подальший поштовх розвитку малих, розподілених джерел, що використовують відновлювані ресурси, підключених до розподільної мережі, в тому числі джерел, встановлених на рівні споживачів енергії. Прийнятий у 2018 році перегляд Директиви про відновлювані джерела енергії покликаний забезпечити новий підхід до розвитку відновлюваних джерел після 2020 року [19]. Таким чином, вона є імплементацією положень Європейської Ради, яка поставила за мету досягти 32% частки енергії, виробленої з відновлюваних джерел, у загальному енергоспоживанні в ЄС до 2030 року. Однак цього разу Директива встановила ціль до 2030 року на рівні співтовариства. Це обов'язкова мета на рівні ЄС, але вона не означає обов'язкових цілей на рівні держав-членів, як це мало місце в минулому десятилітті. Для того, щоб спільно досягти мети, встановленої для ЄС, окремі країни декларують свій внесок у розробку інтегрованих національних енергетичних та кліматичних планів, які є частиною механізму управління енергетичним союзом. Про ці плани повідомлено Європейську Комісію, і Комісія має можливість вимагати перегляду цих планів, якщо вважатиме, що зусиль та амбіцій, зазначених державою-членом, недостатньо для досягнення мети Співтовариства. Національні енергетичні та кліматичні плани держав-членів на 2021-2030 роки були передані до Комісії Європейського Союзу у 2020 році.

Водночас Директива запроваджує ринкові правила інтеграції відновлюваних джерел енергії, засновані на рівному та недискримінаційному доступі до енергетичного ринку та мережі передачі та розподілу енергії. Нові правила усувають перешкоду пріоритетного доступу до мережі та накладають на операторів установок, що використовують відновлювані ресурси, зобов'язання нести витрати на балансування виробництва. Згідно з принципами Директиви, підтримка, що надається для використання відновлюваних джерел енергії, повинна розподілятися на основі ринкових принципів, сприяючи конкуренції між окремими технологіями.

Директива запроваджує зобов'язання відкрити механізми підтримки для джерел генерації, встановлених в інших країнах ЄС. У 2020-2025 роках частка для цих іноземних джерел генерації має бути гарантована на рівні 10% нових потужностей, що підтримуються за допомогою схем підтримки, а з 2026 року ця частка має зрости до 15%. Метою нового підходу є стимулювання гармонізації механізмів підтримки та сприяння транскордонному співробітництву, включаючи спільний ринок електроенергії.

Нова Директива приділяє більше уваги виробництву тепла та холоду з відновлюваних джерел [35]. Директива вимагає від держав-членів запровадити механізми, які сприятимуть щорічному збільшенню на 1 відсотковий пункт виробництва тепла та холоду з відновлюваних джерел. Оператори мереж розподілу тепла, особливо так званих енергонеефективних систем, будуть піддаватися більшій конкуренції. Директива вказує на необхідність інформування споживачів тепла про частку тепла, отриманого з відновлюваних джерел енергії, та про ефективність систем опалення. Для енергонеефективних систем держави-члени повинні запровадити можливість відключення окремих споживачів тепла та надання їм можливості використовувати індивідуальні рішення з теплопостачання з відновлюваних джерел енергії, таких як теплові насоси. З іншого боку, проект директиви вимагає недискримінаційних правил підключення джерел тепла, що використовують відновлювані ресурси, до мережі централізованого теплопостачання [28].

Щоб забезпечити досягнення цілей Союзу по відновлюваній енергетиці, держави-члени можуть запроваджувати схеми підтримки. Ці схеми повинні бути недискримінаційними, ринковими і дозволяти виробникам реагувати на ринкові цінові сигнали, що, як правило, досягається за рахунок ринкової надбавки. Тендери на отримання підтримки повинні бути відкритими, прозорими, конкурентними, недискримінаційними і, як правило, технологічно нейтральними. За умови укладення угоди про співпрацю, держави-члени можуть відкрити участь у своїх схемах підтримки для виробників відновлюваної енергії, розташованих в інших державах-членах.

Однією з ключових цілей Енергетичного пакету є те, щоб поставити споживачів в центр енергетичного переходу. Для досягнення цієї мети нова Директива з відновлюваної енергетики надає громадянам, які виробляють власну відновлювану енергію, чітке право споживати, зберігати або продавати вироблену енергію, в тому числі через угоди про купівлю електроенергії.

З огляду на необхідність прискорення переходу ЄС на чисту енергетику, у 2023 році було переглянуто Директиву про відновлювану енергетику (ЄС) 2018/2001 [15].

Зміни до Директиви (ЄС) 2023/2413 набули чинності 20 листопада 2023 року. На імплементацію більшості положень директиви в національне законодавство відводиться 18 місяців, а для деяких положень, пов'язаних з видачею дозволів на використання відновлюваних джерел енергії, встановлено коротший термін - липень 2024 року.

Директива встановлює загальний цільовий показник відновлюваної енергетики на рівні ЄС щонайменше 42,5%, обов'язковий до виконання до 2030 року, але з прагненням досягти 45%.

Зважаючи на вищевикладене, розвиток ВДЕ в Україні спрямований на забезпечення дотримання міжнародних стандартів, принципів та практик ЄС, а досягнутий рівень виробництва електричної енергії з ВДЕ задовольнятиме потреби суспільства та національної економіки в паливно-енергетичних ресурсах у економічно ефективний, технічно надійний, екологічний та безпечний спосіб,

гарантуватиме енергетичну безпеку як в мирний час, так і в умовах надзвичайних ситуацій.

Потужність ВДЕ в Україні станом на 31 грудня 2021 року досягла вже 9 656 МВт [77]. Проте, якщо глянути на динаміку росту встановленої потужності об'єктів ВДЕ за 2018-2021 роки (рис. 1.1), то активний темп розвитку спостерігається лише за рахунок промислових та домашніх сонячних електростанцій (СЕС).

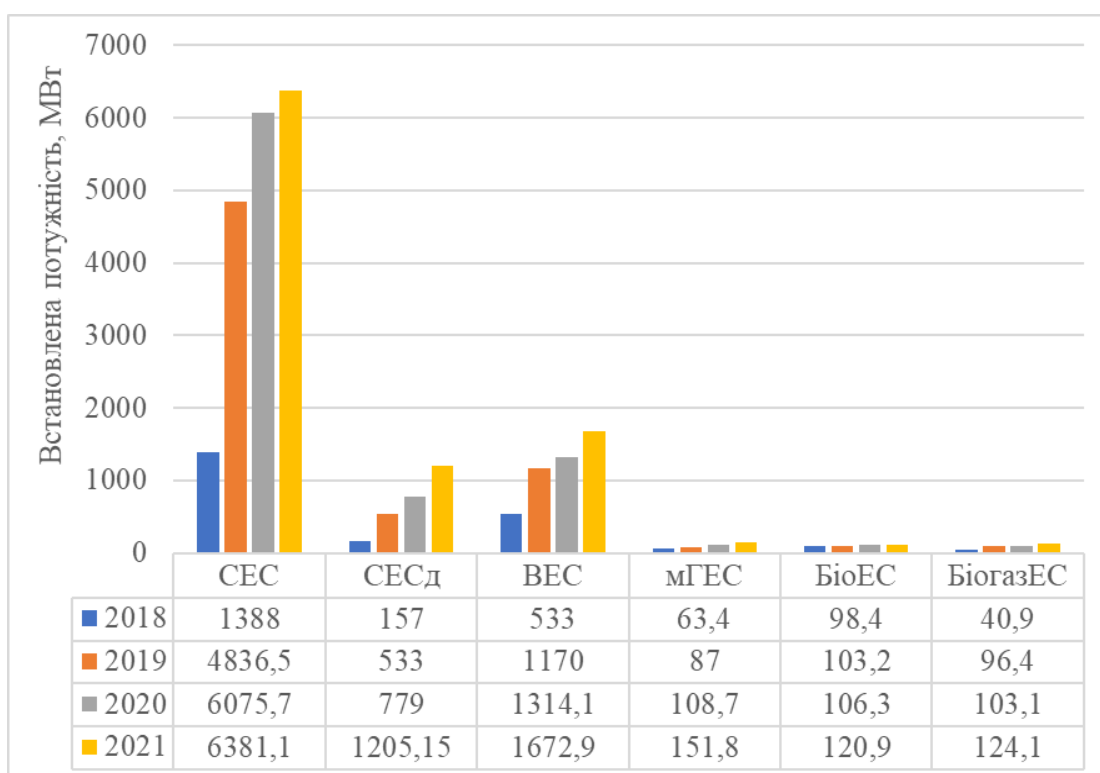


Рисунок 1.1 – Динаміка росту встановленої потужності об'єктів ВДЕ  
(побудовано за даними [77])

Нерівномірний розвиток пояснюється тим, що на даний момент будівництво установок чистої генерації енергії здійснюється виключно з позиції комерційної привабливості, а не з позиції економічного розвитку країни, екологічності чи «інтересів» системи електропостачання. Стрімкий розвиток «зеленої» енергетики відбувається без урахування реальних потреб енергетичної системи України, що може призвести до дестабілізації функціонування енергосистеми країни й можливості аварійних ситуацій.



Проте варто зазначити, що існуючі розподільні мережі можуть відповідати вимогам і стандартам лише минулих десятиліть і не в змозі задовольнити нові завдання та майбутні виклики, зокрема і характеристики нових ВДЕ.

Для вирішення описаних вище проблем необхідна розробка нового та зміна існуючого нормативно-правового забезпечення (законодавчих та підзаконних актів, галузевих норм, які регламентують діяльність в енергетичній сфері тощо), що дозволить забезпечити контрольований розвиток відновлюваної енергетики, інноваційних технологій цієї галузі та їх впровадження в життя.

## **1.2 Аналіз проблем нормативно-правового забезпечення щодо приєднання та функціонування ВДЕ**

Державне стимулювання розвитку відновлюваної енергетики полягає в наданні підтримки та заохоченні розвитку технологій та проектів, які використовують ВДЕ. Це може бути досягнуто різними способами, включаючи фінансову підтримку, податкові пільги, законодавчі стимули, регулювання ринку, а також надання права на продаж виробленої відновлювальної енергії за підтримки від держави. При цьому механізми державного стимулювання мають відповідати основним принципам державної регуляторної політики України, а саме бути [89]:

- адекватними (форма та рівень державного стимулювання мають відповідати потребі у вирішенні проблеми та ринковим вимогам з урахуванням всіх можливих альтернатив);
- ефективними (дія нормативно-правових актів має забезпечувати досягнення максимально можливих позитивних результатів за мінімально необхідних витрат ресурсів суб'єктів господарювання, громадян та держави);
- збалансованими (стимулююча діяльність повинна забезпечувати баланс інтересів суб'єктів господарювання, громадян та держави);
- передбачуваними (стимулююча діяльність має бути послідовною, відповідною цілям державної політики та планам, в тому числі планам з

підготовки проектів регуляторних актів, що дозволяє суб'єктам господарювання здійснювати планування своєї діяльності);

- прозорими та відкритими для громадської думки (регуляторні органи повинні бути відкритими для фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань на всіх етапах стимулюючої діяльності та проводити інформування громадськості).

Наразі в різних країнах застосовується широкий спектр стратегій. Проте, який з різних інструментів є найбільш ефективним та дієвим для збільшення частки ВДЕ, все ще залишається темою досліджень, оскільки кожний механізм має свій ряд переваг та недоліків, а також специфіку застосування. Спільним для механізмів стимулювання є те, що вони повинні реалізовуватися в ринковий спосіб без втручання в господарську діяльність суб'єктів та з максимальною користю для енергосистеми. Але при цьому держава стикається з такими проблемами та викликами, як:

1. Питання вартісних показників електричної енергії з різних ВДЕ. Різна собівартість електроенергії при простому державному стимулюванні (наприклад, однакового грошового винагородження для різнотипних джерел) спричинить нерівномірний розвиток ВДЕ як по самих видах, так і по територіальній насиченості потужностями.

2. Стохастичний характер виробництва електричної енергії з сонячних та вітрових електростанцій. Рух у напрямку збільшення частки цих джерел створює загрозу для ефективного управління розподільною мережею та її належному функціонуванню, тому держава має впроваджувати інструментарії для забезпечення надійності та стабільності енергосистеми.

3. Постійний технічний розвиток енергетичного обладнання, за рахунок якого змінюються та збільшуються варіанти взаємодії електричної мережі та виробників енергії з ВДЕ (наприклад, залучення останніх до надання послуг балансування та допоміжних послуг на ринку електричної енергії).

На сьогодні органом державного регулювання в Україні, відповідальним за керування діяльністю у сферах електроенергетики, газопостачання, теплопостачання та комунікацій є Національна комісія, що здійснює державне

регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП). НКРЕКП грає важливу роль у забезпеченні ефективного функціонування енергетичних та комунікаційних ринків, а також в захисті інтересів споживачів. Комісія вирішує ряд ключових питань, спрямованих на створення конкурентного та стабільного середовища у сферах своєї компетенції.

Насамперед потрібно почати з того, що під електроустановкою згідно Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) мається на увазі комплекс взаємопов'язаних машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання (разом з будівлями і приміщеннями, в яких їх встановлено), призначених для виробництва, трансформації, передавання, розподілу електричної енергії і перетворення її в інший вид енергії [82].

А приєднання електроустановок до системи розподілу – це послідовність дій, спрямованих на фізичне підключення (монтаж) одного чи кількох технологічних елементів електричної мережі для досягнення технічної можливості санкціонованого розподілу електричної енергії від цієї мережі до електроустановки (або до цієї мережі від електроустановки у разі підключення комплексів обладнання, призначених для виробництва електричної енергії) [90].

Під підключенням електроустановок до системи розподілу розуміється одноразова дія (технологічна операція), яка виконується автоматичним або ручним способом штатними пристроями (вимикач, роз'єднувач) електричної мережі або електроустановки шляхом з'єднання сусідніх елементів цієї мережі (установки) без порушення її технологічної цілісності, спрямована на заживлення електроустановки [90]. Цей описаний механізм реверсивний, у зворотному напрямку відбувається відключення установок.

При підключенні чи відключенні електроустановок до електричної мережі відбуваються відповідні фізичні процеси. Ці процеси залежать від типу та характеристик електроустановок, а також від характеристик самої електричної мережі. Наприклад, можуть мати місце усталені та перехідні (нестационарні) режими. Перші характеризуються сталими (повільними) незначними змінами параметрів режиму системи, а другі – їхніми швидкими змінами в часі. Основним

завданням є збереження необхідного режиму системи – підтримки таких значень параметрів режиму, за яких забезпечується стійкість певного режиму [80]. Також відбувається зміна основних параметрів мережі, таких як струм, напруга, активна та реактивна потужність.

Потрібно зазначити, що до систем розподілу електроенергії з кожним роком приєднується все більше електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії.

Згідно з Енергетичною стратегією України на період до 2035 р. “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”, схваленої розпорядженням Кабінетом Міністрів України (КМУ) від 18 серпня 2017 р. № 605-р, передбачався розвиток ВДЕ найбільш динамічними темпами порівняно з іншими видами генерації, що дозволив би збільшити їх частку у структурі загального первинного постачання енергії до 25 % [94].

Проте, відповідно до Плану пріоритетних дій Уряду на 2023 рік, затвердженим розпорядженням КМУ від 14 березня 2023 р. № 221-р, передбачалося оновлення Енергетичної стратегії для формування довгострокової енергетичної політики держави з урахуванням загроз енергетичній безпеці, міжнародних зобов’язань України в енергетичній сфері та світових трендів розвитку енергетичних ринків [91].

Таким чином, 21 квітня 2023 р. КМУ видав розпорядження № 373-р «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року» [95], сама Енергетична стратегія та плани заходів з її реалізації є засекреченими для забезпечення національної безпеки та інтересів держави. Однак з відкритих джерел відомо, що стимулювання розвитку відновлюваної енергетики залишиться одним з пріоритетних напрямів державної політики України у сфері електроенергетики.

Запровадження "зеленого" тарифу як економічного стимулу розвитку відновлюваної енергетики став відправною точкою для розвитку альтернативної генерації в різних країнах світу. В Україні цей засіб стимулювання був прийнятий Законом України "Про внесення змін до деяких законів України щодо

встановлення "зеленого" тарифу" від 25.09.2008 р. № 601-VI та забезпечував придбання електроенергії від таких джерел, як: малі гідроелектростанції (встановленою потужністю до 10 МВт); вітрові та сонячні електростанції; електростанції, що використовують біомасу як паливо [83].

Важливо розуміти, що основна функція "зелених" тарифів полягає у покриванні капітальних інвестицій інвесторів ВДЕ, тобто вони повинні враховувати фактичні витрати на будівництво проектів ВДЕ. Якщо глянути на питомі капітальні витрати на виробництво електричної енергії з ВДЕ (рис. 1.2), то можна спостерігати збільшення витрат на виробництво електричної енергії з гідро- та геотермальних станцій, незначне зменшення з біостанцій та значне скорочення витрат з сонячних та вітрових станцій.

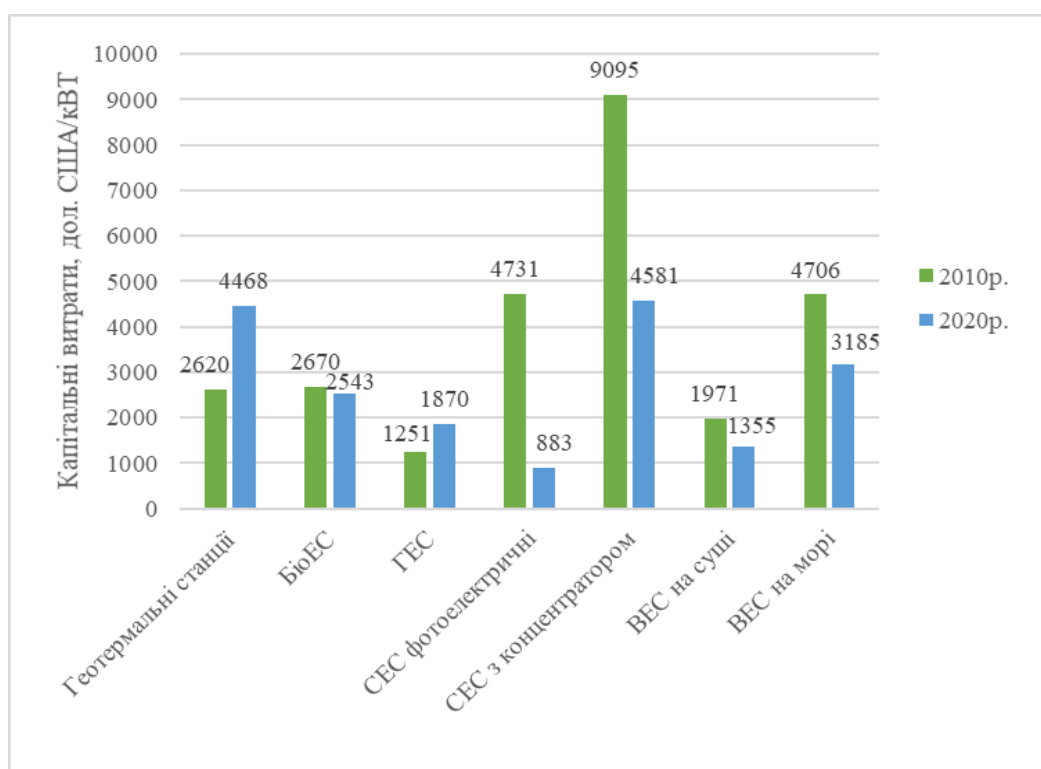


Рисунок 1.2 – Питомі капітальні витрати на виробництво відновлюваної електричної енергії у світі за 2010р. та 2020р.  
(побудовано за даними [71])

Проте в Україні "зелений" тариф залишається одним з найвищих не лише в Європі, а й у світі: до 2030 року вони фіксуються на рівні 10—15 євро-центів за 1

кВт год, що втричі більше від країн ЄС. Тому будівництво установок ВДЕ відбувається виключно з позиції комерційної привабливості, без врахування технічних параметрів мережі, а подальше неконтрольоване зростання їх потужностей створює ризики для нормального функціонування енергосистеми країни. Пріоритетність такого тарифного регулювання, яке фактично започаткувало еру інтенсивного розвитку відновлюваної енергетики, вичерпало свій потенціал та потребує заміни на інші механізми державного регулювання.

До початку функціонування оптового ринку електроенергії виплати за "зеленим" тарифом були включені у тарифи для юридичних осіб (непобутових споживачів). В той період кількість електроенергії з ВДЕ мала невеликий обсяг, тому стаття витрат не становила проблему. Після запровадження оптового ринку електроенергії, виплата за електроенергію з альтернативних джерел була закладена в тариф на передачу електроенергії оператором системи розподілу НЕК "Укренерго", тобто за неї сплачували всі споживачі електричної енергії - по 22,6 коп. в кожному кВтгод [97].

За серпневою редакцією Положення «Про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії» виплати за "зеленим" тарифом було перенаправлено на генеруючі державні компанії ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом», де посередником виступає ДП «Гарантований покупець» [81].

Профіт між доходами та витратами, що виникає під час виконання *Public Service Obligation (PSO)*, майже стовідсотково спрямовується на купівлю електроенергії за «зеленим» тарифом. При цьому від'ємне сальдо нівелюється за рахунок послуги із забезпечення зростання частки генерації електричної енергії з відновлюваних джерел енергії, яку ДП «Гарантований покупець» надає оператору системи передачі ПрАТ «НЕК «Укренерго».

Таким чином борг ПрАТ «НЕК «Укренерго» перед ДП «Гарантований покупець» на травень 2022р. становить 8,7 млрд грн [63]. Накопичена заборгованість за виконання *PSO* становить загрозу стабільній безпечній роботі

ПрАТ «Укргідроенерго» та ДП «НАЕК «Енергоатом», а також дотримання ними та власниками ВДЕ своїх зобов'язань перед державою, працівниками, кредиторами (у тому числі державними банками) та учасниками цивільно-правових відносинах [53].

Нормативно-правове забезпечення приєднання ВДЕ в Україні повинно бути орієнтоване на гармонізацію з європейськими нормами, що сприятиме сталому розвитку енергетичного сектору, інтеграції України до європейського енергетичного ринку та досягненню екологічних цілей. Це потребує комплексного підходу, який включає адаптацію законодавства, впровадження регуляторних механізмів, дотримання екологічних стандартів, інституційні реформи та фінансові інструменти.

### **1.3 Аналіз поточного стану систем розподілу в ОЕС України**

Об'єднана енергосистема – основний компонент для формування найбільших внутрішньодержавних та міждержавних транснаціональних енергетичних конгломератів. Таким способом, основою електроенергетики України є Об'єднана енергетична система (ОЕС) - сукупність електростанцій, електричних мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної енергії при централізованому управлінні цим режимом [93]. Формування ОЕС України відбувалося етапами та було пов'язане з рядом історичних подій та реформ. Так, на початку 90-х років минулого століття енергосистема складалася із вертикально інтегрованих енергетичних комплексів, які потім були ліквідовані з метою створення ринкових передумов функціонування енергетики. З 2000 року розпочалася лібералізація ринку електроенергії, що призвела до створення конкурентного середовища та виокремлення ринків виробництва, передачі, розподілу та постачання електроенергії [69].

ПраТ «НЕК «Укренерго» є єдиним ліцензіатом на передачу електроенергії, що пояснюється стратегічною важливістю системи передачі, а також необхідністю забезпечення стабільності та надійності електропостачання в країні.

Функції розподілу електричної енергії в ОЕС України виконують електричні мережі напругою до 150 кВ. Забезпечення їх безперебійної роботи та обслуговування споживачів електроенергії на регіональному рівні виконують ОСР. Згідно Закону України «Про ринок електричної енергії» ОСР є юридичною особою, що відповідає за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу і забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу щодо задоволення обґрунтованого попиту на розподіл електричної енергії з урахуванням вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та забезпечення енергоефективності [93].

Під задоволенням обґрунтованого попиту мається на увазі процедуру розподілу обсягів електроенергії між різними споживачами на основі їхнього обґрунтованого попиту та потреб. Ця процедура виникає у контексті ліцензування та регулювання діяльності ОСР або інших суб'єктів, які відповідають за розподіл електроенергії на рівні регіонів чи територій. Також ОСР має встановлені стандарти та механізми для обробки запитів щодо розподілу електроенергії від фізичних або юридичних осіб. Одним із таких запитів відповідно до постанови НКРЕКП «Про затвердження Кодексу систем розподілу» є якраз намір приєднати до електричних мереж новозбудовані електроустановки або змінити технічні параметри діючих електроустановок внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення [90].

Регулювання відносини, які виникають під час приєднання новозбудованих, реконструйованих чи технічно переоснащених електроустановок замовників до електричних мереж та під час зміни технічних параметрів електроустановок замовників відбувається згідно розділу IV «Порядок приєднання до систем розподілу» Кодексу систем розподілу [90], перелік можливих приєднань наведено на рис. 1.3.





Рисунок 1.3 – Варіанти приєднання електроустановок до систем розподілу  
(побудовано за даними [90])

Споживач має право встановити генеруючі установки на напрузі приєднання власних струмоприймачів, що не перевищує 20 кВ з можливістю відпуску електричної енергії в мережу, або без цієї можливості [90].

Згідно пункту 4.1.3. Кодексу приєднання електроустановок до електричних мереж не має призводити до порушення нормативних вимог щодо надійності

електропостачання та якості електричної енергії для Користувачів (у тому числі вимоги щодо дотримання нульового перетоку реактивної потужності при приєднанні Користувачів потужністю вище 50 кВт) [90].

Для приєднання генеруючих установок з можливістю відпуску електричної енергії в мережу споживач (власник) забезпечує виконання таких технічних вимог згідно пункту 4.12.2 Кодексу [90]:

- виконання налаштувань параметрів обладнання (інвертора) в межах, визначених державними стандартами;
- улаштування технічних засобів та/або проведення відповідного налаштування обладнання (інвертора) для забезпечення автоматичного відключення генеруючої електроустановки від електричної мережі у разі раптового зникнення в ній напруги та для унеможливлення подачі напруги в електричну мережу у разі відсутності в ній напруги;
- улаштування технічних засобів для недопущення відпуску в мережу електричної енергії, параметри напруги якої не відповідають визначеним державними стандартами;
- забезпечення місць для опломбування встановлених на виконанням технічних вимог технічних засобів захисту, блокувань, захисної автоматики, контролю;
- забезпечення комерційного обліку електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку.

Проте розподільна мережа стикається з низкою викликів, пов'язаних із швидким темпом приєднань ВДЕ до існуючих електричних мереж. Ці мережі створювалися за умов централізованої генерації і не були технічно підготовлені до масового приєднання джерел розподіленої генерації, які характеризуються змінністю (див. рис. 1.4) та складністю у прогнозуванні. Крім того, спостерігається відсутність належного контролю за діяльністю ВДЕ, що створює додаткові ризики для стабільності енергосистеми.

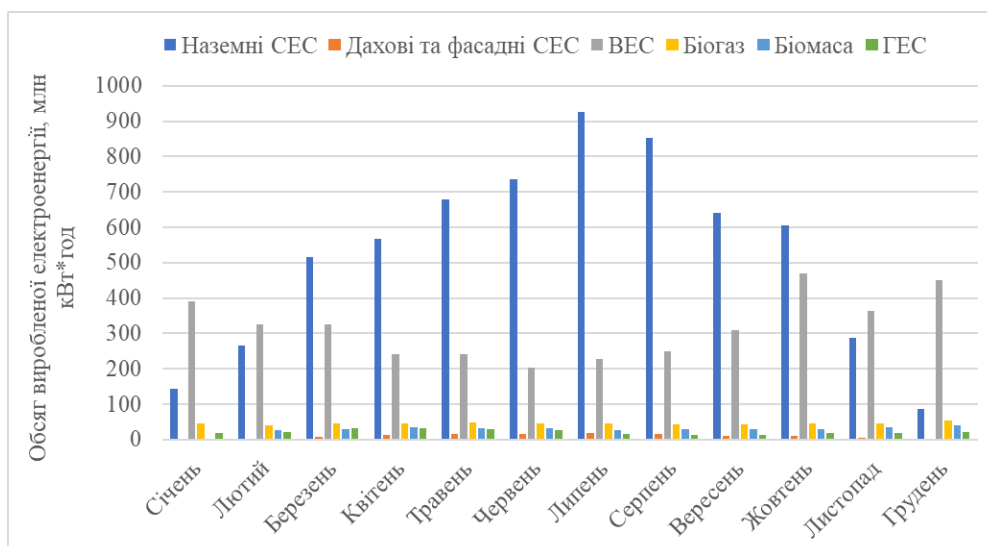


Рисунок 1.4 – Обсяги виробленої електроенергії об'єктами генерації, що працюють за "зеленим" тарифом за 2021р. (побудовано за даними [65])

Зростаючий попит на підключення до електричних мереж (див. рис. 1.5) піднімає також питання, що енергетична інфраструктура значною мірою застаріла. Більшість діючих мереж було побудовано десятиліття тому, коли потреби у споживанні електроенергії були значно нижчими, а характер навантажень — стабільнішим і передбачуванішим. Застарілі мережі мають обмежені технічні можливості для обробки динамічного навантаження, яке характерне для сучасного енергетичного ландшафту.

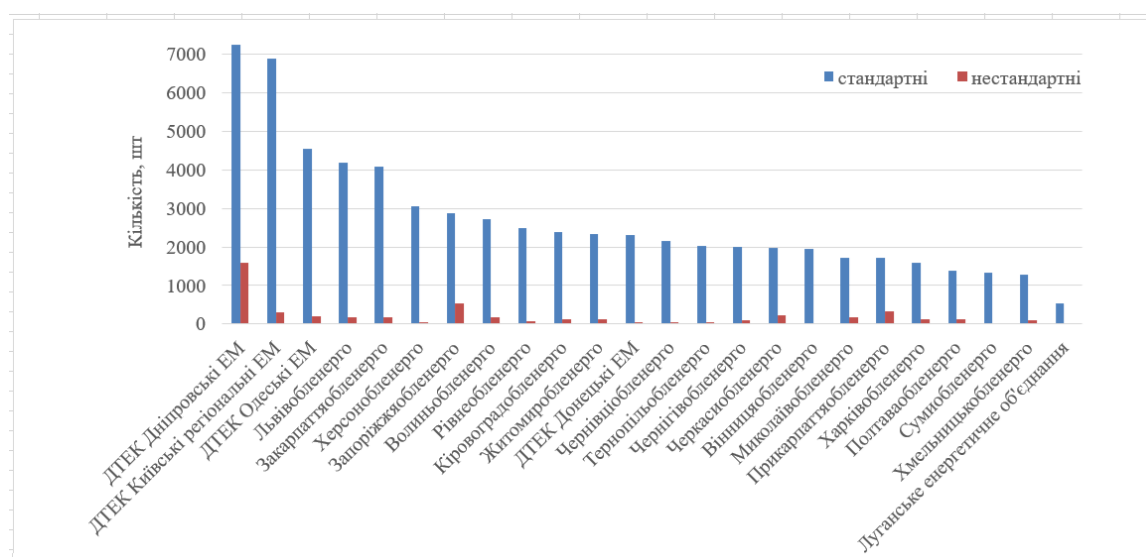


Рисунок 1.5 – Кількість приєднаних установок до електромережі за 2020р. (побудовано за даними [65])

З розвитком обізнаності споживачів та цифровізації енергетичної галузі очікується, що компенсації за порушення параметрів якості електричної енергії, котрі присутні вже зараз (див. рис. 1.6, 1.7), будуть лише збільшуватися. Водночас нові ВДЕ стають одним із головних факторів, які спричиняють ці порушення.



Рисунок 1.6 – Компенсації за недотримання гарантованих стандартів якості електропостачання в грошовому вираженні (побудовано за даними [65])

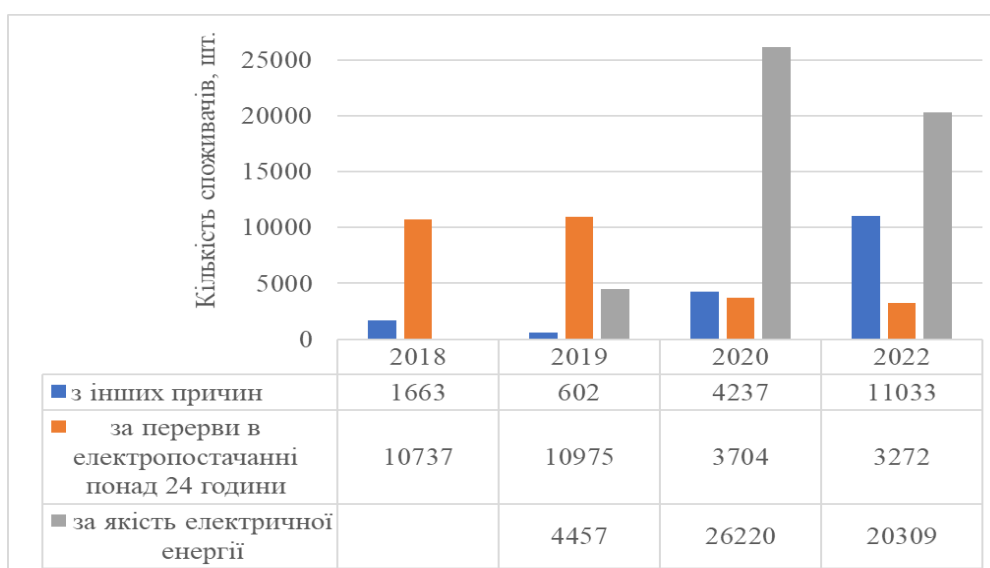


Рисунок 1.7 – Компенсації за недотримання гарантованих стандартів якості електропостачання в кількісному вираженні (побудовано за даними [65])

Аналіз таких тенденцій вказує на серйозні зміни в структурі та функціонуванні енергосистеми, що вимагає відповідного реагування. Виникає необхідність розроблення нових підходів до управління інтеграцією ВДЕ, зокрема через створення умов для контролю їхньої діяльності, оцінки технічних ризиків і підвищення загальної ефективності функціонування мережі.

#### **1.4 Шляхи стимулювання та підвищення ефективності електричної мережі в умовах інтеграції ВДЕ**

Для енергетики в період відновлення принциповим буде питання розвитку ВДЕ, при якому ці джерела будуть інтегровані до системи без негативного впливу на неї та з максимальною користю. Проблеми, що пов'язані з цим розвитком, можна розділити на такі групи, як: формування механізмів, що будуть забезпечувати контрольований, ефективний розвиток; та питання технічного приєднання (схеми, моделювання параметрів системи в точці приєднання, прогнозування наслідків). Тому далі будуть наведені основні шляхи стимулювання та підвищення ефективності електричної мережі в умовах неконтрольованого функціонування ВДЕ з урахуванням ринкових механізмів ціноутворення та потреб енергосистеми.

**Аукціони з розподілу квот підтримки.** Верховна Рада ухвалила Закон України від 25.04.2019 р. № 2712-VIII "Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії", в якому впровадила аукціон з розподілу квоти підтримки. Відповідно до цього Закону, для набуття права на підтримку в аукціонах зобов'язані брати участь об'єкти, що виробляють електричну енергію з енергії вітру (крім об'єктів з трьома віротурбінами незалежно від встановленої потужності таких віротурбін) більше 5 МВт та об'єкти, що виробляють електричну енергію з енергії сонця більше 1 МВт. Інші виробники електричної енергії з альтернативних джерел енергії можуть брати участь в аукціонах на добровільних засадах [84].

Державне підприємство "Прозорро.Продажі" відповідає за підтримку ефективної роботи електронної системи проведення аукціонів. Спочатку ДП "Гарантований покупець" встановлює квоту на підтримку певного виду альтернативної енергії, а також визначає дату, час та термін подачі заявок на участь в аукціоні. Виробники електроенергії, які бажають взяти участь, повинні подати заявку та кваліфікаційні документи, в яких зазначається їх цінова пропозиція та потужність. Аукціон проводиться виключно в електронній системі "Прозорро.Продажі" в зазначений день та час. Учасники мають можливість ознайомитися з інформацією про аукціон протягом 10 хвилин з моменту його активації та зменшити свою цінову пропозицію, але потужність не можна змінювати. Учасники, які запропонували найменші цінові пропозиції у межах квоти відповідної технології відновлюваної енергетики, визнаються переможцями аукціону на заявлену ними величину потужності.

В грудні 2020 року Міністерство енергетики України представило обсяги та параметри річної квоти підтримки, графік проведення аукціонів на 2021 рік, а також індикативні прогностичні показники річних квот підтримки на 2022-2025 роки (рис. 1.8). Але проблемою таких аукціонів є складність розрахунку необхідної потужності та визначення місць для їх встановлення. Наразі відсутні публічно доступні розрахунки, що показують вплив об'ємів квот на технічний та фінансовий стан енергетичного ринку. Міненерго взяло за основу пропозиції Держенергоефективності, але Оператор системи передачі пропонував взагалі не проводити аукціони для сонячних та вітрових електростанцій у найближчі 2 роки. Це аргументувалося проблемами з балансуванням енергомережі.

Аукціони мають ключову перевагу перед "зеленим" тарифом - створення конкурентного середовища між учасниками ринку відновлюваної енергетики. Конкуренція сприяє визначенню ринкової ціни на електроенергію з ВДЕ, яка є вигідною для кінцевих споживачів та держави в цілому. Це дозволяє розвивати галузь та забезпечувати баланс інтересів ринку "зеленої" енергетики.

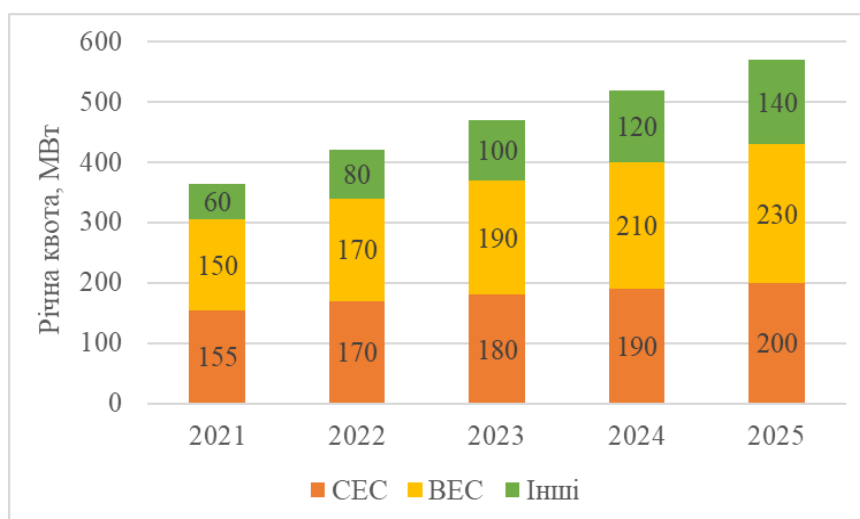


Рисунок 1.8 – Річна квота підтримки на 2021 рік та індикативні прогностні показники на 2022-2025 роки (побудовано за даними [76])

Аукціони є гнучким механізмом, який можна адаптувати до потреб енергетичного ринку в конкретний період. Квоти можуть бути розподілені за регіонами, що стимулює розвиток генеруючих потужностей "зеленої" енергетики в областях з недостатньою потужністю або регулює розподіл потужностей бажаних для держави технологій відновлюваної енергетики в межах загальної квоти. Важливо зазначити, що квоти повинні розраховуватися з урахуванням плану розвитку відновлюваної енергетики відповідно до Енергетичної стратегії України, динаміки реалізації нових об'єктів, а також фактичного стану енергосистеми та її спроможності до інтеграції нових джерел ВДЕ [72].

**Аукціони з продажу електроенергії з ВДЕ.** Перший аукціон з продажу електроенергії, отриманої з ВДЕ, відбувся 5 жовтня 2020 року. Такі аукціони використовують двосторонні договори та базуються на підвищенні ціни. Це дозволяє учасникам ринку визначити, за якою ціною вони хочуть купувати електроенергію. Наразі ДП "Гарантований покупець" диверсифікує продукцію та пропонує різні лоти електроенергії з окремими часовими розкладами для збереження високого рівня зацікавленості учасників. Дана стратегія спрямована на максимізацію прибутку, що дозволяє досягати стабільно високих результатів на торгах. Ціна на електроенергію в результаті конкуренції може збільшуватись до 60%.

Також, укладення двосторонніх договорів сприяє зменшенню небалансів підприємства та отриманню додаткового доходу. Обсяги електроенергії, які раніше відправлялися на балансуючий ринок, тепер виставляються на аукціон, що дозволяє підприємству отримувати більший виторг, а не мінімальний, який був на балансуючому ринку. Виручені кошти невідкладно спрямовуються на розрахунки за "зеленим" тарифом [68]. За січень та лютий 2023р. було проведено 22 аукціони, результати торгів показано на рис. 1.9.

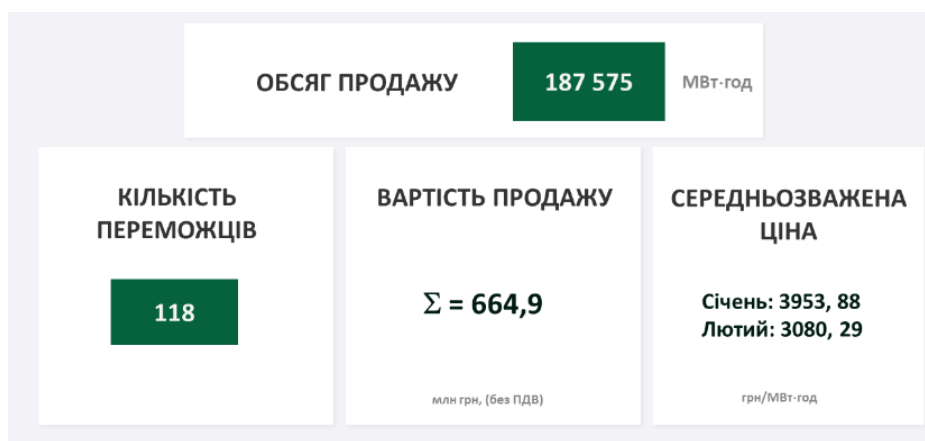


Рисунок 1.9 – Результати торгів "зелених" аукціонів з  
а період 04.01.23-28.02.23 [68]

**Прямі договори купівлі-продажу енергії (CPPAs).** CPPAs є ще одним механізмом фінансування розвитку проектів ВДЕ. Зміст полягає в тому, що корпорації укладають угоди про закупівлю відновлюваної енергетики, щоб досягти своїх цілей сталого розвитку та уникнути непередбачуваних коливань цін, які можуть виникнути на первинні джерела енергії. Прямі договори купівлі-продажу енергії також прискорюють розгортання проектів у сфері відновлюваної енергетики, забезпечуючи потік доходів від виробленої електроенергії та полегшуючи доступ до проектного фінансування. Для виробників електроенергії з ВДЕ CPPAs надають доступ до корпоративних покупців як альтернативі державним аукціонам.

Загальний обсяг CPPAs у світі, укладених за перші три квартали 2022 року, становив 33 ГВт, що на 7% перевищує загальний обсяг, зафіксований у 2021



році. Лише у третьому кварталі 2022 року було оголошено про укладення понад 9 ГВт нових контрактів. На Північну Америку припадає близько 40% світових корпоративних договорів про розподіл електроенергії, за нею слідує Азійсько-Тихоокеанський регіон (близько 37%). Причому США, Індія і Тайвань уходять до трійки найбільших ринків, на які припадає дві третини від загальної кількості законтракованих потужностей [8]. При вході на український ринок багато іноземних компаній матимуть на меті продовжувати політику та стратегії розвитку, заснованих на принципах соціальної відповідальності, збереження навколишнього середовища та зменшення свого вуглецевого сліду. Використання зеленої електроенергії в повсякденній діяльності таких корпорацій стало тенденцією. Тому для розвитку не тільки відновлюваної енергетики, а й економіки в цілому, необхідно усунути регуляторні перешкоди для укладання *CPPIAs*.

В цьому сегменті перспективним також є формування груп споживачів або цільових груп, на які будуть спрямовані державні програми та заходи щодо переходу на використання електроенергії з відновлюваних джерел. Однією з основних причин, яка зумовлює створення цільової групи, є географічне розташування споживачів. Тобто регіони з більш відповідними кліматичними умовами та наявністю ресурсів: сонячної енергії, вітру чи гідроенергії, можуть стати пріоритетними для споживання електроенергії з ВДЕ.

Державне стимулювання також може пропонувати податкові знижки та інші фінансові стимули для цільової групи споживачів електроенергії з ВДЕ, наприклад:

1. Податкові кредити або податкові знижки. Держава може надавати пільги на оподаткування товарів та послуг, що виробляються за допомогою ВДЕ. Це може зменшити витрати для таких споживачів та підвищити їхню конкурентоспроможність.

2. Державні гранти. Вони можуть надаватися як фінансова допомога для встановлення ВДЕ на підприємствах, а також для впровадження енергоефективних технологій. Це може допомогти зменшити витрати на

встановлення ВДЕ та стимулювати їх використання безпосередньо в точці споживання.

3. Субсидії на електроенергію. Держава може надавати споживачам електроенергії з ВДЕ знижки на тарифи, щоб зменшити витрати на енергію. Це може зробити електроенергію з ВДЕ більш доступною та привабливою для споживачів.

**Контракти на різницю (*CfD*).** Деякі країни, зокрема Велика Британія, обрали основним механізмом субсидій для досягнення цілей з відновлюваної енергетики контракти на різницю. *CfD* гарантує власникам активів відновлюваної енергетики фіксовану ціну за вироблену електроенергію протягом фіксованого терміну дії контракту. *CfD* зазвичай застосовують в аукціонній системі підтримки, а їх суть полягає в наступному: виробники ВДЕ укладають договір з державною компанією про гарантовану максимальну ціну за кожен кіловат-годину електроенергії, яку вони виробляють. Далі виробники продають електроенергію на ринку електроенергії, але якщо ринкова ціна падає нижче гарантованої ціни, державне підприємство компенсує виробнику ВДЕ різницю. І навпаки, якщо ринкова ціна перевищує гарантовану, виробники ВДЕ компенсують державному підприємству різницю (рис. 1.10).



Рисунок 1.10 – Схема функціонування *CfD*

Таким чином контракти значною мірою стимулюють інвестиції в проекти відновлюваної енергетики, захищаючи розробників від нестабільних оптових цін. Забезпечення впевненості в доходах допомагає зменшити ризики проектів відновлюваної енергетики, таким чином зменшуючи витрати на залучення капіталу та підвищуючи економічну життєздатність проектів відновлюваної енергетики. Однак, цей механізм також має свої недоліки та може бути критикований за те, що він не стимулює конкуренцію між виробниками ВДЕ. Крім того, державне підприємство, яке компенсує виробникам різницю у випадку падіння ринкової ціни, може потрапити в фінансову складність у разі, якщо ціна буде падати тривалий час. Тому такий механізм може розглядатися лише для перехідного етапу на інші методи стимулювання.

***Feed-in premium (FIP).*** Використання механізму "зелених" аукціонів та прямих договорів купівлі-продажу енергії не підходить для малих ВДЕ, за рахунок яких і можлива децентралізація енергетичної системи. Тому необхідно розглядати можливість відходу від системи сталого тарифу та запровадження схеми, подібної до *FIP*. Згідно зі схемою *FIP*, електроенергія з ВДЕ безпосередньо продається на ринку електроенергії виробниками, а вони в свою чергу отримують премію на додачу до ринкової ціни електроенергії. *FIP* може бути фіксованим (тобто на постійному рівні незалежно від ринкових цін) або змінним (тобто зі змінними рівнями залежно від зміни ринкових цін). Фіксовані *FIP* є простішими за структурою, але існує ризик надмірної компенсації у випадку високих ринкових цін і недостатньої компенсації у випадку низьких ринкових цін. Тому фіксований *FIP* зазвичай поєднується із заздалегідь визначеними мінімальним і максимальним рівнями або для *FIP*, або для загальної винагороди ( $FIP + \text{ринкова ціна}$ ). Змінні *FIP* розраховуються на безперервній основі як різниця між ринковими цінами і попередньо визначеним базовим рівнем тарифу. Якщо ринкові ціни вищі за базовий рівень тарифу, *FIP* не сплачується. У деяких випадках існує також мінімальна ринкова ціна, яка використовується для розрахунку *FIP*, щоб підвищити чутливість операторів

ВДЕ до ринкових цін і зменшити витрати на схему підтримки ВДЕ у разі низьких або навіть негативних ринкових цін [57].

*FIP* можна диференціювати відповідно до технологій, розміру та розташування, подібно до квот. Тобто врахувати план розвитку відновлюваної енергетики, динаміку реалізації нових об'єктів та фактичний стан енергосистеми. *FIP* створює стимул для операторів ВДЕ реагувати на цінові сигнали ринку електроенергії, тобто виробляти електроенергію, коли попит високий та/або виробництво з інших джерел енергії низьке. Вони також заохочують інвесторів ВДЕ враховувати очікувані схеми навантаження при розробці проекту ВДЕ (наприклад, вибір місця та типу турбіни для вітрових парків, орієнтація фотоелектричних модулів). Таким чином, *FIP* сприяє більшій інтеграції ВДЕ в ринок електроенергії, що призводить до більш ефективного поєднання постачання електроенергії з попитом. Це стає все більш важливим із зростанням частки відновлюваної енергії у виробництві електроенергії.

Мінімальні рівні для фіксованого *FIP* або для загальної винагороди (*FIP* + ринкова ціна) можуть зменшити ризик ринкової ціни для інвесторів ВДЕ та забезпечити гарантію щодо мінімальних доходів, які можна очікувати. Це також стосується змінних схем *FIP*, де інвесторам ВДЕ гарантується заздалегідь визначений базовий тариф, подібний до “зеленого” тарифу.

Також є можливість виплачувати додаткові технологічні бонуси на додачу до *FIP*. Ця винагорода за управління виплачується для покриття додаткових витрат оператора ВДЕ, пов'язаних із прямим продажем електроенергії на спотовому ринку (вартість послуг з балансування та адміністративні витрати при торгівлі електроенергією). Також можливий механізм зниження рівня *FIP* або максимального рівня винагороди.

**Надання допоміжних послуг.** Із прийняттям Закону України від 15.02.2022 р. № 2046-IX “Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії” було врегульовано питання можливості використання системи накопичення енергії (*EES*) споживачами [85]. Тому з'являються додаткові механізми стимулювання розвитку відновлюваної

енергетики шляхом залучення виробників з ВДЕ до надання послуг балансування та допоміжних послуг на ринку електричної енергії, наприклад: врегулювання небалансів на ринку електричної енергії, стабілізація частоти, компенсація напруги, запобігання зворотному перетоку, покращення гнучкості системи та підвищення ефективності системи.

Розглянемо ці послуги детальніше. Для стабілізації частоти потрібна енергія, яка подається в мережу або відбирається з неї для регулювання частоти системи. Ця послуга вимагає швидкого реагування, яке може відбуватися протягом декількох секунд і тривати кілька хвилин. Для цього *ESS* вимагає швидкого часу відгуку, високої продуктивності та великої потужності. Стабілізація частоти особливо важлива для мікромереж або ізольованих електромереж, де більш потужна енергосистема не керує їхньою системою. Таким чином, коли є невідповідність між виробництвом електроенергії та попитом на неї, *ESS* повинна регулювати частоту системи та підтримувати стабільність системи [51].

Зі все більшою інтеграцією ВДЕ в сучасну енергосистему розподільна мережа стала активною мережею, де напруга на шинах при інтеграції ВДЕ може бути вищою, ніж на інших шинах, розташованих вище за топологією. Це порушило традиційні методи регулювання напруги, такі як використання пристроїв регулювання під навантаженням та перемикачів без збудження. Традиційний метод зазвичай підвищує рівень напруги на виході з електромережі, що, в свою чергу, вирівнює напругу всього фідера розподільчої мережі. Проте, з впровадженням ВДЕ в систему, регулювання напруги в одному вузлі може призвести до порушення напруги в іншому вузлі системи. Залучивши власників ВДЕ з системами накопичення енергії до регулювання напруги, підвищується показник якості електричної енергії та з'являється механізм для фінансового стимулювання розвитку відновлюваної енергетики.

Зворотне перетікання потужності в електромережі відоме як потік електроенергії у зворотному напрямку від типового потоку потужності. Загальноприйнятою практикою запобігання зворотному потоку електроенергії

через надлишок енергії ВДЕ було їх встановлення потужністю меншого розміру, ніж місцеве навантаження системи, що гарантувало, що виробництво з ВДЕ завжди буде меншим, ніж попит на енергію. Тим не менш, ці рішення обмежують зростання ВДЕ, призводять до неефективного використання енергії та не гарантують енергетичну безпеку. Тому *ESS* використовується для досягнення високого власного споживання енергії ВДЕ та мінімізації надлишку виробництва ВДЕ.

*ESS* можуть згладити типову переривчасту (і, отже, невизначену) віддачу енергії, яку виробляють ВДЕ, шляхом зарядки в періоди низького попиту на електроенергію та розрядки під час піку високого попиту. А поява інтелектуальних мережевих технологій надає широкі можливості для покращення роботи мережі за рахунок збільшення двонаправленого потоку інформації між сторонами, що знаходяться на різних рівнях ієрархії. Тому власників ВДЕ можна залучати до врегулювання небалансів на ринку електричної енергії.

Згідно з Енергетичною стратегією України передбачається застосування технологій "розумних мереж" як ефективного механізму розвитку електроенергетичної системи України. Концепція впровадження "розумних мереж" в Україні до 2035 року, що схвалена розпорядженням КМУ від 14 жовтня 2022 р. № 908-р, передбачає застосування систем управління розподіленою генерацією електроенергії (*DERMS*) та віртуальних електростанцій (*VPP*) [96].

***DERMS.*** Більшість основних постачальників обладнання *DERMS* погоджуються, що система управління повинна містити комплексний модуль реального часу для управління розподільчими мережами з високим рівнем проникнення ВДЕ, а також мати обчислювальну потужність для обробки великих обсягів вхідних даних та масштабування мереж. Однак деякі з найбільш досконалих рішень *DERMS*, окрім функцій реального часу, вже містять модуль планування, а також модуль прогнозування [48]. Таким чином, далі буде наведено основні функціональні можливості цих трьох модулів.

Одним з найважливіших аспектів модуля планування *DERMS* є здатність досліджувати пропускну спроможність існуючої мережі та будувати теплові карти пропускну спроможності. Ці карти будуються шляхом виконання досліджень потоків навантаження на точній моделі мережі з поступовим додаванням нової потужності ВДЕ у вузли мережі з використанням широкого спектру імовірнісних сценаріїв, виходячи з ситуації, коли нове додавання може спричинити технічні порушення в мережі. Після побудови теплові карти можуть бути розміщені на веб-порталі операторів системи розподілу, доступному для потенційних замовників та проектувальників ВДЕ.

Модуль реального часу *DERMS* є основним інструментом для моніторингу, контролю та активного управління розподільчими мережами. Цей модуль *DERMS* в режимі реального часу постійно отримує дані *SCADA*, вимірювання з датчиків та інтелектуальних інверторів, за допомогою яких ВДЕ мають бути підключені до мережі, прогнози погоди, дані навантаження та генерації, топологію в реальному часі, стан мережі в процесі експлуатації тощо. Цей комплексний набір даних потім сортується і використовується в основних додатках, які забезпечують обізнаність та оцінку стану енергосистеми в реальному часі, даючи операторам енергосистеми постійне розуміння поточного стану об'єкту.

У зв'язку з динамічними змінами у розподільних мережах з ВДЕ, операторам систем необхідно постійно знати про прогнозовані умови в мережі. Це включає в себе інформацію про стан мережі, а також здатність передбачити можливі порушення, спричинені динамічною та нестабільною природою ВДЕ. Крім того, оскільки агреговані дрібномасштабні ВДЕ, а також більшість великомасштабних ВДЕ (особливо при використанні накопичувачів енергії) дотримуються попередньо встановлених графіків, прогнозний модуль *DERMS* повинен принаймні мати можливість оцінити вплив цих запланованих заходів на стан мережі.

Нарешті, більшість передових рішень *DERMS* містять так званий підмодуль прогнозного керування обмеженнями, котрий розроблено для попереднього інформування та для автоматичного виявлення можливих порушень у

майбутньому. Це дає можливість оцінити доступну гнучкість ВДЕ, яка може сприяти вирішенню порушень, і в перспективі мати можливість автоматично спілкуватися безпосередньо з ВДЕ, щоб використовувати їх гнучкість для проактивного вирішення зпрогнозованих порушень до того, як вони відбудуться. Більшість таких доступних рішень все ще знаходяться в почаковому стані - протягом випробувальних періодів на пілотних проектах (здебільшого обмежені невеликими частинами мереж), але їхні результати є багатообіцяючими.

**VPP.** Концепцію *VPP* можна розглядати, як групу розподілених генеруючих установок, систем накопичення енергії та керованих навантажень, які об'єднані, оптимізовані, скоординовані та контрольовані таким чином, що вони можуть функціонувати як одна диспетчерська одиниця в роботі енергосистеми, а також як одна торгова одиниця на ринках електроенергії.

Основною метою *VPP* є надання потужності та допоміжних послуг для роботи енергосистеми, продаж електроенергії на ринках, підвищення загальної економічної ефективності та надійності системи, сприяння ефективній оптимізації використання ресурсів та сприяння інтеграції відновлюваних джерел енергії до енергосистеми. Основна структура включає інфраструктуру інформаційно-комунікаційних технологій, інтелектуальний облік і контроль на об'єктах споживачів, моделювання, прогнозування, планування, оптимізацію ВДЕ, а також координацію в режимі реального часу з мережевими та ринковими операціями.

**Vehicle-to-Grid (V2G).** Поступове витіснення транспортних засобів, що працюють на ископному паливі, електромобілями неминуче призведе до збільшення як базового навантаження на енергосистему, так і пікового попиту. У багатьох розвинених країнах процес електрифікації транспортного сектору вже розпочався разом із встановленням багатогігаватних потужностей відновлюваної енергетики. Розширення ринку електромобілів відкриває нові можливості для створення більш чистого і трансформаційного енергоносія. Наприклад, керований профіль зарядки і розрядки акумуляторів електромобілів у поєднанні з електромережею, відомий як система *V2G*, за прогнозами, стане важливим механізмом зменшення впливу стохастичного характеру відновлюваної енергії.



Технологію *V2G* потрібно впроваджувати для успішного втілення Плану заходів з реалізації Національної транспортної стратегії України на період до 2030 року, затвердженого розпорядженням КМУ від 7 квітня 2021 р. № 321-р.

Основною перевагою технології *V2G* є те, що електромобіль можна заряджати та розряджати за розкладом. Його можна підключати до електромережі в непікові періоди, коли виробництво електроенергії перевищує попит на неї, а надлишок енергії можна використовувати для заряджання електромобіля. Аналогічно, електромобіль може віддавати електроенергію назад в електромережу, використовуючи відповідні каскади перетворювача і алгоритми контролера, щоб задовольнити піковий попит на електроенергію, таким чином зменшуючи використання балансувальних електростанцій. Планування зарядки електромобілів у непікові години покращує попит на електроенергію і, таким чином, знижує вартість генерації. Загальна блок-схема структури *V2G* зображена на рис. 1.11.

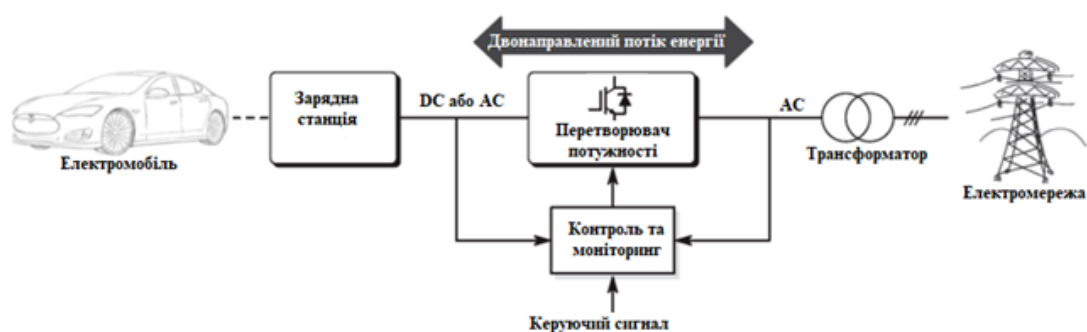


Рисунок 1.11 – Загальна блок-схема структури *V2G*

Застосування технології *V2G* є дуже життєздатним для покращення якості електроенергії, особливо якщо розглядати сучасні мікромережі або "розумні мережі" з відновлюваними джерелами. Розробивши відповідні уніфіковані алгоритми керування для електромобіля, можна впровадити бортове обладнання для контролю заряду, таке як синхронний компенсатор та фільтр активної потужності [60]. Тоді, шляхом адекватного керування системою, більшість проблем, пов'язаних з розподіленими енергоресурсами, можна було б згладити.

***Plus Energy Buildings (PEB)***. На будівельний сектор припадає близько 40% кінцевого споживання енергії та понад 30% викидів парникових газів у розвинених країнах. Ці цифри мають прямий вплив на глобальне потепління, дефіцит енергії та, в деяких випадках, на національну безпеку. Ця стурбованість призвела до створення різних концепцій, стратегій, політик, стандартів і правил, спрямованих на зменшення енергоспоживання в будівлях і стимулювання сталого будівництва.

Концепція будівель з нульовим споживанням енергії була встановлена як стратегічна мета для нових та реконструйованих будівель і стала частиною енергетичної політики в багатьох країнах. Наприклад, усі нові будівлі та глибокі реконструкції, що будуються в ЄС з 2021 року, повинні бути будівлями з майже нульовим споживанням енергії, як того вимагає Директива про енергетичні характеристики будівель [17], що є ключовою стратегією декарбонізації будівельного фонду до 2050 року. На сьогоднішній день, завдяки широкій науково-дослідній роботі, спрямованій на покращення експлуатаційних характеристик будівель, а також ефективним технологіям та обладнанню для будівельного сектору, можна говорити про встановлення за мету так званої "активної будівлі", або *PEB*.

*PEB* є новою концепцією, і її визначення наразі перебуває в центрі уваги досліджень та розробки нормативно-правових актів ЄС. Як загальний принцип, *PEB* виробляє більше енергії, ніж споживає, і подає енергію з ВДЕ в мережу, таким чином сприяючи зменшенню викидів парникових газів в навколишню енергосистему. Таким чином, *PEB* можуть підтримувати, наприклад, старі будівлі, для яких перехід до нульового енергоспоживання не є економічно ефективним. З цієї точки зору, *PEB* є ключовим кроком на шляху до декарбонізації будівельного сектору. Зокрема, вони сприятимуть зменшенню перевантаження енергосистеми, забезпечуючи гнучкий енергетичний актив, який дозволяє будівлям та енергетичним спільнотам діяти як інтегровані частини енергосистеми та обмінюватися енергією (електричною, тепловою або іншими енергоносіями) між собою або з мережею.

Оптимальна продуктивність багатоенергетичних систем може призвести до технічних, економічних та екологічних переваг, таких як підвищення надійності системи, зниження експлуатаційних витрат, споживання палива та викидів шкідливих речовин. Однак для успішної роботи цих систем необхідна інтегрована система управління, яка може оптимально керувати різними компонентами системи [18]. Впровадження концепції *energy hub* є перспективним варіантом для оптимального управління багатоенергетичними системами та для досягнення комплексної моделі із стійких енергетичних систем.

### 1.5 Шляхи управління інтеграцією ВДЕ до розподільних електричних мереж

Існуючі проблеми в експлуатації, організації та політиці стимулювання призвели до нерівномірного розподілу за типами ВДЕ та неефективного використання енергії. Для вирішення цих проблем необхідно внести корективи до планування приєднання ВДЕ до мережі та скоординованого механізму передачі електроенергії з ВДЕ, підключених до мережі.

Технічні умови (ТУ) є важливим інструментом регулювання відносин між ОСР та власниками ВДЕ. Вони регламентують технічні аспекти підключення ВДЕ до електромережі та виступають моделлю взаємодії цих двох сторін. Основні елементи ТУ як моделі взаємовідносин між ОСР і власниками ВДЕ наведені на рис. 1.12.

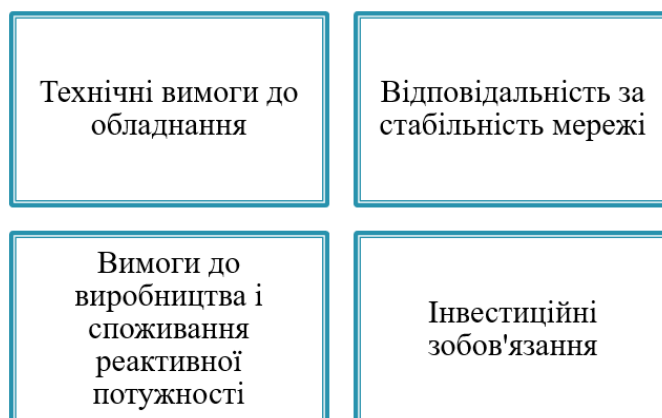


Рисунок 1.12 – Основні елементи ТУ

Технічні умови, попри їх важливість, покривають лише технічну сторону питання приєднання відновлюваних джерел енергії до мережі. Вони забезпечують початкову відповідність параметрів об'єктів ВДЕ до вимог мережевої інфраструктури, таких як рівні напруги, допустимі коливання частоти, пропускна здатність мережі тощо. Проте ТУ не враховують довгострокового впливу роботи ВДЕ на функціонування енергосистеми та не передбачають механізмів контролю чи відповідальності за можливе погіршення умов її експлуатації.

Загалом більшість ризиків компаній, що оперують на ринку електроенергії, зокрема через генерацію енергії з відновлюваних джерел на думку авторів [70], можуть бути розділені на 9 груп або кластерів: робочий персонал, власність, навколишнє середовище, законодавство, операційні, фінансові, ринкові, стратегічні та політичні ризики. В цій роботі розглядаються операційні ризики, що спричинені безпосереднім функціонуванням ВДЕ в мережі та пов'язані з динамічним характером генерації, залежним від погодних умов, і можливими порушеннями якості електроенергії, такими як відхилення напруги, коливання частоти та зростання навантаження на вузли мережі тощо. Надалі під ризиками в роботі будуть матися такі операційні ризики.

Для мінімізації ризиків необхідно розробити систему управління, яка базуватиметься на ринкових механізмах. У такій системі кожен учасник буде нести фінансову відповідальність за вплив на стан мережі, сплачуючи за створені ним погіршення. Це дозволить збалансувати інтереси ОСР і виробників ВДЕ, сприяти відповідальній генерації та стимулювати мінімізацію негативних технічних наслідків для енергосистеми.

В той же час безперервний пошук поліпшення якості та інновацій має стати для ОСР стратегією захисту від майбутніх ризиків. Особливо виділяється загальне управління якістю, яке є однією з найважливіших стратегій, прийнятою організаціями всіх розмірів і секторів [36]. Лідерство організації, задоволеність клієнтів і стратегічні плани відіграють важливу роль у забезпеченні якості та підвищенні продуктивності процесів. Управління якістю має чотири окремі

етапи: плануй, роби, перевіряй, дій, відомий як цикл *PDCA* (див. рис. 1.13). Хоча він розроблявся протягом багатьох років, він має дуже актуальну концепцію, і його застосування є адекватним для управління різними за типом організаціями.



Рисунок 1.13 – Чотири етапи циклу *PDCA*

Цикл *PDCA* допомагає в аналізі проблем, використовуючи інструменти та дослідження для визначення причин і рішень, які є пріоритетними. Його використання здійснюється поетапно, щоб спланувати виконання, гарантувати це виконання належним чином, оцінити отримані результати і встановити засоби для підтримки хороших результатів. Процеси поліпшення, навіть якщо вони показують відносно низькі результати, забезпечують великий прорив у ринковому середовищі. У таких ситуаціях необхідно, щоб процеси були добре керованими на всіх стадіях, а можливості для вдосконалення були бажаними для всіх. З цих причин необхідно інтенсифікувати розробку заходів, що забезпечують оптимізацію витрат, незалежно від їхньої природи. Цикл *PDCA* є моделлю поліпшення процесів, яка має високу ефективність у постійному вдосконаленні, будучи інструментом, визначеним як метод управління, який повинен використовуватися компаніями для вирішення поставлених питань.

Цикл *PDCA* гармонійно поєднується із Планом розвитку системи розподілу, який є стратегічним документом, що визначає напрямки нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення системи розподілу на

наступні п'ять календарних років. Цей документ розробляється на основі прогнозних даних з урахуванням Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років та формує основу для визначення майбутніх інвестицій і планування заходів, спрямованих на забезпечення енергоефективності та надійності мережі[87]. Застосування *PDCA* у цьому контексті дозволяє ефективно структурувати реалізацію Плану розвитку за допомогою етапів планування, виконання, перевірки й дії, що забезпечують прозорість процесу, мінімізують ризики та гарантують відповідність запланованих заходів установленим показникам якості надання послуг із розподілу електроенергії. Такий підхід сприяє узгодженню короткострокових і довгострокових цілей, забезпечуючи системний розвиток і адаптивність енергомережі.

Також пропонується здійснити адаптацію циклу *PDCA* для вирішення проблем неконтрольованого функціонування відновлюваних джерел енергії, що можливо завдяки впровадженню механізму управління їх інтеграцією в електричну мережу (див. рис. 1.14).

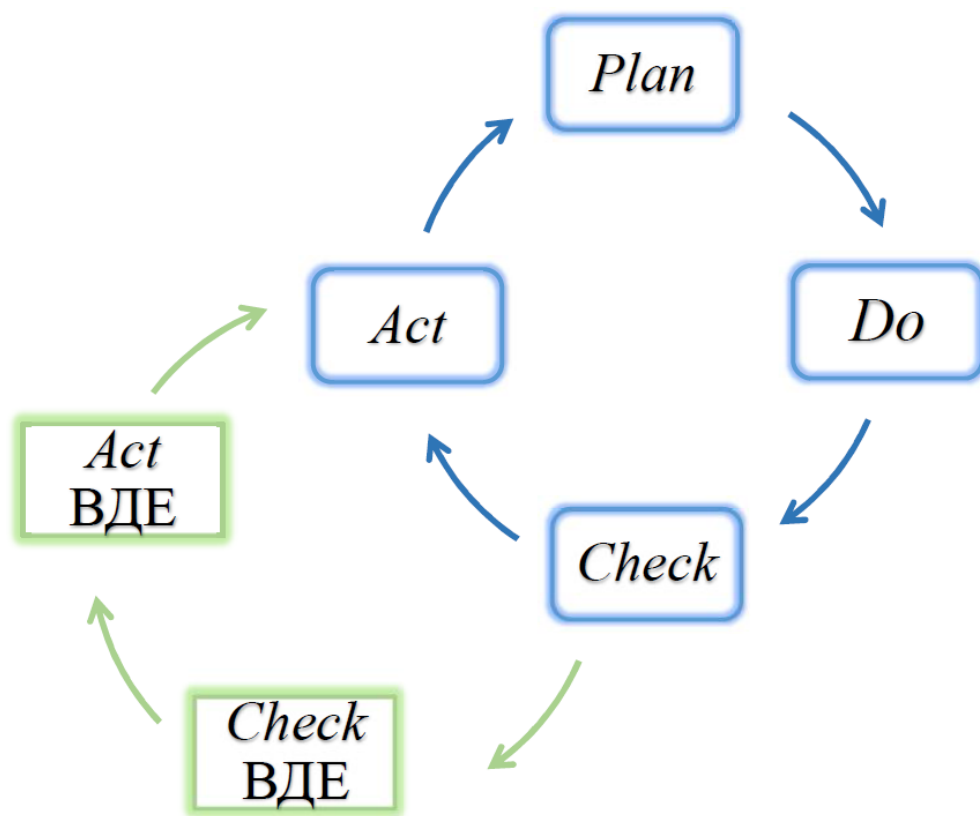


Рисунок 1.14 – Адаптований цикл *PDCA*

Такий підхід дозволить враховувати особливості генерації ВДЕ та її вплив на стабільність і надійність роботи системи розподілу. Завдяки циклічному характеру *PDCA* можна забезпечити постійне вдосконалення процесів інтеграції ВДЕ, створення умов для їх збалансованого використання та мінімізацію ризиків, пов'язаних із варіабельністю генерації. Ця адаптація сприятиме збалансованому розвитку енергосистеми, підвищенню її енергоефективності та якості послуг розподілу, а також інтеграції ВДЕ в загальну структуру енергомережі.

Для реалізації запропонованого циклу *PDCA* необхідно здійснити оцінювання та порівняння проблем, що виникають у роботі операторів системи розподілу внаслідок функціонування ВДЕ. Для цього важливо дослідити існуючі підходи до аналізу ефективності інтеграції ВДЕ, що дасть змогу оцінити їхній вплив на технічні, економічні та експлуатаційні параметри мережі. Отримані результати стануть основою для розроблення механізму управління інтеграцією ВДЕ, який враховуватиме специфіку роботи системи розподілу та сприятиме мінімізації негативних наслідків. Такий механізм забезпечить збалансовану взаємодію між ОСР та власниками ВДЕ, підтримуючи стабільність і надійність електромережі.

## **Висновки до розділу**

1. Розвиток ВДЕ в Україні спрямований на забезпечення дотримання міжнародних стандартів, принципів та практик ЄС, а запланований рівень виробництва електричної енергії з ВДЕ задовольнятиме потреби суспільства та національної економіки в паливно-енергетичних ресурсах у економічно ефективний, технічно надійний, екологічний та безпечний спосіб, гарантуватиме енергетичну безпеку як в мирний час, так і в умовах надзвичайних ситуацій.

2. Україна має забезпечити формування нормативно-правового середовища для сприяння ефективній інтеграції ВДЕ до електричних мереж, відповідаючи при цьому європейським стандартам та вимогам. Це включає адаптацію національного законодавства, впровадження регуляторних механізмів і

стандартів, що узгоджуються з директивами ЄС, і створення сприятливих умов для інвесторів у сфері відновлюваної енергетики.

3. Приєднання ВДЕ в різних точках електричної мережі ОСР може спричинити нові виклики перед ним, які потребуватимуть відповідного прогнозування і забезпечення контролю. В той же час присутня моральна та фізична зношеність розподільних електричних мереж. Таким чином, навіть до приєднання ВДЕ система розподілу має значні проблеми з параметрами якості електроенергії. Приєднання ВДЕ доповнює ці проблеми новими ризиками, що вимагає комплексного підходу до модернізації та управління електромережами.

4. Вирішення проблем, що пов'язані з розвитком ВДЕ, може бути досягнуто різними способами, включаючи фінансову підтримку, податкові пільги, законодавчі стимули, регулювання ринку. При цьому механізми державного стимулювання мають відповідати основним принципам державної регуляторної політики України, а саме бути адекватними, ефективними, збалансованими, передбачуваними, прозорими та відкритими для громадської думки.

5. Процес інтеграції ВДЕ пов'язаний із безперервним пошуком оптимального рішення для розподільних електричних мереж, що за своєю структурою поєднується із загальним управлінням якістю. Завдяки циклічному характеру можна забезпечити постійне вдосконалення процесів інтеграції ВДЕ, створення умов для їх збалансованого використання та мінімізацію ризиків, пов'язаних із варіабельністю генерації.



## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ІНТЕГРАЦІЇ ВДЕ

#### 2.1 Аналіз взаємовідносин між суб'єктами господарювання при інтеграції ВДЕ

Функції розподілу електричної енергії в ОЕС України виконують електричні мережі напругою до 150 кВ, що налічують більше 850 тис. км ліній електропередавання та 200 тис. одиниць трансформаторних підстанцій [104]. Ця сукупність розділена, переважно, за адміністративно-територіальним принципом між операторами систем розподілу.

На рис. 2.1 наведено загальну принципову схему енергосистеми з інверторним живленням. Для характеристики кінцевої динамічної поведінки інверторів незалежно будується малосигнальна модель кожного інвертора, де вихідні струми інверторів і напруги в точках підключення до мережі є змінними, що взаємодіють з мережею, а метод моделювання може бути використаний для інверторів з різними стратегіями керування: керування потужністю, керування напругою та керування струмом [26].

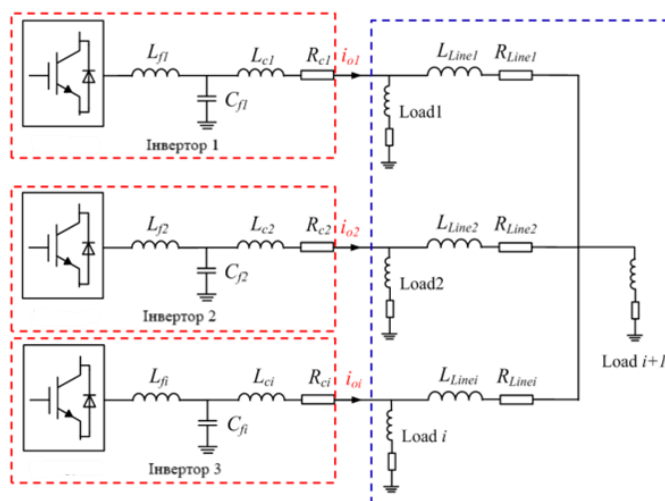


Рисунок 2.1 – Схема інверторної системи живлення [46]

Динаміка  $i$ -ї точки приєднання може бути представлена нелінійними диференціальними рівняннями, наведеними в [46], які наведені нижче:

$$\dot{x} = f_i(x_i, u_i); \quad (2.1)$$

$$y_i = g_i(x_i, u_i), \quad (2.2)$$

де  $x_i$ ,  $y_i$ ,  $u_i$  - вектори станів, вхідних та вихідних змінних  $i$ -ї точки приєднання. Лінеаризована модель простору станів  $i$ -ї точки може бути отримана як (2.3) і (2.4):

$$\Delta \dot{x}_i = A_i \cdot \Delta x_i + B_i \cdot \Delta u_i; \quad (2.3)$$

$$\Delta y_i = C_i \cdot \Delta x_i + D_i \cdot \Delta u_i. \quad (2.4)$$

Знак " $\Delta$ " в (2.3) і (2.4) вилючається в наступних рівняннях. Потім всі лінеаризовані моделі збираються разом, щоб сформуванати композиційну модель системи за допомогою діагональних матриць у вигляді:

$$\dot{x} = A \cdot x + B \cdot u; \quad (2.5)$$

$$y = C \cdot x + D \cdot u, \quad (2.6)$$

де  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$  - діагональні матриці складеної системи, тобто  $A = \text{diag}(A_1, \dots, A_i, \dots, A_n)$ ,  $B = \text{diag}(B_1, \dots, B_i, \dots, B_n)$ ,  $C = \text{diag}(C_1, \dots, C_i, \dots, C_n)$ ,  $D = \text{diag}(D_1, \dots, D_i, \dots, D_n)$ , оскільки компоненти просто каскадуються по діагоналі.  $x = [x_1, \dots, x_i, \dots, x_n]^T$ ,  $u = [u_1, \dots, u_i, \dots, u_n]^T$ ,  $y = [y_1, \dots, y_i, \dots, y_n]^T$  - це каскадні вектори станів, вхідних та вихідних змінних компонент.

Як показано на рис. 2.2, взаємозв'язок між точками приєднання може бути представлений алгебраїчними рівняннями, що мають вигляд:

$$u = L_1 \cdot y + L_2 \cdot a; \quad (2.7)$$

$$b = L_3 \cdot y + L_4 \cdot a, \quad (2.8)$$

де  $u$  та  $y$  - вхідні та вихідні вектори компонентів,  $a$  та  $b$  - вхідні та вихідні вектори системи.  $L_1, L_2, L_3, L_4$  - матриці взаємозв'язків компонентів.

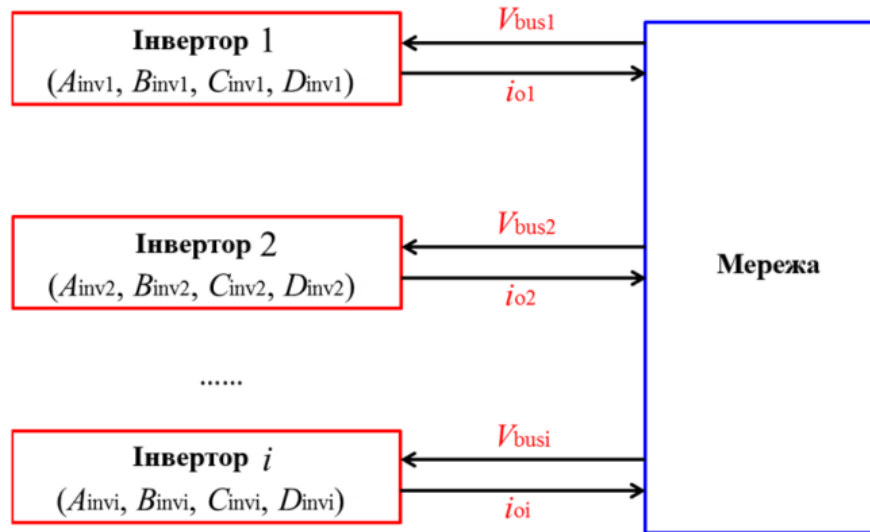


Рисунок 2.2 – Блокова схема інверторної системи живлення [46]

Рівняння бажаного стану та рівняння виходу можна отримати, об'єднавши (2.5)-(2.6) та (2.7)-(2.8) у вигляді (2.9) та (2.10):

$$\dot{x} = F \cdot x + G \cdot a; \quad (2.9)$$

$$b = H \cdot x + J \cdot a, \quad (2.10)$$

де  $F = A + B \cdot L_1 \cdot (I - D \cdot L_1)^{-1} \cdot C$ ,  $G = B \cdot L_1 \cdot (I - D \cdot L_1)^{-1} \cdot D \cdot L_2 + B \cdot L_2$ ,  
 $H = L_3 \cdot (I - D \cdot L_1)^{-1} \cdot C$ ,  $J = L_3 \cdot (I - D \cdot L_1)^{-1} \cdot D \cdot L_2 + L_4$ .

Таким чином, стійкість системи можна передбачити на основі власних значень матриці станів  $F$ . Таким чином, замість прямої лінеаризації нелінійної моделі простору станів всієї системи, є можливість незалежно моделювати вхідні-вихідні зв'язки компонентів та їх взаємопов'язану мережу, і збирати їх разом за

допомогою простої лінійної алгебраїчної матриці. Таким чином, процедура формулювання матриці стану системи може бути значно спрощена. На рис. 2.2 зображено застосування підходу у досліджуваній енергосистемі, де загальна система розділена на інвертори ВДЕ, мережу та навантаження.

Електрична мережа та навантаження, як показано на рис. 2.3, моделюються як окремі компоненти.

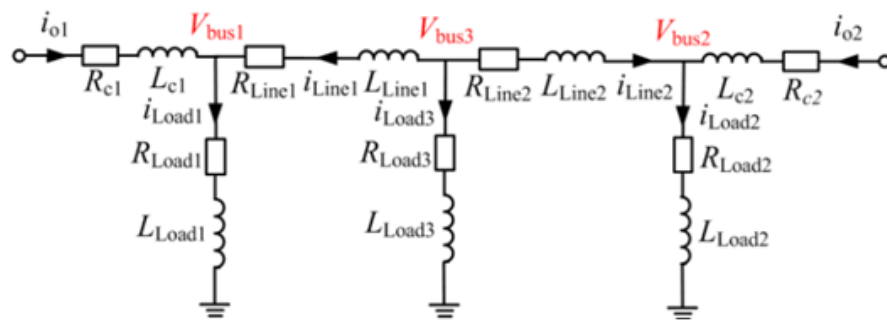


Рисунок 2.3 – Компоненти мережі та навантаження [46]

Рівняння стану струму  $i$ -ї лінії та струму навантаження можна представити у вигляді (2.11)-(2.12) та (2.13)-(2.14) відповідно:

$$\dot{i}_{LineDi} = \frac{-R_{Linei}}{L_{Linei}} \cdot i_{LineDi} - \omega_{com} \cdot i_{LineQi} - \frac{1}{L_{Linei}} \cdot V_{busDi} + \frac{1}{L_{Linei}} \cdot V_{busD3}; \quad (i=1,2) \quad (2.11)$$

$$\dot{i}_{LineQi} = \frac{-R_{Linei}}{L_{Linei}} \cdot i_{LineQi} - \omega_{com} \cdot i_{LineDi} - \frac{1}{L_{Linei}} \cdot V_{busQi} + \frac{1}{L_{Linei}} \cdot V_{busQ3}; \quad (i=1,2) \quad (2.12)$$

$$\dot{i}_{LoadDi} = \frac{-R_{Loadi}}{L_{Loadi}} \cdot i_{LoadDi} - \omega_{com} \cdot i_{LoadQi} + \frac{1}{L_{Loadi}} \cdot V_{busDi}; \quad (i=1,2,3) \quad (2.13)$$

$$\dot{i}_{LoadQi} = \frac{-R_{Loadi}}{L_{Loadi}} \cdot i_{LoadQi} + \omega_{com} \cdot i_{LoadDi} + \frac{1}{L_{Loadi}} \cdot V_{busQi}; \quad (i=1,2,3) \quad (2.14)$$

Лінеаризовані рівняння стану ліній і навантажень можна отримати як (2.15)-(2.16) шляхом лінеаризації рівнянь (2.11)-(2.14):

$$\dot{\Delta i}_{LineDQi} = A_{Line1i} \cdot \Delta \omega_{com} + A_{Line2i} \cdot \Delta i_{LineDQi} + A_{Line3i} \cdot V_{busDQi} + A_{Line4i} \cdot V_{busDQ3}; \quad (2.15)$$

$$\dot{\Delta i}_{LoadDQi} = A_{Load1i} \cdot \Delta \omega_{com} + A_{Load2i} \cdot \Delta i_{LoadDQi} + A_{Load3i} \cdot V_{busDQi}, \quad (2.16)$$

$$\text{де } A_{Line1i} = \begin{bmatrix} -i_{LineQi0} \\ i_{LineDi0} \end{bmatrix}, \quad A_{Line2i} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{Linei}}{L_{Linei}} & -\omega_0 \\ \omega_0 & \frac{-R_{Linei}}{L_{Linei}} \end{bmatrix}, \quad A_{Line3i} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{L_{Linei}} & 0 \\ 0 & \frac{-1}{L_{Linei}} \end{bmatrix},$$

$$A_{Line4i} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{Linei}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_{Linei}} \end{bmatrix}, \quad A_{Load1i} = \begin{bmatrix} -i_{LoadQi0} \\ i_{LoadDi0} \end{bmatrix}, \quad A_{Load2i} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{Loadi}}{L_{Loadi}} & -\omega_0 \\ \omega_0 & \frac{-R_{Loadi}}{L_{Loadi}} \end{bmatrix},$$

$$A_{Load3i} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{Loadi}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_{Loadi}} \end{bmatrix}.$$

А вузлові напруги можуть бути представлені у такому загальному вигляді:

$$V_{busDQi} = r_N \cdot (i_{0DQi} + i_{LineDQi} - i_{LoadDQi}); \quad (2.17)$$

$$V_{busDQ(i+1)} = r_N \cdot (-i_{LineDQ1} - \dots - i_{LoadDQi} - \dots - i_{LoadDQ(i+1)}). \quad (2.18)$$

Загалом енергосистема розділяється на окремі компоненти для зручності моделювання, аналізу та оптимізації. Кожен компонент, наприклад, генератори, лінії передачі, трансформатори або ВДЕ, розглядається як незалежний елемент із власними параметрами та характеристиками. Це дозволяє детально враховувати специфіку роботи кожного елемента

Після побудови окремих моделей всі компоненти інтегруються у складену модель енергосистеми. Цей етап вимагає врахування взаємозв'язків між елементами через термінальні з'єднання, тобто точки, де елементи фізично взаємодіють один з одним.

Такий підхід дозволяє моделювати поведінку всієї системи з урахуванням як локальних характеристик кожного елемента, так і глобальної взаємодії між ними. Це особливо важливо для врахування змінності генерації ВДЕ, впливу нестабільного навантаження та забезпечення якості електроенергії в складній системі.

## **2.2 Аналіз параметрів та показників електричної мережі при взаємовідносинах між суб'єктами господарювання**

З високою ймовірністю, значна частка ВДЕ буде підключатися до системи розподілу низької напруги завдяки їх модульним властивостям. У більшості систем електропостачання електроенергія спрямовується в одному напрямку: від централізованих виробників електричної енергії через підстанції різних рівнів напруги до споживачів.

При інтеграції ВДЕ до системи електропостачання електроенергія може протікати в зворотному напрямку. Однак більшість систем електричного розподілу не були розроблені для забезпечення двостороннього потоку енергії. Для ланцюгів розподільних фідерів, які є довгими і обслуговують сільські райони або райони, що розвиваються, навіть невелика кількість фотоелектричної енергії може вплинути на параметри системи, якщо навантаження та генерація фотоелектричної енергії не збігаються.

Одним із основних ризиків, котрий перешкоджає інтеграції ВДЕ до системи електропостачання є невідповідність фізичних параметрів поставленої споживачу електричної енергії до встановленого стандарту внаслідок генерації з ВДЕ.

Для визначення якості електричної енергії в розподільних системах можуть використовуватися такі показники, як [102]:

$\delta U_y$  - відхилення напруги;

$\delta U_t$  - розмах зміни напруги;

$P_t$  - доза флікера;

$P_{St}$  - короткочасна доза флікера;

$P_{Lt}$  - тривала доза флікера;

$K_U$  - коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої міжфазної (фазної) напруги;

$K_{U(n)}$  - коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги;

$K_{2U}$  - коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю;

$K_{0U}$  - коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю;

$\Delta f$  - відхилення частоти;

$\Delta t_{\Pi}$  - тривалість провалу напруги;

$U_{\text{імп}}$  - імпульсна напруга;

$K_{\text{пер}U}$  - коефіцієнт тимчасової перенапруги;

$U_{(1)i}$  - діюче значення міжфазної (фазної) напруги основної частоти в  $i$ -му спостереженні;

$U_{ab(1)i}$ ,  $U_{bc(1)i}$ ,  $U_{ca(1)i}$  - діючі значення міжфазних напруг основної частоти в  $i$ -му спостереженні;

$U_{1(1)i}$  - діюче значення міжфазної (фазної) напруги прямої послідовності основної частоти в  $i$ -му спостереженні;

$U_y$  - усереднене значення напруги;

$U_{\text{ном}}$  - номінальна міжфазна (фазна) напруга;

$U_{\text{ном. ф}}$  - номінальна фазна напруга;

$U_{\text{ном. мф}}$  - номінальна міжфазна напруга;

$U_{\text{скв}}$  - середньоквадратичне значення напруги, що визначається на напівперіоді напруги основної частоти;

$U_i$ ,  $U_{i+1}$  - значення екстремумів, що слідує один за одним, або екстремуму й горизонтальної ділянки кривої середньоквадратичних значень напруги основної частоти;

$U_{ai}$ ,  $U_{a\ i+1}$  - значення екстремумів, що йдуть один за одним, або екстремуму й горизонтальної ділянки кривої амплітудних значень напруги на кожному напівперіоді основної частоти;

$F^{\delta}_{U_t}$  - частота повторення змін напруги;

$t_i, t_{i+1}$  - початкові моменти послідовних одна за одною змін напруги, що слідує одна за одною;

$\Delta t_{i, i+1}$  - інтервал між суміжними змінами напруги;

$P_s$  - згладжений рівень флікера;

$P_{1s}, P_{3s}, P_{10s}, P_{50s}$  - згладжені рівні флікера за інтегральної ймовірності, що дорівнює 1,0; 3,0; 10,0; 50,0 % відповідно;

$P_{Stk}$  - короткочасна доза флікера на  $k$ -му інтервалі часу  $T_{sh}$  протягом тривалого періоду спостереження  $T_L$ ;

$U_{(n)i}$  - діюче значення  $n$ -ої гармонійної складової міжфазної (фазної) напруги в  $i$ -му спостереженні;

$K_{Ui}$  - коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої міжфазної (фазної) напруги в  $i$ -му спостереженні;

$K_{U(n)i}$  - коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги в  $i$ -му спостереженні;

$U_{2(1)i}$  - діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруг в  $i$ -му спостереженні;

$K_{2Ui}$  - коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю в  $i$ -му спостереженні;

$U_{нб(1)i}, U_{нм(1)i}$  - найбільше і найменше діючі значення з трьох міжфазних напруг основної частоти в  $i$ -му спостереженні;

$U_{0(1)i}$  - діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти трифазної системи напруг в  $i$ -му спостереженні;

$K_{0Ui}$  - коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю в  $i$ -му спостереженні;

$U_{нб \phi(1)i}, U_{нм\phi(1)i}$  - найбільше і найменше з трьох діючих значень фазних напруг основної частоти в  $i$ -му спостереженні;

$f_{ном}$  - номінальне значення частоти;

$t_n$  - початковий момент часу різкого спаду кривої середньоквадратичних значень напруги;

$t_k$  - кінцевий момент часу відновлення середньоквадратичного значення напруги;



$\delta U_{\text{п}}$  - глибина провалу напруги;

$M$  - загальне число провалів напруги за період часу спостереження  $T$ ;

$m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})$  - число провалів напруги глибиною  $\delta U_{\text{п}}$  і тривалістю  $\Delta t_{\text{п}}$  за розглянутий період часу спостереження  $T$ ;

$F_{\text{п}}$  - частота появи провалів напруги;

$U_{\text{а}}$  - амплітудне значення напруги;

$U_{\text{а max}}$  - максимальне амплітудне значення напруги.

Такий обширний перелік показників не завжди можна отримати під час вимірювань у реальних умовах, тим більше, що багато з них не стосуються специфіки роботи ВДЕ. Тому необхідно дослідити інші наявні нормативні документи та провести їх аналіз, щоб визначити ті, які є більш придатними для оцінки інтеграції ВДЕ.

Іншим діючим нормативним документом щодо якості електричної енергії є ДСТУ EN 50160:2023 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» [66] - національний стандарт України, який встановлює характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення. Він є ідентичним перекладом європейського стандарту EN 50160:2022. Цей стандарт визначає основні параметри напруги та допустимі діапазони їх відхилень у точках приєднання споживачів до мереж низької (НН), середньої (СН) та високої напруги ВН.

Основні показники та параметри для НН, СН та їх нормовані значення наведено у таблиці 2.1. Важливо зазначити, що тимчасово в Україні стандартна номінальна напруга між фазним і нульовим проводом дорівнює 220В. Проте для повної відповідності європейським стандартам якості електроенергії держава зобов'язалася в майбутньому перейти на  $U_{\text{н}}=230\text{В}$ , тому надалі розглядається якраз дане значення напруги.

До мереж СН приєднанні користувачі, що використовують потужність, яка перевищує можливості низьковольтної мережі, і згідно ДСТУ номінальна напруга таких мереж вище ніж 1 кВ, і до 36кВ включно.

Таблиця 2.1 – Нормування показників та параметрів якості електроенергії НН та СН в електричних мережах загальної призначеності (за даними [66])

Назва параметру	Допустиме значення
Частота напруги	для систем, які синхронно підключено до ОЕС: 50 Гц $\pm$ 1 % (49,5 Гц...50,5 Гц) протягом 99,5 % часу за рік; 50 Гц + 4 % /- 6% (47 Гц...52 Гц) протягом 100 % часу;
	для систем типу енергетичний острів: 50 Гц $\pm$ 2 % (49 Гц...51 Гц) протягом 95 % часу за тиждень; 50 Гц $\pm$ 15 % (42,5 Гц...57,5 Гц) протягом 100 % часу
Змінення напруги	$U_n \pm 10 \%$ (в умовах енергетичного острова + 10 % /- 15 % від $U_n$ )
Показник довгочасного флікера	$\leq 1$ для 95% часу спостереження
Небаланс напруг	від 0% до 2% від напруги прямої послідовності протягом 95% тижневого періоду
Сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень	$\leq 8 \%$ (ураховуючи всі гармоніки до 40-ої включно)
Напруги інтергамонік	99 % доби значення напруг мають бути меншими чи рівними значенням, наведеним на рисунків в ДСТУ

Необхідно дослідити, які показники якості електричної енергії можуть погіршуватися внаслідок змінного характеру виробництва електроенергії з ВДЕ. Окрім цього, важливо вивчити, які інші показники можуть відображати зростання затрат на обслуговування мереж у контексті інтеграції ВДЕ. Збільшення навантаження на інфраструктуру, потреба в додаткових заходах для стабілізації енергопостачання та модернізація мереж можуть призвести до підвищення витрат, що вимагає детального аналізу для оцінки довгострокових економічних наслідків таких змін.

Коли виробництво ВДЕ перевищує локальний попит на енергію, енергія буде переміщатися через розподільний фідер і, можливо, через місцеву підстанцію, збільшуючи потенціал впливу на інших споживачів, які обслуговуються тим же розподільним контуром [10, 55].

Проблема якості електроенергії варіює від напруги та частоти до інших областей, таких як гармоніки. Проблема з гармоніками виникає в основному через наявність інверторів живлення, які використовуються для перетворення постійної напруги, створеної відновлюваними джерелами, в змінний. Ці нелінійні навантаження вводять гармоніки в мережу живлення, викликаючи повне гармонійне спотворення, і можуть призвести до непрацездатності обладнання [50].

Гармоніки зазвичай викликані затримкою перемикання інвертора, що викликає спотворені хвилі. Гармонійні спотворення вихідної форми сигналу інвертора будуть значними, якщо інсоляція швидко змінюється, вихідна потужність фотоелементу занадто низька або потужність серйозно коливається. Гармонійна суперпозиція виникне в ситуації інтеграції великої кількості великомасштабних СЕС в мережу для цих фотоелектричних систем, які будуть діяти як мультигармонічні джерела. Практичний досвід експлуатації кількох систем великомасштабних СЕС за кордоном показав, що навіть гармоніки вихідного струму одного інвертора, підключеного до мережі, є малими, гармонічні струми на виході кількох шунтуючих інверторів можуть значно перевищувати нормальний стандарт [54].

Характеристики фотоелектричних систем без диспетчеризації (тобто генерація електричної енергії, яку не можна ввімкнути або вимкнути для задоволення потреб суспільства, що коливаються в електроенергії) допускають коливання генерації напруги, які раніше не були присутні в мережі. Поряд з переривчастістю генерації фотоелектричної енергії, існують також проблеми з якістю напруги в мережі, які необхідно враховувати. Також із загальним впливом на якість електроенергії, підвищення рівня напруги в радіальних

системах розподілу було зазначено як одне з основних технічних питань підключення розподіленої генерації [74].

Зі збільшенням проникнення фотоелектричних систем в електромережу, протягом багатьох років було проведено дослідження, котрі спрямовані на вивчення стабільності напруги як в розподільчих, так і в передавальних мережах. Наприклад, в роботі [29], з метою аналітичного дослідження впливу проникнення СЕС в передавальну мережу на стабільність напруги, було розглянуто двошвидкісне представлення СЕС, підключеної до електричної мережі, щоб сформулювати квадратичну характеристику напруги навантаження з точки зору генерації електроенергії СЕС  $P_{PV}$ , як показано в рівнянні (2.19):

$$\begin{aligned} &|V_L|^4 + (P_{PV} - P_L)^2 \cdot (R_T^2 + X_T^2) - k^2 \cdot P_L^2 \cdot (R_T^2 + X_T^2) \\ &- 2 \cdot |V_L|^2 \cdot R_T \cdot (P_{PV} - P_L) + 2 \cdot k \cdot P_L \cdot X_T \cdot |V_T|^2 - |V_T|^2 \cdot E^2 = 0 \end{aligned} \quad (2.19)$$

де  $k = \tan \theta$ ,  $\theta$  - кут коефіцієнту потужності навантаження.

Напруга на навантаженні змінюється квадратично зі зміною рівня проникнення СЕС для заданого попиту на навантаження. Аналогічний висновок щодо впливу інтеграції СЕС на напругу в мережі було зроблено за допомогою імітаційних досліджень, проведених у великомасштабній енергосистемі.

З іншого боку, в [42] представлено ґрунтовне дослідження впливу проникнення СЕС на профіль напруги вже в розподільчій мережі, яке показує, що переривчастість роботи СЕС може призвести до підвищення та коливань напруги, які погіршуються зі збільшенням інтеграції. Цей ефект є більш помітним, коли великомасштабна фотоелектрична система підключена в кінці довгих, малонавантажених фідерів. Подібні дослідження в [3, 30, 56,] також показують, що переривчастість у виробництві електроенергії з СЕС може спричинити коливання напруги в низьковольтній розподільчій мережі та вплинути на стабільність напруги, особливо під час аварійних ситуацій.

У новому сценарії, коли генерація та споживання можуть одночасно надходити зі сторони попиту, можуть виникнути значні та небажані коливання напруги в мережах низької напруги, що призведе до згубного впливу на роботу мережі, головним чином на віддалених кінцях ліній [52].

Згідно формул (2.20) та (2.21), чим ближче точка під'єднання СЕС до навантаження, тим менші будуть втрати потужності та напруги в мережі:

$$\Delta P = \frac{(P - P_{ВДЕ})^2 + (Q - Q_{ВДЕ})^2}{U^2} \cdot R'_{ек}; \quad (2.20)$$

$$\Delta U = \frac{(P - P_{ВДЕ}) \cdot R'_{ек} + (Q - Q_{ВДЕ}) \cdot X'_{ек}}{U}, \quad (2.21)$$

де  $P$  – активна потужність, що споживається в мережі, кВт;  $P_{ВДЕ}$  – активна потужність, що генеруються СЕС, кВт;  $Q$  – реактивна потужність, що споживається в мережі, квар;  $Q_{ВДЕ}$  – реактивна потужність, що генеруються СЕС, квар;  $R'_{ек}$  – приведений еквівалентний активний опір мережі, Ом;  $X'_{ек}$  – приведений еквівалентний реактивний опір мережі, Ом;  $U$  – напруга мережі, кВ.

Проте позитивний ефект від інтеграції СЕС в електромережу матиме місце до тих пір, коли їх потужність генерування суттєво не перевищить потужність споживання. За певного значення потужності генерування СЕС втрати потужності та напруги в мережі почнуть зростати, а тому напруга може перевищити допустиме значення. Отже, потрібно визначати не тільки оптимальну точку під'єднання СЕС, а й оптимальну їх установлену потужність.

При варіанті інтеграції СЕС без суттєвих змін в схемі електричної мережі та без оновлення силового електрообладнання подальший рух у напрямку збільшення частки СЕС у генерації енергосистем не є можливим. Тобто розвиток генерації електроенергії з ВДЕ в електричній мережі потрібно проводити з одночасною її реконструкцією та модернізацією.

Наявні темпи розвитку СЕС визначають необхідність прийняття рішень у сфері розвитку та реконструкції мереж на всіх рівнях напруги, особливо в частині будівництва нових лінії електропередач, заміни існуючих проводів повітряних та кабельних ліній, заміни трансформаторів та силового обладнання на вже існуючих підстанціях та спорудження нових підстанцій.

Також при тенденції до зростання потужностей СЕС та збільшенні їх частки у структурі виробництва електроенергії, практично незмінною залишається встановлена потужність теплової та гідрогенерації, котрі на сьогодні є основними інструментами у покритті пікового та напівпікового споживання та надають енергосистемі маневрові потужності.

Оскільки виробництво електроенергії СЕС припадає саме на добовий проміжок, коли в енергетичній системі відбувається зменшення споживання, у порівнянні з ранковими та вечірніми піками, то створюється профіцит виробництва в енергосистемі. До того ж електроенергія з сонячної та вітрової електростанції (ВЕС) відпускається в мережу в зазначений проміжок доби навіть більше обсягу, придбаного на ринкових сегментах учасниками ринку для потреб кінцевого споживача. У результаті для дотримання балансу в енергетичній системі та забезпечення операційної безпеки в цей період часу персоналу НЕК «Укренерго» доводиться використовувати всі наявні маневрені можливості виробників електричної енергії з теплових та гідроелектростанцій з метою розвантаження в межах балансуючого ринку та віддавати аналогічні команди з операційної безпеки, а також застосовувати роботу гідроакумулювальних електростанцій у накопичувальному режимі для збільшення обсягу споживання[103].

Проте із збільшенням потужностей відновлюваної енергетики наведених заходів не вистачає для врегулювання балансу, і з'являється необхідність у обмеженні ВДЕ. Так у 2019 р. було 3 випадки обмеження ВДЕ, у 2020 р. – 20 випадків, а у 2021 р. ця кількість зросла до 72 випадків, навіть незважаючи на необхідність компенсації власникам ВДЕ вартості невикористаної енергії у повному обсязі. ПрАТ "НЕК "Укренерго" довелося впроваджувати Систему

керування обмеженнями ВДЕ, яка дозволяє надавати команди на обмеження генерації електроенергії одночасно на велику кількість сонячних та вітрових станцій. Максимальна сумарна добова величина обмеження за 2020 р. становила 2178,86 МВт (7 червня), а вже у 2021р. максимальне добове обмеження становило 5416МВт та трималося протягом 5 днів (з 30 квітня по 4 травня включно). Таким чином річне обмеження ВДЕ на етапі генерації за 2020 р. становило 14,7 ГВт, а у 2021р. - досягло майже 101 ГВт [103]. Якщо в країні не будуть запускатися маневрені потужності, то ці обмеження лише збільшуватимуться.

При подальшому зростанні частки ВДЕ у структурі виробництва електроенергії з метою забезпечення гнучкості енергосистеми та уникнення необхідності обмеження генерації електроенергії з таких джерел, гарантування при цьому безпеки і надійності роботи енергетичної системи, необхідно розвивати високоманеврові потужності та збільшувати обсяги системи акумулювання енергії.

Більшість фотоелектричних інверторів, встановлених сьогодні на СЕС, по паспортним технічним характеристикам мають коефіцієнт потужності, що дорівнює одиниці. Це означає, що жодна реактивна потужність не повинна віддаватися в мережу, лише активна. Проте спостереження показують залежність між активною та реактивною віддачею потужності до мережі. Наявний потік реактивної потужності більшості аналізованих інверторів підтверджує лінійну залежність від активної потужності [25].

Внаслідок зміни кута запалювання тиристорів в інверторі можна досягати різних кутів між струмом і напругою, що в електричній мережі буде причиною зміни перетоків реактивної потужності.

Також можна зробити висновок про те, що генерування сонячною станцією реактивної потужності, враховуючи практично активне навантаження споживачів на стороні низької напруги, призводить до її зворотних перетоків і, відповідно, до додаткових втрат активної потужності та до збільшення величини повного струму.

### **2.3 Формування набору показників для оцінювання ефективності інтеграції ВДЕ**

Для аналізу якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення використовується велика кількість параметрів, що було розглянуто в попередньому пункті. Однак врахувати всі ці параметри одночасно часто є непрактичним, оскільки це може ускладнити процес аналізу, зробити його занадто громіздким або потребувати значних обчислювальних ресурсів. Для дослідження ми використаємо фактори, на які найбільше звертають науковці. Але навіть невелика кількість факторів потребують порівняння та оцінки їх ролі. Тому виникає необхідність у виборі методу для аналізу найбільш значущих показників, які мають найбільший вплив на якість електроенергії в конкретній системі.

Для аналізу ризиків складних систем можуть використовуватися різні методи, у т. ч. аналітичні моделі, імітаційне моделювання, методи аналізу. Проте використання цих інструментів стикається з рядом проблем, пов'язаних з відсутністю необхідної кількісної інформації, складністю обґрунтування коректності результатів розрахунків, високою трудомісткістю оцінок, відсутністю необхідних програмних засобів та ін.

Варто зазначити, що у багатьох випадках найпростішим і найефективнішим методом вирішення задачі в умовах невизначеності є комбіноване використання різних моделей та методів, коли кожен із них більшою мірою відображає особливості роботи відповідних підсистем. Такі комплексні моделі називають "гібридними". Особливості застосування методів аналізу ризиків складних систем та їх характеристики наведені у таблиці 2.2.



Таблиця 2.2 — Особливості застосування методів аналізу ризиків складних систем та їх характеристики

Метод	Можливість застосування в задачах аналізу ризиків складних систем	Умови застосування
Метод SWOT-аналізу	Матриця SWOT-аналізу є своєрідною формою, яка не містить остаточної інформації про оцінку ризиків та прийняття рішень для складної системи чи її окремих елементів, але дає змогу впорядкувати процес обмірковування всієї наявної інформації.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Процес заповнення матриці повинен бути виконаний максимально ретельно.</li> <li>2. Фактори, які утворюють матрицю SWOT-аналізу, обов'язково перевіряються на предмет наявності ефекту синергії (взаємного впливу).</li> </ol>
Метод сценаріїв	Метод сценаріїв розвитку ризиків складних систем дозволяють з вибраним рівнем достовірності визначити можливі тенденції, взаємозв'язок між діючими факторами, сформувати картину станів, до яких може прийти система під впливом тих чи інших ризиків.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наявність аналітиків складних систем високої кваліфікації.</li> <li>2. В основу покладено методи якісного аналізу, введення емпіричних припущень та системну побудову цілісних сценаріїв.</li> </ol>
Метод Монте-Карло	Імітаційне моделювання за методом Монте-Карло застосовується для побудови математичної моделі оцінки ризиків складних систем з важкопрогнозованими показниками. Його метою є визначення розподілу результатів реалізації ризику на основі ймовірнісного розподілу ключових змінних і кореляційної залежності між елементами складної системи.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наявність хорошої вихідної моделі із застосуванням характеристик, отриманих на базі вивчення емпіричних даних про складну систему та її ймовірнісну поведінку.</li> <li>2. Застосування спеціальних комп'ютерних програм.</li> </ol>
Метод аналогій	Метод аналогій полягає в пошуку і використанні подібності між явищами, компонентами елементів складних систем. Він дає можливість врахувати можливі помилки, наслідки впливу несприятливих чинників та екстремальні ситуації як джерела ризику окремих підсистем.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Підбір аналога і оцінка того, наскільки його ризики можуть бути порівняні з ризиками, що розглядаються.</li> <li>2. Застосування лише для повторюваних проектів та ситуацій окремих елементів складної системи.</li> <li>3. Наявність відповідної інформаційної бази для проведення аналізу</li> </ol>

## Продовження таблиці 2.2

Метод експертних оцінок	Метод Дельфі найбільш доцільний при оцінках окремих ризиків та визначенні ймовірності настання ризикових подій в складних системах, оцінці величини втрат, ймовірності зменшення втрат у обраній підсистемі тощо. Експертні оцінки можуть здійснюватися як за бальною системою, так і в конкретних кількісних показниках.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наявність групи експертів з відповідних сфер знань для одержання кількісних оцінок.</li> <li>2. Забезпечення анонімністю і керованим зворотнім зв'язком з метою уникнення групового обговорення і тиску думки авторитетних осіб.</li> </ol>
Метод аналізу ієрархій (МАІ)	МАІ дозволяє зрозумілим і раціональним чином структурувати проблему аналізу ризиків складних систем у вигляді ієрархії, порівняти і виконати кількісну оцінку вибраних варіантів, а також детально проаналізувати критерії, їх функціональну взаємодію і вплив на досліджувану складну систему.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Базування на застосуванні методу Дельфі, якщо можливі сценарії не описують вербально.</li> <li>2. Необхідність фахівців високого рівня в відповідній галузі.</li> <li>3. Здійснення пошуку ймовірностей виникнення можливих сценаріїв за допомогою математичного та програмного забезпечення.</li> </ol>

У зв'язку з проблемами високої невизначеності та складності великомасштабних систем значна частина рішень може бути отримана шляхом використання якісних оцінок, що базуються на знаннях та досвіді експертів. Для цього широко застосовуються методи SWOT-аналізу, Дельфі, а також метод аналізу ієрархій, запропонований Т. Сааті.

Метод експертних оцінок (ЕО) був обраний завдяки його гнучкості та здатності враховувати різноманітні фактори, які важко формалізувати за допомогою інших методів. У процесі оцінювання ефективності інтеграції ВДЕ важливу роль відіграє аналіз технічних, економічних та екологічних аспектів, які часто не мають однозначних числових характеристик або залежать від локальних умов мережі. Експертний підхід дозволяє отримати суб'єктивні, але обґрунтовані оцінки від фахівців, які мають глибокі знання в цій сфері.

На відміну від методів, таких як Монте-Карло чи аналіз сценаріїв, які вимагають наявності великого обсягу даних або моделювання, метод експертних оцінок є ефективним у ситуаціях, коли дані обмежені або відсутні. Він також є більш адаптивним до специфічних особливостей енергосистеми, що важливо для врахування нестабільності генерації відновлюваних джерел.

Крім того, цей метод є менш ресурсозатратним у порівнянні з МАІ чи Монте-Карло, але дозволяє отримати релевантні результати, які можуть слугувати основою для прийняття рішень. Слід підкреслити, що самі експерти, які є фахівцями в конкретних проблемних областях, не зобов'язані розуміти специфіку використання методів експертного оцінювання. Їх слід розглядати як джерела інформації та «вимірювальні прилади», на яких ґрунтуються результати експертизи.

## 2.4 Формалізація набору показників для оцінювання ефективності інтеграції ВДЕ

Якість отриманих ЕО значною мірою визначається рівнем підготовки самої експертизи та застосовуваними методами обробки інформації, отриманої від експертів. Процес проведення експертного оцінювання включає кілька етапів (див. рис. 2.4), які систематично забезпечують якість і надійність отриманих результатів.

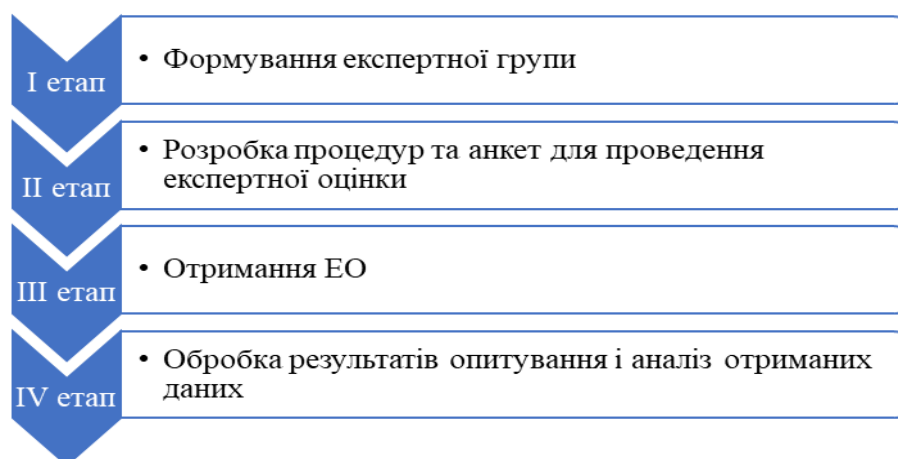


Рисунок 2.4 – Процес проведення експертного оцінювання

**Етап 1.** Оскільки метод Дельфі є інструментом, який допомагає зрозуміти або прийняти рішення, він буде ефективним лише тоді, коли особи, які приймають рішення і які в кінцевому підсумку будуть діяти на основі результатів Дельфі, будуть активно залучені до процесу. Крім того, члени експертної групи повинні мати достатню мотивацію, щоб включити завдання Дельфі у свій графік щоденних конкурентних завдань. Критично важливим питанням у всьому цьому є визначення кваліфікації членів групи експертів. Процес відбору експертів має вирішальне значення і слугує для підтвердження переваги та достовірності обраного методу порівняно з іншими, менш кропіткими та суворими процедурами опитування. Недотримання ретельно організованої процедури відбору експертів може зробити Дельфі слабким і, таким чином, зробити рішення менш релевантним.

Саме тому лист із запрошенням до участі в опитуванні було надіслано до установ, які відіграють ключову роль у формуванні енергетичної політики та забезпеченні сталого розвитку енергетичного сектору України. Серед них Міністерство енергетики України, яке здійснює загальне стратегічне планування та координацію енергетичної галузі; НКРЕКП, що відповідає за регулювання енергетичних ринків та забезпечення балансу між інтересами споживачів і виробників енергії; Державна інспекція енергетичного нагляду України, яка займається моніторингом дотримання стандартів якості послуг у сфері енергетики; а також Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України, яке сприяє впровадженню енергоефективних технологій та розвитку відновлюваних джерел енергії.

**Етап 2.** На даному етапі відбувається вибір методу збирання експертної інформації та розробка процедур її обробки. З метою перевірки кваліфікації респондентів на початку опитування експерту задається запитання про галузь виробничої діяльності, рівень освіти, стаж роботи та посаду.

Вибір даних питань можна пояснити тим, що галузь виробничої діяльності має велике значення, оскільки специфіка в різних секторах може сильно впливати на досвід і знання експерта. Також рівень освіти допомагає зрозуміти, який

базовий рівень знань має експерт. Вища освіта в галузі, яка стосується досліджуваного питання, зазвичай свідчить про більш глибоке розуміння теоретичних основ та сучасних тенденцій. Відповідно, експерт із вищою освітою може надати більш детальну та обґрунтовану оцінку. Стаж роботи також є важливим, оскільки він відображає досвід експерта. Більший стаж свідчить про глибше розуміння практичних аспектів роботи в конкретній сфері. Експерт з великим стажем має більш чітке уявлення про те, як зміни в галузі можуть впливати на практичну діяльність, і може застосовувати цей досвід для оцінки поточних ситуацій. Нарешті, посада експерта допомагає визначити його рівень відповідальності та впливу на прийняття рішень у організації чи галузі. Вища посада зазвичай означає більшу залученість до стратегічного управління та глибше розуміння комплексних проблем. Тому відповідь експерта може залежати від того, чи він займає технічну, керівну чи консультативну роль.

Таким чином, ці питання важливі для того, щоб отримати точну та релевантну інформацію, оцінити компетентність експерта та зрозуміти контекст його думок, що забезпечить більш обґрунтовані та корисні результати опитування.

Для ЕО використовують шкали, що ґрунтуються на прийнятій системі правил. Розрізняють чотири типи шкал: номінальну, порядкову, інтервальну та шкалу відношення. Кожна з них має свої особливості та призначення залежно від характеру даних і цілей оцінювання.

Номінальна шкала використовується для найпростішого типу вимірювання, де об'єктам присвоюються значення за двома категоріями, наприклад, "так" або "ні". Порядкова шкала дозволяє впорядковувати об'єкти за ступенем певної властивості, але не визначає величину відмінностей між ними. Інтервальна шкала забезпечує можливість не лише впорядковувати об'єкти, але й кількісно оцінювати різницю між ними, хоча нульова точка визначається довільно. Шкала відношення передбачає наявність абсолютної нульової точки і використовується для кількісного вимірювання властивостей.

Вибір шкали залежить від специфіки завдання. Наприклад, для оцінювання показників чи параметрів найбільш відповідними є інтервальна чи порядкова шкала. Проте, якщо метою є не лише впорядкування, а й точне визначення величини відмінностей, інтервальна шкала забезпечує оптимальний баланс між простотою застосування та рівнем деталізації. Її використання дозволяє отримувати результати, які можна порівнювати, аналізувати та використовувати для побудови обґрунтованих висновків, навіть за відсутності абсолютної нульової точки. Тому для опитування було застосовано інтервальну шкалу, котра представлена на рис. 2.5.

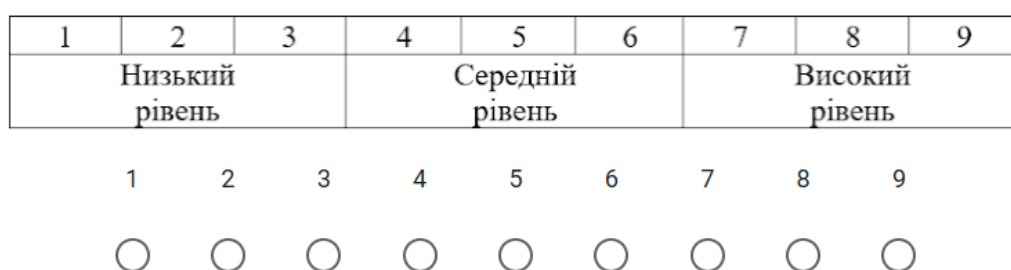


Рисунок 2.5 – Інтервальна шкала опитування експертів

Розбиття шкали на три рівні оцінки, де кожен рівень поділяється на три бали, має кілька переваг. Така структура забезпечує простоту та зручність при оцінюванні. Три основні рівні (наприклад, низький, середній, високий) є зрозумілими і дозволяють легко класифікувати об'єкти чи явища. Водночас додатковий поділ кожного рівня на три бали дозволяє отримати більш точну і диференційовану оцінку. Це сприяє кращому розумінню відмінностей між об'єктами, забезпечує більшу гнучкість у процесі оцінювання та дозволяє детальніше врахувати різні аспекти, не ускладнюючи саму шкалу. Таким чином, така структура шкали поєднує простоту й точність, даючи можливість експертам надавати обґрунтовані та чіткі оцінки.

Для такої шкали застосовуються способи ранжування, парного порівняння та безпосередньої оцінки. Ранжування передбачає впорядкування об'єктів за ступенем значущості. Кожен об'єкт отримує оцінку у вигляді рангу, де 1 -

найважливіший, а  $n$  - найменш значущий. Цей метод простий, але складний при великій кількості об'єктів, оскільки вимагає врахування численних взаємозв'язків.

Парне порівняння полягає в порівнянні всіх можливих пар об'єктів, де визначається, який з них є більш значущим. Цей метод дозволяє працювати з великою кількістю об'єктів і застосовувати його в ситуаціях, коли ранжування об'єктів утруднене через незначні відмінності між ними.

Безпосередня оцінка передбачає надання балів кожному об'єкту в межах певного інтервалу. Це дозволяє визначити, наскільки один об'єкт є значущим порівняно з іншими. Аргументація для використання бального способу вимірювання полягає в тому, що цей метод дає змогу не лише класифікувати об'єкти, а й визначати, наскільки суттєва різниця між ними. Бальне порівняння дозволяє експертам оцінювати об'єкти з високою точністю та дає можливість коректно відобразити різні рівні важливості або якості, що є важливим для складних експертних оцінок. Крім того, цей метод є гнучким і застосовним до різних типів об'єктів і ситуацій, що дозволяє зберігати універсальність та адаптивність під різні умови оцінювання.

Як було з'ясовано раніше, для аналізу якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення використовується різноманітна кількість параметрів, врахувати всі ці параметри одночасно часто є непрактичним, оскільки це може ускладнити процес аналізу, зробити його занадто громіздким або потребувати значних обчислювальних ресурсів. Тому застосування методу ЕО дозволить зосередитися на ключових параметрах, що визначають загальну стабільність та ефективність роботи системи, зокрема при проникненні ВДЕ.

Оскільки загальною ідеєю є зменшення ризиків, що виникають при інтеграції відновлюваних джерел енергії, то необхідно розглянути ймовірність виникнення і наслідки реалізації факторів, що характеризують дані ризики. Тому експертам  $E_1, E_2, \dots, E_n$  було запропоновано надати кількісні вагові значення ймовірності виникнення (бали  $B_1, B_2, \dots, B_m$ ) та рівень наслідків впливу (бали  $L_1, L_2, \dots, L_m$ ) запропонованих факторів  $X_1, X_2, \dots, X_m$ , виходячи зі своїх знань, досвіду та інтуїції (див. табл. 2.3). До запропонованих факторів, що впливають на

ефективність та якість інтеграції ВДЕ до систем розподілу відносяться: виникнення вищих гармонік; зменшення інерційності системи; збільшення рівня напруги; коливання напруги; зменшення коефіцієнта потужності; збільшення втрат та перетоків електричної енергії; розбалансування електричної мережі та підживлення струмів короткого замикання.

Таблиця 2.3 – Формульний запис бальної оцінки запропонованих факторів

Код експерта (респондента)		Ймовірність виникнення фактору ( $j = 1, 2, \dots, m$ )				Рівень наслідків впливу фактору ( $j = 1, 2, \dots, m$ )			
		$X_1$	$X_2$	$\dots$	$X_m$	$X_1$	$X_2$	$\dots$	$X_m$
$i = 1, 2, \dots, n$	$E_1$	$B_{11}$	$B_{12}$	$\dots$	$B_{1m}$	$L_{11}$	$L_{12}$	$\dots$	$L_{1m}$
	$E_2$	$B_{21}$	$B_{22}$	$\dots$	$B_{2m}$	$L_{21}$	$L_{22}$	$\dots$	$L_{2m}$
	$E_3$	$B_{31}$	$B_{32}$	$\dots$	$B_{3m}$	$L_{31}$	$L_{32}$	$\dots$	$L_{3m}$
	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$
	$E_n$	$B_{n1}$	$B_{n2}$	$\dots$	$B_{nm}$	$L_{n1}$	$L_{n2}$	$\dots$	$L_{nm}$
$\frac{\sum_{i=1}^n B_{ij}}{n} = \overline{B_j}$ $\frac{\sum_{i=1}^n L_{ij}}{n} = \overline{L_j}$		$B_1$	$B_2$	$\dots$	$B_m$	$L_1$	$L_2$	$\dots$	$L_m$

Вищезгадані засади опитування були реалізовані за допомогою *Google* Форми. Це рішення було обрано з кількох причин. По-перше, *Google* Форми дозволяють швидко створити анкети, які можна легко адаптувати під будь-які вимоги, оскільки формат *Google* Форм дає змогу налаштувати різноманітні типи питань, такі як текстові відповіді, варіанти вибору, шкали оцінки тощо, що робить опитування зручним і структурованим. По-друге, *Google* Форми автоматично збирають відповіді в таблиці, що значно спрощує подальшу обробку та аналіз даних. Це дозволяє оперативно оцінити відповіді експертів, класифікувати їх за заданими параметрами (наприклад, за галуззю чи рівнем освіти), а також виявити потенційні закономірності або розбіжності в оцінках. Також важливою перевагою є доступність та зручність використання. *Google* Форми легко заповнюються як на комп'ютерах, так і на мобільних пристроях, що забезпечує широкий доступ до



опитування. Крім того, форма може бути надіслана за допомогою посилення або електронної пошти, що значно полегшує процес збору даних від великої кількості респондентів. Лист-запрошення для проходження опитування та зміст анкети наведено в додатках Б, В відповідно.

Опитування було здійснене в анонімному форматі, що забезпечує об'єктивність і щирість відповідей. Анонімність дозволила експертам висловлювати свої думки без побоювань щодо можливого впливу на їхню професійну репутацію або стосунки з роботодавцем. Такий підхід сприяє отриманню чесних і неупереджених відповідей, що підвищує достовірність результатів дослідження.

**Етап 3.** Експертам був наданий час для роздумів і надання відповіді протягом 2,5 тижнів з кількох причин. Насамперед, це забезпечує достатній час для ретельного аналізу запитів та оцінки об'єктів. Експертам необхідно мати змогу повністю осмислити інформацію, дослідити всі аспекти питання і сформулювати обґрунтовану відповідь. Це важливо для забезпечення високої якості оцінок, особливо у випадках, коли рішення мають значний вплив на результати дослідження або прийняття рішень.

Водночас, оскільки йдеться про державні установи, які мають внутрішні процедури для обробки вхідних листів, надання відповіді може вимагати часу на їх опрацювання та призначення відповідальних осіб через бюрократичні процеси. Державні органи часто мають певні регламенти та формальності щодо оформлення та потоку документів, які потребують додаткового часу для погодження, перевірки та опрацювання на різних рівнях. Таким чином, надання такого терміну дозволяє врахувати ці внутрішні процедури і забезпечити своєчасне та коректне виконання запиту.

**Етап 4.** У проведеному опитуванні взяли участь 57 експертів, що свідчить про значну зацікавленість та готовність спеціалістів поділитися своїм досвідом і знаннями.

Обробку результатів експертного опитування необхідно розпочати з аналізу характеристик самих експертів, зокрема їхньої галузі діяльності, рівня освіти,

стажу роботи та займаної посади. Це дозволить оцінити компетентність і різноманітність поглядів учасників опитування, а також визначити рівень репрезентативності отриманих даних. Такий підхід забезпечить ґрунтовну основу для подальшого аналізу та інтерпретації результатів опитування.

Результати опитування щодо галузі діяльності (рис. 2.6) демонструють, що основна частина респондентів (41 особа) працює в галузі електроенергетики, що свідчить про фокус опитування саме на цій сфері.

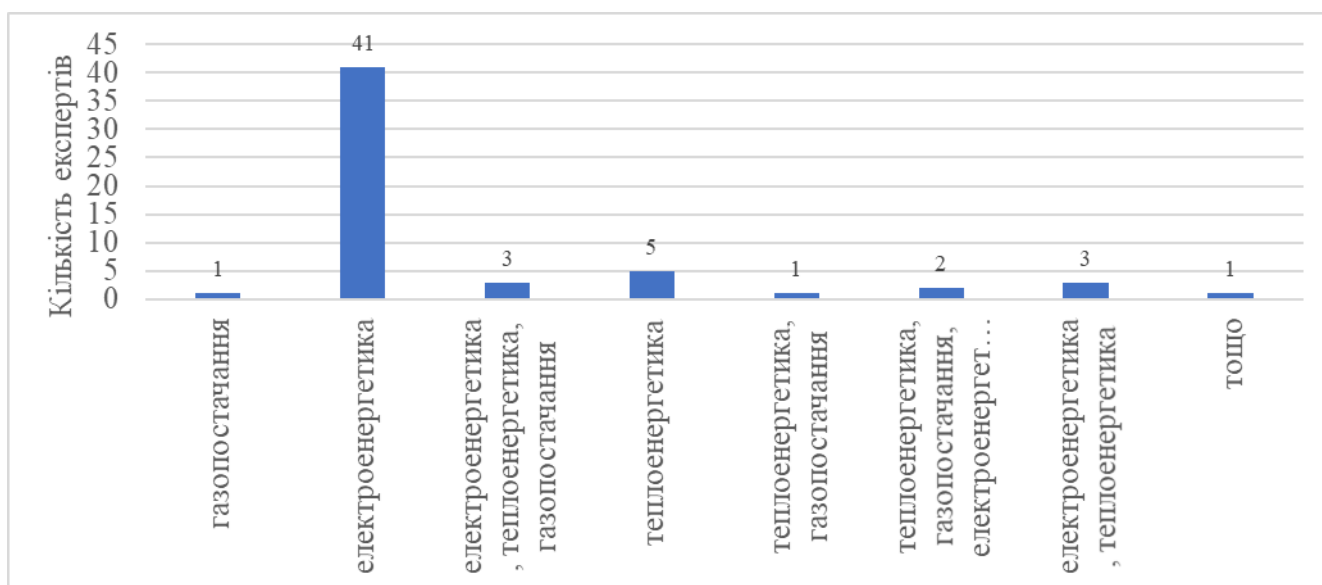


Рисунок 2.6 – Галузі діяльності експертів

Деякі учасники вказали кілька галузей одночасно, таких як електроенергетика, теплоенергетика і газопостачання, що відображає міжгалузевий характер їхньої діяльності та взаємозв'язок цих сфер. Наприклад, комбіновані відповіді «електроенергетика, теплоенергетика, газопостачання та відновлювана енергетика» (2 респонденти) вказують на мультидисциплінарний підхід у роботі таких спеціалістів.

Теплоенергетика окремо була вказана п'ятьма респондентами. Газопостачання було зазначено лише одним респондентом як єдина сфера діяльності, що свідчить про відносно низьку представленість цієї галузі у вибірці. Варіанти відповідей, що містять формулювання "тощо", є менш інформативними,

проте можуть свідчити про галузі, які опитані респонденти не змогли чітко класифікувати або вважали менш значущими для зазначення. Таким чином, дані свідчать про домінування електроенергетики в опитуванні.

Аналіз рівня освіти експертів (рис. 2.7) показує, що переважна більшість з них мають високий рівень кваліфікації. Найбільшу частку складають спеціалісти – 46 осіб, що становить приблизно 81% від загальної кількості. Магістри представлені у меншій кількості – 10 осіб, або близько 17%, що також вказує на високий рівень освіченості частини експертів. Бакалаврів лише один, що становить близько 2%. Це свідчить про наявність повної вищої освіти в учасників опитування. Загалом рівень освіти експертів демонструє їхню кваліфікаційну спроможність для участі в оцінюванні.

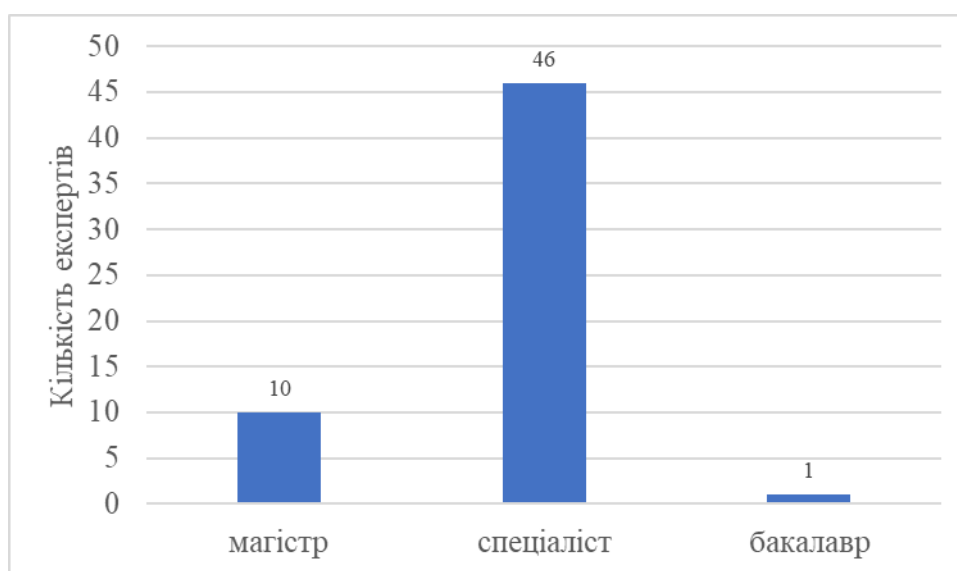


Рисунок 2.7 – Рівень освіти експертів у зазначеній галузі

Результати аналізу стажу роботи експертів (рис. 2.8) демонструють широкий спектр професійного досвіду, що забезпечує всебічний погляд на предмет дослідження. Найбільшу частину складають фахівці, які мають стаж роботи від 16 до 25 років. Це свідчить про переважання експертів, які знаходяться на піку своєї кар'єри, поєднуючи значний практичний досвід із сучасними знаннями та методами роботи.

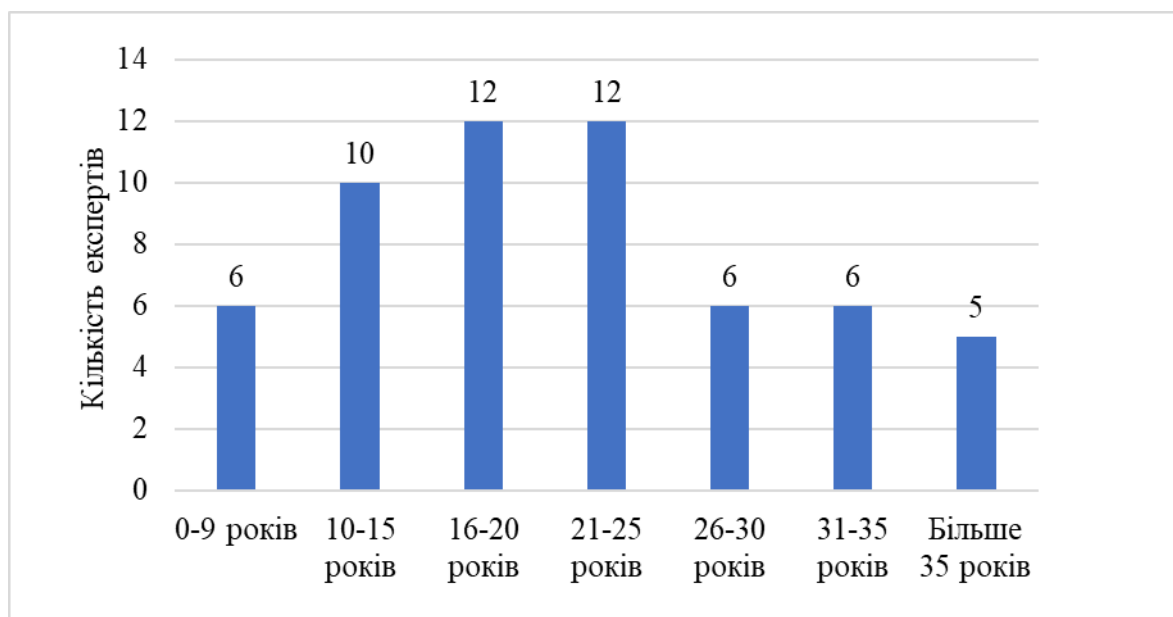


Рисунок 2.8 – Стаж роботи експертів у зазначеній галузі

Помітна присутність спеціалістів зі стажем від 10 до 15 років є свідченням активної участі середнього покоління професіоналів, які, здебільшого, вже накопичили достатній досвід, але водночас продовжують удосконалювати свої навички та знання. Додатково, участь молодших фахівців зі стажем до 9 років створює перспективу інноваційного підходу до розв'язання поставлених завдань.

Цінним є залучення експертів із понад 30 роками стажу, які представляють покоління, що формувало сучасну галузь. Їх участь дозволяє врахувати уроки минулого та забезпечити стратегічний підхід до вирішення сучасних проблем. Таким чином, поєднання різних поколінь та рівнів професійного досвіду формує міцну основу для якісного експертного оцінювання, сприяючи отриманню збалансованих і обґрунтованих результатів.

Аналізуючи розподіл експертів за посадами (рис. 2.9), можна помітити декілька важливих аспектів. Найбільша кількість експертів зосереджена на посадах "інспектор" та "фахівець" - по 14 осіб у кожній категорії. Помітна також участь 6 інженерів, що може означати залучення технічних експертів. Відповіді від 9 керівників та 1 керівника відділу репрезентують управлінське бачення процесу.

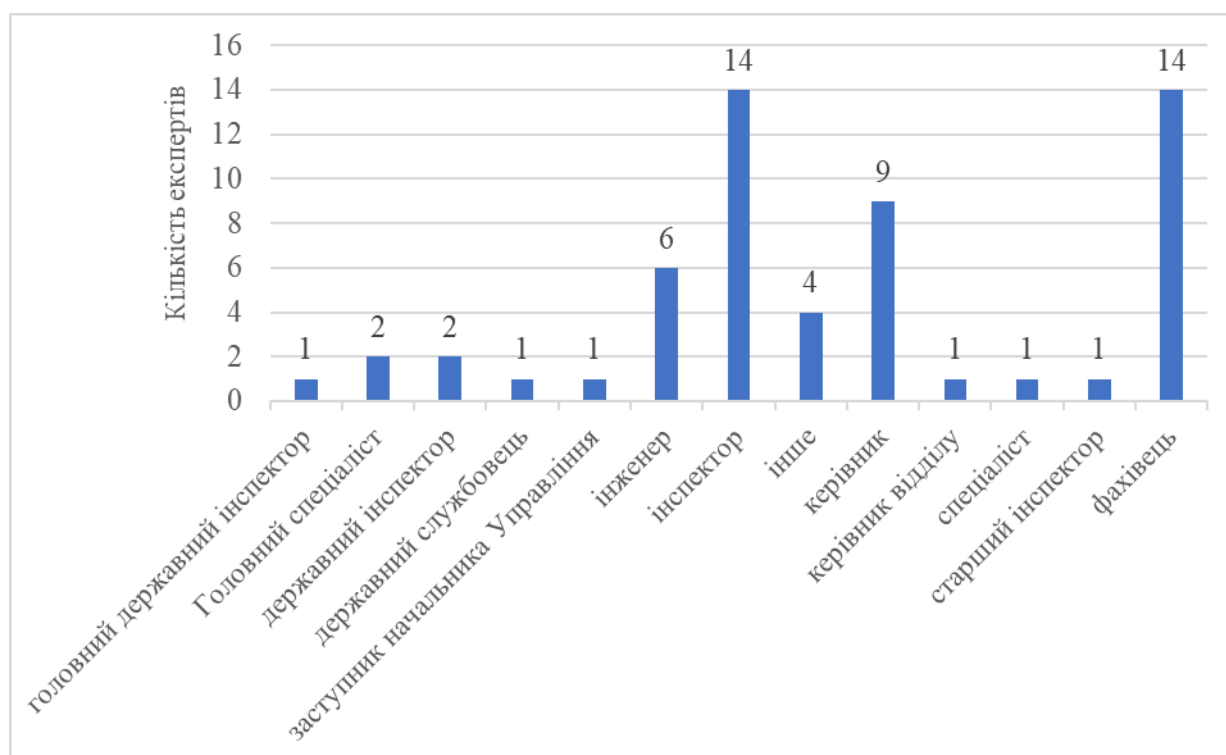


Рисунок 2.9 –Розподіл експертів за посадами

Категорія "інше" налічує чотири особи, що може вказувати на наявність унікальних або комбінованих посад, які не підпадають під стандартні класифікації. Таким чином, структура посад свідчить про значну різноманітність ролей та функцій у виробничій діяльності експертів.

Результати експертного оцінювання із кількісними ваговими значеннями ймовірності виникнення та рівня наслідків впливу запропонованих факторів наведено у додатку Г.

На першому етапі аналізу результатів опитування основну увагу було приділено виявленню крайніх відхилень у відповідях експертів. Для цього відповіді по кожному фактору були відсортовані за зростанням, що дозволило визначити, які оцінки мають найменші або найбільші значення. У разі, якщо кількість таких крайніх значень була 1 чи 2, відповідні клітинки були зафарбовані, що допомогло візуально виділити ці відхилення.

Це дозволило виявити експертів, які давали найбільш радикальні оцінки. Наприклад, експерт №5 надав 9 з 18 таких крайніх відповідей, а експерт №33 — 6. Такі результати можуть свідчити про те, що експерт не зовсім відповідально

ставився до завдання або виявляв надмірну категоричність у своїх оцінках. У таких випадках є підстави для подальшого виключення цих експертів із розрахунку, оскільки їхні відповіді можуть спотворювати загальні результати і знижувати надійність експертної оцінки.

Додатково, використання цього механізму дозволяє оцінити рівень узгодженості відповідей серед експертів. Виявлення крайніх значень є важливим інструментом для виявлення потенційних проблем у процесі збору даних, таких як суб'єктивність або недбалий підхід до виконання завдання. Тому виключення експертів з надмірними відхиленнями є важливою складовою для підвищення точності і достовірності підсумкових результатів.

Групова експертна оцінка може вважатися надійною тільки за умови узгодженості відповідей експертів. Для аналізу розбіжностей і узгодженості оцінок використовуються статистичні характеристики, зокрема міри розкиду. Ось кілька основних мір розкиду:

Варіаційний розмах ( $R$ ) — це найпростіший показник варіативності, що визначається як різниця між максимальною та мінімальною оцінкою, наданою експертами. Це дає загальне уявлення про широту оцінок, однак не враховує розподілу оцінок усередині цього діапазону. Формула для обчислення варіаційного розмаху така:

$$R = x_{\max} - x_{\min}, \quad (2.22)$$

де  $x_{\max}$  — максимальна оцінка;  $x_{\min}$  — мінімальна оцінка об'єкта.

Варіаційний розмах показує, наскільки великі розбіжності є між найбільш високою та низькою оцінками, однак не дає детальної інформації про те, як розподіляються оцінки в межах цього діапазону.

Середнє квадратичне відхилення ( $\sigma$ ) — це більш детальний показник варіативності, який дозволяє оцінити, наскільки оцінки експертів відрізняються від середнього значення оцінок групи. Це корисно для виявлення коливань у відповідях, коли різниця між оцінками значно більша або менша за середнє

значення. Формула для обчислення середнього квадратичного відхилення виглядає так:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m (x_j - \bar{x})^2}{m-1}}, \quad (2.23)$$

$x_j$  - оцінка, надана  $j$ -им експертом;  $\bar{x}$  - середнє арифметичне оцінок групи експертів,  $m$  - кількість експертів.

Коефіцієнт варіації ( $V$ ) — це статистична міра, яка дозволяє оцінити відносну варіативність оцінок у відсотках. Вона дозволяє порівнювати варіативність між різними групами оцінок, навіть якщо їх середні значення значно відрізняються. Коефіцієнт варіації обчислюється за формулою:

$$V = \frac{\sigma}{\bar{x}} \cdot 100\%. \quad (2.24)$$

Коефіцієнт варіації дозволяє побачити, наскільки великий розкид оцінок у відношенні до середнього значення, і дає можливість порівнювати варіативність між різними наборами оцінок з різними середніми значеннями. Отримані основні міри розкиду зведені в табл. 2.4 для зручності порівняння та аналізу розбіжностей в оцінках, наданих експертами. Значення варіації говорить про те, що стандартне відхилення складає 30% від середнього значення. Це вказує на помірний рівень відхилення експертних оцінок та означає, що є певна варіативність у думках, але вона не є надто високою. Оскільки мова йде про суб'єктивні експертні оцінки, то варіативність на рівні 0,3 може вважатися нормальною, що свідчить про деякі розбіжності в поглядах експертів, але не про критичний рівень.

Таблиця 2.4 – Аналіз розбіжностей і узгодженості ЕО

Фактори Міра розкиду	Виникнення вищих гармонік	Зменшення інерційності систем	Збільшення рівня напруги	Коливання напруги	Зменшення коефіцієнта потужності	Збільшення втрат та перетоків електричної енергії	Розбалансування електричної мережі	Підживлення струмів короткого замикання
Ймовірність виникнення фактору								
$R$	5	6	8	6	6	6	7	7
$\sigma$	1,38	1,33	1,70	1,39	1,36	1,45	1,69	1,37
$V$	28,1	28,0	29,3	26,0	29,1	30,5	34,0	30,9
Рівень наслідків впливу фактору								
$R$	5	7	8	6	5	6	7	7
$\sigma$	1,24	1,40	1,71	1,41	1,30	1,48	1,58	1,29
$V$	25,4	29,2	30,6	27,0	28,9	31,8	32,7	30,4

Після проведення перевірки узгодженості експертних думок переходимо до обробки отриманих відповідей. Наступний крок передбачає аналіз значущості запропонованих факторів шляхом обчислення їх ваг на основі наданих експертами оцінок ймовірності виникнення та рівня наслідків впливу.

Для визначення значущості кожного фактору  $X_1, X_2, \dots, X_m$  на основі оцінок експертів потрібно обчислити сумарну оцінку для кожного фактору. Це робиться шляхом додавання значень ймовірності виникнення  $\overline{B_j}$  та рівня наслідків впливу  $\overline{L_j}$  для кожного фактору:

$$S_j = \overline{B_j} + \overline{L_j}. \quad (2.25)$$

Варто зазначити, що максимальний бал для кожного фактору становить 18. Це обумовлено тим, що в анкеті використовувалася 9-бальна шкала для оцінки ймовірності  $B$  та наслідків  $L$ . При цьому, застосовуючи додавання, ми можемо



скласти ці оцінки та отримати комбіновану величину, яка наочно демонструє загальну значущість кожного фактору.

Після цього, за допомогою відносних одиниць, можна порівняти результати різних факторів, оскільки вони будуть приведені до єдиного стандарту, що дозволяє виділити найбільш критичні фактори, що необхідні для подальшого дослідження. Такий спосіб є більш наочним і зручним для інтерпретації результатів порівняно з перемноженням, яке може призвести до ускладнення порівняння. Результати розрахунків наведено у табл. 2.5, а графічна інтерпретація зображена на рис. 2.10.

Таблиця 2.5 – Аналіз та опрацювання ЕО

Фактори Показник значущості	Виникнення вищих гармонік	Зменшення інерційності системи	Збільшення рівня напруги	Коливання напруги	Зменшення коефіцієнта потужності	Збільшення втрат та перетоків електричної енергії	Розбалансування електричної мережі	Підживлення струмів короткого замикання
$\overline{B}_j$ , бали	4,91	4,76	5,78	5,36	4,67	4,76	4,98	4,44
$\overline{L}_j$ , бали	4,89	4,78	5,58	5,24	4,51	4,65	4,82	4,25
$S_j$ , бали	9,80	9,55	11,36	10,60	9,18	9,42	9,80	8,69
$S_j / S_{\max}$ , в.о.	0,544	0,530	0,631	0,589	0,510	0,523	0,544	0,483
$S_j / S_{\max}$ , %	54,4	53,0	63,1	58,9	51,0	52,3	54,4	48,3

Таблиця 2.5 демонструє значення, які є відсотковими показниками від максимального можливого значення, що відображають значущість кожного фактора, пов'язаного з ризиками інтеграції відновлюваних джерел енергії.

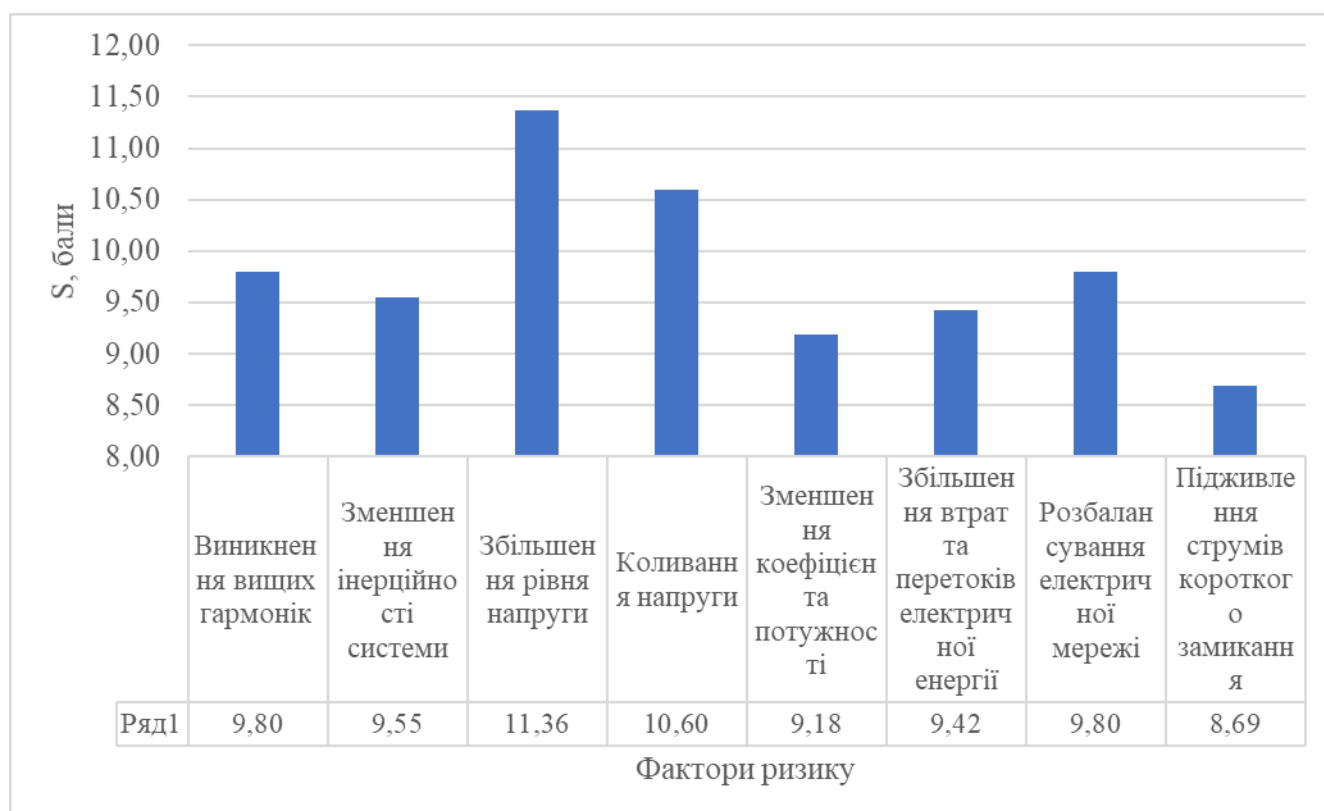


Рисунок 2.10 – Визначення значущості факторів ризику

Найвищу значущість має фактор "Збільшення рівня напруги" зі значенням 63,1%, що свідчить про його найвагоміший вплив у загальній системі. Найменше значення спостерігається у фактору "Підживлення струмів короткого замикання" - 48,3%, що вказує на його відносно нижчу важливість порівняно з іншими.

Фактори "Виникнення вищих гармонік" та "Розбалансування електричної мережі" мають однакові значення (54,4%), що може свідчити про їх схожий вплив на систему. Інші фактори, такі як "Зменшення інерційності системи" (53%), "Коливання напруги" (58,9%), "Зменшення коефіцієнта потужності" (51%) та "Збільшення втрат і перетоків електричної енергії" (52,3%), демонструють середній рівень значущості.

Розподіл значень показує, що більшість факторів перебувають у діапазоні 50–60%, що свідчить про їх відносно рівномірний вплив, проте фактор "Збільшення рівня напруги" суттєво виділяється серед інших.

Для забезпечення комплексного підходу до оцінки ризиків інтеграції відновлюваних джерел енергії доцільно сформуванати багатокритеріальний показник, який враховує різноплановість представлених факторів.

Зокрема, виникнення вищих гармонік, збільшення рівня напруги та зменшення коефіцієнта потужності можна врахувати завдяки нормованим значенням і можливостям їх моделювання, що дозволяє передбачити вплив і використати систему управління для зменшення цього впливу.

Збільшення втрат і перетоків електричної енергії необхідно врахувати шляхом обмеження на перетоки на вищу сторону напруги. Це забезпечить відповідність потужності відновлюваних джерел енергії навантаженню вузла і збереже функціональність понижувальних трансформаторів.

Проблема підживлення струмів короткого замикання вирішується через налаштування\модернізацію релейного захисту та автоматики, які можна передбачити ще на етапі видачі технічних умов.

Коливання напруги (флікер) можна мінімізувати за рахунок встановлення пристроїв динамічної компенсації реактивної потужності, таких як статичні синхронні компенсатори або акумулятори енергії, які швидко реагують на зміни в мережі [6]. Або ж дане питання закривається використанням високоякісних інверторів із функцією динамічного регулювання потужності, що дозволяє згладжувати короткочасні коливання, які виникають через зміни генерації ВДЕ.

Розбалансування електричної мережі також усувається обмеженням перетоків на вищі рівні напруги. Додатково можна використовувати автоматизовані системи вирівнювання фазових навантажень, що знижують асиметрію у мережі. Уникнути зменшення інерційності енергосистеми можна опосередковано також через впровадження обмежень на перетоки електроенергії, що змусить власників відновлюваних джерел енергії встановлювати акумулююче обладнання.

Таким чином, кожен із факторів або включається до розрахунку узагальненого показника, або вирішується за допомогою технічних засобів і обмежень на етапі ТУ, що дозволяє виключити його з подальших обчислень.

## Висновки до розділу

1. Для моделювання інтеграції ВДЕ необхідно енергосистему розділяти на окремі компоненти. Після побудови окремих моделей всі компоненти інтегруються назад у складену модель енергосистеми. Цей етап вимагає врахування взаємозв'язків між елементами через термінальні з'єднання. Такий підхід дозволяє моделювати поведінку всієї системи з урахуванням як локальних характеристик кожного елемента, так і глобальної взаємодії між ними. Це особливо важливо для врахування змінності генерації ВДЕ, впливу змінного навантаження та забезпечення якості електроенергії в складній системі.

2. Прийняття рішень щодо інтеграції ВДЕ до системи електропостачання повинно відбуватися за аналізу режимів та процесів, які виникають при різних варіантах приєднання ВДЕ. В нормативно-правових документах для аналізу якості електричної енергії в розподільних мережах використовується велика кількість параметрів, однак врахувати всі ці параметри одночасно є непрактичним через складність аналізу.

3. Для аналізу ризиків складних систем можуть використовуватися різні методи, у т. ч. аналітичні моделі, імітаційне моделювання, методи аналізу. Проте метод експертних оцінок дозволяє враховувати різноманітні фактори, які важко формалізувати за допомогою інших методів. У процесі оцінювання ефективності інтеграції ВДЕ важливу роль відіграє аналіз технічних, економічних та екологічних аспектів, які часто не мають однозначних числових характеристик або залежать від локальних умов мережі.

4. Для забезпечення комплексного підходу до оцінки ризиків інтеграції відновлюваних джерел енергії доцільно сформулювати багатокритеріальний показник, який враховує різноплановість факторів. Таким чином, кожен із факторів або включається до розрахунку узагальненого показника, або вирішується за допомогою технічних засобів і обмежень на етапі ТУ, що дозволяє виключити його з подальших обчислень.

### РОЗДІЛ 3

## МЕТОДОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ТА МЕХАНІЗМИ РЕАЛІЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ІНТЕГРАЦІЇ ВДЕ

### 3.1 Ефективність інтеграції ВДЕ до електричних мереж як механізм реалізації управління ефективністю функціонування ВДЕ

Система розподілу як складова ОЕС володіє всіма ключовими особливостями великомасштабних і складних систем, а конкретніше - різноманітністю та взаємозалежністю елементів, що входять до них; великою кількістю осіб, що приймають рішення в умовах високої невизначеності та ризиків; а також унікальністю цих об'єктів [27].

Під складними системами розуміють сукупність безлічі взаємопов'язаних підсистем, кожна з яких може характеризуватися ієрархією спільних або взаємодіючих компонентів, власними функціями, операціями, базами даних, витратами та зацікавленими сторонами. При цьому особливості взаємодій між підсистемами не дозволяють аналізувати складну систему лише на основі знань про властивості формуючих її елементів.

Беручи до уваги зростання кількості нових споживачів електричної енергії та їх особливості функціонування, одним з ключових питань ефективного управління енергосистемою є оцінка та аналіз ризикових подій, що впливають на її успішне функціонування при приєднанні електроустановок, тобто визначення ефективності таких приєднань.

Значна частка електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, буде підключатися до системи розподілу середньої та низької напруги. Хоча системи ВДЕ мають ряд привабливих факторів, існує точка компромісу між перевагами ВДЕ та потенційним негативним впливом на мережу на рівні розподілу, який загострюються зі збільшенням проникнення ВДЕ.

Як було згадано раніше, з метою опису можливих проблем на рівні операторів системи розподілу внаслідок функціонування ВДЕ до системи

електропостачання, пропонується використати поняття як «ризик». Міжнародним документом, який тлумачить зміст термінів, що вживаються у сфері управління ризиками, вважаються настанови ISO Guide 73:2009 [32]. Крім того, вони є основою єдиного методичного підходу до сприйняття інших міжнародних документів у цій сфері.

Під ризиком при приєднанні відновлюваних джерел енергії розуміється подія, умова чи стан, що може відбутися або не відбутися у майбутньому і негативно вплинути на ефективність ВДЕ як сукупності бажаних результатів, досягнутих за успішного впровадження ВДЕ до системи електропостачання. Поява можливих ризиків обумовлюється наявністю причин (процесів або явищ), що сприяють їх виникненню і пояснюють, чому настання ризику неминуче. Такі явища прийнято називати факторами ризику. В свою чергу, профіль ризику розглядається як опис сукупності індикаторів ризику (критеріїв із заданими наперед параметрами), що є результатом збору, аналізу та систематизації інформації. Цей профіль може включати ризики, що мають відношення до всієї системи у цілому чи деякої її локальної частини.

В дослідженнях, пов'язаних із ВДЕ, зазвичай розглядаються поняття «ефективності ВДЕ» та «ефективності енергосистеми». Під енергетичною ефективністю ВДЕ мається на увазі максимально повне використання встановленої потужності електроустановок [75], а під ефективності енергосистеми - кількісне співвідношення між енергією на виході та витраченою енергією на вході [88]. Також зустрічається в деяких дослідженнях «ефективність приєднання» [64,79], проте самого визначення автори не наводять.

З метою оцінювання та порівняння можливих проблем/вигод на рівні операторів системи розподілу внаслідок приєднання ВДЕ до системи електропостачання пропонується використати поняття «ефективності інтеграції».

Під інтеграцією ВДЕ до електричних мереж розуміється відхід від простого підключення і подальшого неконтрольованого функціонування ВДЕ як ізольованих елементів; та перехід до координації роботи, планування енергетичних систем у різних напрямках та/або географічних масштабах з метою

надання надійних, економічно ефективних енергетичних послуг з мінімальним впливом на навколишнє середовище.

Для вимірювання ефективності інтеграції ВДЕ пропонується сформувати «коефіцієнт ефективності інтеграції» – багатокритеріальний показник, що визначає ступінь ризику від функціонування нових чи модифікованих ВДЕ в існуючій електричній мережі.

Управління ризиками при інтеграції ВДЕ повинно базуватися на результатах оцінки ризику, техніко-технологічному і економічному аналізі потенціалу системи електропостачання, а також на прогнозуванні впливу цих джерел на електроенергетичну систему та її суб'єктів. Окрім того, управління ризиками повинно включати в себе методику прийняття узагальненого рішення при інтеграції ВДЕ.

Питання формування профілю ризиків пов'язано із створенням логічної та ефективної його структури, спрямованої на можливість подальшого застосування методики для прийняття узагальненого рішення при приєднанні ВДЕ до системи електропостачання. Зазначені умови забезпечуються за рахунок наповнення профілів ризику, які можуть бути представлені у формах паспорта профілю ризику, а також програмного коду профілю ризику.

Варто зазначити, що у сфері митного контролю, який діє в Україні, заходи з управління ризиками зафіксовані нормативно-правовими документами [86] та реалізуються на практиці. Тому з метою подальшого закріплення профілю ризику інтеграції ВДЕ до системи електропостачання на нормативно-правовому рівні, основні принципи формування профілю, зокрема у вигляді паспорта профілю ризику, можуть бути використані у нашій сфері дослідження.

Паспорт ризику (рис. 3.1) призначений для відображення ключових характеристик ризику інтеграції ВДЕ до системи електропостачання з метою формування профілю ризику та забезпечення ліквідації ризику або зменшення його негативної дії.

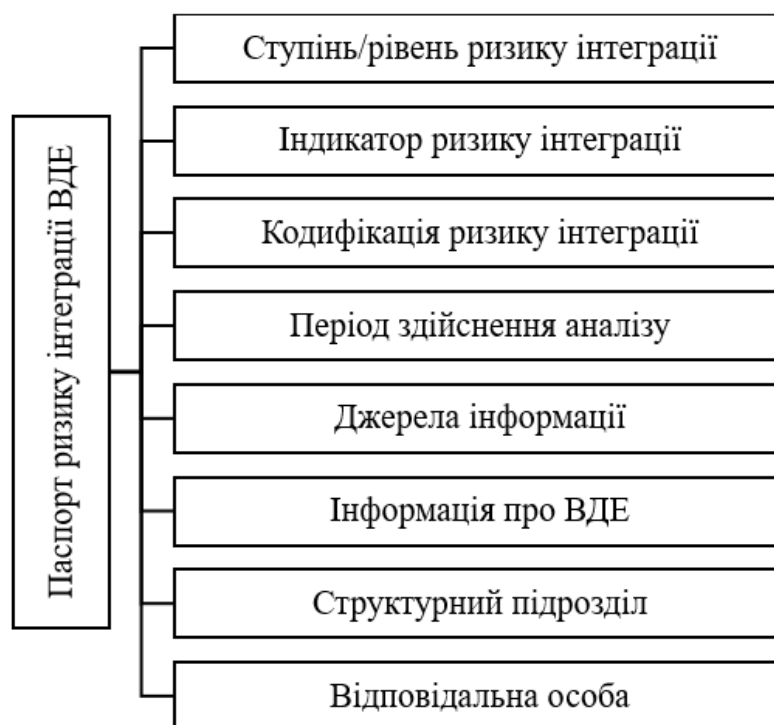


Рисунок 3.1 – Паспорт ризику інтеграції ВДЕ до системи електропостачання

Для забезпечення виконання поставлених завдань, паспорт ризику інтеграції ВДЕ повинен містити в собі такий орієнтовний перелік інформаційних полів [49]:

- Ступінь/рівень ризику інтеграції. Відображається рівень ризику інтеграції ВДЕ, що був оцінений відповідно до встановлених критеріїв (індикаторів). Варто зазначити, що один і той самий ризик може мати різний ступінь в залежності від значень індикаторів, що і є основною складовою для управління ризиками.

- Індикатор ризику інтеграції. Відображаються критерії (показники), за якими присутній високий рівень ризику, та які були відібрані для проведення подальшої оцінки та управління ризиками.

- Кодифікація ризику інтеграції. Відображається код з закодованою інформацією про ризик для ефективного використання паспорту у частині розпізнавання та виявлення аналогічних ситуацій у інших локальних мережах. Код ризику формується шляхом розміщення у визначеному порядку  $n$  індексів класифікаційних категорій.



- Період здійснення аналізу. Зазначається період часу, за який оброблено дані для визначення ризику інтеграції.

- Джерела інформації. Зазначається інформаційно-аналітичне забезпечення, що використовується під час виявлення ризику інтеграції. Визначення ризику інтеграції ВДЕ до системи електропостачання повинно здійснюватися на підставі обробки інформаційно-аналітичного масиву даних структурних підрозділів ОСР, диспетчерів тощо.

- Інформація про ВДЕ. Вказується наявна інформація про об'єкт (потужність, місце встановлення, параметри основного обладнання, що планується використовуватися власником ВДЕ). Пропонується під час створення профілю ризиків призначати одночасно й власника ризику, який зобов'язуватиметься в подальшому нести відповідальність за мінімізацію ризику інтеграції ВДЕ до системи електропостачання.

- Структурний підрозділ. Вказується підрозділ ОСР, який здійснює аналітичну роботу щодо виявлення ризику на підставі аналізу наявної інформації.

- Відповідальна особа. Вказується посадова особа, яка здійснює відповідно до своїх функціональних обов'язків супроводження профілю ризику інтеграції ВДЕ до системи електропостачання.

Під час формування профілю ризиків при інтеграції відновлюваних джерел енергії до системи електропостачання виникають ситуації, коли рішення потрібно приймати при суттєвій неповноті інформації, відсутності статистичних оцінок, неповного опису системи в точці приєднання. Природа факторів, що впливають на ризики, може бути нечіткою та з різною мірою довіри до цих факторів чи процедури їх отримання. Таким чином, процедура оцінки ризиків часто реалізується в умовах, що погано формалізуються, а також в умовах нечіткого і неповного подання факторних ознак, що впливають на ризики.

Загалом визначення ефективності інтеграції ВДЕ до електричних мереж можна розглядати як задачу оптимізації шляхом розриву динамічних зв'язків між окремими елементами системи та дослідження їх окремо по частинах. При цьому кожне оптимальне рішення, як правило, не є таким у загальносистемній

постановці задачі оптимізації через неможливість повністю врахувати всі критерії оптимальності. Варто зазначити, що електрична система оптимальна для заданої множини критеріїв, коли виконуються умови оптимальності по відношенню до їх структури, елементів та зв'язків між елементами. Напрямками оптимізації електричної системи, що визначають вид цільової функції, є [78]:

1) забезпечення електромагнітної сумісності елементів мережі, різних типів систем між собою, електричної системи та навколишнього електромагнітного середовища;

2) досягнення мінімальної величини втрат електроенергії;

3) виконання вимог до якості електроенергії у вибраних контрольованих перетинах системи;

4) досягнення необхідних рівнів реактивної потужності, зворотних та циркулюючих потоків енергії у контрольованих перетинах системи;

5) забезпечення заданих екстремальних режимів (виконання обмежень на амплітудні значення функцій струму та напруги, рівні чи швидкість зміни накопиченої енергії в електромагнітному полі тощо).

Задачу структурної та параметричної оптимізації електричної мережі шляхом приєднання ВДЕ можна представити як багатокритеріальну (векторну) задачу оптимізації кількох часткових цільових (скалярних) функцій (критеріїв якості) при наявності обмежень як на множину варіюваних параметрів, так і на функції, що оптимізуються [78]:

$$\begin{aligned}
 F_{\text{ОПТ}}(X^*) &\rightarrow \text{opt}; \\
 F_{\text{ОПТ}}(X^*) &= F_{\text{ОПТ.1}}(X^*), F_{\text{ОПТ.2}}(X^*), \dots, F_{\text{ОПТ.k}}(X^*); \\
 X^* &\in \Omega^*; X^* = (X^*_1, X^*_2, \dots, X^*_n); \\
 H_{\text{ОП}}(X^*) &= 0; H_{\text{ОП}}(X^*) = (h_{\text{ОП.1}}(X^*), h_{\text{ОП.2}}(X^*), \dots, h_{\text{ОП.l}}(X^*)); \\
 G_{\text{ОП}}(X^*) &\geq 0; G_{\text{ОП}}(X^*) = (g_{\text{ОП.1}}(X^*), g_{\text{ОП.2}}(X^*), \dots, g_{\text{ОП.m}}(X^*)); \\
 \Omega^* &= \{ X^*: x_{a,i} \leq X^*_i \leq x_{b,i}, i = 1, \dots, n \},
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

де  $F_{\text{опт}}(X^*)$  – цільова функція,  $X^*$  – вектор оптимізуємих параметрів;  $H_{\text{оп}}(X^*)$ ,  $G_{\text{оп}}(X^*)$  – функції, які накладають обмеження на область зміни змінних;  $x_{a,i}$ ,  $x_{b,i}$  – межі зміни оптимізуємих параметрів, що визначають простір  $\Omega^*$ . Векторні функції  $X^*$ ,  $F_{\text{опт}}(X^*)$ ,  $H_{\text{оп}}(X^*)$ ,  $G_{\text{оп}}(X^*)$  формуються на основі компонентних, сигнальних та топологічних множин, характеристики системи та відповідних функціональних операторів.

### 3.2 Особливості методів аналізу ефективності інтеграції ВДЕ до електричних мереж

У процесі багатокритеріальної оцінки варіантів підключення ВДЕ для аналізу їхнього впливу на параметри режиму роботи мережі важливим елементом є вибір відповідного математичного апарату, зокрема конкретного методу багатокритеріального прийняття рішень. Обрані методи повинні враховувати специфіку завдання, зокрема фізичну природу факторів і різноманітність критеріїв, які використовуються в оцінюванні.

Сучасні підходи до багатокритеріального прийняття рішень включають різноманітні класифікації методів, що істотно відрізняються залежно від типу задач, для яких вони були створені. Це зумовило розробку значної кількості алгоритмів та методів, орієнтованих на вирішення конкретних завдань.

Залежно від характеру інформаційного забезпечення задачі багатокритеріального прийняття рішення можна поділити на добре структуровані, в яких основні залежності можуть бути чисельно виражені; слабоструктуровані, що містять також якісний опис параметрів; неструктуровані, які характеризуються тим, що в їх описі повністю переважають якісні фактори, що важко піддаються формалізації [67]. У таких випадках фактор невизначеності має ключове значення, а дефіцит об'єктивної інформації часто неможливо усунути на момент прийняття рішення.

Прагнення до об'єктивного аналізу і пошуку ефективних рішень ускладнює моделі, оскільки крім оцінки великої кількості альтернатив, які враховують суперечливі й різнотипні критерії, виникає потреба в обліку невизначеності інформації. Це стимулює розробку нових підходів до вирішення задач багатокритеріальної оптимізації.

Процес багатокритеріального прийняття рішень умовно поділяється на управлінську та інженерну складові. На управлінському рівні формуються цілі, визначаються альтернативи, встановлюються їхні пріоритети та оцінюється прийнятність запропонованого рішення. Ці функції зазвичай виконує особа, що приймає рішення (ОПР), яка також може коригувати умови задачі чи відхиляти отримані результати. На інженерному рівні здійснюється виділення альтернатив у межах компромісних варіантів та їхнє ранжування з урахуванням сукупності критеріїв [67].

Однак із розвитком методів прийняття рішень роль ОПР трансформувалася: вона стала активним учасником процесу, який не лише враховує певною мірою суб'єктивні аспекти, але й прагне максимально використовувати формальні математичні моделі та методи.

Детальний аналіз методів багатокритеріального прийняття рішень наведено в додатку Д.

Принцип Парето може бути корисним інструментом для початкової оцінки та оптимізації приєднання ВДЕ до системи розподілу, дозволяючи зосередитися на найбільш впливових факторах. Проте для більш детального та динамічного аналізу можуть бути потрібні додаткові методи та підходи, які дозволять врахувати всі аспекти та ризики інтеграції ВДЕ.

*MAUT* є потужним інструментом для прийняття рішень у складних ситуаціях з багатьма критеріями, таких як приєднання ВДЕ до системи розподілу. Він дозволяє врахувати різні фактори та пріоритети, що сприяє прийняттю оптимальних рішень. Проте складність реалізації та суб'єктивність встановлення ваг можуть бути суттєвими викликами. Для успішного застосування *MAUT*

необхідно мати достатні ресурси та дані, а також чітко визначені пріоритети та цілі.

МАІ є ефективним інструментом для прийняття рішень у складних багатокритеріальних задачах, таких як приєднання ВДЕ до системи розподілу. Він забезпечує структурований та інтуїтивний підхід до оцінювання альтернатив, враховуючи як суб'єктивні, так і об'єктивні фактори. Проте для успішного застосування методу необхідні значні ресурси та висококваліфіковані експерти, а також достатньо часу для проведення всіх необхідних оцінок та перевірки узгодженості.

Метод *ELECTRE* є потужним інструментом для багатокритеріального прийняття рішень, особливо у випадках з конфліктуючими критеріями, такими як приєднання ВДЕ до системи розподілу. Він дозволяє ефективно ранжувати та вибирати альтернативи, враховуючи різні аспекти проекту. Проте складність реалізації, потреба в експертних знаннях та суб'єктивність оцінок можуть бути суттєвими викликами. Для успішного застосування *ELECTRE* необхідно мати достатні ресурси, дані та експертні знання, а також чітко визначені пріоритети та цілі.

Метод головного критерію є дуже простим та швидким інструментом для прийняття рішень, що може бути корисним у деяких ситуаціях. Проте у контексті приєднання ВДЕ до системи розподілу, де важливо враховувати багато різних факторів, цей метод має значні обмеження. Він не дозволяє враховувати всі важливі аспекти та взаємозв'язки, що може призвести до субоптимальних або навіть помилкових рішень.

Метод ідеальної точки є корисним інструментом для прийняття рішень у багатокритеріальних задачах, таких як приєднання ВДЕ до системи розподілу. Він дозволяє знайти рішення, що максимально наближається до ідеального балансу між різними критеріями. Проте для успішного застосування методу необхідно враховувати складність у визначенні ідеальної точки, суб'єктивність у встановленні ваг та можливість ігнорування взаємозв'язків між критеріями.

Метод *VIKOR* забезпечує компромісне рішення, яке враховує суперечливі критерії та забезпечує баланс між різними аспектами. Метод є гнучким та дозволяє працювати з різними типами даних, проте для його успішного застосування необхідно враховувати суб'єктивність у визначенні ваг критеріїв, часозатратність та необхідність експертних знань.

Метод *TOPSIS* забезпечує баланс між ідеальним та антиідеальним рішенням, що дозволяє знайти найбільш збалансоване рішення. Метод є простим у використанні та зрозумілим, проте для його успішного застосування необхідно враховувати суб'єктивність у встановленні ваг критеріїв, часозатратність та необхідність нормалізації даних.

В енергетиці прийняття рішень часто відбувається при суттєвій неповноті інформації, відсутності статистичних оцінок та в умовах, що погано формалізуються. За даних обставинах багато дослідників пропонують використання апарату нечіткої логіки для прийняття рішень. Автори статті [1] застосовують цей метод, оскільки він полегшує аналіз і визначення алгоритмів нечіткого керування, адаптованих для складних гібридних систем. Також метод нечіткої логіки адаптований для вирішення проблем прогнозування виробництва енергії з ВДЕ та зміни частоти мережі зі змінами навантаження. Це дозволяє їм уникнути точних і детальних моделей різних джерел і топології систем.

У дослідженні [14] представлена система управління енергоспоживанням на основі нечіткої логіки для приватних споживачів, які виробляють електроенергію для власного споживання та продажу її в електромережу. Застосування математичної моделі на основі нечіткої логіки дозволяє зменшити витрати на енергоспоживання та збільшити прибуток від продажу надлишку енергії в електромережу, що було підтверджено результатами практичної реалізації.

У статті [40] розглядається проблема оптимального керування системами накопичення енергії для підтримання напруги/частоти в розподільчих електричних мережах з урахуванням деградації акумуляторних батарей. Автори пропонують метод оптимального нечіткого керування, який дозволяє максимізувати корисний ефект, зменшувати втрати електроенергії та мінімізувати

деградацію акумуляторів, забезпечуючи підтримку ефективності системи накопичення енергії протягом тривалого періоду часу.

У статті [2] запропонована та оцінена методологія на основі нечіткої логіки для управління енергією в автономних установках з фотоелектричними панелями та обмеженою ємністю акумуляторів. Прийняття рішення відбувається з урахуванням автономності системи, захисту акумулятора від глибокого розряду та надмірного заряду, а також стабільності електропостачання.

Автори статті [62] також використовують модель нечіткої логіки, а конкретніше модифікований нечіткий *TOPSIS* метод для багатокритеріальної оцінки інвестицій у берегові ВЕС у Польщі. Також тут за допомогою цього методу розглядається визначення найбільш економічно ефективних інвестицій. Нечіткий метод *TOPSIS* дозволяє фіксувати невизначеність вхідних даних, а також конфліктні критерії.

В іншому дослідженні [38] алгоритми нечіткої логіки застосовують для інтеграції одиниць виробництва та зберігання відновлюваних джерел енергії на прикладі залізничної електропідстанції. Це дозволило зробити свій внесок в обмеження перевищення передбачуваної потужності з мережі та сприяти локальному споживанню відновлюваної енергії через параметри емпіричного нагляду. Багатокритеріальний підхід, включаючи енергетичні, екологічні та економічні обмеження, був реалізований на різних рівнях часу.

У статті [23] була представлена методологія з використанням нечіткої логіки для оптимізації контролю вбудованої системи електроенергії. Розглянута система була оснащена пристроєм накопичення енергії на суперконденсаторі, який виконує функцію згладжування потужності та зменшення піків. Цілі оптимізації полягали в тому, щоб мінімізувати коливання напруги ланцюга постійного струму та підвищити ефективність системи шляхом зменшення розсіюваної потужності.

Стаття [13] присвячена розробці системи управління енергоспоживанням на основі нечіткої логіки для гібридних джерел енергії. Запропонована система використовує нечітку логіку для прийняття рішень щодо розподілу навантаження

між різними джерелами енергії в залежності від зовнішніх умов та вимог споживача. Крім того, система може адаптуватися до зміни умов експлуатації та забезпечує оптимальне використання енергії. Дослідження показали, що запропонована система управління споживанням електроенергії на основі нечіткої логіки є ефективною та дозволяє знизити витрати на електроенергію.

У статті [12] описано методику оцінки позитивних енергетичних районів на основі нечіткої логіки. Це територія, де більшість споживаної енергії забезпечується відновлюваними джерелами, а надлишкова енергія передається в енергосистему. Використання цієї методики може допомогти визначити ступінь сталого розвитку та забезпечення енергетичної безпеки в різних енергетичних районах. Результати дослідження свідчать про ефективність запропонованої методики та можливість її використання для оцінки позитивних енергетичних районів в різних регіонах та містах

Безпосередньо оцінка ризиків за допомогою використання нечіткої логіки розглядається авторами статті [4]. В цьому дослідженні пропонується методика ризик-оцінки, що використовує нечітку логіку для моделювання та аналізу невизначеності, пов'язаної з різними факторами, що впливають на вартість проекту. Ця методика передбачає створення математичної моделі, яка включає в себе набір факторів, та використання нечітких правил для оцінки ступеня впливу кожного фактору на вартість проекту. Застосування нечіткої логіки дозволяє моделювати невизначеність та неоднозначність в оцінці ризиків. Результати дослідження свідчать про ефективність запропонованої методики та її здатність до більш точної оцінки ризиків перевищення вартості проекту.

В задачах оцінки ризиків при приєднанні ВДЕ і прийняття рішень в умовах невизначеності, з'являються проблеми, які важко розв'язати традиційними методами. У реальній моделі обов'язково присутній технологічний розкид параметрів, обумовлений складністю системи. Для розв'язку даної проблеми необхідно використовувати нечіткі поняття і знання, які описують процес регулювання за допомогою продукційних правил "якщо - то". До найбільш важливих переваг такого методу оцінювання відноситься можливість



використання досвіду експерта без складання диференційних рівнянь. Використання апарату нечіткої логіки для прийняття рішень найбільш корисне для систем з погано формалізованими процесами [61].

Основними перевагами використання моделі нечіткої логіки в рамках прийняття рішень є наступні особливості [61]:

- методи нечіткої логіки дають можливість якісно, вербально описати фактори ризиків шляхом введення понять лінгвістичних змінних, зміст яких зрозумілий для експерта, які визначаються не числами, а нечіткими поняттями;

- застосування апарату нечітких множин дозволяє формалізувати більш гнучкі зв'язки між чинниками кожного з досліджуваних ризиків, що в більшій мірі відповідає природі досліджуваних реальних взаємодій в електроенергетиці, зокрема в системі електропостачання;

- нечіткі методи дають можливість приймати рішення в умовах неповної інформації шляхом синтезу і аналізу якісних значень, що є дуже важливим для прийняття узагальненого рішення при приєднанні ВДЕ до системи електропостачання.

В основному випадку механізм логічного висновку включає чотири етапи [58]: введення нечіткості (фазифікація), нечіткий висновок, композиція і приведення до чіткості, або дефазифікація (рис. 3.2). Алгоритми нечіткого висновку в основному відрізняються видом використовуваних правил, логічних операцій та різновидом методу дефазифікації.

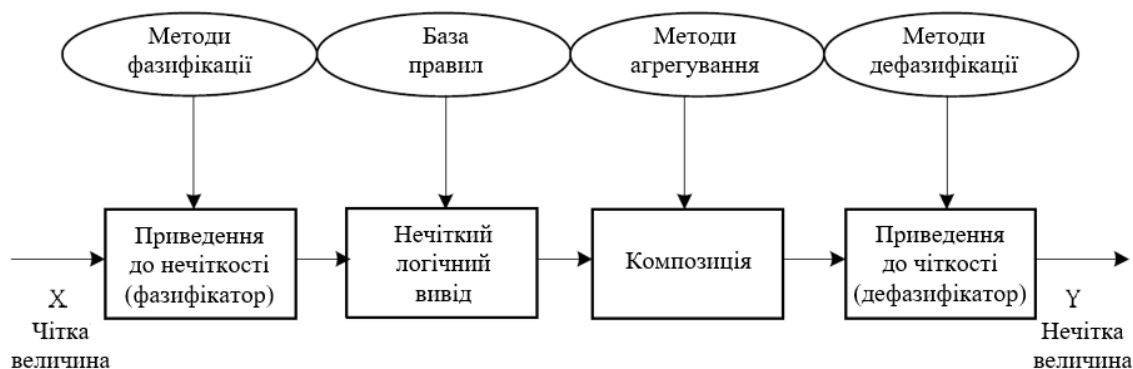


Рисунок 3.2 – Система моделі нечіткої логіки

Незважаючи на складність математичного апарату, закладеного в алгоритмах, такий підхід дозволяє створити досить гнучку модель, яка буде оперувати великою кількістю вхідних аргументів і давати результуюче значення. Отримане значення можна вважати об'єктивним з деяким ступенем наближення, бо існує ряд суб'єктивних речей, наприклад, оцінка конкретних загроз експертами, котрі неможливо нівелювати [20].

### 3.3 Формування індивідуального узагальненого показника ефективності інтеграції ВДЕ до систем розподілу

Для формування індивідуального узагальненого показника ефективності інтеграції ВДЕ до системи електропостачання на базі нечіткої логіки можна використати алгоритми Мамдані та Сугено.

Застосування алгоритму Мамдані дозволяє якісно описати можливі причини (процеси або явища), що сприяють проблемі приєднання. У подальшому, за наявності даної інформації про фактори, відкривається можливість побудувати функціональну відповідність, що дозволить приймати узагальнене рішення щодо досліджуваного питання .

У моделі Мамдані кожне правило має ступінь свого виконання  $\omega_i$ , який обчислюється таким чином [72]:

$$\omega_i(x_1, \dots, x_{n_x}) = \bigwedge_{j=1}^{n_x} \mu_{j,i}(x_j), \quad i = 1 \dots n_R \quad (3.2)$$

де  $\wedge$  – нечітка операція кон'юнкції, що відповідає оператору “AND” у правилах, яка може задаватися за допомогою різних t-норм;  $n_x$  – кількість входів;  $\mu_{j,i}(x_j)$  – функція приналежності на j-тому вході в антецеденті i-го правила;  $n_R$  – кількість правил.

Після того, як обчислені ступені виконання правил, за допомогою імплікації (у системах Мамдані зазвичай використовується операція мінімуму), обчислюються нечіткі значення консеквентів правил.

Потім за допомогою операції агрегації (у системах Мамдані зазвичай використовується операція максимуму) обчислюється нечітке значення виходу з функцією належності  $\mu_{Y_{OUT}}(y)$  відповідно до виразу [72]:

$$\mu_{Y_{OUT}}(y) = \bigvee_{i=1}^{n_R} (\omega_i(x_1, \dots, x_{n_x}) \wedge \mu_{Y_i}(y)), \quad (3.3)$$

де  $\bigvee$  – операція агрегації, що відповідає об'єднанню нечітких правил по ELSE, яке в системі Мамдані еквівалентне диз'юнкції;  $\wedge$  – операція імплікації (у системі Мамдані еквівалентна кон'юнкції);  $\mu_{Y_i}(y)$  – функція належності консеквента  $i$ -го правила.

Після того, як входи правил оброблені описаним вище алгоритмом та отримано нечіткий вихід  $\mu_{Y_{OUT}}(y)$ , необхідно за допомогою дефазифікації знайти відповідне йому чітке значення  $y^*$ . Основними методами дефазифікації є методи центру ваги, центра сум та усередненого максимуму [72].

Наприклад, дефазифікований вихід за методом центру ваги визначається як

$$y^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_y} y_i \mu_{Y_{OUT}}(y_i)}{\sum_{i=1}^{N_y} \mu_{Y_{OUT}}(y_i)}, \quad (3.4)$$

де підсумовування (інтегрування) виконується на дискретних значеннях  $y_i$  області визначення виходу, розділеної на  $N_y$  точок.

А за методом центра сум функція приналежності виходу будується шляхом підсумовування (агрегації за допомогою суми, а не об'єднання за максимумом) виходів кожного з правил, що спрацювали [72]:

$$y^* = \sum_{i=1}^{N_y} y_i \sum_{k=1}^n \mu_{0,k}(y_i) / \sum_{i=1}^{N_y} \sum_{k=1}^n \mu_{0,k}(y_i). \quad (3.5)$$

За методу дефазифікації необхідно взяти чітке значення найбільшого значення ступеня належності функції  $\mu_{YOUT}(y)$ . У разі існування декількох елементів області визначення з максимальним значенням ступеня приналежності вибирають усереднене значення максимумів:

$$y^* = \sum_{m=1}^M \frac{y_m}{M}. \quad (3.6)$$

Модель Сугено, на відміну від моделі Мамдані, використовує такі правила, у яких вихідна змінна задається у вигляді функції від вхідних змінних (лінійна, квадратична тощо):

$$\begin{aligned} \text{IF } x_1 \text{ IS } X_{1,i} \text{ AND...AND } x_{n_x} \text{ IS } X_{n_x,i} \text{ THEN} \\ y = f_i(x_1, \dots, x_{n_x}), \quad i = 1, \dots, n_R, \end{aligned} \quad (3.7)$$

де  $X_{1,i}, \dots, X_{n_x,i}$  - лінгвістичні значення в антецеденті  $i$ -го правила;  $f_i(x_1, \dots, x_{n_x})$  - функція в консеквенті  $i$ -го правила. Коли функція  $f_i(x_1, \dots, x_{n_x})$  являє собою константу, правила виду являють собою систему Сугено нульового порядку. Коли функція  $f_i(x_1, \dots, x_{n_x})$  - це поліном першого порядку, то така система називається системою Сугено першого порядку.

Вихід у системі Сугено обчислюється таким чином:

$$y = \sum_{i=1}^{n_R} \omega_i(x_1, \dots, x_{n_x}) \cdot f_i(x_1, \dots, x_{n_x}) / \sum_{i=1}^{n_R} \omega_i(x_1, \dots, x_{n_x}), \quad (3.8)$$

де  $\omega_i(x_1, \dots, x_{n_x})$  - ступені виконання  $i$ -го правила, обчислювані так само, як і в системі Мамдані.

Проте Мамдані застосовують для аналізу складних систем з великою кількістю невизначеностей і взаємозв'язків, що є важливим у задачі оцінки ефективності інтеграції ВДЕ. Оскільки система містить численні фактори і критерії, метод Мамдані дозволяє врахувати складність та невизначеність системи, на відміну від алгоритму Сугено, який надає чіткі числові результати без можливості обробки нечіткості.

### **3.4 Непрямі (економічні) методи управління інтеграцією ВДЕ до розподільних електричних мереж**

При збільшенні в енергетичній системі неконтрольованих генеруючих потужностей ключовою можливістю вирішення описаних вище проблем може стати режимна взаємодія енергосистеми із власниками ВДЕ на основі економічних заходів. Їх використання може полягати передусім у запровадженні у відносинах між енергосистемою і виробниками ефективною системи диференційованих тарифів на послуги з розподілу.

Концепція справедливості у формуванні тарифів для розподільчих мереж може мати різні інтерпретації. Справедливість часто пов'язують з відображенням витрат, що є основною темою 4-го енергетичного Пакету: а саме, що тарифи, з якими стикаються споживачі та виробники, повинні відображати витрати, які вони спричиняють. Це можна розглядати як економічно ефективний підхід з двох широких точок зору. По-перше, з точки зору системи, якщо власник ВДЕ сплачує вартість свого впливу на мережу, його участь не є ні тягарем, ні бонусом для решти системи. По-друге, з індивідуальної точки зору, він приймає рішення про виробництво (в даному випадку, чи підключатися, залишатися підключеним та користуватися системою розподілу, в який час та на яких умовах) відповідно до витрат, які він зумовлює, користуючись мережею. Стратегічні цілі Ради європейських енергетичних регуляторів включають «...забезпечення того, щоб усі

споживачі отримували вигоду у справедливий спосіб, зокрема через ефективність мережевого тарифу, та сприяння участі споживачів без дискримінації між споживачами/продавцями» [7].

Існує декілька загальноприйнятих принципів, які необхідно враховувати при розробці тарифів. Нижче наведено основні з них:

– Сталість: Кожна діяльність повинна відшкодовувати всі дозволені витрати. Це ключове питання при встановленні вимог до доходу.

– Економічна ефективність: Тарифи повинні давати як споживачам, так і розподільчим компаніям економічні сигнали, які змушують їх поводитись таким чином, щоб максимізувати суспільний добробут як в короткостроковій, так і в довгостроковій перспективі.

– Недискримінація або справедливість у розподілі витрат між споживачами: кожен повинен нести ту частину витрат, за яку він відповідає, з точки зору того, як він використовує товар або послугу. Коли тарифи встановлювалися для вертикально інтегрованих комунальних підприємств, перехресне субсидіювання було більш вірогідним не лише між видами діяльності (наприклад, виробництво проти розподілу), але й між різними типами споживачів. У розвинених країнах, як правило, побутові споживачі частково субсидують великих промислових споживачів, що має створювати робочі місця та сприяти економічному зростанню. У країнах, що розвиваються, поширеною є протилежна ситуація: великі промислові споживачі субсидують побутових споживачів, які не можуть дозволити собі фактичну вартість електроенергії. Процес лібералізації та відокремлення різних видів діяльності має забезпечити більшу прозорість процесу встановлення тарифів та зменшення перехресного субсидіювання. На сьогодні, наприклад, такі специфічні комплексні тарифи, як «сільськогосподарський споживач» або «транспортний споживач», поступово зникають.

– Адитивність: кінцеві тарифи мають бути результатом суми тарифів, розроблених для кожного виду діяльності (виробництво, передача, розподіл та споживання). Необхідність дотримання цього очевидного регуляторного

принципу виникла після розділення електроенергетичного сектору, коли кожен вид діяльності повинен був покривати свої витрати через тарифи на електроенергію.

– Прозорість у всьому процесі розробки тарифів: це має на меті забезпечити передбачуваність, і це також є позитивним моментом саме по собі. Більш розвинуті та досконалі суспільства вимагають більшої прозорості в ціноутворенні на енергію.

– Серед інших принципів: стабільність методології розрахунку; узгодженість між тарифами та регуляторною базою в кожній країні та простота.

Ціноутворення на основі граничних витрат часто вважається економічно ефективною системою тарифоутворення. В принципі, це має застосовуватися до будь-якої націнки, зокрема, для відшкодування витрат на первинне підключення та підтримання функціонування системи на межі балансової належності. Кожен з цих аспектів має короткостроковий та довгостроковий аспекти. Короткострокові граничні витрати відрізняються від довгострокових тим, що припускають, що принаймні один «виробничий фактор» не є змінним. Такими ресурсами можуть бути витрати на існуючу мережу, витрати на оплату праці або інші «фіксовані» витрати, залежно від часового масштабу та контексту. Ціни, що базуються на довгострокових граничних витратах, надають довгострокові інвестиційні сигнали і є більш стабільними, але вони можуть не давати ефективних сигналів для прийняття короткострокових рішень щодо споживання. Такі короткострокові сигнали є особливо важливими, якщо пропускна спроможність мережі є фіксованим елементом і схильна до перевантажень, що може вимагати управління попитом. Багато наукової літератури (наприклад, [5]) зосереджується на короткострокових граничних витратах, щоб ціни, які базуються на обсягах постачання електроенергії, відображали додаткові витрати, які самі по собі змінюються залежно від часу доби і року та доступності потужностей. Ці витрати можуть бути розподілені між користувачами на основі прогнозованого розрахунку або постфактум. Тобто, ціни можуть відображати прогнозовані майбутні витрати або витрати, фактично понесені для задоволення поточного

попиту. У більшості країн ЄС дозволені доходи, встановлені національними регуляторними органами для ОСР визначаються на основі прогнозованих витрат.

Інтерпретуючи ідею ефективності, один із «справедливих» способів розробки тарифів полягає в тому, що ціни, які сплачують користувачі мережі, повинні, як мінімум, відображати додаткові (або маржинальні) витрати, які вони накладають на мережу. Оскільки піковий попит пов'язаний з вищими витратами на мережу, тарифи на основі потужності та тарифи на основі часу використання, кожен з яких дещо по-різному пов'язаний з піковим попитом, можуть допомогти подати відповідні сигнали про витрати. Відображаючи такі витрати, вони можуть призвести до підвищення ефективності системи за рахунок зменшення загальних витрат на експлуатацію системи, якщо пікове навантаження (і потреба в пропускну́й спроможності системи) зменшиться, а це означає, що користувачі в середньому платитимуть менше.

Що стосується справедливості розподілу витрат, то вищезазначені принципи створюють додаткові проблеми: наприклад, можна стверджувати, що будь-який розподіл витрат не повинен призводити до раптового і різкого збільшення або значних коливань рахунків, оскільки це «затуманює» ціновий сенс і характеристики ефективності реакції споживачів, а також суперечить критерію передбачуваності.

Для пом'якшення таких занепокоєнь одним з варіантів, який вважається більш справедливим, є розподіл користувачів на підгрупи відповідно до впливу на мережу та встановлення фіксованих платежів та/або граничних цін на основі зростаючої блокової структури, відомої як «зростаючі блокові тарифи» (ЗБТ). Рисунок 3.3 ілюструє приклад цін, заснованих на триблоковій структурі. Користувачі потрапляють до одного з блоків/груп відповідно, наприклад, до їх коефіцієнту навантаження або споживання/виробництва (на цій діаграмі представлено вздовж осі  $G$ ). Всі платять  $P_1$  за перші  $G_1$  одиниць, потім вищу ціну ( $P_2$ ) за наступний рівень до  $G_2$ , потім  $P_3$  за ще вищі одиниці.



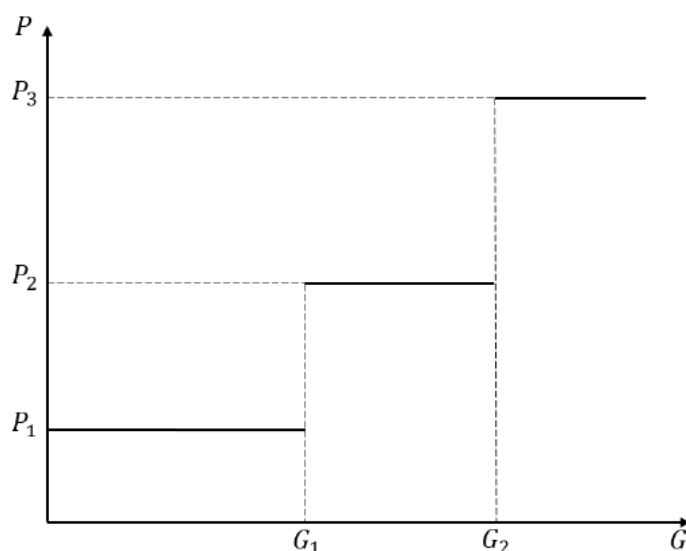


Рисунок 3.3 – Зростаючі триблокові тарифи

Аргумент ефективності на користь ЗБТ полягає в тому, що вони надають користувачам стимули для більш ефективного використання мережі на високих рівнях впливу. Аргумент розподілу полягає в тому, що перший блок може бути побудований відповідно до низького впливу; наступні блоки відображають витрати, які стає все більш помітними, і мають відповідну ціну. Ідеальний ЗБТ, з продуманою структурою, може досягти балансу між доступністю, ефективністю та відшкодуванням витрат.

У минулому споживачі в межах певної групи (наприклад, побутові споживачі з низьким рівнем споживання), як правило, мали схожі профілі попиту на електроенергію, і використання тарифів, заснованих на обсязі, могло бути виправданим, навіть якщо вони не відображали безпосередньо природу мережевих витрат, залежну від пропускної спроможності. Однак природа попиту та пропозиції на електроенергію докорінно змінюється. Відроджені джерела енергії, такі як сонячна та вітрова, стали більш поширеними, а їхня генерація є більш нестабільною та менш передбачуваною, ніж у традиційних джерел. Розподіл електроенергії зазнав революційних змін завдяки технічним інноваціям, таким як «розумні» мережі, «розумні» будинки, самогенерація та зберігання: існуюча мережа, побудована для передачі електроенергії від генераторів до користувачів, стикається з дуже різними вимогами в міру того, як розвиваються

ці зміни. Залежно від розгортання систем відновлюваної енергетики в різних домогосподарствах, споживачі можуть демонструвати різноманітні і менш передбачувані моделі попиту. Зростання кількості електромобілів ще більше вплине на використання та потенційне зберігання електроенергії споживачами, що матиме наслідки для експлуатації та обслуговування розподільчої мережі. Хоча «розумні» системи дозволять розширити участь споживачів, ці зміни вимагатимуть інвестицій, що передбачає значні «авансові» витрати.

Ці зміни, що створюють як можливості, так і виклики, призвели до зосередження уваги на заходах, що використовують потенціал гнучкості системи, і, в більш загальному плані, на політиці, що наголошує на ефективності. Все це має наслідки для регуляторних підходів та тарифних реформ [16, 21, 41].

Мережеві тарифи, як правило, складаються з трьох основних компонентів, які використовуються як окремо, так і в комбінації: фіксований (€/точка поставки); потужність (€/кВт); обсяг (€/кВт-год). Найпоширеніші тарифи включають фіксовану ставку та нелінійні тарифи, що змінюються залежно від обсягу або часу використання.

Тарифи з фіксованою складовою зазвичай відомі як постійна плата за послуги і не залежать від максимального попиту та обсягу споживання/виробництва електроенергії. Тарифи, що базуються на потужності, стягуються за наявність максимального навантаження, і вони можуть бути попередніми, тобто заснованими на максимальній договірній потужності, або наступними, тобто заснованими на фактичному піковому попиті/пропозиції протягом певного періоду, або ж поєднувати обидва підходи. Тарифи на основі компонентів обсягу стягуються за загальне використання чи виробництво електроенергії з мережі.

В рамках використання компонентів потужності та обсягу доступні додаткові варіанти структури, наприклад, чи стягується компонент за фіксованою ставкою або на нелінійній основі. За фіксованим тарифом всі користувачі мережі платять однакову ціну за одиницю незалежно від досягнутої потужності або обсягу. Нелінійний тариф диференціює ціну за одиницю відповідно до

потужності або обсягу. На рисунку 3.3 зображено конкретний приклад нелінійного тарифу - зростаючий блочний тариф, де ціна, що сплачується за кожну одиницю (спожитої/виробленої енергії або потужності), зростає, коли об'єм або потужність досягає певного заздалегідь визначеного рівня, або блоку.

Тарифи за часом використання передбачають різні ціни за об'ємне споживання/виробництво в різні періоди доби, тижня або року (наприклад, пік, проміжний пік, непік) і можуть розглядатися як альтернативний підхід до стягнення плати безпосередньо за потужність. Він може бути статичним або динамічним. При статичних тарифах на послуги доступу до мережі ціни та періоди часу визначаються заздалегідь на основі історичних даних про використання мережі і є фіксованими до наступного коригування (наприклад, наступного місяця або наступного року), тоді як при динамічних тарифах на послуги доступу до мережі ціни можуть змінюватися погодинно, щоденно або частіше у відповідь на перевантаження мережі в реальному часі (наприклад, відповідно до півгодинних розрахунків на оптовому ринку).

Основою режимної взаємодії між енергосистемою та власниками ВДЕ може стати впровадження ефективної системи економічних заходів, серед яких центральне місце посідає використання тарифів на послуги з розподілу електроенергії. Такий підхід дозволяє враховувати реальний вплив кожного виробника на мережу, стимулюючи їх до дотримання технічних вимог, зменшення коливань генерації та оптимізації навантаження на інфраструктуру.

## **Висновки до розділу**

1. Для вимірювання ефективності інтеграції ВДЕ пропонується сформувати коефіцієнт ефективності інтеграції, як багатокритеріальний показник, що визначає ступінь ризику від функціонування нових чи модифікованих ВДЕ в існуючій електричній мережі.

2. Доведено, що використання нечіткої логіки дозволяє створити гнучку модель, яка буде оперувати великою кількістю вхідних аргументів і давати

результуюче значення. Отримане значення можна вважати об'єктивним з деяким ступенем наближення, бо існує ряд суб'єктивних речей, наприклад, оцінка конкретних загроз експертами, котрі неможливо нівелювати.

3. Для формування показника ефективності інтеграції ВДЕ до системи електропостачання на базі нечіткої логіки доцільно використати алгоритм Мамдані, оскільки за результатами аналізу він дозволяє врахувати складність та невизначеність системи, на відміну від алгоритму Сугено, який надає числові результати без можливості обробки нечіткості.

4. Основою режимної взаємодії між ОСР та власниками ВДЕ може стати впровадження ефективної системи економічних заходів, серед яких центральне місце посідає використання тарифів на послуги з розподілу електроенергії. Такий підхід дозволяє враховувати реальний вплив кожного виробника на мережу, стимулюючи їх до дотримання технічних вимог, зменшення коливань генерації та оптимізації навантаження на інфраструктуру.

## РОЗДІЛ 4

### ЗАСТОСУВАННЯ РОЗРОБЛЕНИХ МОДЕЛЕЙ ТА ЗАСОБІВ В УМОВАХ УПРАВЛІННЯ ІНТЕГРАЦІЄЮ ВДЕ

#### 4.1 Моделювання інтеграції ВДЕ до розподільних електричних мереж

Для вирішення згаданих проблем інтеграції ВДЕ необхідно мати можливість змоделювати можливі збурення в електричних мережах при приєднанні до них ВДЕ, особливо враховуючи той факт, що існуюча мережа не була розрахована на можливість використання таких джерел.

Саму ж задачу приєднання та функціонування можна розкласти на кілька компонентів, де окремі моделі енергетичної системи розробляються для вирішення проблеми або відповіді на конкретне питання. Приклад таких інструментів та цілей наведено у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Аналіз інструментів моделей для інтеграції ВДЕ до системи електропостачання

Інструменти моделей	Можливість вирішення проблем приєднання ВДЕ до системи електропостачання
Аналіз енергосистеми	Інструменти використовуються для вивчення енергосистем з досить високим ступенем деталізації, та дослідження потоків потужності, рівня несправностей, динамічної стабільності, стійкості системи при приєднанні ВДЕ. Типовим застосуванням може бути вивчення силової електроніки інверторів при приєднанні до електромережі.

Продовження таблиці 4.1

Підтримка операційних рішень	Інструменти використовуються для оптимізації роботи чи диспетчеризації енергосистеми при приєднанні ВДЕ. Вони дозволяють автоматизувати формування та надання оперативних диспетчерських команд на зміну поточного навантаження генерації з ВДЕ. Такі моделі працюють в короткостроковій перспективі, але в більшому масштабі, ніж інструменти аналізу енергосистеми.
Підтримка інвестиційних рішень	Інструменти використовуються для оптимізації інвестицій в енергетику/електросистему. Через довгі інвестиційні цикли в енергетичному секторі такі моделі зазвичай є довгостроковими. Інвестиційне моделювання може бути виконане з використанням як короткозорого підходу, так і підходу досконалого передбачення. У підході досконалого передбачення система оптимізується для всього досліджуваного періоду одночасно, з повним знанням того, як будуть змінюватися ринкові параметри протягом горизонту планування. При короткозорому підході інвестиції здійснюються послідовно, ґрунтуючись лише на інформації поточного інвестиційного періоду.
Дослідження сценаріїв	Інструменти використовуються для дослідження майбутні довгострокових сценаріїв в секторі енергетики/електроенергетики. Вони можуть, наприклад, використовуватися для оцінки впливу різних політик з розвитку та підтримки ВДЕ.

Щодо методології моделювання енергетичної системи, то вона загалом поділяється на три основні категорії моделей: імітаційні, оптимізаційні та рівноважні. Їх характеристику наведено у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Характеристика моделей за методологією побудови

Моделі системи	Короткий опис
Імітаційні	Імітують енергетичну систему на основі заданих рівнянь і характеристик. Вони часто є висхідними моделями з детальним технологічним описом енергосистеми. Імітаційні моделі дозволяють тестувати різні топології системи, а також вплив і розвиток різних ситуацій при зміні параметрів приєднання ВДЕ.
Оптимізаційні	Ці моделі оптимізують задану величину. Більшість оптимізаційних моделей використовують підхід лінійного програмування з цільовою функцією, яка максимізується або мінімізується (наприклад, мінімізація загальної вартості системи), за умови дотримання ряду обмежень (наприклад, збалансування попиту та пропозиції в мережі). Змішане лінійне програмування змушує певні змінні бути інтегральними, що може бути корисним, наприклад, при оптимізації кількості електростанцій для інвестування. Оптимізаційні моделі також можуть бути нелінійними, тобто цільова функція або обмеження є нелінійними. Евристичні оптимізаційні моделі відрізняються від традиційного оптимізаційного моделювання тим, що вони не обов'язково знаходять оптимальне рішення. Прості та швидкі методи, такі як стратегія еволюції адаптації коваріаційної матриці, можуть бути використані для наближення до оптимального рішення.
Рівноважні	Моделі використовують економічний підхід, моделюючи енергетичний сектор як частину всієї економіки та досліджуючи його взаємозв'язок з рештою економіки. Тому такі моделі часто використовуються для оцінки впливу різних політик на економіку в цілому.

Для моделювання та аналізу інтеграції ВДЕ до системи електропостачання на різних рівнях напруги багатьма дослідниками використовується програма *DIgSILENT PowerFactory* [43]. Тому далі буде досліджено використання можливостей цього програмного продукту в задачах прийняття рішень щодо приєднання ВДЕ на прикладі СЕС до системи електропостачання.

Існують кілька варіантів моделей СЕС у програмі *PowerFactory*, що наведено у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Представлення СЕС у програмі *PowerFactory*

Моделі	Опис
Модель, що ґрунтується на статичному генераторі	Користувач вказує номінальну потужність, розрахункову потужність, реактивну потужність (коефіцієнт потужності) та категорію генератора.
Модель, яка використовує джерело струму та джерело напруги	В цій моделі для джерела струму вказується номінальний струм, для джерела напруги - номінальна напруга, а для інвертора - активна потужність, реактивна потужність та напруга на шинах.
Модель, що базується на джерелах струму	В цій моделі вказується номінальний струм для джерела струму, активна потужність, реактивна потужність та напруги на шинах для ШІМ-інверторів, і номінальна напруга та тип шунта для фільтрів.
Модель представлення СЕС у вигляді статичного генератора з вибраним режимом роботи "фотоелектрична станція"	В цьому випадку на додачу до особливостей першої моделі, додається врахування вбудованого інвертора.

Найдоцільніше використовувати останню модель (рис. 4.1), оскільки значення активної потужності може бути вказано безпосередньо користувачем за



допомогою опції *Active Power Input*, або може бути автоматично розраховане, враховуючи дані про тип сонячної панелі, розташування сонячної станції, місцевий час і дату, а також, за бажанням, дані про інсоляцію, за допомогою опції *Solar Calculation*.

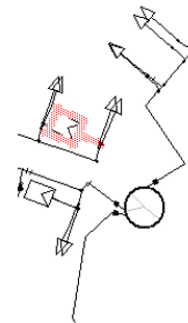
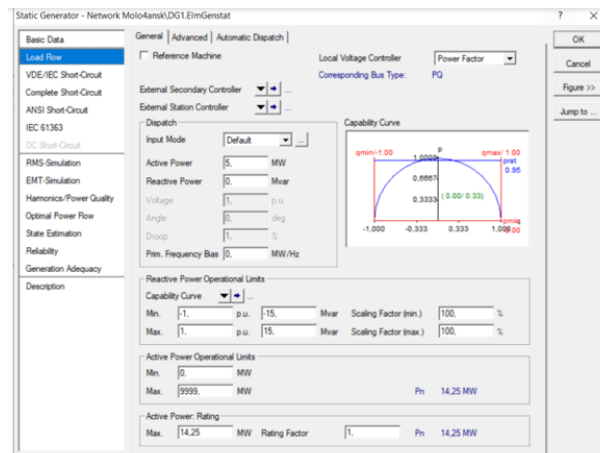


Рисунок 4.1 – Представлення СЕС у програмі *PowerFactory*

Вихідна активна потужність однієї фотоелектричної системи, тобто масиву панелей, підключених до мережі через один інвертор, розраховується на основі вхідних даних про освітленість та місцевого часу і дати:

$$P_{panel} = \frac{E_{g,pv} \cdot P_{pk,panel} \cdot \eta_{rel} \cdot \eta_{inv}}{E_{STD}}; \quad (4.1)$$

$$P_{system} = P_{panel} \cdot num_{panels}, \quad (4.2)$$

де:  $P_{panel}$  - вихідна активна потужність панелі в кВт;  $P_{system}$  - вихідна активна потужність всієї системи в кВт;  $num_{panels}$  - кількість панелей на один інвертор;  $E_{g,pv}$  - загальне випромінювання на площині масиву у Вт/м<sup>2</sup>;  $E_{STD}$  - стандартне значення випромінювання 1000 Вт/м<sup>2</sup>;  $P_{pk,panel}$  - загальна номінальна пікова потужність сонячної панелі в кВт;  $\eta_{rel}$  - відносна ефективність панелі, без одиниць;  $\eta_{inv}$  - коефіцієнт корисної дії інвертора, без одиниць.

Тобто за допомогою цього механізму в оператора системи, до якої здійснюється інтеграція, з'являється можливість аналізу кількості електроенергії, що може бути згенерована СЕС. Головною особливістю є те, що ця інформація ґрунтується на даних про тип сонячних панелей та їх розташування, а не лише на номінальну потужність.

*PowerFactory* дозволяє аналізувати гармонійні потоки потужності за допомогою неітераційного методу проникнення гармонік [11]. Модель навантаження, що використовується для представлення навантажень, встановлених в електричній мережі, залежить від основної частоти системи. У випадку нелінійних навантажень методика використовує модель джерела струму, яка не враховує гармонічну взаємодію між сигналами напруги та струму. На рисунку 4.2 представлено блок-схему процедури, реалізованої в *PowerFactory* для моделювання конкретного прикладу електричної мережі. Спочатку конфігуруються елементи, з яких складається мережа: зовнішня мережа, вузли, відгалуження та навантаження. Спектр вхідних гармонік можна ввести відповідно до одного з двох варіантів: збалансований або незбалансований.



Рисунок 4.2 – Блок-схема підходу, застосованого в *PowerFactory*

Також, коли рівень проникнення ВДЕ зростає, їх вплив вже не обмежується локальною мережею, а починає впливати на всю систему, в тому числі на перехідну стійкість системи. Питання перехідної стійкості, яку також називають стійкістю першого коливання, є однією з найважливіших практичних проблем при експлуатації та плануванні енергосистем. Оцінка перехідної стійкості стає

важливою вимогою до безпеки електроенергетичних систем. Перехідна стійкість визначається як здатність енергосистеми підтримувати синхронність, коли вона піддається серйозним збуренням, таким як короткі замикання або втрата великих навантажень чи генерації. Вона залежить від початкових умов роботи системи, а також від типу, тяжкості та місця виникнення збурення.

Інструмент симуляції аналізу стабільності у *PowerFactory* можна використовувати для аналізу середньо- і довгострокових перехідних процесів як в збалансованих, так і в незбалансованих умовах, включаючи функцію імітаційного сканування. Для визначення моделі використовується мова моделювання *DigSILENT*, а також доступна велика бібліотека стандартних моделей *IEEE*. Також доступні гнучкі опції спільного моделювання.

*PowerFactory* дозволяє розглядати невизначеності навантаження та ВДЕ разом на різних рівнях проникнення до існуючої інфраструктури електромереж, а також оцінювати ключові показники ефективності системи, такі як вартість генерації, втрати електроенергії, відхилення напруги та навантаження на лінію, щоб дослідити ефекти інтеграції відновлюваної енергетики [44]. Функція аналізу потоку навантаження *PowerFactory* дозволяє точно представити будь-яку комбінацію мережевих систем змінного та/або постійного струму. Цей програмний продукт використовує метод Ньютона-Рафсона для вирішення нелінійних рівнянь. Стандартний алгоритм Ньютона-Рафсона, що використовує формулювання рівняння потужності, зазвичай використовується для великих розгалужених систем передачі з відносно високим співвідношенням  $X/R$ , особливо при великому навантаженні.

Правилами Кодексу систем розподілу передбачається декілька точок приєднання з метою вибору, а також оприлюднення та оновлення інформації ОСР про лінії електропередавання та трансформаторні підстанції. У *PowerFactory* методи графічного представлення можуть застосовуватися до фактичних експлуатаційних станів в існуючих системах електропередачі, оскільки програмний продукт має ряд гнучких інструментів, що дозволяють користувачеві візуалізувати електричні мережі, включаючи географічні представлення на основі

*GPS* координат. Функції включають легку навігацію між графікою та даними, шари діаграм і безліч варіантів забарвлення діаграм, містять можливість створювати індивідуальні графіки, а також є інструмент для автоматичного створення мережових схем.

Географічні інформаційні системи (ГІС) разом із системами управління є основними джерелами даних про топологію мережі та обладнання. І ОСР мають можливість використовувати експортні дані ГІС як основу для моделі мережі *PowerFactory* (рис 4.3). Ці дані можуть містити детальні дані про підстанції, включаючи топологію, дані про лінії/кабелі, дані про навантаження/генерацію, а також *GPS*-координати/інформацію про принципову схему тощо. Символи станцій, стиль і колір ліній можуть бути налаштовані відповідно до технічних властивостей об'єктів. Вбудований інструмент порівняння та об'єднання і механізм версій ідеально підтримують частий обмін даними з ГІС. А механізми *PowerFactory* можуть бути безпосередньо інтегровані в ГІС-системи, забезпечуючи обчислювальну функціональність, таку як оцінка відновлюваної генерації, підключеної до низьковольтної мережі [31].

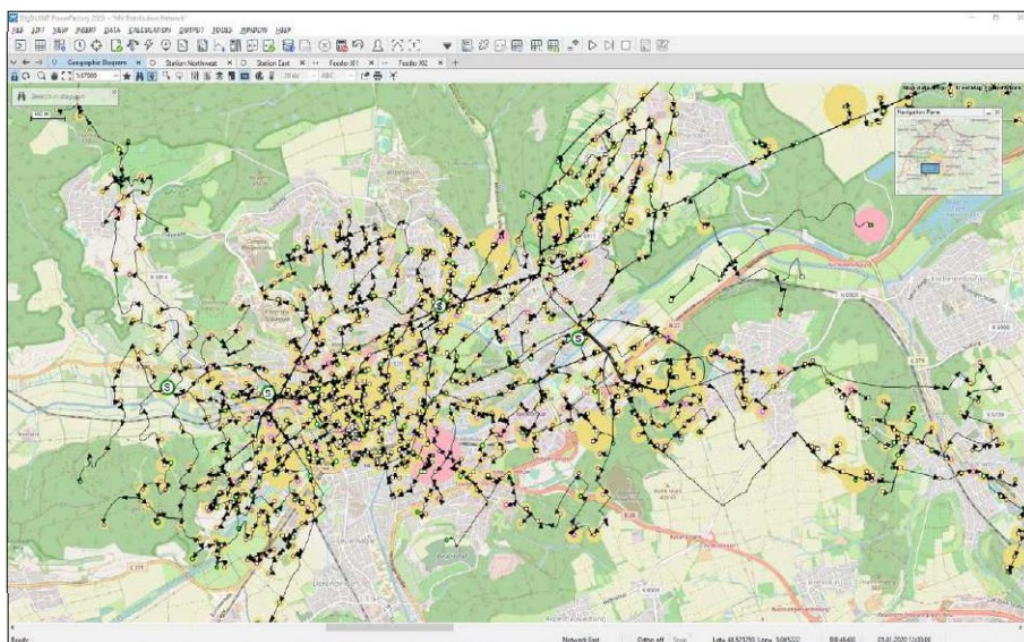


Рисунок 4.3 – Географічне представлення мережі середньої напруги в *PowerFactory* [31]

При огляді програмного продукту, як інструменту моделювання, можна виділити наступні проблеми, що можуть виникнути при дослідженні:

1. Складність в освоєнні: *PowerFactory* може бути досить складним у використанні для новачків, і вивчення всіх його функцій може вимагати значного часу та зусиль. Це може вплинути на швидкість і ефективність роботи інженера при моделюванні систем енергопостачання.

2. Обмеження функціональності: Деякі користувачі відзначають, що *PowerFactory* має обмежену функціональність та не включає всі необхідні для моделювання різноманітні аспекти ВДЕ, особливо якщо розглядається більш широкий спектр технологій відновлювальних джерел енергії.

3. Вартість та ліцензування: *PowerFactory* є високою за вартістю, особливо для широкого кола функціональності. Ліцензійна політика також може впливати на доступність програми для різних організацій або користувачів.

4. Необхідність обладнання високої продуктивності: Для великих моделей або складних симуляцій знадобиться потужне обладнання, щоб забезпечити оптимальну продуктивність. Це може впливати на вартість підтримки та обслуговування інфраструктури.

Якщо брати до уваги моделювання ВДЕ, то можна виділити наступні недоліки:

1. Обмежена точність прогнозування виробництва ВДЕ: Періоди невизначеності, такі як зміна погодних умов, можуть суттєво впливати на точність прогнозування виробництва енергії з відновлюваних джерел при врахуванні цих факторів у великих масштабах.

2. Складність моделювання динамічних систем: Електромережа є складною динамічною системою, і моделювання впливу змін виробництва ВДЕ може вимагати складних динамічних моделей. *PowerFactory* може не завжди надавати достатній рівень деталізації для адекватного відображення цих аспектів.

3. Неоднорідність вихідних даних: Надання точних та збалансованих вихідних даних для моделювання важливо для отримання достовірних результатів.

Відсутність адаптивності до змін у системі: *PowerFactory* може виявити себе менш адаптивним до стрімких змін у системі, таких як великі коливання виробництва від ВДЕ. Це може призвести до труднощів у забезпеченні достатньої точності прогнозів в умовах швидких змін.

#### **4.2 Застосування методики прийняття рішень при інтеграції ВДЕ до розподільних мереж**

При проведенні дослідження використовувалося середовище *Matlab* є спеціалізований пакет *Fuzzy Logic Toolbox* [22]. Він застосовується для створення та подальшого використання системи нечіткої логіки в інтерактивному режимі.

Для оцінки ризиків при інтеграції ВДЕ до системи електропостачання використаємо показники, що відображають вплив цих джерел на систему. До цих елементів можна віднести такі фактори, як: виникнення вищих гармонік ( $K_u$ ), відхилення напруги від  $U_n$  ( $\Delta U$ ) та зменшення коефіцієнта потужності ( $\cos \varphi$ ). Виникнення вищих гармонік було визначено упорядкованою терм-множиною значень, яка складається з трьох термів: "*low*", "*medium*" and "*high*". Терми наведені в порядку від найбільш негативного до найбільш позитивного. Відповідно до поставлених задач, достатньо обрати 3 лінгвістичні змінні, щоб описати аспекти фактору для подальшого застосування методу нечіткої логіки. Для інших показників теж застосовується дана шкала ( див. Табл. 4.4).

Таблиця 4.4 — Шкала для оцінки лінгвістичних змінних

Фактори			Діапазон	Шкала для оцінки показників		
				<i>low, (L)</i>	<i>medium, (M)</i>	<i>high, (H)</i>
Виникнення вищих гармонік $X_1$	$K_u$	%	0...10	0,9...0,94	0,92...0,98	0,96...1,0
		в.о.	0,9...1			
Відхилення напруги від $U_n$ $X_2$	$\Delta U$	%	$\pm 15$	0,85...0,91	0,88...0,97	0,94...1,0
		в.о.	0,85...1,0			
Зменшення коефіцієнта потужності $X_3$	$\cos \varphi$		0,75...1,0	0,75...0,85	0,8...0,95	0,9...1,0

Відмінним принципом методу Мамдані є те, що його правила логічного виведення у своїх консеквентах (у правій частині) містять нечіткі значення (функції належності). Модуль програми *Matlab* включає 11 вбудованих типів належності. Але на практиці зручно використовувати ті функції належності, які допускають аналітичне подання у вигляді деякої простої математичної функції. Це спрощує не тільки відповідні чисельні розрахунки, а й скорочує обчислювальні ресурси, необхідні для зберігання окремих значень цих функцій належності [33]. Тому у нашому дослідженні було розглянуто трикутну, трапецієподібну та просту гаусівську функції належності.

Трикутна (рис. 4.4) функція належності формується з використанням кусково-лінійної апроксимації.

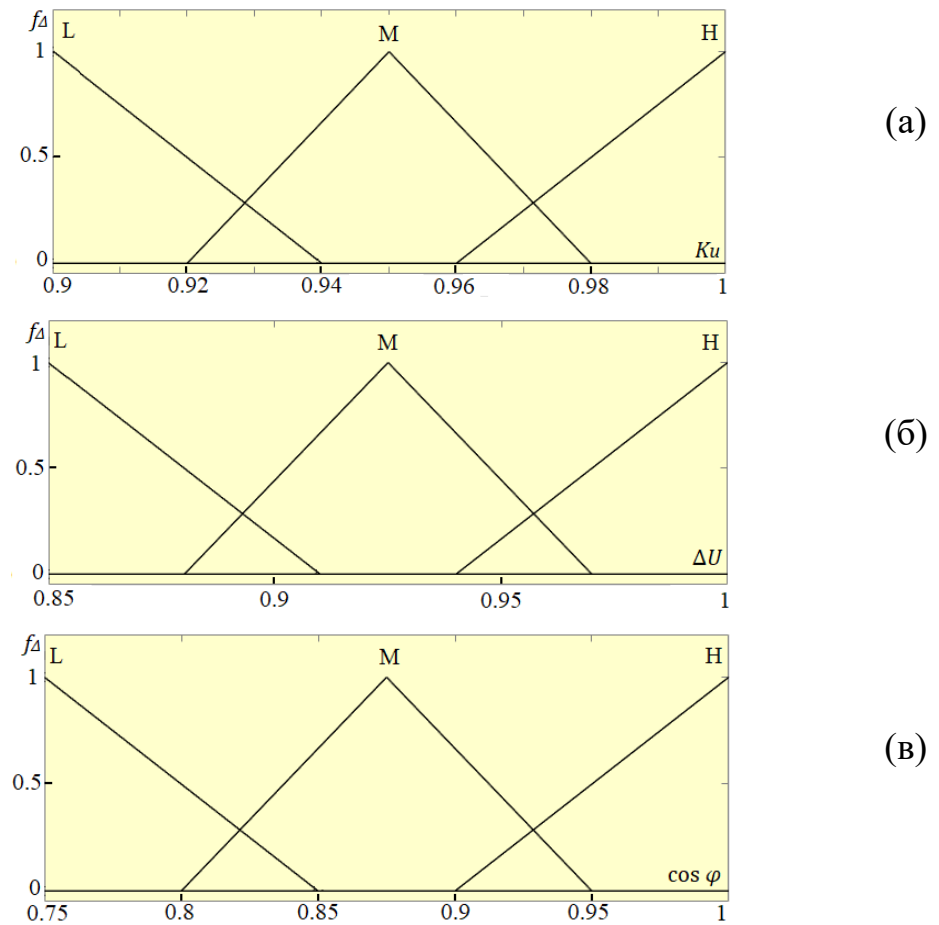


Рисунок 4.4 – Графіки трикутної функції належності для змінних  $Ku$  (а),  $\Delta U$  (б),  $\cos \varphi$  (в)

Трикутна функція (наприклад для терми "medium" показника  $\Delta U$ ) може бути задана аналітично таким виразом:

$$f_{\Delta}(\Delta U_m; a, b, c) = \left\{ \begin{array}{ll} 0, & \Delta U_m \leq a \\ \frac{\Delta U_m - a}{b - a}, & a \leq \Delta U_m \leq b \\ \frac{c - \Delta U_m}{c - b}, & b \leq \Delta U_m \leq c \\ 0, & c \leq \Delta U_m \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{ll} 0, & \Delta U_m \leq 0.88 \\ \frac{\Delta U_m - 0.88}{0.925 - 0.88}, & 0.88 \leq \Delta U_m \leq 0.925 \\ \frac{0.97 - \Delta U_m}{0.97 - 0.925}, & 0.925 \leq \Delta U_m \leq 0.97 \\ 0, & 0.97 \leq \Delta U_m \end{array} \right\}. \quad (4.3)$$

Параметри  $a$  і  $c$  характеризують основу трикутника, а параметр  $b$  - його вершину. Як можна помітити, ця функція належності породжує нормальну



опуклу унімодальну нечітку множину з носієм - інтервалом  $(a, c)$ , межами  $(a, c)$  \{b\}, ядром \{b\} і модою  $b$ .

Наступною наведено трапецієподібну функцію належності (рис. 4.5).

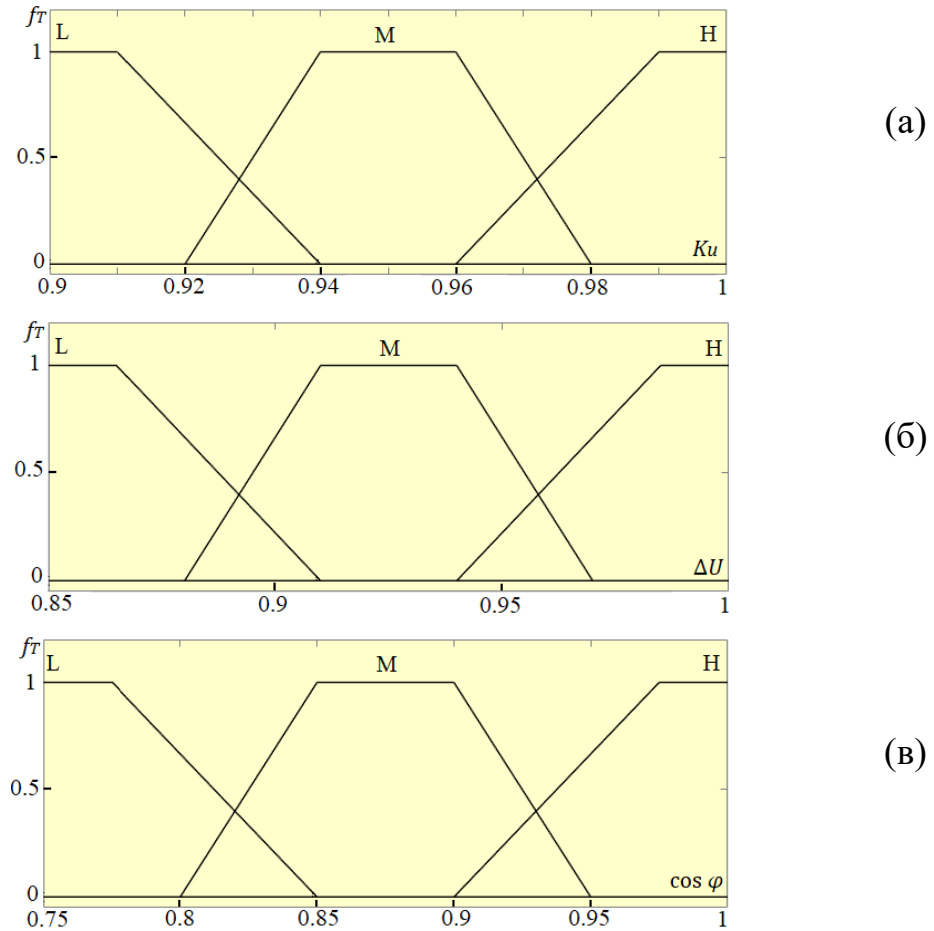


Рисунок 4.5 – Графіки трапецієподібної функції належності для змінних  $Ku$  (а),  $\Delta U$  (б),  $\cos \varphi$  (в)

В свою чергу, трапецієподібна (також для терми "medium" показника  $\Delta U$ ) може бути задана аналітично таким виразом:

$$f_T(\Delta U_m; a, b, c, d) = \left\{ \begin{array}{ll} 0, & \Delta U_m \leq a \\ \frac{\Delta U_m - a}{b - a}, & a \leq \Delta U_m \leq b \\ 1, & b \leq \Delta U_m \leq c \\ \frac{d - \Delta U_m}{d - c}, & c \leq \Delta U_m \leq d \\ 0, & d \leq \Delta U_m \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{ll} 0, & \Delta U_m \leq 0.88 \\ \frac{\Delta U_m - 0.88}{0.91 - 0.88}, & 0.88 \leq \Delta U_m \leq 0.91 \\ 1, & 0.91 \leq \Delta U_m \leq 0.94 \\ \frac{0.97 - \Delta U_m}{0.97 - 0.94}, & 0.94 \leq \Delta U_m \leq 0.97 \\ 0, & 0.97 \leq \Delta U_m \end{array} \right\}. \quad (4.4)$$

Параметри  $a$  і  $d$  характеризують нижню основу трапеції, а параметри  $b$  і  $c$  - верхню основу трапеції. При цьому ця функція належності породжує нормальну опуклу нечітку множину з носієм - інтервалом  $(a, d)$ , межами  $(a, b) \cup (c, d)$  і ядром  $[b, c]$ .

Часто застосовується спосіб формування функції належності з використанням гаусової кривої. На основі функції розподілу Гауса можна побудувати функції належності двох видів: просту функцію приналежності Гауса (рис. 4.6) і двосторонню, утворену за допомогою різних функцій розподілу Гауса.

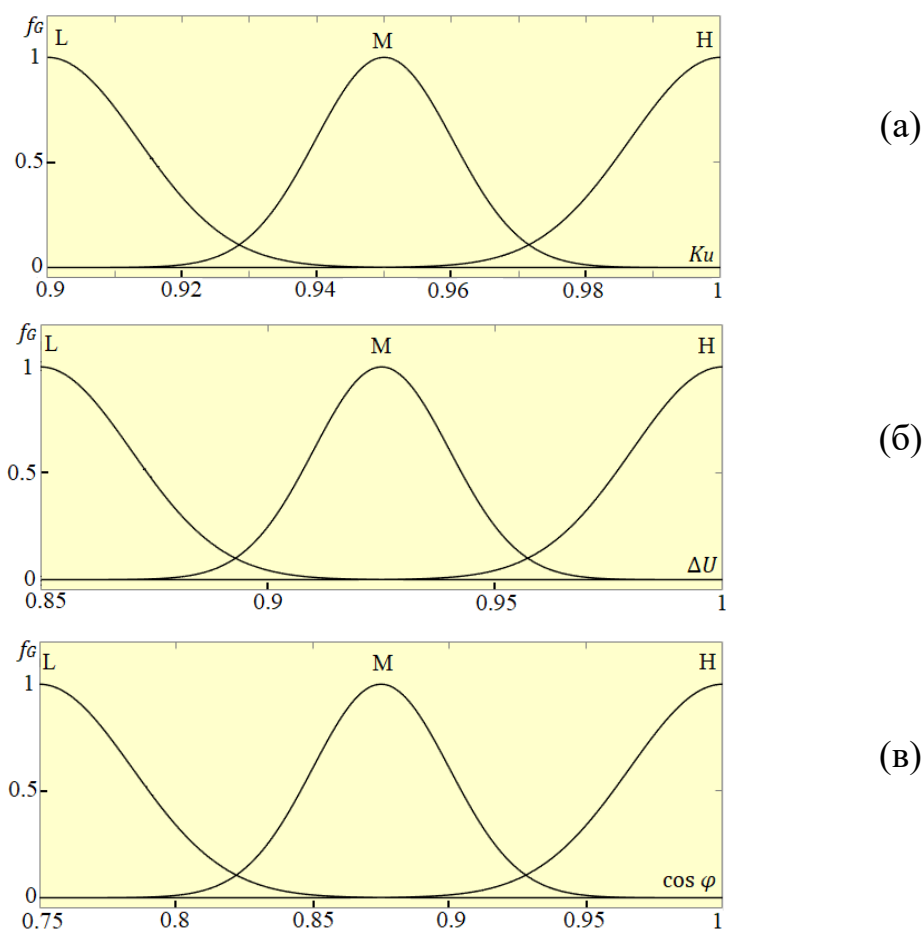


Рисунок 4.6 – Графіки гаусової функції належності для змінних  $Ku$  (а),  $\Delta U$  (б),  $\cos \varphi$  (в)

Симетрична функція Гауса для терми "medium" показника  $\Delta U$  задається аналітично таким виразом:

$$f_G(\Delta U_m; \sigma, c) = e^{\frac{-(\Delta U_m - c)^2}{2\sigma^2}} = e^{\frac{-(\Delta U_m - 0.925)^2}{2 \cdot (0.015)^2}}. \quad (4.5)$$

В цьому виразі  $c$  є координатою максимуму функції належності; а  $\sigma$  - коефіцієнтом концентрації функції належності.

Точність оцінки ризику при інтеграції ВДЕ залежить від повноти бази знань. Досягнення гнучкості процесу аналізу досягається за рахунок задання ключових правил прийняття рішень. Хід логічного висновку формується на етапі дефазифікації, в даному випадку за допомогою експертних даних, що були отримані від час опитування. Оскільки відбулося визначення значущості кожного фактору, то під час формування багатокритеріального показника можна залишити лише «рівень наслідків впливу», адже «ймовірність виникнення» заміниться безпосереднім моделювання функціонування ВДЕ в розподільних мережах.

За кожним правилом відображаються функції належності вхідних змінних та вихідної змінної (рис. 4.7), алгоритм створення цих правил наведено в додатку Е.

- |   |   |
|---|---|
| 1. If ( $\Delta U$ is L) and ( $K_u$ is L) and ( $\cos\phi$ is L) then (Kef_integr.RES is L) (1)      | 14. If ( $\Delta U$ is M) and ( $K_u$ is M) and ( $\cos\phi$ is M) then (Kef_integr.RES is M) (1)     |
| 2. If ( $\Delta U$ is L) and ( $K_u$ is L) and ( $\cos\phi$ is M) then (Kef_integr.RES is M) (0.651)  | 15. If ( $\Delta U$ is M) and ( $K_u$ is H) and ( $\cos\phi$ is L) then (Kef_integr.RES is H) (0.675) |
| 3. If ( $\Delta U$ is L) and ( $K_u$ is L) and ( $\cos\phi$ is H) then (Kef_integr.RES is M) (0.801)  | 16. If ( $\Delta U$ is M) and ( $K_u$ is M) and ( $\cos\phi$ is H) then (Kef_integr.RES is H) (0.767) |
| 4. If ( $\Delta U$ is L) and ( $K_u$ is M) and ( $\cos\phi$ is L) then (Kef_integr.RES is M) (0.663)  | 17. If ( $\Delta U$ is M) and ( $K_u$ is H) and ( $\cos\phi$ is M) then (Kef_integr.RES is H) (0.776) |
| 5. If ( $\Delta U$ is L) and ( $K_u$ is M) and ( $\cos\phi$ is M) then (Kef_integr.RES is M) (0.814)  | 18. If ( $\Delta U$ is M) and ( $K_u$ is H) and ( $\cos\phi$ is H) then (Kef_integr.RES is H) (0.876) |
| 6. If ( $\Delta U$ is L) and ( $K_u$ is M) and ( $\cos\phi$ is H) then (Kef_integr.RES is M) (0.964)  | 19. If ( $\Delta U$ is H) and ( $K_u$ is L) and ( $\cos\phi$ is L) then (Kef_integr.RES is M) (0.872) |
| 7. If ( $\Delta U$ is L) and ( $K_u$ is H) and ( $\cos\phi$ is L) then (Kef_integr.RES is M) (0.826)  | 20. If ( $\Delta U$ is H) and ( $K_u$ is L) and ( $\cos\phi$ is M) then (Kef_integr.RES is H) (0.682) |
| 8. If ( $\Delta U$ is L) and ( $K_u$ is H) and ( $\cos\phi$ is M) then (Kef_integr.RES is M) (0.977)  | 21. If ( $\Delta U$ is H) and ( $K_u$ is L) and ( $\cos\phi$ is H) then (Kef_integr.RES is H) (0.782) |
| 9. If ( $\Delta U$ is L) and ( $K_u$ is H) and ( $\cos\phi$ is H) then (Kef_integr.RES is H) (0.752)  | 22. If ( $\Delta U$ is H) and ( $K_u$ is M) and ( $\cos\phi$ is L) then (Kef_integr.RES is H) (0.69)  |
| 10. If ( $\Delta U$ is M) and ( $K_u$ is L) and ( $\cos\phi$ is M) then (Kef_integr.RES is M) (0.837) | 23. If ( $\Delta U$ is H) and ( $K_u$ is M) and ( $\cos\phi$ is M) then (Kef_integr.RES is H) (0.791) |
| 11. If ( $\Delta U$ is M) and ( $K_u$ is L) and ( $\cos\phi$ is L) then (Kef_integr.RES is M) (0.686) | 24. If ( $\Delta U$ is H) and ( $K_u$ is M) and ( $\cos\phi$ is H) then (Kef_integr.RES is H) (0.891) |
| 12. If ( $\Delta U$ is M) and ( $K_u$ is L) and ( $\cos\phi$ is H) then (Kef_integr.RES is M) (0.987) | 25. If ( $\Delta U$ is H) and ( $K_u$ is H) and ( $\cos\phi$ is L) then (Kef_integr.RES is H) (0.799) |
| 13. If ( $\Delta U$ is M) and ( $K_u$ is M) and ( $\cos\phi$ is L) then (Kef_integr.RES is M) (0.849) | 26. If ( $\Delta U$ is H) and ( $K_u$ is H) and ( $\cos\phi$ is M) then (Kef_integr.RES is H) (0.9)   |
|   | 27. If ( $\Delta U$ is H) and ( $K_u$ is H) and ( $\cos\phi$ is H) then (Kef_integr.RES is H) (1)     |

Рисунок 4.7 – База правил нечіткої логіки

Враховуючи відповідний рівень наслідку від реалізації факторів, отримано результати побудови нечіткої логіки, які будуть в даному випадку основані на

визначених 27 правилах. Для аналізу результатів моделі необхідно зробити графічну інтерпретацію правил, що дасть можливість побачити, як працює модель для трьох вихідних параметрів  $Ku$ ,  $\Delta U$ ,  $\cos \varphi$  (рис. 4.8).

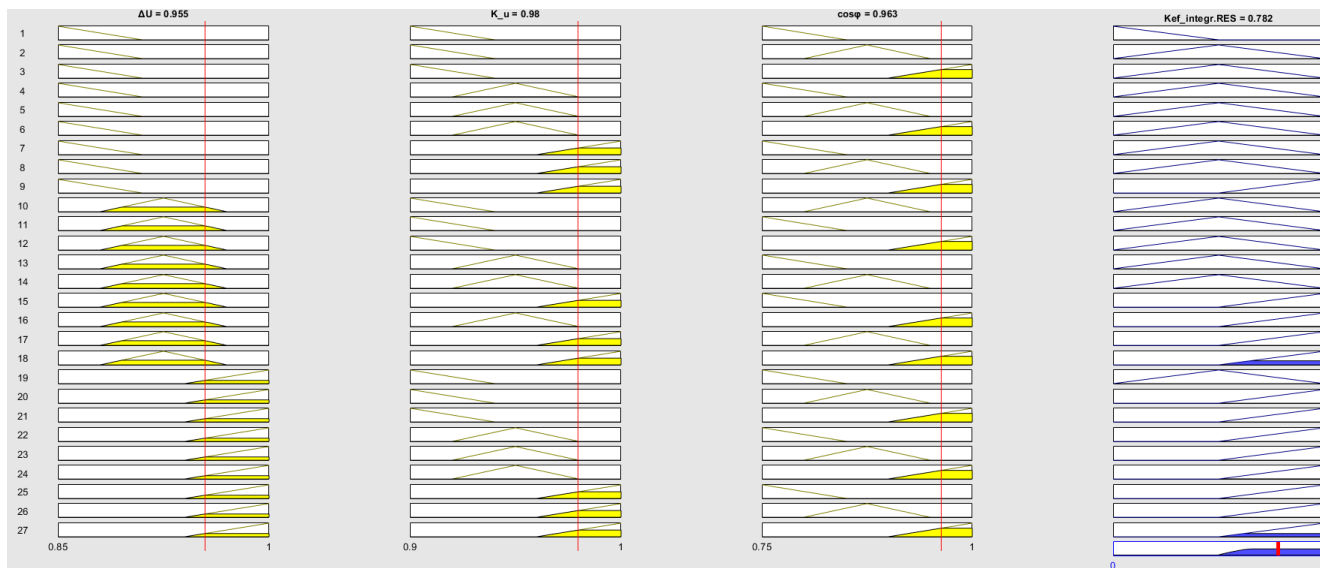


Рисунок 4.8 – Результати розрахунку нечіткої логіки для 27 правил трикутної функції належності

Коефіцієнт ефективності інтеграції ВДЕ до системи електропостачання відображає, наскільки ефективно та надійно для мережі забезпечується віддача енергії з ВДЕ. Інтеграція ВДЕ до системи електропостачання може мати різні рівні, в залежності від типу та потужності встановленого обладнання цих джерел, а також від розмірів та особливостей електричної мережі.

Згідно результатів коефіцієнт ефективності інтеграції ВДЕ при одних і тих самих значеннях параметрів системи для трьох обраних функцій належності знаходиться в незначному діапазоні відхилень. Для трикутної функції належності при відносних значеннях  $Ku=0.94$ ,  $\Delta U=0.95$ ,  $\cos \varphi=0.92$  ступінь інтеграції становить 0.579, для трапецієподібної – 0.567, а для простої гаусівської дорівнює 0.555. Незначний діапазон відхилень свідчить про адекватність розробленої моделі, та можливості подальшого аналізу однієї функції належності.

Необхідно зазначити, що використаний метод дозволяє відстежувати ефективність інтеграції ВДЕ при різних значеннях параметрів системи. Наприклад,

для трикутної функції належності при інших значеннях параметрів ( $K_u=0.91$ ,  $\Delta U=0.92$ ,  $\cos \varphi=0.91$ ), показник інтеграції знижується до 0.5. Тобто з'являється механізм для прийняття узагальненого рішення при інтеграції відновлюваних джерел енергії до системи електропостачання. В подальшому це буде застосовано для розробки методики контрольованого та ефективного розвитку відновлювальної енергетики.

Функціонал *Matlab* дає можливість переглянути поверхню “входи-вихід”, що відповідає синтезованій нечіткій системі. Проте коли ми виходимо за межі трьох вимірів, то ми починаємо стикатися з проблемами повного відображення результатів. Оскільки наша система має три входні і один результуючий параметри, то програма може лише згенерувати тривимірну вихідну поверхню, де будь-які два входи змінюються, але один з входів повинен залишатися постійним (див. рис. 4.9-4.11 ).

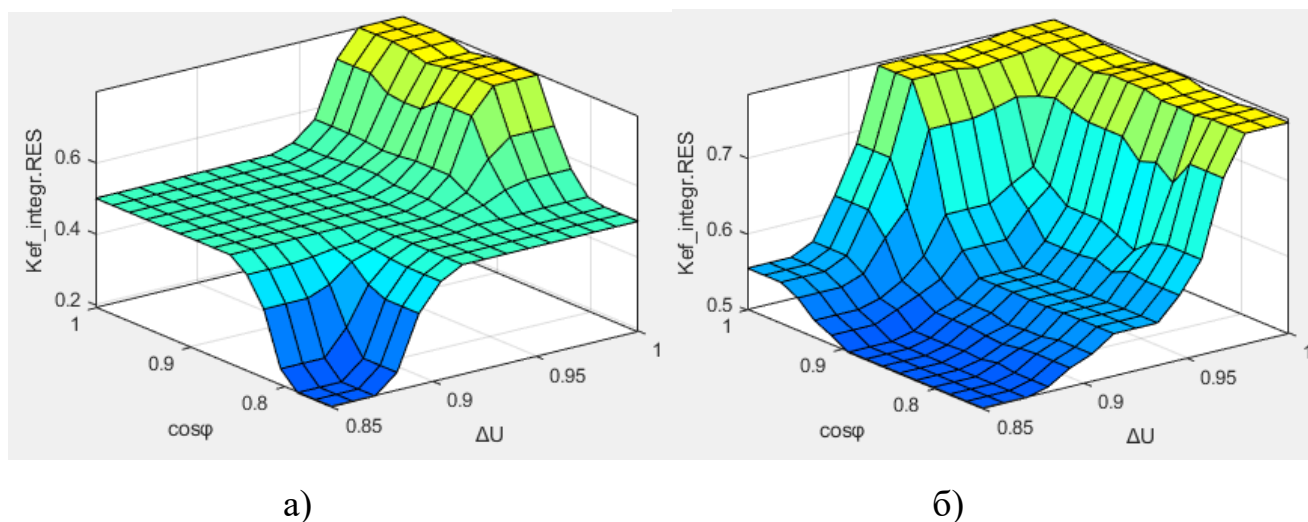
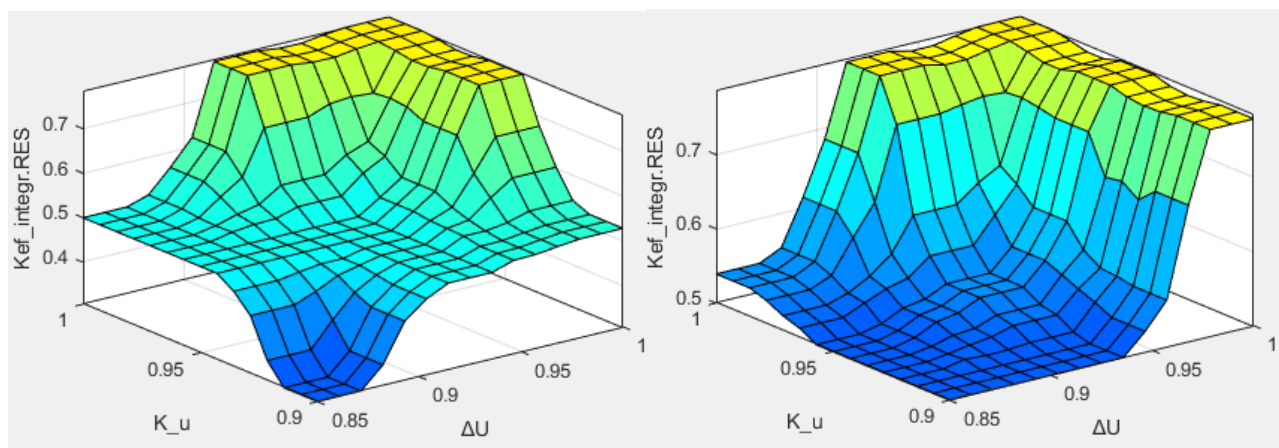


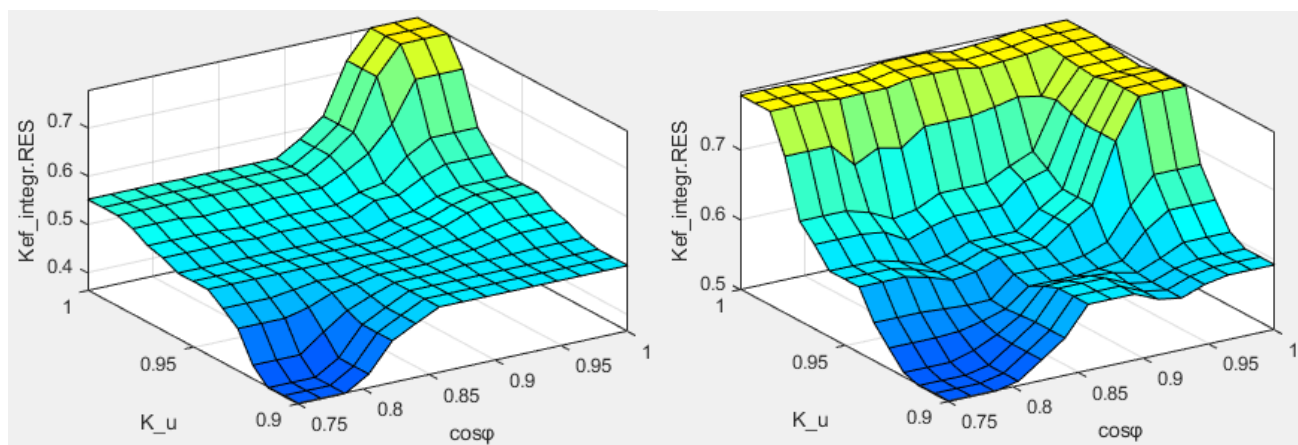
Рисунок 4.9 – Поверхня нечіткого висновку трикутної функції належності за входних параметрів  $\Delta U$ ,  $\cos \varphi$  при  $K_u=0.92$  (а) та  $K_u=0.97$  (б)



а)

б)

Рисунок 4.10 – Поверхня нечіткого висновку трикутної функції належності за вхідних параметрів  $\Delta U$ ,  $K_u$  при  $\cos \varphi = 0.81$  (а) та  $\cos \varphi = 0.92$  (б)



а)

б)

Рисунок 4.11 – Поверхня нечіткого висновку трикутної функції належності за вхідних параметрів  $\cos \varphi$ ,  $K_u$  при  $\Delta U = 0.89$  (а) та  $\Delta U = 0.96$  (б)

Поверхня нечіткого висновку дає можливість візуально оцінити ситуації, до яких може призвести функціонування відповідної установки ВДЕ за допомогою коефіцієнта ефективності інтеграції. З метою отримання найбільшої ефективності ВДЕ як сукупності бажаних результатів, необхідно дотримуватися параметрів, що формують жовту та зелену зони профілю. Синя зона навпаки характеризується найбільшими ризиками для нормального функціонування системи та показує категорично недопустиму інтеграцію за даних параметрів

системи та ВДЕ. Потрапляння в блакитну зону також не рекомендується, оскільки тут низька ефективність від ВДЕ та більша ймовірність прояву наслідків ризику. Але варто звертати увагу при аналізі на діапазон коливань отримано коефіцієнта ефективності, оскільки формування поверхні по кольорах залежить від цього діапазону і при однакових значення коефіцієнта в різних ситуаціях він матиме різне зафарбовування, що особливо помітно на рис. 4.9. Проте детальніше діапазон коефіцієнта ефективності інтеграції ВДЕ буде розглянуто в наступному підрозділі роботи під час дослідження можливостей застосування даного показника.

Також графіки мають локальне зниження рівня коефіцієнта, що пояснюється кількістю логічних змінних та правил. Із їх збільшенням модель буде точніше відображати рівень інтеграції для прийняття рішень про приєднання ВДЕ.

Побудована система надає можливість швидко здійснювати процедуру оцінювання на основі інструментарію нечіткої логіки і кількісно оцінити ступінь інтеграції. Також вона може бути доповнена або змінена експертом шляхом введенням інших правил, корегуванням функцій належності для змінних та додаванням нових параметрів. Тому, використовуючи цей інструментарій на основі логічних правил, можна моделювати різні варіанти приєднання, а потім використати отримані дані для висування вимог до параметрів електроустановки на етапі видачі технічних умов замовнику чи застосування економічних стимулів управління.

З результатів роботи системи нечіткої логіки в середовищі *Matlab* видно, що засоби програми дозволяють відстежувати ступінь ризику інтеграції ВДЕ при різних значення параметрів системи. Результати моделювання засвідчують адекватність розробленої бази знань і можливості її використання для контрольованого та ефективного приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж.

### 4.3 Застосування узагальненого показника ефективності інтеграції ВДЕ до систем розподілу

В Україні тариф на послуги з розподілу електричної енергії формується з урахуванням таких основних складових:

- операційні витрати: ця категорія охоплює витрати на поточну діяльність ОСР, необхідну для забезпечення безперебійної роботи системи розподілу. Основні елементи включають витрати на експлуатацію та технічне обслуговування мережі; витрати на персонал (заробітна плата, соціальні внески, навчання); витрати на адміністративні потреби (управління, офісні витрати); витрати на закупівлю матеріалів та обладнання для ремонту;

- капітальні витрати: включають витрати на інвестиції в модернізацію, розширення та будівництво нових об'єктів розподільчої інфраструктури. Ці витрати розподіляються на період експлуатації активів через механізм амортизації;

- витрати на втрати електроенергії в мережі: у структуру тарифу включаються компенсаційні витрати ОСР, пов'язані з технологічними втратами електроенергії в процесі її транспортування через мережу;

- витрати на обов'язкові платежі та податки: у тариф включаються витрати, пов'язані з виконанням податкових зобов'язань, ліцензійних платежів, а також внесків до фондів розвитку галузі;

- прибуток ОСР: формування тарифу передбачає встановлення обґрунтованого рівня прибутку, який дозволяє ОСР забезпечувати фінансову стабільність і стимулювати інвестиції в розвиток інфраструктури.

Наразі існує тариф за двома класами напруги, котрий розраховується для кожного ОСР на основі прогнозованих витрат та необхідного доходу від здійснення діяльності з розподілу електричної енергії. Цей тариф враховує операційні контрольовані та неконтрольовані витрати, технологічні витрати, амортизацію, прибутки, податки та дефіцит/профіцит коштів від наданням послуг з приєднання електроустановок [92].



У розподільних мережах традиційно переважали користувачі, які покладалися виключно на мережу для постачання електроенергії, а витрати в основному відшкодовувалися відповідно до використання мережі за рахунок плати за обсяг споживання. Зі зміною структури попиту та пропозиції, витрати на мережу все більше визначаються зростанням вбудованої генерації, що буде посилюватися різними потребами електромобілів; отже, оператори розподільних мереж стикаються з ризиками щодо обсягів та доходів. Тарифи на основі впливу на мережу, які краще відображають основний фактор мережевих витрат, є важливими інструментами для оптимізації використання мереж та підвищення гнучкості, а також можуть допомогти нейтралізувати вплив коливань об'ємного споживання на доходи ОСР. Гнучкість можна запровадити за допомогою інших механізмів, наприклад, аукціонів для оплати гнучкості через агрегаторів або більш конкретних домовленостей щодо скидання навантаження за необхідності. Ефект буде схожим у тому, що витрати/вигоди відображатимуться у нижчих цінах для тих, хто може запропонувати таку гнучкість.

Одним з основних методів управління інтеграцією ВДЕ, що використовується в рамках підходу регулювання на основі результатів діяльності, є схема винагороди-штрафів. Це грошовий інструмент, який здатний стимулювати власників ВДЕ до забезпечення нормативних умов функціонування системи розподілу.

Якщо взяти за основу застосування схеми «винагорода-штраф» як фінансової стратегії, розробленої регулятором для уникнення погіршення надійності послуг, то існує три основні підходи до розробки такої схеми. Перший фокусується на споживачах та їхньому баченні цієї схеми. У роботі [45] схема «винагорода-штраф» базується на тарифах, можливого страхуванні на основі показників надійності та диференційованих цінах на послуги. Інші підходи намагаються адаптувати схеми «винагорода-штраф» до нижчих ієрархічних рівнів для окремих фідерів та шин [39] або з використанням передових даних вимірювальної інфраструктури.

Другий підхід пов'язаний з оптимізацією параметрів ВДЕ для комунальних підприємств. Одним з ключових елементів управління є визначення граничних балів заохочень та штрафів, а також порогових показників або цільових показників, які окреслюють «мертву зону», тобто рівень ефективності, який не передбачає ані штрафів, ані заохочень. Вибір цих параметрів зазвичай вирішується як оптимізаційна задача з мінімізацією витрат та максимізацією необхідної надійності або бюджету на обслуговування [24]. Зважені схеми «винагорода-штраф» на основі їх впливу на мережу об'єднуються для визначення вартості тарифу для кожного суб'єкта. В обох підходах, описаних вище, параметри схеми визначалися відповідно до єдиної історії енергофункціонування, незалежно від показників інших компаній.

У третьому підході - конкуренція за еталоном - регульовані ціни базуються не на минулих чи прогнозованих показниках діяльності суб'єкту, а на показниках діяльності інших. Конкуренція за допомогою еталонних показників використовує метод порівняльного аналізу, наприклад, метод порівняльного аналізу на основі граничних показників або середніх та середніх показників. Всебічний аналіз методів бенчмаркінгу та їхнього значення для регуляторних органів наведено в роботі [34], де підкреслюється потреба в органах, які вимагатимуть від фірм збирати, перевіряти та аналізувати дані про результати діяльності.

Другий підхід для розробки та впровадження схеми «винагорода-штраф» виглядає більш придатним для реалізації в досліджуваних умовах, оскільки дозволяє використовувати оптимізаційну задачу для визначення параметрів заохочень, штрафів. В якості такого критерію оптимізації доцільно застосувати коефіцієнт ефективності інтеграції, який дозволить врахувати як економічну складову (зменшення витрат на експлуатацію мережі, підвищення її ефективності), так і дотримання нормативних параметрів системи.

У загальному вигляді режим винагороди/штрафу проілюстрований на рис. 4.12.

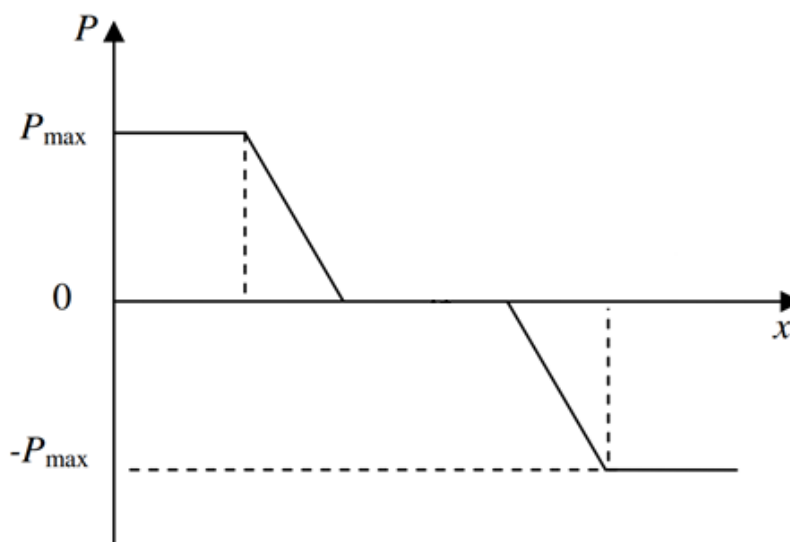


Рисунок 4.12 – Схема винагороди/штрафу на основі блокових тарифів

Для застосування даної схеми було розглянуто перелік складових частин витрат на послуги з розподілу електричної енергії, що включаються в розрахунок тарифу на 2024 рік для 23 ОСР. Були визначенні витрати, які безпосередньо стосуються технічного обслуговування та експлуатації електромереж. До них належать витрати на купівлю електроенергії для компенсації технологічних втрат; дефіцит або профіцит коштів, пов'язаний із приєднанням нових електроустановок; коригування доходу відповідно до показників якості; а також амортизація.

На основі цього обчислювалася частка витрат на технічне обслуговування як відношення суми вибраних витрат до загальних витрат. Це дозволяє оцінити, яку частину загального тарифу спрямовано саме на технічну експлуатацію та підтримку роботи мереж, включаючи приєднання нових джерел.

Значення часток варіюються в межах від 0,323 (найнижче для «СУМІОБЛЕНЕРГО») до 0,546 (найвище для «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО»). Середнє значення частки становить 0,449, що означає, що в середньому 45% загальних витрат ОСР спрямовано на технічне обслуговування та експлуатацію мереж. Результати наведені у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Аналіз структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії

ОСР	Частка витрат на технічне обслуговування та експлуатацію мереж, в.о.
«СУМІОБЛЕНЕРГО»	0,323
«ЧЕРНІГІВОБЛЕНЕРГО»	0,381
«МИКОЛАЇВОБЛЕНЕРГО»	0,381
«ХАРКІВОБЛЕНЕРГО»	0,396
«ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	0,397
«ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»	0,414
«ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО»	0,425
«ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	0,437
«ПОЛТАВАОБЛЕНЕРГО»	0,437
«КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»	0,438
«ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО»	0,439
«ВОЛИНЬОБЛЕНЕРГО»	0,439
«ТЕРНОПІЛЬОБЛЕНЕРГО»	0,449
«ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»	0,450
«ЧЕРКАСИОБЛЕНЕРГО»	0,455
«ДТЕК КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»	0,459
«ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»	0,475
«ЗАКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»	0,485
«ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО»	0,488
«РІВНЕОБЛЕНЕРГО»	0,537
«ДТЕК КРЕМ»	0,541
«ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»	0,541
«ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО»	0,546
<b>Середнє значення</b>	<b>0,449</b>

Для впровадження механізму управління інтеграцією ВДЕ до розподільних мереж на основі тарифів на розподіл можна використати коефіцієнт ефективності інтеграції  $k_{ef.integ.}$ . У діапазоні  $k_{ef.integ.}$  від 0,55 до 0,65 забезпечується відповідність нормативним параметрам якості електроенергії, тому в цьому проміжку доцільно створити зону нечутливості, де діє базовий тариф на розподіл без застосування штрафів чи винагород. Це дозволяє зберігати стабільність тарифів для об'єктів, які інтегруються в мережу без значного технічного впливу.

Для стимулювання власників ВДЕ, чийі установки спричиняють вихід  $k_{ef.integ.}$  за межі зони нечутливості, застосовуються штрафи або винагороди. Діапазон  $k_{ef.integ.}$  може змінюватися від 0,163 до 0,837, що дає змогу побудувати схему диференціації тарифу. Водночас максимальний розмір штрафу або винагороди не може перевищувати 45% базового тарифу, що гарантує економічну збалансованість системи. Використовуючи дані положення було отримано тариф на послуги з розподілу електричної енергії на основі коефіцієнта ефективності інтеграції ВДЕ, що графічно зображено на рис. 4.13.

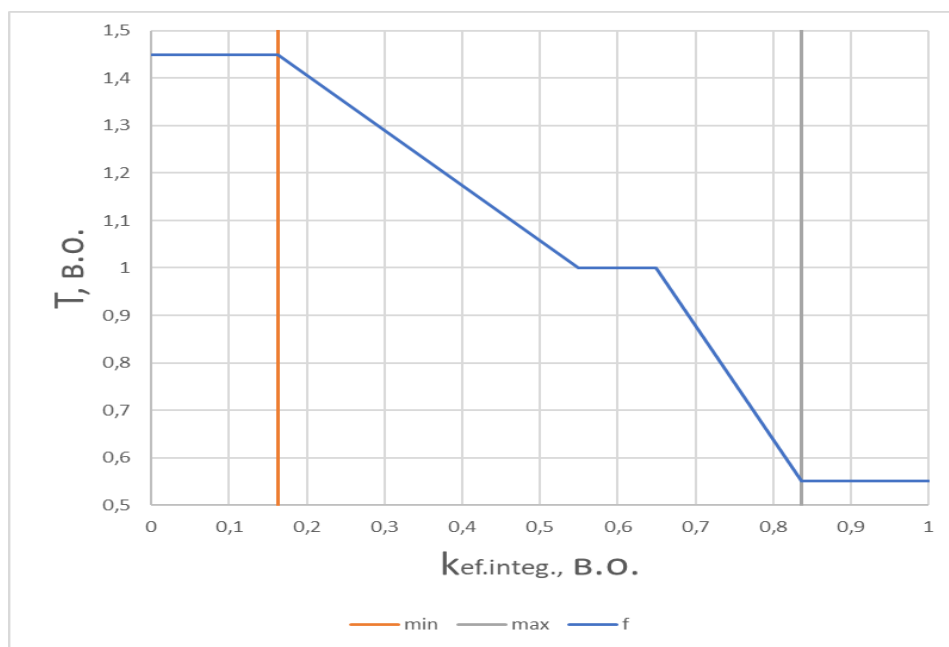


Рисунок 4.13 – Графік залежності тарифу на послуги з розподілу електричної енергії від коефіцієнта ефективності інтеграції ВДЕ

Така модель створює економічні стимули для покращення технічних показників інтеграції ВДЕ. Об'єкти з низьким  $k_{ef.integ.}$  будуть зацікавлені у вжитті заходів для зниження негативного впливу на мережу, таких як встановлення систем накопичення енергії чи оптимізація графіка генерації. Натомість об'єкти з високим  $k_{ef.integ.}$  отримають винагороду, що компенсує витрати на підтримку якості електроенергії.

Для процедури розрахунку винагороди або штрафу за вплив ВДЕ на функціонування електричної мережі для прикладу можна використати стандартний тариф на послуги з розподілу електроенергії  $tariff_{base\_II}$ , який для 2-го класу напруги в мережі ДТЕК Київські Регіональні Електромережі становить 1601,47 грн/МВт·год (без ПДВ).

Спочатку розраховується коефіцієнт ефективності інтеграції за допомогою побудованої моделі нечіткої логіки до та після інтеграції ВДЕ до розподільної мережі (див. рис. 4.14). Для кращого розуміння застосування показника необхідно розглянути 2 варіанти: винагороди та штрафу.

$\Delta U = 0.945$	$K_u = 0.966$	$\cos\varphi = 0.91$	$K_{ef\_integr.RES} = 0.584$	$k_{ef\_sys}$
$\Delta U = 0.974$	$K_u = 0.983$	$\cos\varphi = 0.955$	$K_{ef\_integr.RES} = 0.813$	$k_{ef\_integr.RES(1)}$
$\Delta U = 0.875$	$K_u = 0.914$	$\cos\varphi = 0.81$	$K_{ef\_integr.RES} = 0.308$	$k_{ef\_integr.RES(2)}$

Рисунок 4.14 – Значення коефіцієнта ефективності інтеграції для запропонованих випадків впливу ВДЕ

Для визначення тарифу за покращення ефективності функціонування електричної мережі розраховується винагороджуваний коефіцієнт  $T_{reward}$  за формулою (4.6), якщо ж ВДЕ негативно впливають на електромережу, застосовується формула (4.7) для розрахунку коефіцієнта штрафного тарифу  $T_{penalty}$ :

$$T_{reward} = -2,406 \cdot k_{ef.integ.RES} + 2,564; \quad (4.6)$$

$$T_{penalty} = -1,163 \cdot k_{ef.integ.RES} + 1,640. \quad (4.7)$$

Наведені рівняння є лінійними і описують залежність тарифу на розподіл електроенергії від коефіцієнта ефективності інтеграції ВДЕ. Вони мають вигляд класичних рівнянь прямої лінії. Графічно ці залежності представляють собою дві

прямі лінії, що спадають у різних діапазонах коефіцієнта ефективності. Одна лінія показує зменшення тарифу для ВДЕ, які сприяють підвищенню ефективності мережі, тоді як інша ілюструє підвищення тарифу для ВДЕ, що створюють додаткове навантаження та погіршують якість електроенергії. Це підхід до тарифікації, який базується на економічних стимулах та покликаний оптимізувати інтеграцію ВДЕ в енергосистему.

Підставивши у формули (4.6) та (4.7) значення коефіцієнта ефективності інтеграції для запропонованих випадків впливу ВДЕ, отримаємо:

$$T_{reward} = -2,406 \cdot k_{ef.integ.RES(1)} + 2,564 = -2,406 \cdot 0,813 + 2,564 = 0,61; \quad (4.8)$$

$$T_{penalty} = -1,163 \cdot k_{ef.integ.RES(2)} + 1,640 = -1,163 \cdot 0,308 + 1,640 = 1,28. \quad (4.9)$$

Тоді тариф на послуги з розподілу для запропонованих випадків становить:

$$tariff_{RES(1)} = T_{reward} \cdot tariff_{base\_II} = 0,61 \cdot 1601,47 = 978,90 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}; \quad (4.10)$$

$$tariff_{RES(2)} = T_{penalty} \cdot tariff_{base\_II} = 1,28 \cdot 1601,47 = 2049,88 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}. \quad (4.11)$$

Таким чином, дана система тарифікації створює економічні стимули для власників ВДЕ оптимізувати свою генерацію, зменшуючи негативний вплив на електромережу та підтримуючи якість електроенергії.

#### **4.4 Розроблення методики управління інтеграцією ВДЕ до розподільних мереж**

Для управління інтеграцією ВДЕ пропонується використання тарифних сценаріїв (табл. 4.6). Кожен із цих сценаріїв враховує специфіку функціонування мереж різної складності та масштабу, що дозволяє застосовувати їх у залежності від конкретних умов і потреб енергосистеми.

Таблиця 4.6 – Тарифні сценарії для управління інтеграцією ВДЕ

Одноточковий сценарій
<p><b>Особливості:</b> Тариф розраховується для однієї конкретної точки приєднання, що охоплює всі конфігураційні параметри цієї точки. Це дає можливість глибокого аналізу кожної одиничної точки, що зручно для невеликих мереж з обмеженою кількістю точок підключення.</p> <p><b>Сфера застосування:</b> Використовується для невеликих мереж або ситуацій, коли одна точка приєднання є єдиною або чітко визначеною. Наприклад, у сільських мережах або в окремих об'єктах з одним або декількома приєднаннями.</p> <p><b>Переваги:</b> Дає точний і локально оптимізований тариф, який враховує всі характеристики мережі в конкретній точці, забезпечуючи максимальну ефективність функціонування мережі.</p> <p><b>Недоліки:</b> Розрахунок потребує детальної інформації про конфігурацію мережі в конкретній точці, що не завжди можливо в реальних умовах із багатозонною структурою мережі.</p>
Сценарій з множинними точками
<p><b>Особливості:</b> У цьому сценарії тариф на розподіл розраховується для кожної точки приєднання в межах зон, що знаходяться поблизу ВДЕ.</p> <p><b>Сфера застосування:</b> Підходить для мереж середнього масштабу або для територій з великою кількістю точок приєднання, розташованих поблизу об'єктів ВДЕ. Цей підхід актуальний для мереж у міських районах або в зонах з інтенсивним використанням відновлюваних джерел енергії.</p> <p><b>Переваги:</b> Забезпечує деталізований розрахунок для кожної точки, дозволяючи врахувати особливості роботи з різними точками приєднання, що сприяє ефективному розподілу та інтеграції ВДЕ.</p> <p><b>Недоліки:</b> Вимагає наявності даних і засобів вимірювання для кожної точки підключення, що може бути затратним і складним у реалізації. Також збільшується обсяг розрахунків, особливо при великій кількості точок.</p>



Еквівалентний сценарій
<p><b>Особливості:</b> Використовується спрощена модель (еквівалентна схема) для розрахунків, що дозволяє встановлювати тариф для будь-якої точки системи на основі узагальнених показників, таких як типові профілі споживання, середньостатистичні дані по зонам, та базові схеми.</p> <p><b>Сфера застосування:</b> Підходить для мереж з обмеженою кількістю вимірювальних пристроїв або для випадків, коли доступ до деталізованих даних неможливий. Використовується для великих мереж, де детальний аналіз окремих точок є складним або навіть неможливим.</p> <p><b>Переваги:</b> Спрощує розрахунковий процес і знижує витрати на вимірювальне обладнання, водночас забезпечуючи прозорість у визначенні тарифів завдяки стандартизованим схемам і профілям.</p> <p><b>Недоліки:</b> Спрощений підхід може не враховувати унікальні характеристики окремих точок, що може призвести до нерівномірного розподілу витрат на послуги та певних неточностей у розрахунках.</p>

На початку дослідження було здійснено адаптацію циклу *PDCA* для вирішення проблем неконтрольованого функціонування відновлюваних джерел енергії у загальному вигляді, проте отримані результати дозволяють зробити деталізацію цього циклу (див. рис. 4.15).

На етапі *Plan* визначаються цілі розвитку системи розподілу, формуються стратегічні завдання та створюється детальний план дій, враховуючи технічні, економічні та регуляторні аспекти. Цей етап включає аналіз поточного стану мережі, прогнозування попиту, оцінку потреб у модернізації та інтеграції нових технологій.

На етапі *Do* відбувається реалізація запланованих заходів. Це може включати встановлення нового обладнання, оновлення існуючої інфраструктури, впровадження інноваційних технологій для управління потужностями або побудову нових мережевих елементів.

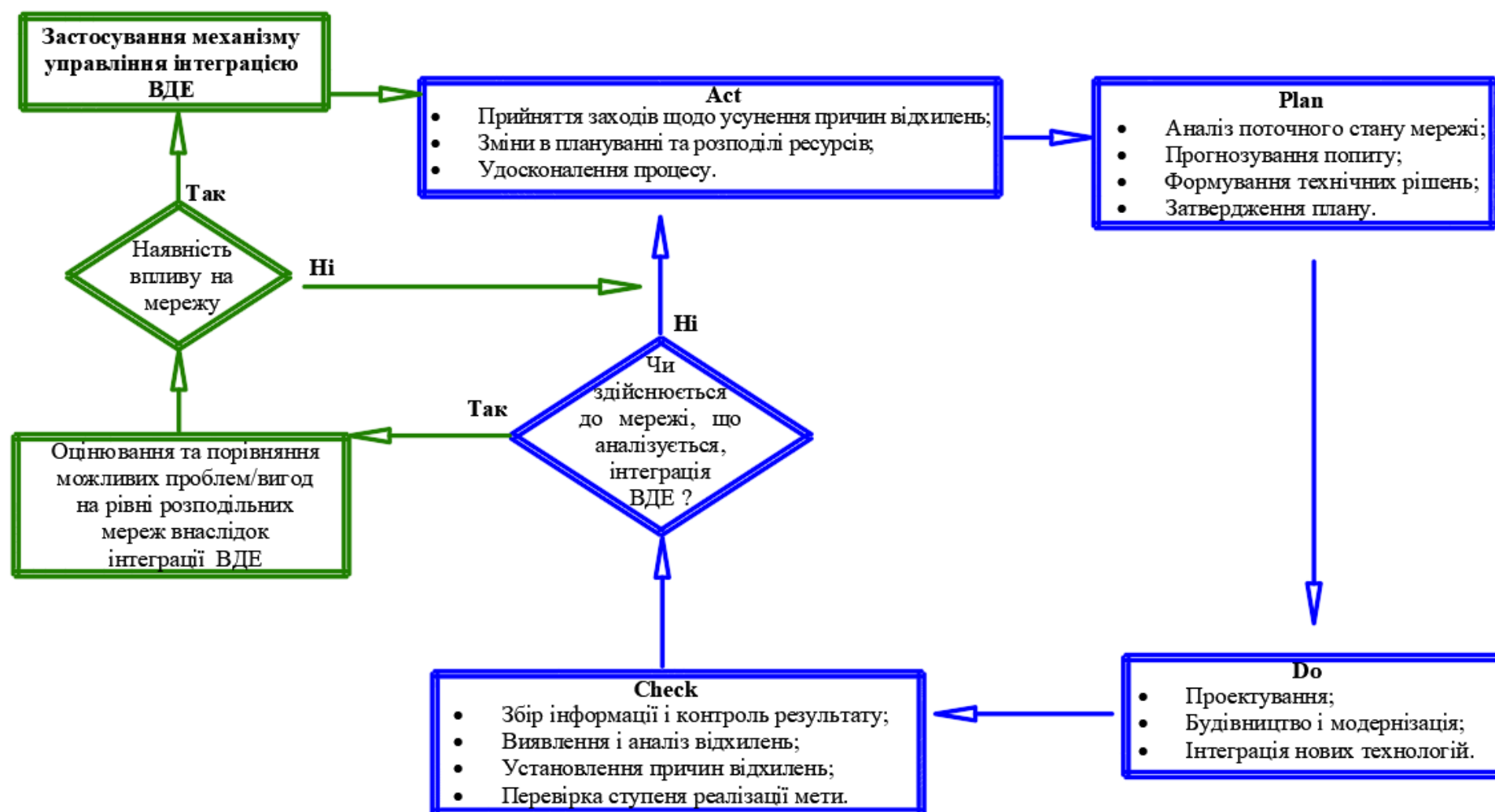


Рисунок 4.15 – Адаптований деталізований цикл *PDCA* для управління інтеграцією ВДЕ

Етап *Check* передбачає оцінку результатів реалізованих заходів шляхом збору даних і порівняння отриманих результатів із запланованими. Аналізуються такі показники, як надійність роботи мережі, ефективність використання ресурсів, зменшення втрат енергії тощо. Цей етап дозволяє виявити сильні та слабкі сторони впроваджених заходів.

На етапі *Act* результати аналізу використовуються для коригування плану, вдосконалення процесів та впровадження нових підходів. Це забезпечує безперервний цикл розвитку та адаптацію системи розподілу до змінних умов.

Процес інтеграції ВДЕ у розподільні мережі починається з оцінювання потенційних проблем і вигод, що можуть виникнути внаслідок функціонування таких джерел. На цьому етапі проводиться моделювання мережі з урахуванням різних сценаріїв розвитку, включаючи можливі зміни параметрів якості електроенергії, навантаження на елементи мережі та загальний вплив на стабільність системи. Це дозволяє сформувати початкове розуміння можливих ризиків та переваг від впровадження ВДЕ.

Наступний етап передбачає визначення того, чи здійснює інтеграція ВДЕ значний вплив на мережу. Для цього використовується модель нечіткої логіки, що дозволяє отримати коефіцієнт ефективності інтеграції. Цей коефіцієнт є комплексним показником, який оцінює рівень ризику та загальний ефект від функціонування конкретного джерела ВДЕ в мережі. Використання нечіткої логіки забезпечує більш гнучкий та адаптивний підхід до аналізу ситуації.

Після отримання результатів оцінки впливу розпочинається застосування механізму управління інтеграцією ВДЕ. Головним інструментом на цьому етапі є визначення тарифів на послуги з розподілу електроенергії, що спрямовані на економічне стимулювання власників ВДЕ до дотримання нормативних умов функціонування системи розподілу. Запроваджується система тарифної диференціації, яка передбачає надання більш вигідних умов для тих виробників, що забезпечують стабільність роботи мережі та дотримуються певних технічних параметрів. Водночас, для тих, хто не виконує встановлені вимоги, передбачаються вищі тарифні ставки, що компенсують додаткові витрати

операторів систем розподілу на підтримку балансу та стабільності електромережі.

### Висновки до розділу

1. Для моделювання та аналізу приєднання ВДЕ до системи електропостачання на різних рівнях напруги доцільно використати програмний продукт *DIgSILENT PowerFactory*. Він дозволяє розглядати невизначеності навантаження та інтеграції ВДЕ до існуючої інфраструктури електромереж, а також оцінювати ключові показники системи.

2. Результати роботи в середовищі *Matlab* показують, що засоби програми дозволяють відстежувати ефективність інтеграції ВДЕ при різних значеннях параметрів системи. Коефіцієнт ефективності інтеграції ВДЕ при значеннях параметрів  $Ku=0.94$ ,  $\Delta U=0.95$ ,  $\cos \varphi=0.92$  для трикутної функції належності становить 0.579, для трапецієподібної - 0.567, а для простої гаусівської - 0.555. Незначний діапазон відхилень свідчить про адекватність розробленої моделі, та можливості подальшого використання однієї функції належності.

3. В якості критерію оптимізації доцільно застосувати коефіцієнт ефективності інтеграції, діапазон якого може змінюватися від 0,163 до 0,837, що дає змогу побудувати схему диференціації тарифу на послуги з розподілу. Водночас максимальний розмір штрафу або винагороди для ОСР в середньому становить 45% базового тарифу, що дозволяє врахувати зміну витрат на експлуатацію мережі при інтеграції ВДЕ.

4. Для управління інтеграцією ВДЕ запропоновано використання тарифних сценаріїв: одноточкового, з множинними точками та еквівалентного. Кожен із цих сценаріїв враховує специфіку функціонування мереж різної складності та масштабу, що дозволяє застосовувати їх у залежності від конкретних умов і потреб розподільних мереж. Адаптований цикл *PDCA* дозволяє здійснювати вирішення проблем неконтрольованого функціонування ВДЕ, що стало можливо завдяки впровадженню механізму управління їх інтеграцією в електричну мережу.

## ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі розв'язано актуальну задачу розробки та впровадження системи управління інтеграцією ВДЕ до розподільних електричних мереж шляхом застосування ринкових механізмів. Основні результати дисертаційної роботи:

1. За результатами аналізу вимог 4-го енергетичного пакету та перешкод його запровадження обґрунтовано необхідність створення системи управління інтеграцією ВДЕ для підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж, заснованої на циклі Демінга.

2. Доведено, що інтеграція ВДЕ до систем розподілу електричної енергії на усіх рівнях означених систем суттєво впливає на показники режимів їх роботи, і потребує вирішення на рівні технічних та ринкових методів управління. Крім того здійснено адаптацію циклу PDCA для управління інтеграцією ВДЕ до розподільних електричних мереж.

3. З'ясовано, що у зв'язку з проблемами високої невизначеності та складності систем розподілу електричної енергії в умовах інтеграції ВДЕ, значна частина рішень може бути отримана шляхом використання ризикоорієнтованих підходів та якісних оцінок, що базуються на знаннях та досвіді експертів.

4. Використання методу експертних оцінок дозволило: сформувати множину параметрів функціонування електричної мережі, що описує загальний стан мережі та особливості її експлуатації в умовах інтеграції ВДЕ; здійснити формалізацію основних факторів ризику, що впливають на ефективність та якість інтеграції ВДЕ до систем розподілу; визначити їх ймовірність виникнення та ступінь впливу.

5. Запропоновано здійснювати оцінку ризиків функціонування розподільних мереж при інтеграції ВДЕ шляхом визначення відповідного коефіцієнта ефективності інтеграції, який базується на комплексному аналізі параметрів мережі, має граничне значення «1» і котрий, на відміну від інших

показників, дає можливість системно оцінювати та контролювати вплив таких електроустановок.

6. Запропоновано для підвищення ефективності функціонування мереж систем розподілу електричної енергії при інтеграції ВДЕ в умовах запровадження 4-го енергетичного пакету використовувати диференціацію тарифів на розподіл електроенергії за рівнем коефіцієнта ефективності інтеграції ВДЕ. Для гарантування ринкової збалансованості розраховано максимальний розмір штрафу та винагороди, який не може перевищувати 45% від базового тарифу.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. A methodology to design a fuzzy logic based supervision of Hybrid Renewable Energy Systems / V. Courtecuisse та ін. Mathematics and Computers in Simulation. 2010. Т. 81, № 2. С. 208–224. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matcom.2010.03.003>.
2. A proposal for off-grid photovoltaic systems with non-controllable loads using fuzzy logic / I. Yahyaoui та ін. Energy Conversion and Management. 2014. Т. 78. С. 835–842. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.07.091>.
3. Alam M. J. E., Muttaqi K. M., Sutanto D. An Approach for Online Assessment of Rooftop Solar PV Impacts on Low-Voltage Distribution Networks. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2014. Т. 5, № 2. С. 663–672.
4. Alekhya G. B. S., Shashikanth K., Prasad M. A. Risk assessment of cost overrun using fuzzy logic model. Materials Today: Proceedings. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.12.415>.
5. Borenstein S. The economics of fixed cost recovery by utilities. The Electricity Journal. 2016. Т. 29, № 7. С. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.07.013>.
6. Burbelo M., Loboda Y., Lebed D. Active Filter Current Direct Control System. Visnyk of Vinnytsia Politechnical Institute. 2021. Т. 155, № 2. С. 69–75. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-155-2-69-75>.
7. CEER 2023 Work Programme. CEER. URL: <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/Work-Programme-2023.pdf> (дата звернення: 12.12.2024).
8. Chauhan A. Global corporate clean energy procurement deals of 33 GW announced in the first three quarters of 2022. IHS Markit. URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/global-corporate-clean-energy-procurement-deals-of-33-gw.html> (дата звернення: 21.01.2023).

9. Clean energy for all Europeans package. Energy. URL: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en) (дата звернення: 05.08.2021).

10. Coddington M., Miller M., Katz J. Grid-Integrated Distributed Solar: Addressing Challenges for Operations and Planning, Greening the Grid. OSTI.GOV | OSTI.GOV. URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1244310/> (дата звернення: 26.04.2022).

11. Deng, Z., Todeschini, G., Koo, K. L., & Mulimakwenda, M.. Modelling renewable energy sources for harmonic assessments in digisilent powerfactory: Comparison of different approaches. Proceedings of the 11th International Conference on Simulation and Modeling Methodologies, Technologies and Applications, SIMULTECH 2021 (pp. 130-140). DOI: <https://doi.org/10.5220/0010580101300140>.

12. Development of fuzzy logic-based demand-side energy management system for hybrid energy sources / O. Ibrahim та ін. Energy Conversion and Management: X. 2023. C. 100354. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100354>.

13. Development of fuzzy logic-based demand-side energy management system for hybrid energy sources / O. Ibrahim та ін. Energy Conversion and Management: X. 2023. C. 100354. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2023.100354>.

14. Dimitroulis P., Alamaniotis M. A fuzzy logic energy management system of on-grid electrical system for residential prosumers. Electric Power Systems Research. 2022. T. 202. C. 107621. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107621>.

15. Directive - EU - 2023/2413 - EN - Renewable Energy Directive - EUR-Lex. EUR-Lex – Access to European Union law – choose your language. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32023L2413&qid=1699364355105> (дата звернення: 30.11.2023).

16. Distribution network tariffs: A closed question? / M. P. Rodríguez Ortega та ін. Energy Policy. 2008. T. 36, № 5. C. 1712–1725. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.025>.



17. Energy efficiency – Revision of the Energy Performance of Buildings Directive. URL: [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12910-Energy-efficiency-Revision-of-the-Energy-Performance-of-Buildings-Directive\\_en](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12910-Energy-efficiency-Revision-of-the-Energy-Performance-of-Buildings-Directive_en) (дата звернення: 12.12.2022).

18. Energy Hub Function Optimization Models During Ukrainian Energy Resources Market Liberalization / Y. Veremiichuk та ін. Power and Electrical Engineering. 2017. Т. 34. С. 49–52. DOI: <https://doi.org/10.7250/pee.2017.009>.

19. European Parliament. Directive 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, L 328/82; European Parliament: Brussels, Belgium, 2018.

20. First Course in Fuzzy Logic. Taylor & Francis Group, 2023.

21. Flexible electricity tariffs: Power and energy price signals designed for a smarter grid / M. Schreiber та ін. Energy. 2015. Т. 93. С. 2568–2581. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.067>.

22. Fuzzy Logic Toolbox. The MathWorks. URL: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/index.html> (дата звернення: 03.01.2022).

23. Fuzzy-based approach for power smoothing of a full-converter wind turbine generator using a supercapacitor energy storage / W. C. de Carvalho та ін. Electric Power Systems Research. 2020. Т. 184. С. 106287. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106287>.

24. Ghasemi M., Dashti R. Designing a decision model to assess the reward and penalty scheme of electric distribution companies. Energy. 2018. Т. 147. С. 329–336. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.021>.

25. Grid Influences From Reactive Power Flow of Photovoltaic Inverters With a Power Factor Specification of One / A. Spring та ін. IEEE Transactions on Smart Grid. 2016. Т. 7, № 3. С. 1222–1229. DOI: <https://doi.org/10.1109/tsg.2015.2413949>.

26. H. K. Khalil, “Nonlinear Systems,” 3rd Edition, Prentice Hall, Upper Saddle River, 2002.

27. Haimes Y. Y., Sage A. P. Risk Modeling, Assessment, and Management. Wiley & Sons, Incorporated, John, 2015. 720 p.

28. Heat Roadmap Europe: Towards EU-Wide, local heat supply strategies / B. Möller et al. Energy. 2019. Vol. 177. P. 554–564. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.098>.
29. Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems / S. Eftekharnejad та ін. IEEE Transactions on Power Systems. 2013. Т. 28, № 2. С. 893–901. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2012.2216294>.
30. Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder Under High PV Penetration / M. Hasheminamin та ін. IEEE Journal of Photovoltaics. 2015. Т. 5, № 4. С. 1158–1168. DOI: <https://doi.org/10.1109/jphotov.2015.2417753>.
31. Integrated power system analysis software for # transmission # distribution # industry # generation # integration of renewables. PowerFactory 2023. URL: [https://d3pcsg2wj9izr.cloudfront.net/files/78815/download/1111027/78815\\_19\\_20230603134109191406.pdf](https://d3pcsg2wj9izr.cloudfront.net/files/78815/download/1111027/78815_19_20230603134109191406.pdf).
32. ISO Guide 73, Risk Management—Vocabulary. Geneva: International Standards Organisation, 2009.
33. Jain A. and Sharma A. Membership Function Formulation Methods for Fuzzy Logic Systems: A Comprehensive Review. Journal of Critical Reviews, 7. 2020. ISSN :2394-5125.
34. Joskow P. L. Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks. 2006. 63 с.
35. Lake A., Rezaie B., Beyerlein S. Review of district heating and cooling systems for a sustainable future. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 67. P. 417–425. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.061>.
36. Marchiori D., Mendes L. Knowledge management and total quality management: foundations, intellectual structures, insights regarding evolution of the literature. Total Quality Management & Business Excellence. 2018. Т. 31, № 9-10. С. 1135–1169. DOI: <https://doi.org/10.1080/14783363.2018.1468247/>.

37. Mueller S., Vithayasrichareon P. Getting Wind and Sun onto the Grid; International Energy Agency (IEA): Paris, France, 2017; URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/1b5de86e-4499-4ae7-84b6-948bc2ca2759/Getting\\_Wind\\_and\\_Sun.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/1b5de86e-4499-4ae7-84b6-948bc2ca2759/Getting_Wind_and_Sun.pdf).

38. Multi-criteria fuzzy-logic optimized supervision for hybrid railway power substations / P. Pankovits та ін. Mathematics and Computers in Simulation. 2016. Т. 130. С. 236–250. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matcom.2016.05.002>.

39. New reward and penalty scheme for electric distribution utilities employing load-based reliability indices / B. Wang та ін. IET Generation, Transmission & Distribution. 2018. Т. 12, № 15. С. 3647–3654. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1809>.

40. Optimal fuzzy logic control of energy storage systems for V/f support in distribution networks considering battery degradation / W. Liu та ін. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2022. Т. 139. С. 107867. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107867>.

41. Perez-Arriaga J. D. J. I. J. Improved Regulatory Approaches for the Remuneration of Electricity Distribution Utilities with High Penetrations of Distributed Energy Resources. The Energy Journal. 2017. Т. 38, № 3. DOI: <https://doi.org/10.5547/01956574.38.3.jjen>.

42. Petinrin J. O., Shaabanb M. Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Т. 65. С. 770–783. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.073>.

43. PowerFactory - DIgSILENT. Power System Solutions - DIgSILENT. URL: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html> (дата звернення: 10.01.2023).

44. Quan H., Yang D., Khambadkone A., Srinivasan D. A Stochastic Power Flow Study to Investigate the Effects of Renewable Energy Integration. 2018. С. 19-24. DOI: <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2018.8467977>.

45. Reliability indices applied to performance-based mechanisms in electric power distribution systems / A. M. Leite da Silva та ін. International Journal of Systems Assurance Engineering and Management. 2010. Т. 1, № 2. С. 105–112. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13198-010-0019-4>.

46. Small-Signal Stability Analysis of Inverter-Fed Power Systems Using Component Connection Method / Y. Wang та ін. IEEE Transactions on Smart Grid. 2018. Т. 9, № 5. С. 5301–5310. DOI: <https://doi.org/10.1109/tsg.2017.2686841>.

47. Stepanenko V., Zamulko A., Veremiichuk Y. Fuzzy logic in the decision-making tasks of connecting renewable energy sources into the electricity supply system. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2023. Vol. 1254, №. 1. P. 012043. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1254/1/012043>.

48. Strezoski L. Distributed energy resource management systems– DERMS: State of the art and how to move forward. WIREs Energy and Environment. 2023. Vol. 12(1) DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.460>.

49. Sushkova E., Shkurenko N. FORMATION OF THE TAX RISK PROFILE FOR ORGANIZATION THE RISK ENTERPRISES DOCUMENTARY REVIEW. Pryazovskyi Economic Herald. 2019. № 4(15). DOI: <https://doi.org/10.32840/2522-4263/2019-4-44> (дата звернення: 27.09.2022).

50. The effects of major solar integration on a 21-Bus system: Technology review and PSAT simulations / B. Belcher et al. SoutheastCon 2017, Concord, NC, USA,. 2017. P. 1–8. DOI: <https://doi.org/10.1109/SECON.2017.7925361>.

51. Tianmei Chen, Yi Jin, Hanyu Lv, Antao Yang, Meiyi Liu, Bing Chen, Ying Xie, Qiang Chen, Applications of lithium-ion batteries in grid-scale energy storage systems, Transactions of Tianjin University 26 (3) (2020) 208–217.

52. Tonkoski R., Lopes L. A. C., El-Fouly T. H. M. Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2011. Т. 2, № 2. С. 139–147. DOI: <https://doi.org/10.1109/tste.2010.2098483>.

53. Ukrainian Association of Renewable Energy (2020), "UARE position on the proposal to liquidate SE "Guaranteed Buyer". URL: [https://uare.com.ua/novyny/707\\$pozitsiya\\$uave\\$shchodo\\$propozitsiji\\$likvidatsiji\\$dp\\$garantovanijspokupets\\$2.html](https://uare.com.ua/novyny/707$pozitsiya$uave$shchodo$propozitsiji$likvidatsiji$dp$garantovanijspokupets$2.html). (дата звернення: 14.05.2022).

54. Varma R, Salama M, Seethapathy R, Champion C. Large-scale photovoltaic solar power integration in transmission and distribution networks. In: Proceedings of IEEE power and energy society general meeting: the electrification of transportation and the grid for the future. Detroit, MI, USA; July 2011.

55. Veremiichuk Y., Zamulko A., Zaichenko S., Mahnitko A., Berzina K., Zicmane I. "Analysis of Electric Energy Supply Security Attached to Renewable Energy Sources Implementation" X International Conference on Electrical and Power Engineering EPE 2018 Iași, Romania. October 18-19, 2018.

56. Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems / A. Woyte та ін. IEEE Transactions on Energy Conversion. 2006. Т. 21, № 1. С. 202–209. DOI: <https://doi.org/10.1109/tec.2005.845454>.

57. Xydis G., Vlachakis N. Feed-in-Premium Renewable Energy Support Scheme: A Scenario Approach. Resources. 2019. Т. 8, № 2. С. 106. DOI: <https://doi.org/10.3390/resources8020106>.

58. Zadeh L. A., Aliev R. A. Fuzzy Logic Theory and Applications. WORLD SCIENTIFIC, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1142/10936>.

59. Zamulko A., Veremiichuk Y., Stepanenko V. Formation of risk profile for the integration of renewable energy sources into the electricity supply system. Journal of New Technologies in Environmental Science. Vol. 6, №. 4. P. 119–127.

60. Zgheib R., Al-Haddad K., Kamwa I. V2G, G2V and active filter operation of a bidirectional battery charger for electric vehicles. 2016 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), Tai-pei, 14–17 March 2016. DOI: <https://doi.org/10.1109/icit.2016.7474935>.

61. Zhai P., Williams E. D. Analyzing consumer acceptance of photovoltaics (PV) using fuzzy logic model. Renewable Energy. 2012. Т. 41. С. 350–357. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.11.041>.

62. Ziembra P. Multi-Criteria Fuzzy Evaluation of the Planned Offshore Wind Farm Investments in Poland. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 4. P. 978. URL: <https://doi.org/10.3390/en14040978>.

63. Актуальна інформація щодо розрахунків з виробниками електроенергії. ДП «Гарантований покупець». URL: [https://www.gpce.com.ua/news\\_item/342](https://www.gpce.com.ua/news_item/342). (дата звернення: 14.05.2022).

64. Гончаренко І. С. Визначення оптимальних варіантів приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02. Київ, 2017. 145 с.

65. Дані - Energy Map. Energy Map. URL: [https://map.ua-energy.org/uk/resources/?ordering=-publication&paginate\\_by=20&subject=9&subject=11&subject=12&energy\\_resource=5&coverage\\_date\\_range\\_start=&coverage\\_date\\_range\\_end=&cost=](https://map.ua-energy.org/uk/resources/?ordering=-publication&paginate_by=20&subject=9&subject=11&subject=12&energy_resource=5&coverage_date_range_start=&coverage_date_range_end=&cost=) (дата звернення: 18.01.2023).

66. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. На заміну ДСТУ EN 50160:2014 ; чинний від 2023-12-08. Вид. офіц. ДП «УкрНДНЦ».

67. Жаркін А.Ф., Денисюк С.П., Попов В.А. Системи електропостачання з джерелами розподіленої генерації. Київ: «Наукова думка» НАН України, 2017.

68. За січень та лютий 2023 року держпідприємство провело 22 аукціони. ДП «Гарантований покупець». URL: [https://www.gpce.com.ua/news\\_item/1155](https://www.gpce.com.ua/news_item/1155) (дата звернення: 13.04.2023).

69. Історія енергетики. Міністерство енергетики України. URL: <https://www.mev.gov.ua/storinka/istoriya-enerhetyky> (дата звернення: 13.01.2024).

70. Калінчик В., Кокоріна М. Оцінка ризиків генерації енергії з відновлюваних джерел енергії. Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація. 2013. № 26. С. 225–230.

71. Коберник В.С. Розвиток відновлюваних джерел енергії в світі на сучасному етапі. In The 4 th International scientific and practical conference - Modern research in world science. Lviv, Ukraine. 2022.

72. Конотоп Д. І. Інформаційна технологія створення та супроводження узагальненої моделі складних технічних об'єктів [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.13.06 / Конотоп Дмитро Ігорович ; Нац. техн. ун-т України "Київ. політехн. ін-т ім. Ігоря Сікорського". - Київ, 2019. - 21 с.

73. Курбатова Т.О., Трипольська Г.С., Письменна У.Є., Гирченко Є.В., Романюк Я.С.. Механізм «зелених» аукціонів для управління розвитком відновлюваної енергетики: передумови впровадження та особливості функціонування в Україні / Державне управління: удосконалення та розвиток. 2021. № 10. DOI: <https://doi.org/10.32702/2307-2156-2021.10.30>.

74. Лежнюк П. Д. Вплив сонячних електричних станцій на напругу споживачів 0,4 кВ / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько // Енергетика: економіка, технології, екологія. - 2015. - № 3. - С. 7-13.

75. Лисенко О. В. Наукові основи підвищення енергетичної ефективності та якості електропостачання в електротехнічних системах з комбінованою генерацією : дис. ... д-ра техн. наук : 05.09.03. Мелітополь, 2020. 365 с.

76. Міністерство енергетики представило квоти підтримки до 2025 року та графік проведення “зелених” аукціонів. УВЕА. URL: <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/ministerstvo-energetiki-ukrainy-predstavilo-kvoty-podderzhki-k-2025-godu-i/> (дата звернення: 04.04.2023).

77. Омельченко В. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. Центр Разумкова. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny> (дата звернення: 11.02.2023).

78. Основні засади створення системи інформаційно-аналітичного забезпечення паливно-енергетичного комплексу України / М. П. Ковалко, С. П. Денисюк, Ю. І. Шульга, О. В. Дитиненко, І. А. Примаченко, О. В. Ковальов; НАН України. - К. : Укр. енциклопед. знання, 2000. - 106 с. - Бібліогр.: 78 назв. - укр.



79. Оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на функціонування розподільних електричних мереж : thesis / П. Д. Лежнюк та ін. 2015. URL: <http://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/7068> (дата звернення: 18.01.2024).

80. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с.

81. Положення про покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносупільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії: Постанова Каб. Міністрів України від 05.06.2019 р. № 483 : станом на 18 квіт. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/483-2019-п#Text>.

82. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х.:Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

83. Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення "зеленого" тарифу : Закон України від 25.09.2008 р. № 601-VI : станом на 1 лип. 2019 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/601-17#Text> (дата звернення: 31.03.2023).

84. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії : Закон України від 25.04.2019 р. № 2712-VIII : станом на 16 черв. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text> (дата звернення: 02.04.2023).

85. Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії : Закон України від 15.02.2022 р. № 2046-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2046-20#Text> (дата звернення: 03.04.2023).



86. Про внесення змін до Порядку здійснення аналізу та оцінки ризиків, розроблення і реалізації заходів з управління ризиками для визначення форм та обсягів митного контролю : Наказ М-ва фінансів України від 22.01.2021 № 32. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0378-21#Text> (дата звернення: 25.10.2022).

87. Про внесення Змін до Порядку розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2023 № 449. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0449874-23#Text> (дата звернення: 12.06.2024).

88. Про енергетичну ефективність : Закон України від 21.10.2021 р. № 1818-IX : станом на 1 січ. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text> (дата звернення: 18.01.2024).

89. Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності : Закон України від 11.09.2003 р. № 1160-IV : станом на 31 березня 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1160-15#Text> (дата звернення: 02.04.2023).

90. Про затвердження Кодексу систем розподілу : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 14.03.2018 р. № 310 : станом на 15 груд. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text> (дата звернення: 14.01.2024).

91. Про затвердження плану пріоритетних дій Уряду на 2023 рік : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 14.03.2023 р. № 221-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-zatverdzhennia-planu-priorytetnykh-dii-uriadu-na-2023-rik-221r-140323> (дата звернення: 26.03.2023).

92. Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії : Постанова Нац. коміс., що здійснює держ. регулювання у сферах енергетики та комун. послуг від 05.10.2018 № 1175 : станом на 24 жовт. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18#Text> (дата звернення: 26.10.2024).

93. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII : станом на 1 січ. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 13.01.2024).

94. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність” : Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-p#Text> (дата звернення: 12.12.2022).

95. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року: Розпорядж. Каб. Міністрів України від 21.04.2023 р. № 373-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-p#Text> (дата звернення: 17.01.2024).

96. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 14.10.2022 р. № 908-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text> (дата звернення: 26.02.2023).

97. Сагайдак І., Балагура О., Макаренко В. "Зелена" енергетика в контексті загроз економічній та національній безпеці. Економіка та держава. 2020. № 6. С. 113-117. DOI: <https://doi.org/10.32702/2306-6806.2020.6.113>.

98. Степаненко В. «Сучасні рішення для приєднання відновлюваних джерел енергії до системи електропостачання». Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України, вип. 66, Грудень 2023, С. 70-76. DOI:10.15407/publishing2023.66.070.

99. Степаненко В., Веремійчук Ю. Інтегрована система енергозабезпечення із застосуванням вентиляційних систем. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2020. № 4(62). С. 70–77. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/54369>.

100. Степаненко В.А., Замулко А.І. Механізми державного стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал. – 2023. – № 3 (73). – С. 109-118. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2023.289709>.

101. Степаненко В.А., Замулко А.І., Веремійчук Ю.А., Находов В.Ф. Оцінка ризиків при інтеграції відновлюваних джерел енергії до системи електропостачання / Енергетика: економіка, технології, екологія. 2022. № 2. С. 64–74. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2022.261372>.

102. Терьохін О. О. Керування електроприводом на базі напівпровідникових перетворювачів з оцінкою якості електроенергії: master's thesis. 2019. 95 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/30639> (дата звернення: 07.05.2022).

103. У 2020 році встановлена потужність ВЕС та СЕС зросла на 41%, а їхня частка у структурі виробництва електроенергії – вдвічі. Національна енергетична компанія «Укренерго». URL: [https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/?fbclid=IwAR20eN3fgZVw22mBs3rx\\_XS4JMCSMoFZccKWxpN3Ah-MC-NwQYS9\\_OklBvg](https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/?fbclid=IwAR20eN3fgZVw22mBs3rx_XS4JMCSMoFZccKWxpN3Ah-MC-NwQYS9_OklBvg) (дата звернення: 05.05.2022)

104. Чернецька, Ю. В. Управління ефективністю функціонування систем розподілу електричної енергії в умовах стимулюючого регулювання : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.01 – енергетичні системи та комплекси / Чернецька Юлія Валентинівна. – Київ, 2019. – 172 с.

## ДОДАТОК А

### Довідки про впровадження результатів дисертаційної роботи



Розумні  
Енергосистеми

**ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ  
ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ  
«РОЗУМНІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ»**

Україна, 04073, місто Київ,  
пр. Степана Бандери, будинок 14Б, прим. 85,  
e-mail: smes@dtek.com

#### АКТ

про впровадження результатів дисертаційної роботи

**Степаненка Віталія Анатолійовича**

на тему

**«Управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних  
електричних мереж»**

представленої на здобуття вченого ступеня доктора філософії

Товариством з обмеженою відповідальністю «РОЗУМНІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ» взято на розгляд з метою можливого подальшого практичного застосування коефіцієнта ефективності інтеграції відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж. Розроблений Степаненком В.А. новий показник для оцінки інтеграції відновлюваних джерел, який базується на комплексному аналізі параметрів мережі, дає можливість системно оцінювати та контролювати вплив таких електроустановок на мережу.

Побудована система на базі даного показника надає можливість швидко здійснювати процедуру оцінювання за допомогою інструментарію нечіткої логіки і кількісно оцінити ступінь інтеграції відновлюваних джерел енергії. Також вона може бути доповнена або змінена експертом шляхом введенням інших правил, корегуванням функцій належності для змінних та додаванням нових параметрів. Тому, використовуючи цей інструментарій на основі логічних правил, можна моделювати різні варіанти функціонування електроустановок.

Практична реалізація показала адекватність розробленої бази знань і можливості її використання для контрольованого та ефективного функціонування відновлюваних джерел енергії в розподільних мережах. Для подальшого впровадження необхідно здійснити цифровізацію електричних систем, зокрема створення інформаційних моделей існуючих мереж.

Менеджер



Олександр МАГЕЛЬ



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Перший проректор  
Національного технічного університету  
України «Київський політехнічний  
інститут імені Йосифа Сікорського»  
д. т. н., професор



Михайло БЕЗУГЛИЙ  
2016р.

**АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ**

результатів дисертаційної роботи аспіранта кафедри електропостачання  
Степаненка В. А. в навчальний процес КПІ ім. Ігоря Сікорського

Ми, що нижче підписалися, перший заступник директора НН ІЕЕ, заступник директора з навчально-методичної роботи Тверда О. Я., завідувач кафедри електропостачання Бориченко О. В., заступник завідувача кафедри електропостачання з наукової роботи Коцар О. В. склали цей акт про те, що результати наукових досліджень за темою дисертаційної роботи Степаненка Віталія Анатолійовича «Управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж» використовуються у навчальному процесі навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського на кафедрі електропостачання.

Найменування впровадженого результату	Форма впровадження
Методи та алгоритми диференціації тарифів на послуги з розподілу електричної енергії в умовах інтеграції відновлюваних джерел енергії	Матеріали дисертаційної роботи лягли в основу окремих лекційних та практичних занять дисципліни «Маркетинг енергетичних послуг» освітньо-професійної програми «Енергетичний менеджмент» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Заступник завідувача кафедри  
електропостачання з наукової роботи,  
к. т. н., доцент

Олег КОЦАР

Завідувач кафедри електропостачання,  
к. т. н., доцент

Олена БОРИЧЕНКО

Перший заступник директора НН ІЕЕ,  
заступник з навчально-методичної роботи,  
д. т. н., професор

Оксана ТВЕРДА

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи  
Національного технічного університету  
України «Київський політехнічний  
інститут імені Ігоря Сікорського»



Сергій СТИРЕНКО  
2025р.

## АКТ

використання наукових і практичних результатів дисертаційної роботи на тему  
«Управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних  
електричних мереж»  
аспіранта кафедри електропостачання  
Степаненка Віталія Апатолійовича

Акт складено в тому, що наукові та практичні результати дисертаційної роботи «Управління інтеграцією відновлюваних джерел енергії до розподільних електричних мереж» аспіранта кафедри електропостачання навчально-наукового інституту енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» Степаненка Віталія Апатолійовича використано при виконанні НДР «Формування інструментарію для управління попитом та енергозабезпеченням з використанням гібридних систем малої потужності» (№ ДР 0122U001827).

Степаненко В.А. удосконалив методологію оцінки ризиків. Методологія направлена на вирішення завдань, які виникають при інтеграції відновлюваних джерел енергії до систем розподілу електричної енергії, заснованої на можливості варіативних оцінок ризиків, які на відміну від існуючих підходів можуть бути використані при формуванні економічних стимулів управління процесами інтеграції.

Науковий керівник НДР  
к.т.н., доцент

Олена ЯРМОЛЮК

Завідувач кафедри  
електропостачання  
к.т.н., доцент

Олена БОРИЧЕНКО

Заступник директора ІН ІЕЕ  
к.т.н., доцент

Алла БОСАК

## ДОДАТОК Б

## Лист-запрошення щодо участі в опитуванні



УКРАЇНА

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ

імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

(КПІ ім. Ігоря Сікорського)

НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ

03056, м. Київ, вул. Борщагівська, 115; тел. (+38 044) 204-93-75 тел./факс (+38 044) 204-93-75

<https://iee.kpi.ua>e-mail: [iee\\_canz@ukr.net](mailto:iee_canz@ukr.net)

ЄДРПОУ 02070921

20.08.2024 № 24 ДД / 43

на № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

Щодо участі в опитуванні

Шановні колеги!

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського", звертається до Вас із проханням взяти участь в опитуванні в межах дисертаційного дослідження аспіранта Степаненка В.А. на тему «Підвищення енергетичної ефективності суб'єктів господарювання шляхом створення та застосування систем управління використанням енергетичних ресурсів».

Дане дослідження спрямоване на ідентифікацію та аналіз ризиків, що впливають на ефективність та якість інтеграції ВДЕ до систем розподілу, а також розробку інструментів для прийняття рішень. Дисертація має на меті підвищити ефективність функціонування електричної мережі в умовах неконтрольованого зростання ВДЕ для імплементації вимог 4-го енергетичного пакету.

Будь ласка, надішліть Ваші відповіді до 06.09.2024 року. Опитування знаходиться за URL-адресою:

<https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLSetajxBcukeKtYAADHDJ48yoCHKKgBYRcH-XS6AOi5kDd0H1g/viewform>.

Додаток. Список організацій на 1 арк. в 1 прим.

Дякуємо за Вашу увагу до нашого запиту та за Вашу роботу.

З повагою,

Директор НН ІВЕ

Вик.: Степаненко В.А.  
+(38 099) 406-50-16



Оксана БОВК



ДОДАТОК В

Анкета для оцінки факторів ризику інтеграції ВДЕ до систем розподілу

Оцінка впливу інтеграції ВДЕ до систем розподілу

Запрошуємо Вас взяти участь в анкетуванні, яке є частиною дисертаційного дослідження. Ваші відповіді допоможуть краще зрозуміти проблематику та знайти шляхи підвищення ефективності роботи електричної мережі в умовах неконтрольованого

функціонування ВДЕ.

Загальні положення:

- **Анонімність:** Ваші відповіді будуть оброблені анонімно. Ні Ваше ім'я, ні будь-які інші особисті дані не будуть збиратися.
- **Конфіденційність:** Усі отримані дані будуть використовуватися лише в узагальненому вигляді для наукових цілей.
- **Час:** Заповнення анкети займе приблизно 10-15 хвилин.

Зірочка (\*) означає, що заповнення обов'язкове

Блок 1 – Загальна інформація про експерта

1. 1.1. Вкажіть галузь своєї діяльності (теплоенергетика, газопостачання, електроенергетика, відновлювана енергетика тощо): \*
- \_\_\_\_\_
1. 1.2. Вкажіть рівень Вашої освіти у зазначеній галузі (бакалавр, спеціаліст, магістр): \*
- \_\_\_\_\_
1. 1.3. Вкажіть загальний стаж роботи у зазначеній галузі: \*
- \_\_\_\_\_
1. 1.4. Вкажіть теперішній тип Вашої посади (керівник, інженер, фахівець, менеджер, інше): \*
- \_\_\_\_\_

8. 2.3. Оцініть вплив ВДЕ на якість електричної енергії у регіоні, де здійснює виробничу діяльність Ваша організація \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Негативний			Нейтральний			Позитивний		

Вибірть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

Блок 3 – Оцінка основних факторів ризику, що впливають на ефективність та якість інтеграції ВДЕ до систем розподілу

Для опису можливих проблем на рівні системи розподілу внаслідок функціонування ВДЕ в дослідженні використовується поняття як фризис. Під фризисом розуміється подія, умова чи стан, що може негативно вплинути на ефективність взаємодії системи та ВДЕ. Поява можливих ризиків обумовлюється наявністю причин (процесів або явищ), котрі прийнято називати «факторами ризику». В цьому блоці питання Вам буде запропоновано оцінити ймовірність виникнення та рівень наслідків основних факторів, що впливають на ефективність та якість інтеграції ВДЕ до систем розподілу, а саме: виникнення вищих гармонік; зменшення інерційності системи; збільшення рівня напруги; коливання напруги; зменшення коефіцієнта потужності; збільшення втрат та перетоки електричної енергії; розбалансування електричної мережі та підключення струмів короткого замикання.

Блок 3

- 3.1. Оцініть фактор "Виникнення вищих гармонік" при інтеграції ВДЕ до систем розподілу за критеріями:

5. 1.5. Не який регіон (область, місто) поширюється виробнича діяльність Вашої організації? (вказати конкретну область чи місто) \*

Блок 2 – Загальні питання щодо ВДЕ

6. 2.1. Які типи ВДЕ найбільш поширені у регіоні, де здійснює виробничу діяльність Ваша організація? \*
- (можливі декілька варіантів відповідей)

Вибірть усі, що підходять.

- ☐ Промислові сонячні електростанції
- ☐ Домашні сонячні електростанції
- ☐ Вітрові електростанції
- ☐ Малі гідроелектростанції
- ☐ Біогазові електростанції
- ☐ Біомасові електростанції
- ☐ Інше: \_\_\_\_\_

7. 2.2. Оцініть забезпеченість регіону, де здійснює виробничу діяльність Ваша організація, потужностями ВДЕ \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька забезпеченість			Нейтральна забезпеченість			Висока забезпеченість		

Вибірть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

9. Ймовірність виникнення фактору при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька ймовірність			Середня ймовірність			Висока ймовірність		

Вибірть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

10. Рівень наслідків впливу фактору при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низький рівень			Середній рівень			Високий рівень		

Вибірть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

Блок 3

- 3.2. Оцініть фактор "Зменшення інерційності системи / зменшення статичної/ динамічної стійкості" при інтеграції ВДЕ до систем розподілу за критеріями:

11. Ймовірність виникнення фактору при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька ймовірність			Середня ймовірність			Висока ймовірність		

Вибірть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○



## Блок 3

3.8. Оцініть фактор "Підвищення струмів короткого замикання" при інтеграції ВДЕ до систем розподілу за критеріями:

23. Ймовірність виникнення фактору при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька ймовірність			Середня ймовірність			Висока ймовірність		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

24. Рівень наслідків впливу фактору при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низький рівень			Середній рівень			Високий рівень		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

25. 3.9 Просимо висловити Вашу думку щодо достатності переліку факторів

Виберіть лише один варіант.

- ☐ Перерахованих факторів достатньо  
Перейти до розділу 14 (Блок 4 – Оцінка впливу інтеграції ВДЕ на показники якості електричної енергії в системі розподілу).
- ☐ Перерахованих факторів недостатньо

Перейти до розділу 14 (Блок 4 – Оцінка впливу інтеграції ВДЕ на показники якості електричної енергії в системі розподілу).

28. 4.2. Оцініть важливість врахування показника «Розмах зміни напруги» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

## Блок 4

29. 4.3. Оцініть важливість врахування показника «Доза флікера» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

## Блок 4

30. 4.4. Оцініть важливість врахування показника «Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

## Блок 3

26. 3.10 Вкажіть яких факторів ризику, на Вашу думку, не вистачає

## Блок 4 – Оцінка впливу інтеграції ВДЕ на показники якості електричної енергії в системі розподілу

Одним із основних моментів, котрий перешкоджає інтеграції ВДЕ до системи електропостачання, є невідповідність показників якості електричної енергії до встановлених стандартів. В цьому блоці питань Вам буде запропоновано оцінити рівень важливості врахування при інтеграції ВДЕ до систем розподілу деяких параметрів якості електричної енергії.

## Блок 4

27. 4.1. Оцініть важливість врахування показника «Усталене відхилення напруги» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

## Блок 4

## Блок 4

31. 4.5. Оцініть важливість врахування показника «Коефіцієнт n-тої гармонійної складової напруги» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

## Блок 4

32. 4.6. Оцініть важливість врахування показника «Коефіцієнти несиметрії напруг по зворотній та нульовій послідовності» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○

## Блок 4



33. 4.7. Оцініть важливість врахування показника «Тривалість провалу напруги» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐

#### Блок 4

34. 4.8. Оцініть важливість врахування показника «Імпульсна напруга» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐

#### Блок 4

35. 4.9. Оцініть важливість врахування показника «Коефіцієнт тимчасової лавина напруги» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐

39. За необхідності, тут Ви можете залишити коментарі до даного опитування.

\_\_\_\_\_

Компанія Google не створювала цей вміст і не підтримує його.

Google Форми

#### Блок 4

36. 4.10. Оцініть важливість врахування показника «Відхилення частоти» при інтеграції ВДЕ до систем розподілу \*

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Низька важливість			Середня важливість			Висока важливість		

Виберіть лише один варіант.

1 2 3 4 5 6 7 8 9

☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐ ☐

37. 4.11. Просимо висловити Вашу думку щодо достатності показників якості електричної енергії

Виберіть лише один варіант.

- ☐ Перерахованих показників достатньо [Перейти до запитання 39](#)
- ☐ Перерахованих показників недостатньо

[Перейти до запитання 39](#)

#### Блок 4

38. 4.12. Вкажіть яких показників якості електричної енергії, на Вашу думку, не вистачає

\_\_\_\_\_

#### Блок 5 – Завершення опитування

Щиро дякуємо Вам за участь в опитуванні. Ваші відповіді допоможуть глибше зрозуміти проблематику та знайти шляхи для підвищення ефективності функціонування електричної мережі в умовах неконтрольованого зростання відновлюваних джерел енергії.

## ДОДАТОК Г Результати експертного оцінювання

Таблиця Г.1 – Кількісні оцінки ймовірності виникнення факторів

№ п/п	Виникнення вищих гармонік	Зменшення інерційності системи	Збільшення рівня напруги	Коливання напруги	Зменшення коефіцієнта потужності	Збільшення втрат та перетоків електричної енергії	Розбалансування електричної мережі	Підживлення струмів короткого замикання
1	5	6	6	6	5	5	7	5
2	6	5	7	6	5	7	8	4
3	8	6	8	6	6	7	7	4
4	3	5	8	7	6	7	4	6
5	2	2	2	2	2	2	2	3
6	5	5	7	7	3	3	7	5
7	3	3	3	3	3	4	3	3
8	4	4	4	5	4	4	4	4
9	7	6	9	8	6	6	8	6
10	7	2	6	2	2	3	3	4
11	5	5	5	5	5	2	5	2
12	4	4	4	4	4	4	4	4
13	4	4	7	7	3	4	7	4
14	5	4	7	7	6	7	6	6
15	4	4	5	6	5	7	5	6
16	5	4	7	6	5	4	5	4
17	3	3	1	3	3	5	5	3
18	5	6	5	5	5	5	3	3
19	4	4	5	5	3	3	4	5
20	4	4	6	4	3	4	1	1
21	4	5	7	4	7	4	4	6
22	5	5	5	5	5	5	5	5
23	6	6	6	6	6	6	6	6
24	3	5	4	3	4	4	5	3
25	5	5	5	5	5	5	5	5
26	5	5	5	5	5	5	5	5
27	3	3	5	5	4	3	2	2
28	5	6	7	7	6	5	5	5
29	4	4	4	4	4	4	4	4
30	7	7	7	7	4	4	5	5
31	5	5	7	5	5	5	5	5
32	4	3	4	3	3	4	3	3
33	2	2	9	6	2	2	8	2
34	8	8	8	5	7	8	8	8
35	4	4	5	4	3	5	7	3
36	5	5	5	5	5	5	5	5
37	6	5	7	6	5	6	6	4
38	8	7	8	6	4	2	6	3
39	8	7	7	7	3	7	7	6
40	7	6	6	6	6	3	7	6
41	4	5	7	6	4	3	3	3
42	6	4	7	7	6	6	6	5
43	5	7	6	6	6	5	3	6
44	4	4	6	4	4	4	5	4
45	4	4	4	4	4	4	4	4
46	4	8	2	5	8	7	7	5
47	7	6	8	7	6	7	7	5
48	5	4	7	7	8	5	8	8
49	5	5	5	5	5	5	5	5
50	4	3	8	7	4	2	2	4
51	4	3	3	3	3	3	3	3
52	4	4	8	8	6	6	5	5
53	5	4	5	6	4	6	3	4
54	4	5	5	4	3	4	3	4
55	4	3	5	5	3	4	4	3
56	5	5	7	6	5	5	5	5
57	3	3	3	5	5	5	5	3

Таблиця Г.2 – Кількісні оцінки наслідків впливу факторів

№ п/п	Виникнення вищих гармонік	Зменшення інерційності системи	Збільшення рівня напруги	Коливання напруги	Зменшення коефіцієнта потужності	Збільшення втрат та перетоків електричної енергії	Розбалансування електричної мережі	Підживлення струмів короткого замикання
1	5	5	6	5	5	5	7	5
2	7	7	8	7	5	8	8	4
3	6	6	7	6	6	7	7	4
4	7	5	8	7	6	7	4	6
5	2	3	2	2	2	2	2	3
6	5	5	5	5	5	5	7	5
7	3	3	3	3	3	4	3	3
8	4	4	4	5	4	4	4	4
9	6	6	9	8	6	6	8	6
10	3	1	3	2	2	2	2	3
11	5	5	5	5	5	2	5	2
12	5	4	4	4	4	4	4	4
13	4	4	7	7	3	4	7	4
14	5	3	7	7	6	7	6	6
15	6	3	7	6	5	7	5	5
16	4	5	7	6	5	4	5	4
17	3	3	3	3	3	5	5	3
18	5	7	5	6	5	5	3	3
19	3	4	4	5	2	2	4	5
20	5	2	5	3	3	4	1	1
21	5	6	6	3	6	4	5	6
22	5	5	5	5	5	5	5	5
23	6	6	6	6	6	6	6	6
24	4	5	4	3	4	4	4	3
25	5	5	5	5	5	5	5	5
26	5	5	5	5	5	5	5	5
27	3	3	5	5	4	3	2	2
28	5	6	7	7	5	5	5	5
29	5	4	4	4	4	4	4	4
30	7	7	7	7	4	4	5	5
31	5	5	7	5	5	5	5	5
32	4	3	3	4	3	3	3	3
33	2	2	7	6	2	2	3	2
34	6	8	8	5	2	2	5	8
35	6	6	6	5	2	4	6	2
36	5	5	5	5	5	5	5	5
37	6	5	7	6	5	6	6	4
38	5	6	8	5	6	2	6	4
39	8	7	7	7	3	7	7	6
40	7	6	6	6	7	6	7	6
41	4	5	7	6	4	3	3	3
42	6	4	7	7	6	6	6	5
43	5	6	7	6	6	5	3	5
44	4	4	5	4	4	4	5	4
45	4	4	4	4	4	4	4	4
46	3	4	1	3	4	6	6	3
47	7	7	7	7	7	7	7	5
48	5	5	5	5	5	5	5	5
49	5	5	5	5	5	5	5	5
50	6	6	8	7	4	2	2	4
51	3	3	3	3	3	3	3	3
52	3	4	7	8	7	6	5	4
53	5	5	6	6	4	5	3	4
54	4	4	4	5	3	4	3	3
55	4	4	4	4	3	4	4	3
56	5	5	6	5	5	5	5	5
57	3	3	3	5	5	5	5	3

## ДОДАТОК Д

## Аналіз методів багатокритеріального прийняття рішень

Назва методу	Переваги	Недоліки
Принцип Парето	<p><b>1. Фокус на ключових факторах:</b> Принцип Парето допомагає ідентифікувати та сфокусуватися на ключових факторах, що впливають на ефективність системи розподілу у випадку приєднання ВДЕ.</p> <p><b>2. Простота в реалізації:</b> Принцип Парето є відносно простим для розуміння та впровадження. Це полегшує процес прийняття рішень та може швидко показати результати.</p>	<p><b>1. Ігнорування дрібних факторів:</b> Хоча принцип Парето дозволяє зосередитися на ключових аспектах, він може ігнорувати менші фактори, які, в сумі, можуть мати значний вплив на систему розподілу. Це може призвести до недооцінки потенційних ризиків або можливостей.</p> <p><b>2. Відсутність динамічності:</b> Принцип Парето базується на історичних даних та трендах, які можуть не відображати поточні або майбутні зміни в системі. Це може бути особливо актуальним у швидко змінюваній сфері ВДЕ, де нові технології та регуляції можуть швидко змінити ландшафт.</p> <p><b>3. Недостатня деталізація:</b> Принцип Парето може не надавати достатньо детальної інформації для прийняття складних рішень щодо інтеграції ВДЕ. У деяких випадках можуть бути потрібні більш комплексні методи аналізу для врахування всіх аспектів та ризиків.</p>
Багато критеріальна теорія корисності, (MAUT)	<p><b>1. Комплексний підхід:</b> MAUT дозволяє врахувати різні критерії, що є важливими для приєднання ВДЕ до системи розподілу. Це може включати технічні, економічні, екологічні та соціальні фактори, забезпечуючи всебічний аналіз.</p> <p><b>2. Врахування пріоритетів:</b> Метод дозволяє встановлювати ваги для кожного критерію, що відображає їх відносну важливість. Це допомагає приймати рішення, які краще відповідають стратегічним цілям та пріоритетам компанії або регулятора.</p> <p><b>3. Можливість кількісного оцінювання:</b> MAUT дозволяє переводити якісні критерії у кількісні показники, що полегшує порівняння різних варіантів. Це сприяє більш об'єктивному та прозорому процесу прийняття рішень.</p> <p><b>4. Гнучкість та адаптивність:</b> Метод легко адаптується до змін у вихідних даних або пріоритетах. Це важливо у сфері ВДЕ, де можуть виникати нові технології та регуляторні зміни.</p>	<p><b>1. Складність реалізації:</b> MAUT є складним методом, що вимагає значних зусиль для збору та аналізу даних, встановлення ваг та розрахунків корисності. Це може вимагати значних ресурсів та часу.</p> <p><b>2. Суб'єктивність:</b> Встановлення ваг для критеріїв може бути суб'єктивним і відображати упередження осіб, які приймають рішення. Це може вплинути на об'єктивність та справедливність результатів.</p> <p><b>3. Вимога до наявності даних:</b> Метод потребує наявності точних та повних даних для всіх критеріїв. Недостатність або низька якість даних може призвести до неточних або упереджених результатів.</p> <p><b>4. Можливість конфліктів між критеріями:</b> У деяких випадках можуть виникати конфлікти між критеріями, що може ускладнити процес прийняття рішень. Потрібно ретельно зважувати компроміси між різними факторами.</p>

## Продовження додатку Д

<p>Метод аналізу ієрархій</p>	<p><b>1. Структурований підхід:</b> МАІ дозволяє структурувати проблему у вигляді ієрархії з чітким розподілом на цілі, критерії та альтернативи. Це полегшує аналіз та прийняття складних задач, таких як приєднання ВДЕ до системи розподілу.</p> <p><b>2. Парні порівняння:</b> Метод використовує парні порівняння для оцінки відносної важливості критеріїв та альтернатив, що робить процес оцінювання більш простим та інтуїтивним для експертів.</p> <p><b>3. Врахування суб'єктивних та об'єктивних факторів:</b> МАІ дозволяє інтегрувати як суб'єктивні думки експертів, так і об'єктивні дані, що забезпечує більш всебічний аналіз.</p> <p><b>4. Можливість перевірки узгодженості:</b> Метод забезпечує перевірку узгодженості експертних оцінок, що допомагає виявити та виправити можливі помилки або суперечності в процесі прийняття рішень.</p>	<p><b>1. Часозатратність:</b> Процес парних порівнянь для великої кількості критеріїв та альтернатив може бути досить тривалим та вимагає значних зусиль від експертів.</p> <p><b>2. Суб'єктивність оцінок:</b> Хоча МАІ дозволяє враховувати суб'єктивні думки експертів, це також може бути недоліком, оскільки оцінки можуть бути упередженими або непослідовними.</p> <p><b>3. Складність для великих систем:</b> Метод може стати надто складним та громіздким для аналізу дуже великих систем з багатьма рівнями ієрархії та великою кількістю критеріїв та альтернатив.</p> <p><b>4. Вимога до експертних знань:</b> Успішне застосування МАІ потребує залучення висококваліфікованих експертів, що може бути складно забезпечити у деяких випадках.</p>
<p>Метод ELECTRE (Elimination and Choice Expressing Reality)</p>	<p><b>1. Здатність працювати з конфліктуючими критеріями:</b> ELECTRE дозволяє ефективно враховувати конфліктуючі критерії, що є важливим у контексті приєднання ВДЕ до системи розподілу, де можуть бути конфлікти між економічними, технічними та екологічними вимогами.</p> <p><b>2. Ранжування та вибір альтернатив:</b> Метод дозволяє не лише ранжувати альтернативи, але й визначати непрохідні альтернативи, що спрощує процес прийняття рішень та зменшує кількість варіантів для остаточного вибору.</p> <p><b>3. Гнучкість у встановленні ваг критеріїв:</b> В ELECTRE можна легко змінювати ваги критеріїв, що дозволяє адаптувати метод до різних сценаріїв та пріоритетів.</p> <p><b>4. Можливість роботи з неповною інформацією:</b> Метод може працювати з неповною або нечіткою інформацією, що часто є реальністю у складних проектах, таких як інтеграція ВДЕ.</p>	<p><b>1. Складність та часозатратність:</b> Як і інші багатокритеріальні методи, ELECTRE є складним у реалізації та вимагає значного часу для збору даних, проведення обчислень та аналізу результатів.</p> <p><b>2. Потреба в експертних знаннях:</b> Для успішного застосування методу потрібні експертні знання та досвід, що може бути складним забезпечити в деяких випадках.</p> <p><b>3. Суб'єктивність:</b> Встановлення ваг критеріїв та порогів перевищення може бути суб'єктивним, що може вплинути на об'єктивність та надійність результатів.</p> <p><b>4. Труднощі у поясненні результатів:</b> Результати, отримані за допомогою ELECTRE, можуть бути складними для розуміння та пояснення, особливо для осіб, які не знайомі з методом. Це може ускладнити прийняття рішень та комунікацію з зацікавленими сторонами.</p>

## Продовження додатку Д

Метод головного критерію	<p><b>1. Простота та зрозумілість:</b> Метод дуже простий у використанні, оскільки враховується лише один критерій. Це робить процес прийняття рішень швидким та легким для розуміння.</p> <p><b>2. Чітка фокусованість:</b> Використання одного головного критерію дозволяє чітко зосередитися на найважливішому аспекті рішення.</p> <p><b>3. Ефективність у прийнятті рішень:</b> Метод дозволяє швидко приймати рішення без необхідності складних обчислень та аналізу великої кількості даних. Це може бути корисно у ситуаціях, коли потрібні швидкі рішення.</p>	<p><b>1. Ігнорування інших важливих критеріїв:</b> Основний недолік методу полягає у тому, що він ігнорує інші важливі критерії, які можуть мати значний вплив на результат. У випадку приєднання ВДЕ це може призвести до недоотримання важливої інформації щодо технічних, соціальних або екологічних аспектів.</p> <p><b>2. Ризик однобоких рішень:</b> Використання лише одного критерію може призвести до однобоких рішень, які не враховують усі можливі наслідки та ризики. Це може негативно вплинути на стабільність та ефективність системи розподілу.</p> <p><b>3. Неможливість врахування комплексних взаємозв'язків:</b> Метод не дозволяє враховувати комплексні взаємозв'язки між різними критеріями. Наприклад, приєднання ВДЕ впливає на функціонування мережі за декількома показниками, і ігнорування цих взаємозв'язків може призвести до субоптимальних рішень.</p> <p><b>4. Суб'єктивність у виборі головного критерію:</b> Вибір головного критерію є суб'єктивним і може відображати упередженість осіб, які приймають рішення. Це може знижувати об'єктивність та справедливність прийнятих рішень.</p>
Метод ідеальної точки	<p><b>1. Фокус на найкращому рішенні:</b> Метод дозволяє знайти рішення, яке максимально наближається до ідеального, забезпечуючи оптимальний баланс між різними критеріями.</p> <p><b>2. Можливість врахування множини критеріїв:</b> Метод ідеальної точки дозволяє одночасно враховувати багато критеріїв, що є важливим у складних задачах, таких як інтеграція ВДЕ до системи розподілу.</p> <p><b>3. Гнучкість у виборі критеріїв:</b> Можливість використовувати різні критерії та встановлювати їхню вагу дозволяє адаптувати метод до конкретних потреб і пріоритетів.</p> <p><b>4. Зрозумілість та інтуїтивність:</b> Концепція методу є зрозумілою та інтуїтивно привабливою, що полегшує комунікацію та обґрунтування вибору серед різних зацікавлених сторін.</p>	<p><b>1. Складність у визначенні ідеальної точки:</b> Визначення ідеальної точки може бути складним завданням, особливо якщо критерії мають різну природу та важливість.</p> <p><b>2. Часозатратність:</b> Метод може вимагати значного часу та ресурсів для збору даних, обчислення відстаней до ідеальної точки та проведення аналізу.</p> <p><b>3. Суб'єктивність у встановленні ваг критеріїв:</b> Процес встановлення ваг для різних критеріїв є суб'єктивним і може вплинути на об'єктивність та справедливість результатів.</p> <p><b>4. Відсутність урахування взаємозв'язків між критеріями:</b> Метод не завжди враховує взаємозв'язки між критеріями, що може призвести до недоотримання важливої інформації щодо взаємовпливу різних аспектів.</p> <p><b>5. Можливість надмірного спрощення:</b> Фокусування на одному рішенні, яке найближче до ідеальної точки, може призвести до надмірного спрощення проблеми та ігнорування інших важливих альтернатив.</p>



## Продовження додатку Д

Метод VIKOR	<p><b>1. Компромісне рішення:</b> Метод VIKOR орієнтований на пошук компромісного рішення, що враховує всі критерії та мінімізує відхилення від ідеальної точки. Це особливо корисно у складних задачах з конфліктуючими критеріями.</p> <p><b>2. Здатність враховувати множинні критерії:</b> VIKOR дозволяє одночасно враховувати багато критеріїв, що є важливим у задачах приєднання ВДЕ, де враховуються економічні, технічні, екологічні та соціальні аспекти.</p> <p><b>3. Гнучкість у встановленні ваг критеріїв:</b> Метод дозволяє гнучко встановлювати ваги критеріїв, що забезпечує адаптивність до різних пріоритетів та потреб проекту.</p> <p><b>4. Зрозумілість та інтуїтивність:</b> Метод VIKOR має чітку та зрозумілу концепцію, що полегшує пояснення та обґрунтування рішень для зацікавлених сторін.</p> <p><b>5. Забезпечення стійкості рішень:</b> Метод враховує стійкість рішень шляхом аналізу чутливості, що дозволяє оцінити вплив змін ваг критеріїв на кінцевий результат.</p>	<p><b>1. Складність та часозатратність:</b> Метод вимагає значних зусиль для збору даних, проведення обчислень та аналізу результатів, що може бути трудомістким процесом.</p> <p><b>2. Суб'єктивність у встановленні ваг критеріїв:</b> Процес встановлення ваг для різних критеріїв є суб'єктивним і може вплинути на об'єктивність та справедливість результатів.</p> <p><b>3. Потреба у висококваліфікованих експертах:</b> Для успішного застосування методу потрібні експертні знання та досвід, що може бути складним забезпечити в деяких випадках.</p> <p><b>4. Можливість неоднозначних результатів:</b> У випадку, коли різні альтернативи мають близькі значення критеріїв, метод може давати неоднозначні результати, що ускладнює прийняття остаточного рішення.</p>
Метод TOPSIS	<p><b>1. Простота та зрозумілість:</b> Метод є відносно простим та інтуїтивно зрозумілим, що полегшує його застосування та пояснення результатів.</p> <p><b>2. Баланс між ідеальним та антиідеальним рішенням:</b> TOPSIS забезпечує одночасний аналіз відстаней до ідеального та антиідеального рішень, що допомагає знайти найбільш збалансоване рішення.</p> <p><b>3. Гнучкість у виборі критеріїв:</b> Метод дозволяє використовувати різні типи критеріїв та легко адаптується до конкретних потреб та пріоритетів.</p> <p><b>4. Здатність працювати з кількісними даними:</b> TOPSIS добре підходить для роботи з кількісними даними, що є важливим у технічних та економічних аспектах приєднання ВДЕ.</p> <p><b>5. Ранжування альтернатив:</b> Метод надає чітке ранжування альтернатив, що допомагає легко ідентифікувати найкращі варіанти для прийняття рішень.</p>	<p><b>1. Часозатратність:</b> Процес збору даних, нормалізації критеріїв та обчислення відстаней може бути тривалим і вимагати значних зусиль.</p> <p><b>2. Суб'єктивність у встановленні ваг критеріїв:</b> Встановлення ваг для критеріїв є суб'єктивним процесом, що може вплинути на об'єктивність та справедливість результатів.</p> <p><b>3. Нечутливість до малих змін:</b> Метод може бути нечутливим до малих змін у значеннях критеріїв, що може призвести до недооцінки впливу незначних, але важливих аспектів.</p> <p><b>4. Відсутність урахування взаємозв'язків між критеріями:</b> TOPSIS не враховує взаємозв'язки між критеріями, що може призвести до ігнорування важливих взаємозалежностей.</p> <p><b>5. Потреба у нормалізації даних:</b> Необхідність нормалізації даних для критеріїв може бути складним процесом, особливо якщо дані мають різну природу та масштаб.</p>

## Продовження додатку Д

<p>Метод нечіткої логіки</p>	<p><b>1. Обробка нечіткої інформації:</b> Метод дозволяє ефективно працювати з нечіткими, неточними або неповними даними, що є важливим у реальних умовах, де інформація не завжди є точною або повною.</p> <p><b>2. Гнучкість та адаптивність:</b> Нечітка логіка дозволяє створювати моделі, які можуть адаптуватися до змінних умов та враховувати різні фактори, що робить її дуже гнучкою у використанні.</p> <p><b>3. Інтуїтивна зрозумілість:</b> Нечітка логіка базується на логічних правилах "якщо-то", які є інтуїтивно зрозумілими та легко налаштовуються, що полегшує процес моделювання та аналізу.</p> <p><b>4. Можливість інтеграції з іншими методами:</b> Нечітка логіка може бути інтегрована з іншими методами прийняття рішень, такими як методи багатокритеріального аналізу або оптимізації, для створення більш комплексних моделей.</p> <p><b>5. Робота з багатьма критеріями:</b> Метод дозволяє одночасно враховувати багато критеріїв та їх взаємозв'язки, що є важливим для задач приєднання ВДЕ, де необхідно враховувати економічні, технічні та екологічні аспекти.</p>	<p><b>1. Складність у створенні правил:</b> Визначення та налаштування правил нечіткої логіки може бути складним завданням, яке вимагає експертних знань та досвіду.</p> <p><b>2. Потреба у великих обсягах даних:</b> Для точного налаштування моделей нечіткої логіки можуть знадобитися великі обсяги даних, що може бути складним у деяких ситуаціях.</p> <p><b>3. Часозатратність:</b> Створення та налаштування моделей нечіткої логіки може вимагати значного часу та ресурсів, особливо у складних задачах з багатьма критеріями.</p> <p><b>4. Суб'єктивність:</b> Процес визначення правил та налаштування параметрів може бути суб'єктивним, що може вплинути на об'єктивність та надійність результатів.</p> <p><b>5. Відсутність стандартів:</b> У нечіткій логіці немає єдиних стандартів для створення моделей, що може ускладнювати порівняння та аналіз результатів.</p>
------------------------------	--	--

## ДОДАТОК Е

Код вибору вагових коефіцієнтів у *Mathcad*

```

// Значення для змінних
L := [1.86, 1.63, 1.50]
M := [3.72, 3.26, 3.01]
H := [5.58, 4.89, 4.51]
// Межі
K_L := sum(L) // 4.99
K_M := sum(M) // 9.99
K_H := sum(H) // 14.98
// Генерація всіх можливих варіацій
variations := []
for i in 1..3 do
  for j in 1..3 do
    for k in 1..3 do
      S := L[i] + M[j] + H[k] // Обчислення S
      // Перевірка інтервалу
      if S < K_L then
        interval := "низький"
        W := S / K_L // Ваговий коефіцієнт для низького інтервалу
      elseif K_L <= S and S < K_M then
        interval := "середній"
        W := S / K_M // Ваговий коефіцієнт для середнього інтервалу
      elseif K_M <= S and S < K_H then
        interval := "високий"
        W := S / K_H // Ваговий коефіцієнт для високого інтервалу
      else
        interval := "поза межами"
        W := 0 // Ваговий коефіцієнт для значень за межами
      end if
      // Додавання результату до списку
      variations := augment(variations, [L[i], M[j], H[k], S, interval, W])
    end for
  end for
end for
// Виведення результатів
variations

```

## ДОДАТОК Ж

### Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

1. Степаненко В., Веремійчук Ю. Інтегрована система енергозабезпечення із застосуванням вентиляційних систем. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2020. № 4(62). С. 70–77. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/54369>.
2. Степаненко В.А., Замулко А.І., Веремійчук Ю.А., Находов В.Ф. Оцінка ризиків при інтеграції відновлюваних джерел енергії до системи електропостачання / Енергетика: економіка, технології, екологія. 2022. № 2. С. 64–74. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2022.261372>.
3. Zamulko A., Veremiichuk Y., Stepanenko V. Formation of risk profile for the integration of renewable energy sources into the electricity supply system. Journal of New Technologies in Environmental Science. Vol. 6, №. 4. P. 119–127. URL: <https://jntes.tu.kielce.pl/wp-content/uploads/2023/02/FORMATION-OF-RISK-PROFILE-FOR-THE-INTEGRATION.pdf>.
4. Stepanenko V., Zamulko A., Veremiichuk Y. Fuzzy logic in the decision-making tasks of connecting renewable energy sources into the electricity supply system. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2023. Vol. 1254, №. 1. P. 012043. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1254/1/012043>.
5. Степаненко В. «Сучасні рішення для приєднання відновлюваних джерел енергії до системи електропостачання». Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України, вип. 66, Грудень 2023, С. 70-76. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2023.66.070>.
6. Степаненко В.А., Замулко А.І. Механізми державного стимулювання розвитку відновлюваної енергетики. Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал. – 2023. – № 3 (73). – С. 109-118. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2023.289709>.
7. Степаненко В., Замулко А., Веремійчук Ю. Особливості врахування ризиків при інтеграції відновлюваних джерел енергії до системи

електропостачання. Зб. наукових праць НН ІЕЕ, КПІ імені Ігоря Сікорського : XIV науково-техн. конф. «Енергетика. Екологія. Людина», м. Київ, 2-3 червня 2022 р. С. 8–10.

8. A. Zamulko, Y. Veremiichuk, V. Stepanenko. Formation of risk profile for the integration of renewable energy sources into the electricity supply system // Book of abstracts Actual problems of renewable energy, construction and environmental engineering – Kielce, 2022 – P. 115-117.

9. Степаненко В.А., Замулко А.І., Веремійчук Ю.А. Застосування алгоритмів нечіткої логіки в задачах оцінювання ризиків використання відновлюваних джерел енергії. Збірник матеріалів конференції Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'22 – Київ, 2022. – С. 27–28.

10. Степаненко В., Замулко А., Веремійчук Ю. Моделювання в задачах приєднання відновлюваних джерел енергії до електричних мереж. Зб. матеріалів конф. "Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS 2023", м. Київ, 22-24 листопада 2023 р. С. 15–16.