

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІМЕНІ СЕМЕНА КУЗНЕЦЯ**

---

**ФАКУЛЬТЕТ ЕКОНОМІКИ І ПРАВА**

---

**КАФЕДРА ЕКОНОМІКИ ПІДПРИЄМСТВА ТА МЕНЕДЖМЕНТУ**

---

## **Пояснювальна записка**

до дипломної роботи

**МАГІСТР**

(освітній ступінь)

на тему: «Формування та реалізація 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики»

Виконав: студент 2 року навчання,

групи 8.05.051.060.19.1

спеціальності 051 «Економіка»

ОПП «Економіка підприємства»

Тищенко Я.І.

Керівник: к. е. н., професор Афанасьєв М. В.

Рецензент: Директор НДЦ ІПР НАН України, Іванов  
Юрій Борисович

Харків – 2020 рік

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	4
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ФОРМУВАННЯ 3Д МОДЕЛІ РОЗВИТКУ ПІДПРИЄМСТВ СФЕРИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ.....	6
1.1. Передумови формування 3Д моделі розвитку сфери електроенергетики	6
1.2. Концепція 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики	
1.3. Методи оцінки етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики	
Висновки до розділу 1 .....	25
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ТА ОЦІНКА ЕТАПІВ РЕАЛІЗАЦІЇ 3Д МОДЕЛІ РОЗВИТКУ ПІДПРИЄМСТВ СФЕРИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ.....	27
2.1. Аналіз та оцінка етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств в сфері електроенергетики	
2.2. Аналіз та оцінка етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Німеччині.....	37
2.3. Порівняльний аналіз етапів реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Україні та Німеччині.....	50
Висновки до розділу 2 .....	53
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ УДОСКОНАЛЕННЯ СТАНУ РЕАЛІЗАЦІЇ 3Д МОДЕЛІ РОЗВИТКУ ВІТЧИЗНЯНИХ ПІДПРИЄМСТВ СФЕРИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ .....	56
3.1. Обґрунтування шляхів удосконалення стану реалізації 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики	
3.2. Аналіз ефективності запропонованих заходів.....	61
3.3. Дослідження ризиків та шляхів їх мінімізації .....	73
Висновки до розділу 3 .....	77
ВИСНОВКИ.....	80
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	82
ДОДАТКИ.....	91

## ВСТУП

Електроенергетика є одним з основних джерел викидів CO<sub>2</sub>, що спричиняють глобальне потепління та дисбаланс в екосистемі. Використання викопних видів палива для електрогенерації, високий рівень зносу традиційних джерел енергії, централізована система енергопостачання не відповідають глобальним кліматичним викликам та потребують впровадження нових підходів до функціонування ринку електроенергії. Тому, підвищення ефективності діяльності підприємств електроенергетичної сфери може принести значний вклад в боротьбу з глобальними змінами навколишнього середовища.

Актуальність теми дослідження зумовлена тим, що 3Д модель розвитку може стати одним із інструментів підвищення ефективності діяльності підприємств сфери електроенергетики, оскільки передбачає дослідження основних аспектів розвитку постачання електроенергії, а саме: процесів декарбонізації, децентралізації та діджиталізації.

Темою магістерської дипломної роботи є формування та реалізація 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств в сфері електроенергетики.

Об'єкт дослідження – процес формування та реалізації 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики

Предмет дослідження – теоретико-методологічні та практичні засади формування та реалізації 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики.

Основною метою роботи є теоретичне обґрунтування та розробка рекомендацій щодо формування та реалізації 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики.

Для досягнення поставленої мети було визначено наступні завдання:

1. Узагальнити передумови формування 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики.

2. Розкрити концепцію та методи оцінки етапу реалізації запропонованої моделі.

3. Здійснити аналіз та оцінку етапів реалізації 3Д моделі розвитку в сфері електроенергетики в Україні та Німеччині.

4. Визначити найбільш оптимальні заходи удосконалення стану реалізації 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики.

5. Оцінити ефективність запропонованих заходів.

Методами дослідження є узагальнення, аналіз, синтез, дедукція, індукція, порівняння, математичні та графічні методи, метод екстраполяції, GTAP-E, кореляційно-регресійний аналіз, модель з фіксованими ефектами.

Інформаційною базою для написання магістерської дипломної роботи є наукова та навчальна література вітчизняних та зарубіжних авторів, періодичні видання, нормативно-правові акти та ресурси мережі інтернет.

## РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ФОРМУВАННЯ 3Д МОДЕЛІ РОЗВИТКУ ПІДПРИЄМСТВ СФЕРИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

### 1.1. Передумови формування 3Д моделі розвитку сфери електроенергетики

Однією з найбільших проблем розвитку економіки світу є погіршення стану навколишнього середовища. Спалювання викопних видів палива, винищення лісів, урбанізація тощо, значно прискорюють глобальні зміни в екосистемі. Діоксид вуглецю (CO<sub>2</sub>) – найважливіше джерело кліматичних змін, на частку якого припадає близько 64% глобального потепління. Найбільшими джерелами емісії вуглецю в атмосферне повітря є виробництво, транспортування, переробка та споживання викопних видів палива (86%) [72, ст. 96].

Для боротьби з глобальними змінами, світове суспільство вчених об'єднало зусилля для дослідження зміни клімату. В 1988 р. під егідою ООН було сформовано Міжурядову групу експертів із питань зміни клімату, яка розробила сценарії розвитку подій залежно від викидів парникових газів, зростання населення, застосування більш ефективних технологій та економічного зростання в цілому [3].

Рамкова конвенція ООН зі зміни клімату була однією з перших угод спрямованих на вирішення питання глобального потепління. Документ передбачав загальні цілі та принципи об'єднання світової спільноти для розв'язання проблеми зміни клімату. Юридичним продовженням конвенції став Кіотський Протокол (1997 р.), який встановлював обмеження емісії парникових газів на період 2008-2012 рр. на 5% у порівнянні з рівнем викидів 1990 р.. Найвищі зобов'язання зі зниження викидів – 8% взяли на себе країни Європейського Союзу [3].

На зміну Кіотському Протоколу прийшла Паризька Угода, що передбачає зменшення викидів діоксиду вуглецю, адаптацію до змін клімату та боротьбу із глобальним потеплінням. Дану Угоду підписали 195 держав під час Паризької Конференції в 2015 році. Серед них, 175 країн ратифікували Угоду, в тому числі країни з найбільшим рівнем викидів: Китай, Європейський Союз та Індія [72].

Мета Паризької Угоди полягає у «зміцненні глобального реагування на загрозу зміни клімату в контексті сталого розвитку». Для досягнення зазначеної мети було поставлено наступні задачі:

1) стримання зростання глобальної середньої температури значно нижче  $2^{\circ}\text{C}$  понад доіндустріального рівня і докладання зусиль з метою обмеження зростання температури до  $1,5^{\circ}\text{C}$  понад доіндустріального рівня, визнаючи, що це суттєво знизить ризики та наслідки зміни клімату;

2) підвищення здатності адаптуватися до несприятливих наслідків зміни клімату, а також сприяння опірності до зміни клімату та низьковуглецевому розвитку таким чином, щоб не ставити під загрозу виробництво продовольства;

3) забезпечення узгодженості фінансових потоків із напрямом низьковуглецевого та опірного до зміни клімату розвитку [75].

За умовами Паризької Угоди, країна-учасниця визначає на національному рівні внески щодо зниження викидів парникових газів. Кожні 5 років проводиться оцінка виконання поставленого завдання та обирається наступна ціль.

За результатами дослідження Світового Банку, рівень викидів  $\text{CO}_2$  в атмосферу постійно зростають. Якщо в 1959 році цей показник складав близько 8 000 000 кт  $\text{CO}_2$ , то в 2014 році – більше 35 000 000 кт, тобто за 55 років, обсяги викидів збільшились майже в 4,5 рази. Дані наведені в табл. 1 [39].

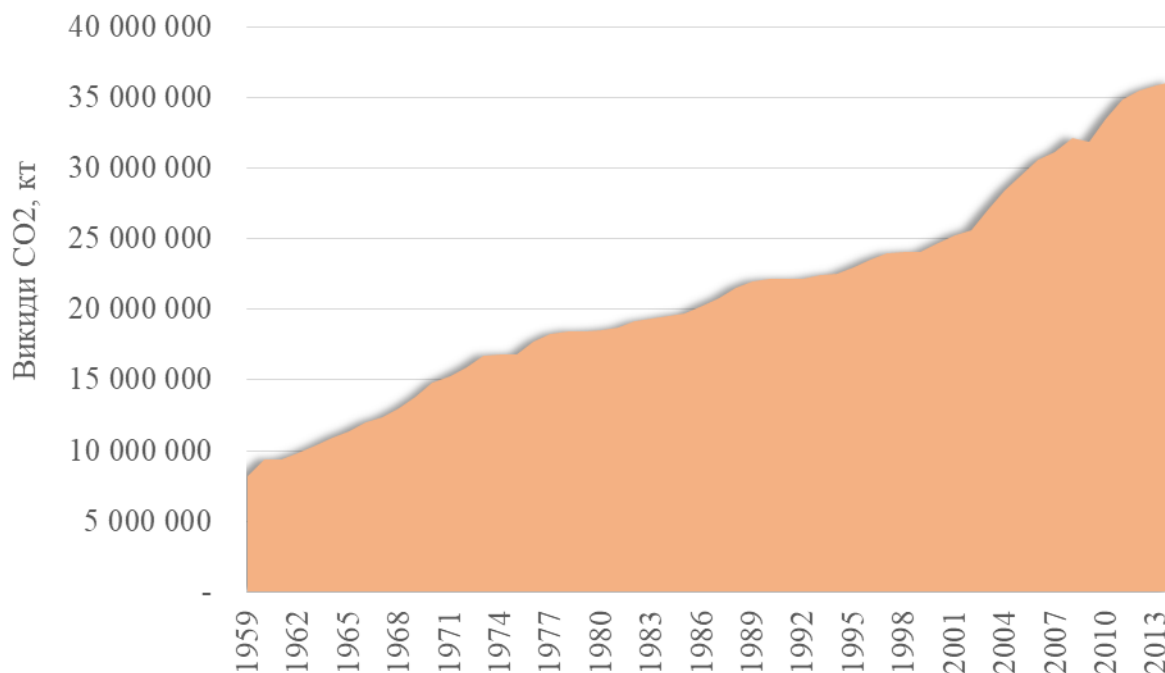


Рис. 1.1. Світовий рівень викидів CO<sub>2</sub> за період 1959-2014 роки

Якщо порівнювати об'єми викидів CO<sub>2</sub> за регіонами, то найбільшу питому вагу має Східна Азія та Тихоокеанський регіон, оскільки на нього припадає 55% світових викидів за 2017 рік. Друге і третє місце по викидам займають країни Європи і Центральної Азії та країни Південної Азії з часткою в 15% і 11% відповідно. Найменшу питому вагу викидів CO<sub>2</sub> має Африка – 4%, оскільки даний регіон має низький рівень розвитку економіки [79].

За результатами річного звіту 2017 року, проведеного Світовим Банком, динаміка викидів вуглекислого газу по регіонам залишається негативною, оскільки даний показник постійно зростає. Найбільший приріст в 2017 році в порівнянні з 2000 роком спостерігається в Східній Азії та Тихоокеанському регіоні, де темп приросту склав 177%. Це зумовлено значним розвитком економіки Китаю [8]. Щорічною доповіддю МЕА «Викиди CO<sub>2</sub> від спалювання палива, 2016 р.» зазначено, що найбільш високий рівень забруднення у 2015 р. був саме в Китаї (29%). Найменший приріст у Європі та Центральній Азії, де темп приросту складає 17%. Дані наведені на рис. 1.2 [с. 96].

Для аналізу викидів діоксиду вуглецю також використовують показник вуглецемісткості ВВП, який показує скільки кілограм  $\text{CO}_2$  припадає на одиницю грошового еквіваленту ВВП. Світовий показник вуглецемісткості ВВП наведено на рис. 1.2 [45, 48].

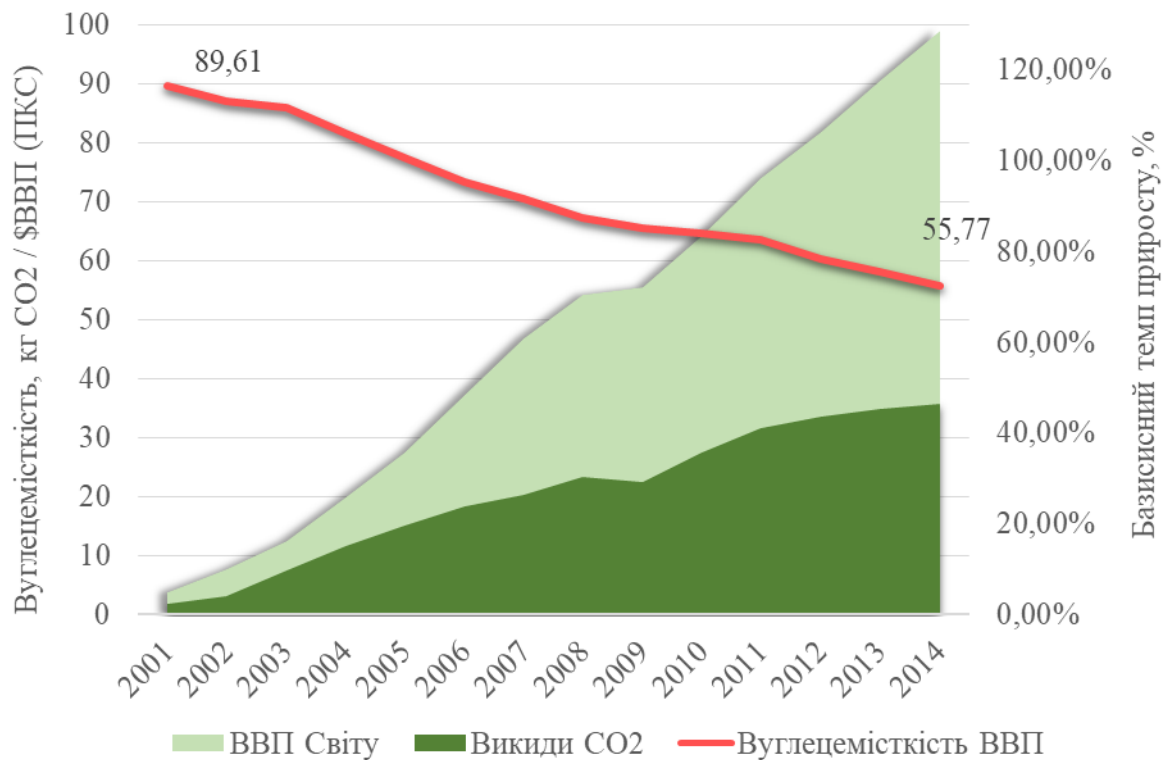


Рис. 1.2. Світовий показник вуглецемісткості ВВП

Для більш детального аналізу в таблиці наведені дані про темпи приросту світового ВВП та світові викиди  $\text{CO}_2$  за період 2001-2014 роки. Вуглецемісткість ВВП у світі показує позитивну тенденцію, оскільки даний показник знижується, не дивлячись на збільшення викидів  $\text{CO}_2$ . Така різниця зумовлена тим, що темпи приросту світового ВВП значно більші, ніж темпи приросту викидів діоксид вуглецю. Наприклад, у 2014 році темпи приросту ВВП склали 128%, що майже в 3 рази більше, ніж темпи приросту викидів  $\text{CO}_2$  (45%) за аналогічний період.



Сектор економіки, який має найбільший рівень викидів діоксиду вуглецю від використання палива – виробництво електроенергії та тепла. Даний сектор має питому вагу у розмірі 48% від загальної кількості виділення CO<sub>2</sub>. Електроенергія та тепло найбільше використовується в промисловості (18%) та житловому секторі (11%). Також велику кількість викидів від використання палива здійснюють транспортний сектор та промисловий – 23% і 19% відповідно. До сектору інше\* належать сільське/лісове господарство, рибна промисловість, енергетичні галузі, крім виробництва електричної й теплової енергії та викиди, не зазначені в інших секторах. Дані про світові викиди діоксиду вуглецю від використання палива по секторах наведені на рис. 1.3 [12, с. 12].

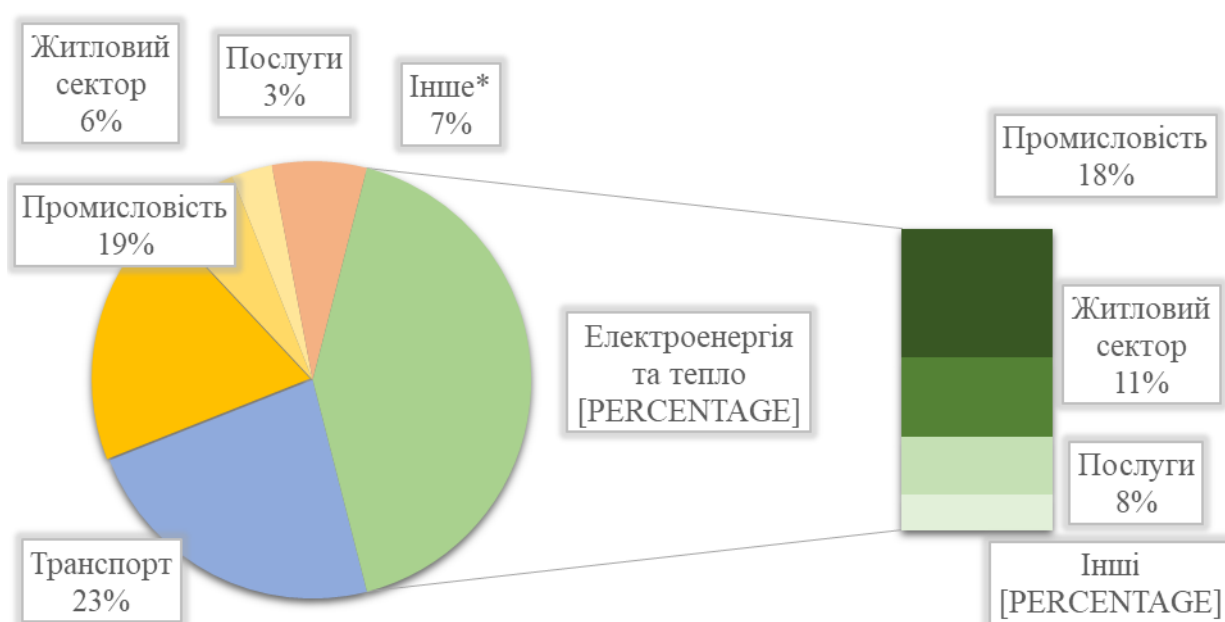


Рис. 1.3. Світові викиди CO<sub>2</sub> від використання палива по секторах

Електроенергія є найбільш зручним видом енергії для використання, передачі на короткі та великі відстані, і перетворення в інші види енергії. Електроенергетика – це одна з передумов розвитку економіки, основою забезпечення усіх видів життєдіяльності суспільства. Проте сучасний стан

енергетичної галузі, зокрема в найменш розвинених країнах та країнах, що розвиваються, потребує нових підходів до забезпечення її функціонування.

Зміни клімату та світова тенденція до електрифікації речей вимагає набагато більш ефективного виробництва, транспортування та споживання електроенергії, яка повинна розподілятися по всьому світу. На відміну від історично локалізованих промислових центрів (таких як металургія заліза та алюмінію, целюлозно-паперова та хімічна фабрики), які споживали більшу частину енергії, сьогодні електрифікація вимагає розгалужених центрів виробництва електроенергії внаслідок розподілу енергії [6].

Розподілена енергія передбачає використання менших потужностей електрогенерації та локальних систем зберігання, розташованих в безпосередній близькості від споживачів. У цих системах використовуються нові відновлювальні джерела енергії, такі як сонячні та вітрові електростанції, малі гідроелектростанції, з використанням накопичувальних систем (батерії), які повинні відігравати все більш важливу роль в зберіганні енергії та її розподілі.

Згідно Рамок ЄС 2030 для енергетики та клімату, яка прийнята у 2014 році, встановлено ціль на 40% скоротити викиди парникових газів та збільшити щонайменше до 27% відновлюваної енергії в кінцевому валовому споживанні енергії до 2030 року. В перспективі, документ передбачає 43–47% частки відновлюваних джерел електроенергетичному секторі та 12–14% використання транспортних засобів, що базується на відновлюваних джерелах енергії до 2030 року. Директива про відновлювані джерела енергії, прийнята у 2018 році, має збільшити частку енергії з відновлюваних джерел до 32 відсотків у 2030 році та допускає можливість перегляду цілей у 2023 році [1].

З урахуванням цілей скорочення викидів, структура електроенергетики в ЄС змінюється. З 2000 року чистий приріст потужності становив 157,7 ГВт для вітру, 107,3 ГВт для сонячної фотоелектроенергетики та 96,7 ГВт для газу. На відміну від цього, чисте скорочення паливної потужності становить 40,4 ГВт для палива на нафтовій основі, 1,2 ГВт для вугілля та 17,2 ГВт для ядерного

палива. Енергія вітру вже має другу за величиною потужність з виробництва електроенергії в ЄС [55].

Новий підхід до електроенергетики передбачає не лише встановлення відновлювальних джерел енергії, але й зміну функціонування сектору в цілому. З 1980-х років з'являється концепція лібералізації (лат. "liberalis" – свобода) та демонополізації ринків електроенергії та газу. Обґрунтовуючи необхідність цих реформ, Єврокомісія мала наступні твердження: «більш інтегрований європейський енергетичний ринок буде сприяти зниженню собівартості енергії, що безпосередньо вигідно індивідуальним і промисловим споживачам, а також створить позитивний ефект на структуру енергетичної галузі Співтовариства, сприяючи поліпшенню структури витрат і раціоналізації виробництва, передачі й розподілу енергії». Головним завданням було створення Єдиного лібералізованого ринку електроенергії та газу (ЄЛРЕГ) з високим рівнем конкуренції, щоб знизити тарифи на енергоносії країн-учасниць [13].

Філософія повної лібералізації полягає в створенні конкуренції на енергоринку та надання вибору споживачам протягом всього ланцюга постачання – від генерації до споживання. Нова модель ринку (ланцюг постачання) електроенергії в умовах лібералізації зображена на рис. 1.4 [32].

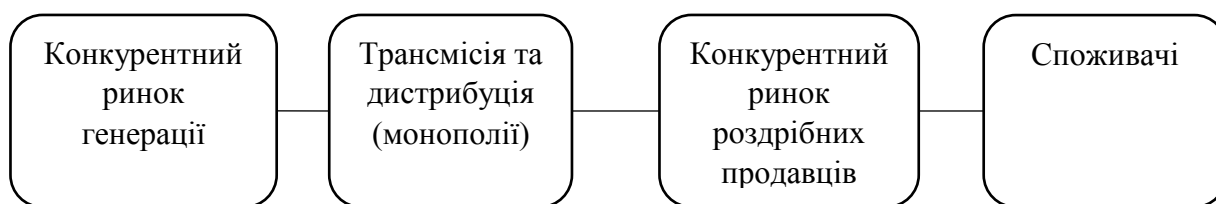


Рис. 1.4. Нова модель ринку електроенергії

Відправною точкою в ланцюгу постачання електроенергії (Рис. 1.5.) є електрогенеруючі підприємства, які мають два робочих режими: основна генерація та «безперебійний» режим (non-spinning regime). В першому режимі підприємства здійснюють безпосередню генерацію електроенергії, в другому –

електрогенеруючі компанії не підключені до мережі, але в пікові години готові приєднатись та стабілізувати постачання.

Генеруючі підприємства мають декілька варіантів продажу електроенергії (рис. 1.5.).

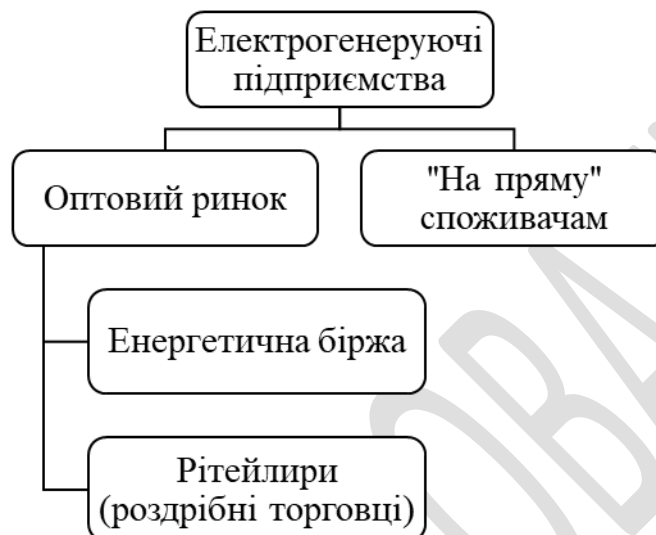


Рис. 1.5. Канали збуту електроенергії для енергогенеруючих підприємств

Для підприємств електроенергетики існує два канали збуту – це оптовий ринок та «на пряму» споживачам. В другому варіанті – продаж здійснюється здебільшого великими споживачами, які купують значні обсяги електроенергії (великі промислові підприємства і т. д.). Населення отримує електроенергію від посередників, тобто роздрібних торговців (mediator).

Енергетична біржа може значно вплинути на рівень ефективності енергетичного ринку. Енергетична біржа має ряд переваг:

- 1) Легкий доступ безпосередньо до оптового ринку за низькими витратами на транспортування;
- 2) Нейтральні та відкриті базисні ціни;
- 3) Базисні ціни для енергетичних дериватив (power derivatives);
- 4) Надійний контрагент;
- 5) Інструмент регулювання завантаження мережі (a grid congestion management tool);
- 6) Розповсюдження відповідної прозорої інформації щодо ринку [32].

Крім електроенергії, генеруючі підприємства продають додаткові послуги, які забезпечують максимальний рівень безперебійного постачання:

- 1) «Обертіві» і «необертіві» резерви (Spinning and non-spinning reserves) – додаткові потужності для регулювання в пікові години;
- 2) Контроль частоти (frequency control);
- 3) Контроль напруги (voltage control);
- 4) Функція «блек старт» (black start function).

Розглянемо інститути, які займаються трансмісією (передача) та дистрибуцією (розподіл) електроенергії. В новій моделі ринку існує два оператори (монополісти): оператор систем передачі (ОСП, transmission system operator) та оператор систем розподілу (ОСР, distribution system operator) електроенергії [4].

ОСП координує роботу генераторів та відповідає за постачання високовольтних ліній передач. ОСР забезпечує розповсюдження електроенергії від високовольтних ліній електропередачі до конкретних географічних локацій (за допомогою низьковольтних ліній), тобто є наступним кроком у ланцюгу постачання електроенергії.

Для безперебійного постачання електроенергії, генеруючі компанії повинні здійснювати прогноз споживання та виробництва. В тому числі, це важливе питання для відновлювальних джерел енергії, що зумовлено волатильністю їхнього виробництва.

Система виробництва електроенергії, підключена до централізованої мережі, стикається з проблемою невідповідності між попитом і пропозицією, що є величезною економічною проблемою. Це пов'язано з тим, що існуюча система не здатна задовольнити нові потреби, у зв'язку з застарілими інженерними можливостями традиційної мережі і її низьку ефективність. Водночас управління мережею стає дедалі складнішим не тільки через специфіку споживчих моделей, але й через різні генеруючі засоби та потужності, підключені до мережі [70].

Технологічний прогрес може надати рішення для оновлення існуючої мережі задля запобігання негативного впливу на навколишнє середовище та підвищення ефективності функціонування енергетичної галузі.

Людству добре відомі перші три промислові революції, що значно вплинули на життєдіяльність людини:

1. Прийняття механізації для заміни робочої сили машинами та використання енергії води та пари для роботи цих машин значно підвищило продуктивність роботи заводів;
2. Запровадження масового виробництва через складальні лінії та початок електрифікації;
3. Широке використання комп'ютерів та автоматики у виробничому процесі, що підвищило ефективність та якість.

На зміну приходить четверта промислова революція, зазвичай відома як Industry 4.0, яка передбачає повну діджиталізацію, що змінює технології, процеси та бізнес-моделі [14].

Згідно з даними аналітичного звіту Бостонської Консалтингової Групи (BCG), існує дев'ять технологічних тенденцій, які складають основу четвертої промислової революції:

1. Збір великих об'ємів даних з різних джерел та аналітики, що стане інтегрованим інструментом для прийняття рішень у режимі реального часу;
2. Автономні роботи, які поступово починали б замінювати людей та могли співпрацювати між собою для більш безпечної роботи;
3. Моделювання, яке, як очікується, буде використовуватися ширше для використання даних у режимі реального часу, створення моделей та проведення аналізу сценаріїв для цілей розробки та оптимізації;
4. Горизонтальна та вертикальна системна інтеграція, яка має тенденцію до того, що компанії, підрозділи, функції та можливості стають набагато більш згуртованими завдяки різним (навіть автоматизованим) ланцюгам створення вартості;

5. Промисловий Інтернет речей (IIoT), який передбачає збільшення пристроїв з вбудованими обчисленнями, щоб забезпечити зв'язок та взаємодію між ними, що, у свою чергу, допомагає децентралізувати прийняття рішень в системі.

6. Кібербезпека є важливим заходом для забезпечення захисту підключених пристроїв. Безпека важливих даних, Надійність з'єднань та управління доступом стають цілісними для сучасної галузі;

7. «Хмара» (cloud), яка може забезпечити універсальне зберігання та доступ до даних, оскільки дедалі більше обміну даними вимагають майже всі сфери діяльності. Це додатково стимулюватиме послуги, керовані даними, які можна виконувати в хмарі;

8. Виробництво додатків, як 3D-друк, що є новою технологією для створення прототипів та можливого масового виробництва. Розробка різноманітних технологій та матеріалів дозволяє пришвидшити процес розробки та може повністю трансформувати бізнес-моделі у виробництво.

9. Доповнена реальність, яка може підтримати процес проектування, вибір деталей на складах або ремонтні роботи. Ці технології все ще перебувають на стадії розробки [14].

Нова промислова революція може трансформувати всю промисловість, щоб вивести її на новий рівень. Але для змін потрібні ресурси, а, особливо, електроенергію. Більшість нововведень енергоємні: центри обробки даних потребують живлення для охолодження, машини працюють від електрики, мережі не можуть працювати без електроенергії. Електрична енергія потрібна у великих кількостях, в потрібному місці та з необхідною потужністю вчасно. Це чинить великий тиск на систему виробництва електроенергії, яка повинна бути основою впровадження четвертої промислової революції [14].

1.2. Концепція 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики

Концепція 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики полягає у поєднання трьох процесів: декарбонізації, діджиталізації та децентралізації. Якщо системно розглядати запропоновану модель в сфері електроенергетики, то декарбонізація передбачає зменшення вуглецевої інтенсивності викидів на кожну одиницю виробленої електроенергії, що має важливе значення у довгостроковій стратегії скорочення викидів CO<sub>2</sub> та збільшення частки використання відновлюваних джерел енергії. У свою чергу, децентралізація трансформує функціонування ринку електроенергетики шляхом децентралізації енергопостачання. Діджиталізація підтримує два інші процеси та розширює можливості контролю, автоматизації та оптимізації всіх елементів ланцюга створення та споживання електричної енергії (рис. 1.6) [19].

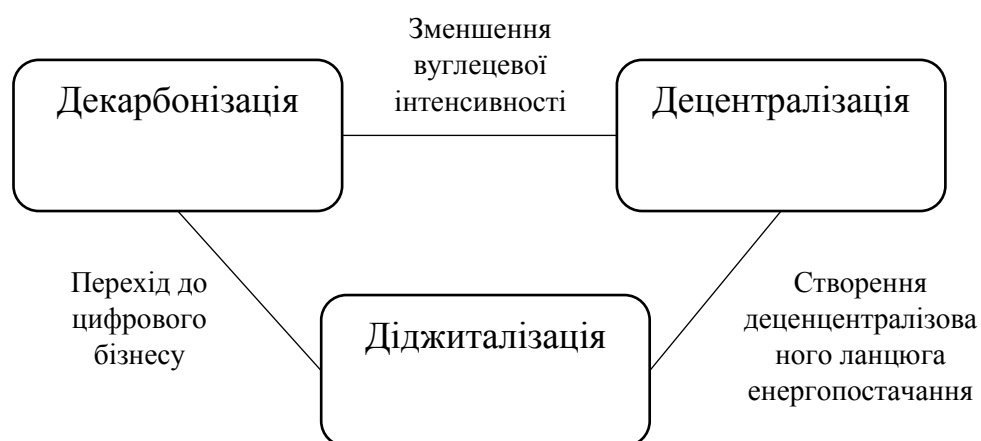


Рис. 1.6. 3Д модель розвитку підприємств у сфері електроенергетики

Процес декарбонізації безпосередньо пов'язаний з боротьбою підвищення температури нашої планети та спрямований на зменшення викидів діоксиду вуглецю (carbon dioxide, CO<sub>2</sub>). CO<sub>2</sub> – найважливіше джерело кліматичних змін, на частку якого припадає близько 64% глобального потепління [12].

Сам термін декарбонізація походить від слова «decarbonize» або «decarburize», які широко використовують в металургійній промисловості та означають процес «вивільнення вуглецю з металу» [17].



Процес декарбонізації можливо стимулювати шляхом децентралізації енергосистеми. Децентралізація – це багатогранна концепція, яку можна розглядати по-різному та надавати різного значення. Дослідники Гібсон Д., Доннелі Д., Іваневич Д. описують цей процес, як «передачу влади ухвалювати рішення якомога нижчому рівню в межах організації». На державному рівні, децентралізація – «це передача повноважень та відповідальності за державні функції з центрального уряду на проміжні та місцеві органи влади або квазінезалежні урядові організації та/або приватний сектор». В енергетичній сфері, це визначення передбачає перехід від централізованого виробництва енергії до розподіленого. Демоніполізація централізованих компаній на окремі самостійні підрозділи, а також збільшення частки відновлювальних джерел є основними факторами цього процесу [18, 24].

Процес децентралізації ускладнює енергосистему. Традиційно, централізована система є економічною, оскільки ефект масштабу знижує середні витрати. Однак падіння ціни на поновлювані джерела енергії та накопичувачі, з подальшим збільшенням рівня все складніших систем управління робить встановлені децентралізовані потужності також економічно доцільними. Розвиток електронних пристроїв прискорює процес вивчення виробництва літій-іонних батарей та збільшує можливості галузі. Витрати на акумулятори зменшились на 15 відсотків у середньому на рік з 2012 по 2017 рік. Одне з вірогідних прогнозів компанії New Energy Finance Limited передбачало, що ціни на зберігання знизяться з 2017 року ще на 63 відсотки до 2030 року, досягнувши 70 кВт-год, а вартість сонячної батареї для домашнього користування з акумуляторною системою буде доступною для більшості населення після 2025 року [40, 58].

Відповідні схеми оплати праці та механізми ціноутворення є основним фактором, що дозволяє децентралізованій гнучкості розвиватися. Ефективний механізм ціноутворення може забезпечити правильні стимули та гарантувати ринкове середовище, що відображає витрати [58].

В даний час ринок балансує послуг оплачує необхідні послуги на основі широкого спектру цінових механізмів, таких як обов'язкове надання, фіксовані ціни, двосторонні контракти та аукціони (). Серед цих механізмів лише аукціон є ринковим. Цілком ймовірно, що в майбутньому аукціони будуть використовуватися для більшості послуг, присвячених децентралізованій гнучкості. Таким чином, правила аукціону мають прямий вплив на поведінку торгів та результати постачальників послуг [39, 58].

Зіткнувшись із розвитком декарбонізації та децентралізації, процес діджиталізації пропонує величезні можливості. За словами консалтингової компанії Gartner, діджиталізація – це «процес переходу до цифрового бізнесу», а «цифровий бізнес – створення нових бізнес-дизайнів шляхом розмивання цифрового та фізичного світів». Аналітик Джейсон Блумберг стверджує, що діджиталізація набагато ширший процес, і зумовлює використання цифрових технологій не лише для бізнес-діяльності, але й для зміни соціальних взаємозв'язків та суспільства в цілому [20, 7].

Діджиталізація відіграє значну роль у програмах автоматизації. Розквіт штучного інтелекту, впровадженого в енергоменеджменті, та подальший розвиток Інтернету речей (IoT) зведе до мінімуму участь людей в енергопостачанні. Нова модель спрямована на ефективне узгодження попиту та пропозиції електроенергії з більшою автоматизацією та діджиталізацією усіх етапів ланцюжка доданої вартості електроенергії.

Обсяг даних постійно зростає, і сьогодні потрібні ефективні та продуктивні алгоритми та аналітика, щоб отримати максимальну користь від цих даних. Управління мережею, мабуть, найбільш розвинене з точки зору процесу діджиталізації, оскільки ця частина енергетичної системи використовує цифрові рішення та аналіз даних для ефективного розподілу енергії та функціонування ринку [39].

Подібним чином сучасні цифрові системи можуть проводити моніторинг стану системи обладнання, наприклад, турбіни, генератори, компресори або двигуни, аналізувати їх на основі історичних даних (наприклад, про технічне

обслуговування), планувати відключення та життєвий цикл, а також оптимізувати склади для замовлення запчастин заздалегідь або видрукувати їх у форматі 3D в приміщенні [6].

Система електроенергії могла б надавати послуги з високим комфортом за низькою ціною та стимулювати збільшення відновлюваних джерел енергії для досягнення цілей декарбонізації та надійного економічно-виправданого постачання енергії [58, 56].

Діджиталізація є однією з головних тенденцій сучасного світового енергетичного сектору, оскільки глобальні інвестиції в цифрову інфраструктуру та програмне забезпечення сягають майже 50 млрд доларів. Розвиток процесу діджиталізації здебільшого пов'язаний з операційними інноваціями. Оскільки аналіз даних та моделі автоматичного прийняття рішень використовуються за допомогою машинного навчання для зменшення експлуатаційних витрат, ефективність була покращена головним чином при роботі системи електроенергетики. Однак, найбільш суттєвим порушенням чинної системи може бути потенційне нововведення в бізнес-моделі, таке як персональна торгівля електроенергією, віртуальна електростанція для використання в приватних домогосподарствах [80].

Все більше енергосистема зазнає структурних змін для адаптації децентралізованих компонентів у вигляді відновлювальних джерел, тощо, розвитку процесу діджиталізації та досягнення цілей декарбонізації. Енергетичному сектору доведеться переглянути сучасну модель експлуатації, щоб забезпечити достатню гнучкість електроенергії в майбутньому [56].

### 1.3. Методи оцінки етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики

Для оцінки етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики використовують якісні та кількісні показники.

Для кількісної оцінки процесу декарбонізації використовують показники обсягу викидів CO<sub>2</sub> та вуглецемісткості. Вуглецемісткість розраховується як відношення викидів CO<sub>2</sub> до обсягів виробництва. Використання останнього показника дозволяє більш структурно проаналізувати коливання рівня викидів, оскільки обсяги виробництва прямо пропорційні викидам, тобто збільшення виробництва призводить до збільшення викидів в атмосферу, і навпаки. Для дослідження було використано річні показники ВВП (ПКС) та обсяги викидів CO<sub>2</sub>. Якісна оцінка декарбонізації включає виконання рекомендацій Паризької Угоди [35].

Оцінка процесу децентралізації відбувається за допомогою розрахунку індексу Герфіндаля-Гіршмана (ННІ) та сукупної частки трьох найбільших компаній у сфері електроенергетики. Перший індекс є одним з основних показників, що використовуються при оцінці привабливості галузі. Чим більше значення індексу Герфіндаля-Гіршмана (ННІ), тим складніше організації вийти на ринок, а чим менше, тим легше вийти на ринок, але при цьому складніше зміцнитися на ньому. Показник розраховується підсумовуванням всіх результатів, отриманих за допомогою зведення у квадрат питомої ваги ринку організацій, що реалізують свою продукцію на даному ринку. Індекс Герфіндаля-Гіршмана може бути в діапазоні між 0.01 та 1. Він реагує на ринкову частку кожної фірми в галузі. У разі чистої монополії, коли галузь складається з однієї фірми ННІ = 1,0, для двох фірм з рівними частками ННІ = 0,5, для 100 фірм із частками в 1% ННІ = 0,01 [74].

Оскільки процес децентралізації на ринку електроенергетики ґрунтується на законодавчих змінах, для якісної оцінки розглядають державне стимулювання появи на ринку нових підприємств. Для цього використовуються експертна оцінка показників доступу на ринок електропостачання.

Існує три напрямки, пов'язані з обмеженням доступу на ринок: специфікації продукції, попередня кваліфікація для виходу на ринок та домовленості про торгівлю. Технічні характеристики продукту включають мінімальні вимоги до ставок щодо таких параметрів, як обсяг, час

повідомлення, доступність, період контракту, тривалість однієї дії та ставки набору [30, 58]. Специфікація є основою для визначення продукту електроенергії. Проблеми попередньої кваліфікації для виходу на ринок включають стандартні умови ліцензії, відповідність нормативним рамкам та галузевим кодексам, а також дотримання відповідного балансу та врегулювання

Крім аналізу доступу на ринок, оцінка процесу децентралізації передбачає визначення етапу лібералізації енергопостачання, оскільки це значно впливає на перебіг даного процесу. Чим ближче галузь знаходиться до завершального етапу трансформування енергопостачання, тим більший рівень розвитку розподіленого енергопостачання. Процес лібералізації складається з наступних етапів [32]:

1. Реструктуризації та приватизація (приватизація, акціонування) державних підприємств.
2. Розмежування регулятивної та операційної діяльності, впровадження упорядкованої регуляторної бази шляхом створення незалежного регулятора для захисту інтересів споживачів та підтримки конкуренції на ринку електроенергії.
3. Вертикальний розподіл процесу постачання (рис. 1.5). Головна мета – відділити електрогенерацію та роздрібне постачання від передачі та розподілу, визначити правила «доступу» до мережі та забезпечити недискримінаційну поведінку відносно третьої сторони.
4. Впровадження конкуренції при виробництві та постачанні електроенергії та регулювання передачі та розподілу.
5. Залучення приватних інвестицій та «private management» шляхом приватизації, видачі ліцензій та виходу на ринок.
6. Зменшення субсидування та ребалансування для врівноваження цін і затрат, а також зменшення недоліків на ринку електроенергії.

Однак такий перехід не відбудеться відразу і може повністю виснажити централізовані генеруючі об'єкти, такі як великі гідроелектростанції, розташовані у віддалених районах, або великі морські вітряні парки. Це в

основному важливо для великих промислових споживачів, яким потрібне постійне і високу енергопостачання, але посилення електрифікації вимагає подачі електроенергії в потрібний час і в потрібному місці, тому децентралізація буде ідеальним варіантом [14].

Для якісної оцінки децентралізації можна також використовувати прийняття директив Європейського Союзу. Директиви ЄС – це низка основних правил та вимог для проведення ефективного процесу лібералізації ринку електроенергії, які викладені в табл. 1.3 [32].

Таблиця 1.3.

## Директиви ЄС щодо основних вимог процесу лібералізації

Директиви ЄС		Основні вимоги
1	2	3
Перша Директива ЄС	6/92/ЕС	а) Створення конкурентного ринку електроенергії; б) Розвиток енергосистеми; в) Забезпечити споживачів, які ще не обрали для себе нового постачальника; г) Відокремлення оператора передачі (СОП); д) Створення оптової конкуренції (біржі).
Друга Директива ЄС	2003/54/ЕС	а) Програми захисту клієнтів; б) Регульований та недискримінаційний доступ до мережі; в) Забезпечення конкуренції в процесі виробництва електроенергії.
Третя Директива ЄС	2009/72/ЕС	а) Включення регуляторів окремих країн до спільного регуляторного органу; б) Посилення регулювання передачі та розподілу електроенергії на національному рівні; в) Співпраця між операторами систем передачі (ОПС); г) Відокремлення ОПС від виробництва та постачання; д) Відокремлення операторів системи розподілу від виробництва та постачання; г) Перегляд програми захисту клієнтів.

Продовження табл. 1.3.

1	2	3
		е)
Інші Директиви в сфері регулювання ринку електроенергії	2001/77/ЕС	Сприяння виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії для забезпечення та диверсифікації постачання електроенергії, розвиток економічної та соціальної єдності та охорони навколишнього середовища
	1228/2003/ЕС	Регулювання передачі електроенергії між членами-державами ЄС та встановлення механізмів компенсації для оператора міжнародних системи передачі електроенергії, що визначає правила доступності використання міжнародних енергосистем
	2005/85/ЕС10	Підтримка безпеки постачання електроенергії та забезпечення належного функціонування внутрішніх ринків електроенергії з появою міжнародних зв'язків між членами-державами, а також забезпечення достатнього рівня виробництва та балансування попиту і пропозиції

\*Номер Директив містить аббревіатуру ЕС – European Commission (Європейська Комісія)

В попередньому розділі було визначено, що процес діджиталізації може включати багато аспектів діяльності компаній, тобто не лише безпосереднє виробництво, але й роботу з клієнтами. Таким чином, для кількісної оцінки процесу діджиталізації розраховують загальну суму коштів інвестованих в діджиталізацію бізнес-процесів компанії. Якісна оцінка базується на наявності заходів щодо діджиталізації бізнес-процесів компанії.

З промислового масштабу спостерігається тенденція до поглиблення старих потужностей новим та більш ефективним обладнанням. Можна назвати проекти модернізації, коли старі неефективні вугільні споруди модернізували до котлів USC та їх ефективність майже подвоюється, а встановлення інноваційних рішень для очищення дозволяє мінімізувати вплив викидів парникових газів до значно нижчих масштабів. Ще однією тенденцією є заміна деяких старих матеріалів на нові, розроблені [6].

Якісні та кількісні показники оцінки етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики, а також оцінювальні (рекомендаційні) параметри для кожного з них представлені в табл. 1.1.

Табл. 1.1.

Якісні та кількісні показники оцінки етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики

Показник	Оцінювальні (рекомендаційні) параметри
Декарбонізація	
Обсяги викидів CO <sub>2</sub>	Тенденції зменшення
Вуглецемісткість	Тенденція зменшення
Виконання рекомендацій Паризької Угоди	Наявність стратегії та заходів щодо скорочення викидів CO <sub>2</sub>
Децентралізація	
Індекс Герфіндаля-Гіршамана	<0.3
Сукупна частка трьох найбільших компаній	<0.5
Стимулювання виходу на ринок з боку держави	Наявність державних стимулів децентралізації електроенергетичного ринку
Рівень лібералізації ринку	Пройдено всі етапи до лібералізації
Діджиталізація	
Суму коштів інвестованих в модернізацію необоротних активів	Тенденція зростання
Стратегія модернізації необоротних активів	Наявність стратегії та заходів

### Висновки до розділу 1

В першому розділі узагальнено передумови формування 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики, розкрито концепцію та методи оцінки 3Д моделі розвитку підприємств.

Глобальне потепління призводить до дисбалансу в екосистемі нашої планети та має негативні природні та економічні наслідки. Вважають, що основною причиною підвищення температури є значні викиди CO<sub>2</sub>. Тому, суспільство об'єднало зусилля для того, щоб скоротити викиди діоксиду вуглецю та запобігти тяжким природним катаклізмам. Тенденція до скорочення



CO<sub>2</sub> спостерігається в багатьох сферах, зокрема в енергетичній галузі, яка є основним джерелом вуглецевої емісії.

Як виявилось, централізована система енергопостачання не може в повній мірі забезпечити стале скорочення викидів CO<sub>2</sub>. Крім великих обсягів викидів під час виробництва електроенергії, до основних перешкод ефективного функціонування електроенергетичної галузі можна віднести низький рівень ефективності використання природних ресурсів [2] та монополізованість енергетичних ринків [11].

Для цього, було розроблено ряд заходів для оновлення функціонування енергоринку, а саме здійснення переходу від централізованої до децентралізованої системи енергопостачання. Оскільки такий перехід ускладнює роботу енергосистеми необхідне використання сучасних технологій для здійснення переходу до цифрового бізнесу та оптимізації подібних процесів.

Формування 3Д моделі розвитку може стати ефективним інструментом для поліпшення функціонування електроенергетичних підприємств в сучасних умовах. Іноземний досвід засвідчує, що децентралізована система, яка спрямована на зменшення викидів діоксиду вуглецю, з використанням сучасних технологій дійсно може існувати та функціонувати, але для її ефективного використання потрібно провести деталізоване та ґрунтовне дослідження кожного з факторів моделі та розглядати їх відповідно до конкретних умов.

## РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ТА ОЦІНКА ЕТАПІВ РЕАЛІЗАЦІЇ ЗД МОДЕЛІ РОЗВИТКУ ПІДПРИЄМСТВ СФЕРИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

### 2.1. Аналіз та оцінка етапу реалізації ЗД моделі розвитку підприємств в сфері електроенергетики в Україні

Україна не відстає від світових тенденцій розвитку. 14 липня 2016 року, Україна ратифікувала Паризьку Угоду, яка передбачає зменшення викидів парникових газів. Для країни – це нова можливість долучитися до боротьби з кліматичними змінами та зробити внесок в процес декарбонізації нашої планети [75].

Зобов'язаннями України визначено цільове завдання – до 2030 р. знизити викиди на 40% від рівня викидів парникових газів 1990 р. (розпорядження Кабінету Міністрів України від 16.09.2015 р. №980-р Про схвалення Очікуваного національно визначеного внеску України до проекту нової глобальної кліматичної угоди). Період впровадження Угоди з 01.01.2021 р. по 31.12.2030 р.

Згідно з даними проекту Національного кадастру антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні, викиди CO<sub>2</sub> поступово зменшуються. За період 2008-2018, викиди коливались в межах від 300 до 375 Мт CO<sub>2</sub>. Найбільші значення спостерігаються у 2008 та 2013 роках, найменші – 2009 рік. З 2015 року, обсяги емісії CO<sub>2</sub> поступово зменшуються. Дані про викиди CO<sub>2</sub> наведені на рис. 2.1. [49, 77].

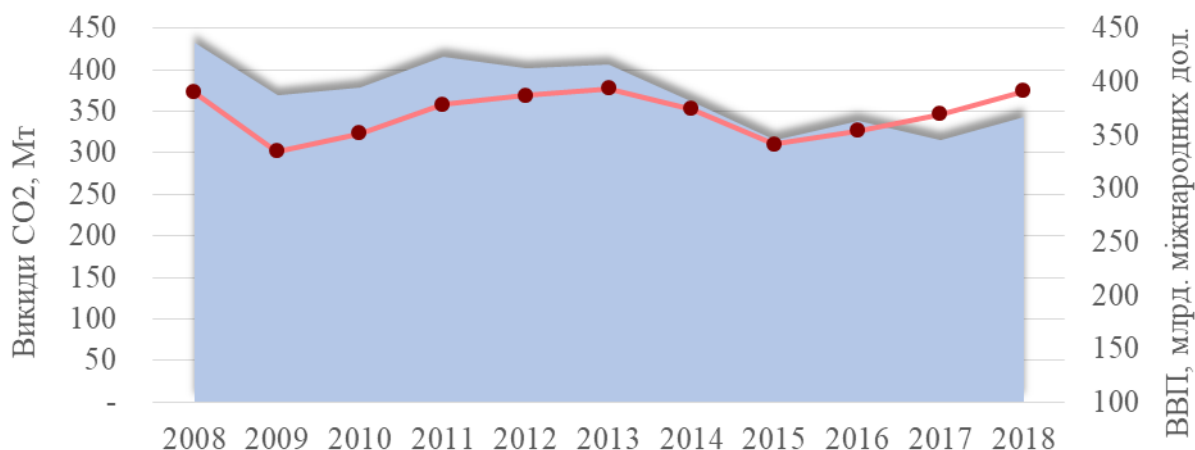


Рис. 2.1. Рівень викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу України за період 2008-2018 роки

Для аналізу викидів CO<sub>2</sub> в Україні, також, на рис. 2.1., наведені дані про зміни ВВП в міжнародних доларах за період 2008-2018. Можна побачити, що викиди CO<sub>2</sub> та обсяги виробництва прямо пропорційні, оскільки зростання та зменшення викидів відбувалось під час підйому та спаду в економіці країни.

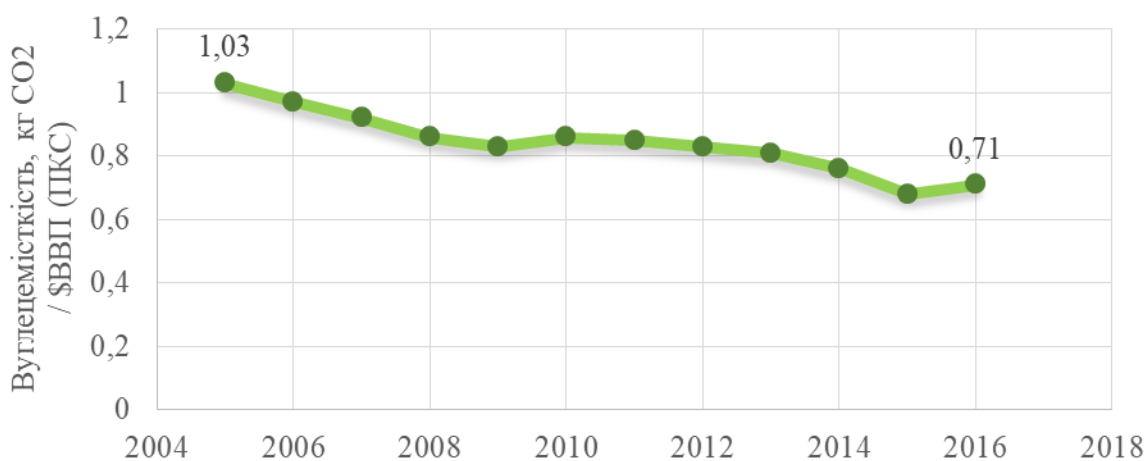


Рис. 2.2.. Вуглецемісткість ВВП України за період 2005-2016 рр., кг CO<sub>2</sub> / \$ВВП (ПКС)

На рис. 2.2. представлено вуглецемісткість ВВП в Україні. Станом на 2016 рік, цей показник становив 0,71 кг CO<sub>2</sub> / \$ВВП (ПКС). Це означає, що на 1 долар ВВП припадало 0,71 кг діоксид вуглецю. Загалом, вуглецемісткість ВВП в Україні має позитивну тенденцію, оскільки показник поступово зменшується.

У 2005 році вуглецемісткість ВВП склала 1,03 кг CO<sub>2</sub> / \$ВВП (ПКС), тобто на 0,32 кг CO<sub>2</sub> / \$ВВП (ПКС) або на 31% більше, ніж у 2016 році [49, 46].

На принципах Паризької Угоди та досвіду європейських країн було сформовано основні цілі скорочення викидів CO<sub>2</sub> в Україні на період до 2050 року. Дослідження проводились науковцями ДУ "Інститут економіки та прогнозування НАН України". Цілі наведені на рис. 2.3 [60].

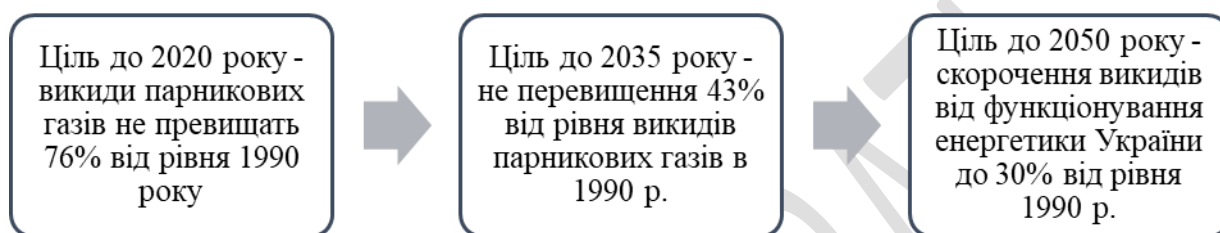


Рис. 2.3. Цілі, щодо зменшення парникових газів

За оцінкою Європейської комісії на підставі аналізу «Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) та звіту ЄС «Trends in global CO<sub>2</sub> emissions: 2016 Report. European Commission» у 2015 р. рівень викидів парникових газів зменшився майже на 78% від рівня 1990 року та становив 0,63% від загального світового обсягу, що свідчить про перевиконання національних цілей Кіотського протоколу та Паризької Угоди [52].

Процес децентралізації електроенергетики спрямований на створення конкурентного ринку електроенергії. Цей процес тісно пов'язаний з процесом лібералізації та приватизації, які в комплексі допомагають трансформувати централізоване енергопостачання в розгалужене та надають вибір споживачам протягом всього ланцюга постачання – від генерації до споживання. Конкуренція має виважити ціну на енергоресурси та, у свою чергу, поліпшити якість послуг [18].

Україна вже здійснили перші кроки до створення децентралізованого ринку електроенергетики, прийнявши Закон України «Про ринок електроенергії» від 13 квітня 2017 року № 2019-VIII. Закон передбачає значні зміни у функціонуванні ринку електроенергії, зокрема, створення окремого

конкурентного ринку для постачальників та окремого ринку для виробників електроенергії [64].

На розвиток децентралізації в енергетичному секторі впливає збільшення обсягів виробництва електроенергії шляхом відновлювальних джерел енергії. Річ у тім, що державна підтримка «зеленої» електрогенерації стимулює появу нових підприємств на ринку, що, у свою чергу, диверсифікують енергопостачання та роблять його більш локальним. Крім того, ВДЕ впливають на скорочення викидів парникових газів.

Основні положення щодо функціонування та розвитку альтернативних джерел енергії в Україні передбачені Законом України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV. Варто зазначити, що закон передбачає фінансову підтримку відновлювальної енергетики внаслідок «зелених» тарифів та деяких надбавок. «Зелений» тариф – це тариф за яким держава купує електроенергію у виробників з відновлювальних джерел енергії. З новим Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 25.04.2019 № 2712-VIII, на зміну «зеленим» тарифам приходять, так звані, «зелені» аукціони [62, 63].

Державна підтримка відновлювальної енергетики шляхом впровадження «зеленого» тарифу дає значний поштовх для розвитку відновлювальних джерел енергії. За даними Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, обсяг потужностей відновлювальних джерел у 2018 році збільшився більш ніж у два рази в порівнянні з 2015 роком (рис. 2.4.) [65, ст. 64].

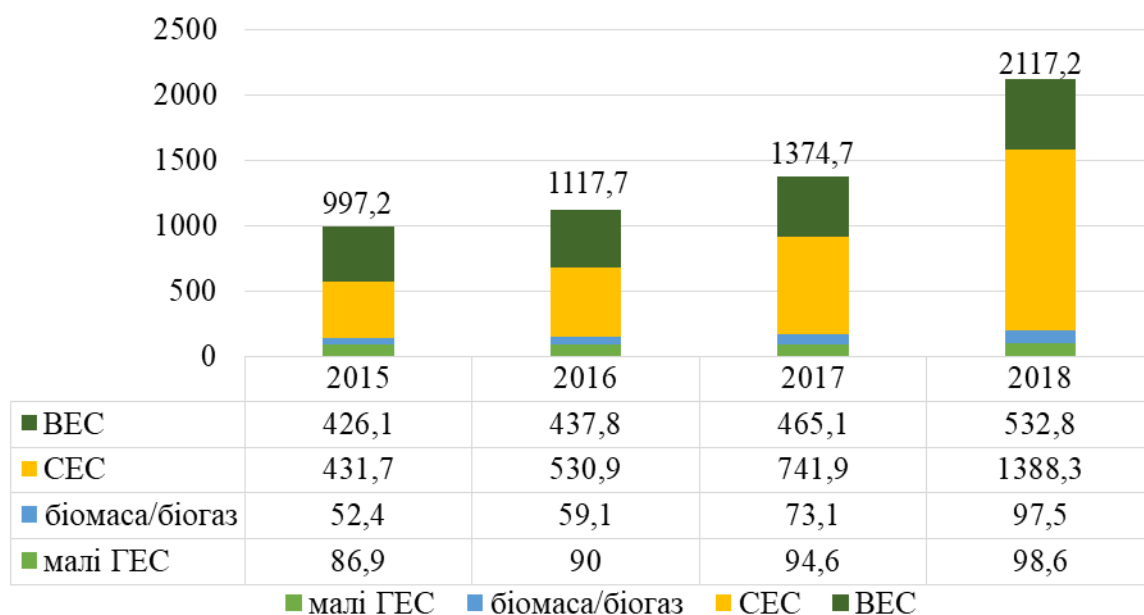


Рис. 2.4 Динаміка встановленої потужності виробників з ВДЕ за «зеленим» тарифом, МВт

Країна й надалі планує розвивати відновлювальну енергетику та, відповідно, зменшувати виробництво енергоресурсів з традиційних джерел. Згідно з Енергетичною стратегією України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», в структурі загального постачання первинної енергії (ЗПЕ) на 2015 рік провідне місце займали викопні види палива, а саме вугілля та природний газ з питомою вагою в 30,4% та 28,9% відповідно. На третьому місці атомна енергетика - 25,5% у структурі. Дані про загальну структуру первинного постачання енергії України на 2015 рік наведені на рис. 2.5. [61].

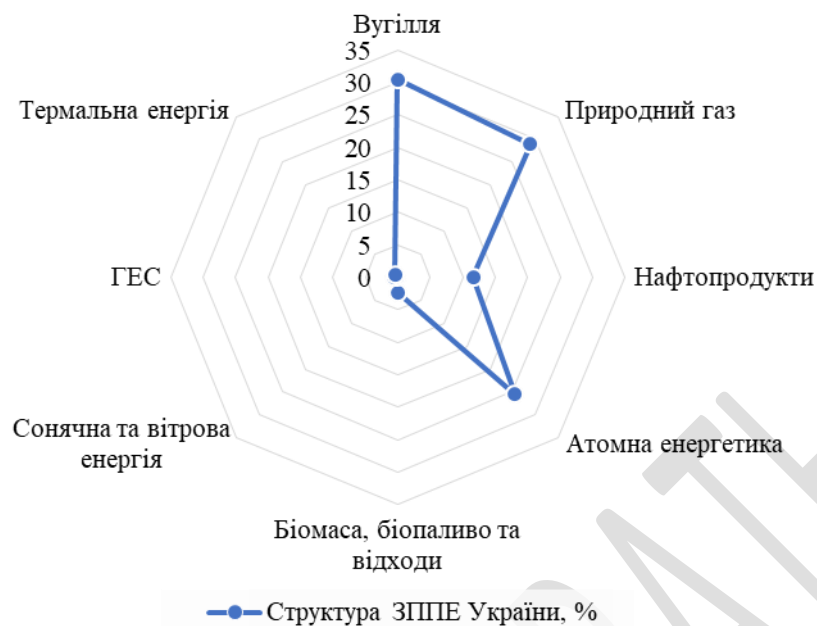


Рис. 2.5. Структура ЗППЕ України на 2015 рік, %

Прогнозована структура ЗППЕ згідно Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» представлено на рис. 2.6.

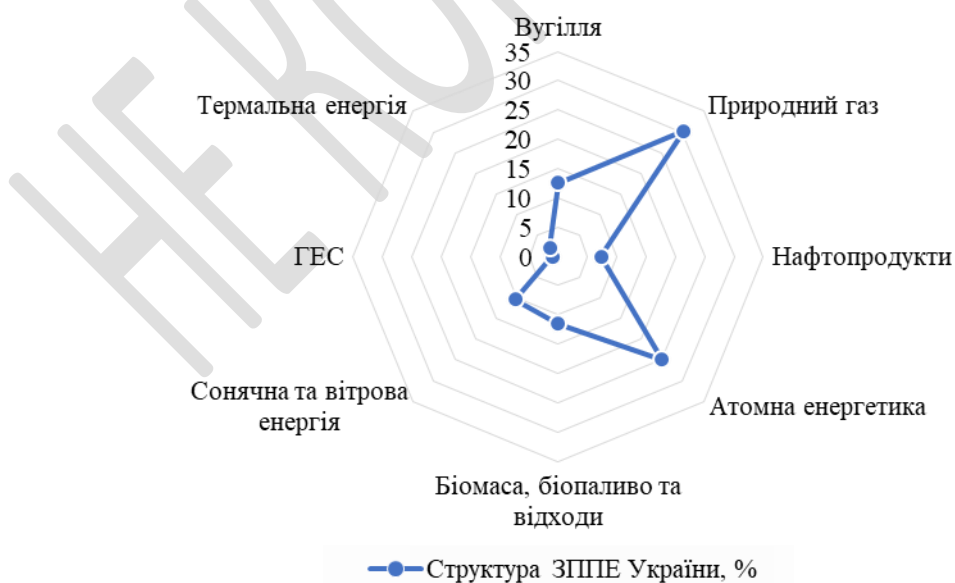


Рис. 2.6. Структура ЗППЕ України за 2035 рік, %

За Стратегією, в структурі загального постачання первинної енергії мають відбутися значні зміни, які насамперед зосереджені на розвиток відновлювальної енергетики. Частка сонячної та вітрової енергії повинна зрости до 10,4% у 2035 році з 0,1% у 2015 році, тобто майже в 105 разів (рис. 2.7.) [61].

Завдяки розвитку відновлювальної енергетики та створенню конкурентних енергетичних ринків, в українській електроенергетиці діє понад триста компаній. Ці підприємства розділяють на декілька категорій, зокрема ті, що займаються безпосередньо електрогенерацією, оператори передачі та розподілу електроенергії, оператор оптового ринку. Загальна характеристика підприємств сфери електроенергетики в Україні станом на квітень 2019 року представлені в таблиці 2.1. [71]

Табл. 2.1.

## Загальна характеристика підприємств електроенергетики в Україні

Компанія	Опис	Питома вага в загальному виробництві е/е
1	2	3
Виробництво		
«Енергоатом»	Керує роботою чотирьох АЕС, які налічують загалом п'ятнадцять блоків. Займається виробництвом електроенергії, розширенням наявних і будівництвом нових генеруючих потужностей та експортом ядерного палива тощо.	53%
Група ДТЕК	Найбільша вертикально інтегрована холдингова компанія в Україні, яка займається виробництвом, постачанням і розподілом енергії, в тому числі вугілля, природного газу, ВДЕ, теплової та електричної енергії. Компанія є однією із найбільших акціонерів/власників обленерго.	23%
«Укргідроенерго»	Державна гідроенергуюча компанія, яка керує роботою 9 ГЕС, розташованих на річках Дністер і Дніпро.	8%
«Центренерго»	Постачає електроенергію в Київську, Харківську та Донецьку області, керує роботою 23 установок, у тому числі 18 вугільних електростанцій та 5 електростанцій, які працюють на нафті та газі.	8%
«Донбасенерго»	П'ятий за розміром в Україні оператор теплових електростанцій, що працюють на вугіллі.	2%
ВДЕ	Понад 300 об'єктів, яким встановлено «зелений» Тариф.	3%



## Продовження табл. 2.1

1	2	3
Інші	-	3%
Передача електроенергії		
«Укренерго»	Здійснює контроль і диспетчерське управління ОЕС України, здійснює передачу електроенергії та технічне обслуговування і розвиток системи передачі.	-
Розподіл електроенергії		
Обленерго	Обленерго були створені для постачання та розподілу електроенергії для споживачів. Після прийняття нового закону про ринок електроенергії обленерго розділили на операторів систем розподілу (ОСР) і постачальників. Наразі на веб-сайті НКРЕКП вказані 32 ОСР, однак досі відсутня чітка інформація про їхню загальну кількість і структуру власності. За даними НКРЕКП, наразі створені понад 500 постачальників.	-
Управління оптовим ринком		
«Енергоринок»	Наразі, до його функцій належать здійснення договірних відносин, розроблення пропозицій щодо нормативно-правового регулювання оптового ринку, укладення договорів, юридичний супровід і здійснення експортно-імпорتنних операцій	-
Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП)	Здійснює державне регулювання з метою балансування інтересів споживачів та суб'єктів господарювання в секторі енергетики та комунальних послуг, а також забезпечує енергетичну безпеку та інтеграцію ринків електроенергії та природного газу з європейськими ринками.	-

Сукупна частка найбільших виробників електроенергії складає понад 83% або 0.83, що більше нормативного показника (50% або 0.5). Індекс Герфіндаля-Гіршмана становить 0.35 при рекомендованому граничному значенні 0.3. Це свідчить про досить високу монополізацію ринку та значний рівень централізації енергопостачання.

Процес діджиталізації в Україні можна розглядати за двома напрямками:

- 1) застосування спеціальних програм для нового ринку електричної енергії;
- 2) «розумні мережі»

Після впровадження нового ринку електричної енергії з 01.07.2019 р. очікується підвищення діджиталізації роботи всіх учасників ринку. Адміністратор комерційного обліку ДП «НЕК «Укренерго» з березня 2019 р. почав роботу щодо закупівлі програмного забезпечення для центральної інформаційно-комунікаційної платформи — «Датахаб». Відповідно до Кодексу комерційного обліку електричної енергії, «Датахаб» — це інформаційна система з базою даних, яка створена, належить та управляється адміністратором комерційного обліку.

ДП «НЕК «Укренерго» розробив План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2016 – 2025 роки, яким передбачається будівництво нових підстанцій та ліній електропостачання, реконструкція і модернізація наявних об'єктів магістральних (міждержавних) електромереж зі збільшенням їх потужності та пропускної здатності. До Плану розвитку ОЕС України включено план першочергових організаційно-технічних заходів для підготовки ОЕС України до роботи з об'єднанням енергосистем європейських країн ENTSO-E, для яких було виділено 2,8 млрд грн. на 2016-2017 рр. [78].

Сукупні потреби в інвестиціях у розвиток генерувальних потужностей та магістральних (міждержавних) електромереж ОЕС України на період 2016 – 2025 рр. оцінюються в обсязі 493,6 млрд грн.

Для ринку «на добу наперед» та внутрішньо-добового ринку, ДП "Енергоринок" впроваджує програмне забезпечення. На початку 2019 р., афільована компанія «Оператор ринку» розпочала використовувати проект словацької компанії SFERA в тестовому режимі [78].

Зі збільшенням кількості електростанцій та електрогенерації за допомогою відновлюваних джерел енергії, енергосистема стає більш складною та потребує нових підходів до регулювання для забезпечення безперебійного енергопостачання. Тому, для роботи електричних мереж актуальним стає впровадження «розумних мереж» (Smart Grid). З цією метою в Україні було розроблено Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні на період до 2035 р. від Міністерства енергетики та вугільної промисловості.

Доповненням став середньостроковий план заходів задля впровадження «розумних мереж» в електроенергетиці відповідно до розпорядження Кабінету Міністрів України №497-р від 06.06.2018 р. [59, 78].

У 2017 році, Міністерство енергетики та вугільної промисловості України підписало Меморандум з досвідченими Південно-Корейськими компаніями КЕРСО та КОТРА для використання "smart grid" в українській електроенергетиці [78].

Якісна та кількісна оцінка показників етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Україні представлено в таблиці 2.2.

Табл. 2.2.

Якісні та кількісні показники оцінки етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Україні

Показник	Оцінка
1	2
Декарбонізація	
Обсяги викидів CO <sub>2</sub>	Тенденції зменшення (у 2015 році, викиди скоротилися на 78% від рівня 1990 року)
Вуглецемісткість	Тенденція зменшення, але переважно внаслідок спаду в економіці та скороченню обсягів виробництва
Виконання рекомендацій Паризької Угоди	Підписання Кіотського протоколу та Паризької угоди, імплементації Директив ЄС
Децентралізація	
Індекс Герфіндаля-Гіршамана	0.35 (більше нормативного показника)
Сукупна частка трьох найбільших компаній	0.83 (більше нормативного показника)
Стимулювання виходу на ринок з боку держави	Впровадження нового ринку електроенергії, Стратегія розвитку електроенергетики на період до 2030 року
Рівень лібералізації ринку	Україна знаходиться на етапі впровадження конкуренції при виробництві та постачанні електроенергії та регулювання передачі та розподілу
Діджиталізація	
Суму коштів інвестованих в процес діджиталізації	Збільшення інвестицій в процес діджиталізації

1	2
Заходи щодо діджиталізації	План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2016 – 2025 роки; Датахаб, «Оператор ринку», Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні на період до 2035 р; Меморандум з Південно-Корейськими компаніями KEPCO та KOTRA

Продовження табл. 2.2

## 2.2. Аналіз та оцінка етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Німеччині

Найбільш активними учасниками впровадження процесів декарбонізації, децентралізації та діджиталізації є економічно і технологічно розвинені країни Західної Європи, а також розвинені держави Азії (Японія, Південна Корея та інші), які не мають достатньо традиційних джерел енергії. Протягом декількох десятиліть, один з технологічних та ідеологічних лідерів впровадження передових напрямів розвитку енергетики є Федеративна Республіка Німеччини.

Німеччина характеризується розвиненим промисловим комплексом, в першу чергу – високотехнологічними промисловостями: машинобудівною, верстатобудівною, автомобільною, електротехнічною й авіаційно-космічною. Історично, паливно-енергетичний комплекс Німеччини використовував вугілля і нафту як основні джерела палива. Однак з кінця 1980-х рр. споживання вугілля в Німеччині починає знижуватися (як і енергоспоживання в цілому), а частка газу в енергетичному балансі зростає. Одночасно з цим спостерігається значне зниження викидів CO<sub>2</sub>, які прямо корелюють з об'ємом споживання вугілля [76].

Питання захисту клімату і зниження навантаження на навколишнє середовище з'явилося в Німеччині ще в середині 1980-х рр. Під цим гаслом за 1987-1992 рр. викиди діоксид вуглецю були знижені на 14,5%. У 1997 р.

Німеччина взяла зобов'язання за 2008-2012 рр. (Перший обов'язковий період реалізації Кіотського протоколу) знизити викиди CO<sub>2</sub> на 21% від рівня 1990 року, дані цілі були успішно перевиконані. У 2007 р. федеральний уряд прийняв інтегральну програму кліматичної та енергетичної політики, яка передбачала скорочення викидів CO<sub>2</sub> від електроенергетики Німеччини на 22 млн т до 2020 року (всього на 62,78 млн т). На рис. 2.7 більш детально проілюстровано рівень викидів CO<sub>2</sub> в атмосферне повітря Німеччини за період 2008-2016 роки на основі даних Світового банку [33, 48].

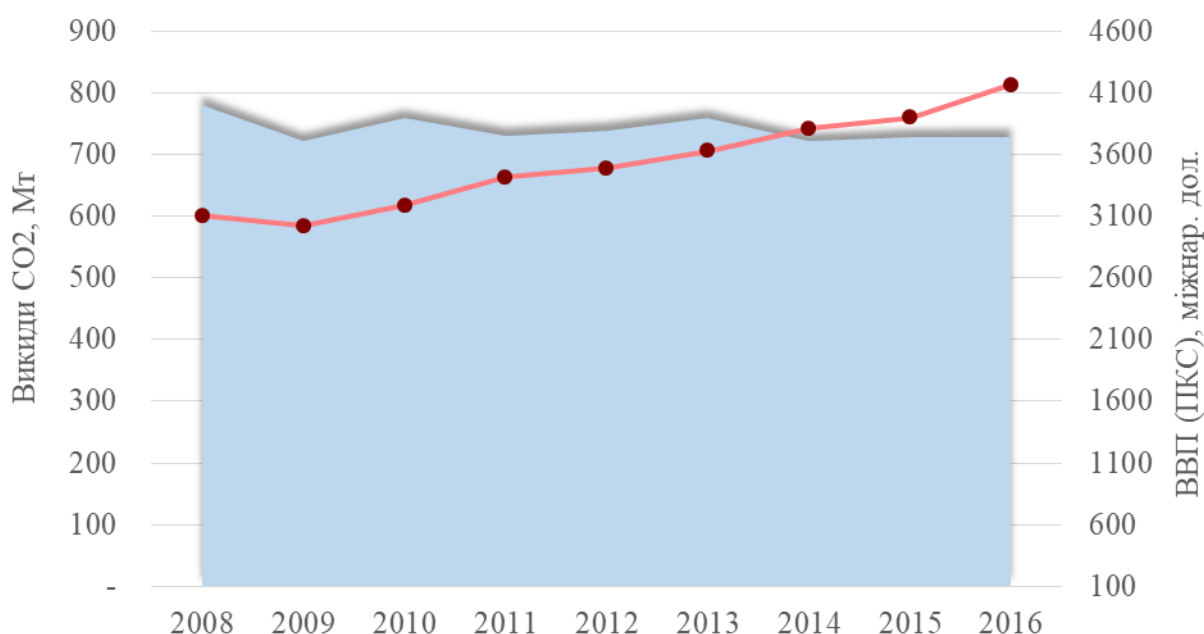


Рис. 2.7. Рівень викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу Німеччини за період 2008-2016 роки

Викиди вуглецю в Німеччині різко скоротились на 10% з 1990 по 1995 рік. Рівень викидів CO<sub>2</sub> з 1995 р. зменшився на 15% приблизно за десять років. Це можна пояснити швидким зростанням рівня життя, та потужними політичними зусиллями щодо вдосконалення ефективності енергосистеми та переведенням енергопостачання на «чисті» види палива. До 2009 року рівень викидів CO<sub>2</sub> значно скоротився, що частково пов'язано з падінням ВВП. З 2009 по 2014 роки рівень викидів постійно колився попри стабільний ріст ВВП в

країні. За цей період, найбільший рівень емісії вуглецю спостерігається в 2008 та 2010 роках [33].

На рис. 2.8. проілюстровано вуглецемісткість ВВП Німеччини за період 2005-2018 рр. Спостерігається тенденція до збільшення даного показника, що свідчить про негативну тенденцію, оскільки темпи скорочення викидів CO<sub>2</sub> були меншими ніж темпи зростання ВВП в країні. За досліджуваний період, вуглецемісткість ВВП збільшилась в 2.5 рази [45, 47].

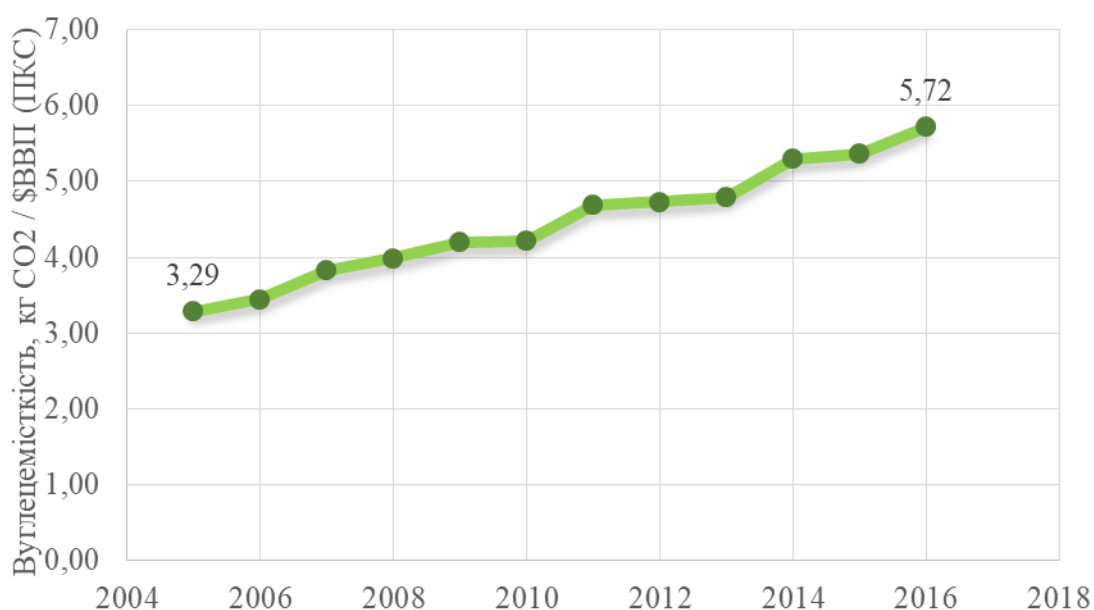


Рис. 2.8. Вуглецемісткість ВВП Німеччини за період 2005-2016 рр., кг CO<sub>2</sub> / \$ВВП (ПКС)

Значне скорочення викидів парникових газів досягнуте в результаті структурних змін у сільському господарстві, а також ефективній політиці та заходів щодо управління відходами та значного скорочення викидів для промислових технологічних процесів. Це допомогло Німеччині виконати зобов'язання щодо скорочення викидів на період з 2008/2012 рр. (зменшити на 25% у порівнянні з обіцяними 21%). Рівень досягнутого скорочення викидів до 2016 року (-28%), однак, досягнення цілей на 2030 рік (55%) потребує значних зусиль.

Фактичні прогнози показують, що завдяки додатковим заходам (примусове припинення роботи 2,8 ГВт старих електростанцій на основі бурого вугілля, підтримка нових інвестицій в комбіновані теплоелектроцентралі тощо), можна скоротити викиди з 32% до 33% в межах систем національного обліку викидів парникових газів до 2020 року [33].

В енергетичному секторі, який має найвищий рівень викидів (близько 40% від загальної кількості викидів парникових газів), були низькі показники скорочення в порівнянні з загальним зменшенням викидів парникових газів або CO<sub>2</sub> у 2003-2010 роках. Ключовим фактором, що визначає цю тенденцію, є майже незмінний рівень викидів вуглецю від німецьких вугільних електростанцій та величезне збільшення чистого експорту електроенергії з Німеччини. Це зумовлено наявним парком електростанцій, що працюють на вугіллі, та сприятливим, а саме відносно високим коливанням цін на вугілля та газ, а також низькими цінами на квоти в ЄС. Без чистого експорту електроенергії Німеччина на 4–5 процентних пунктів могла бути ближче до досягнення цільового показника щодо скорочення викидів на 2020 рік [14].

Згідно з Програмою дій щодо клімату, німецький енергетичний сектор повинен зменшити свої викиди на 22 мільйони тонн (млн т) CO<sub>2</sub> у порівнянні з Проектом звіту уряду Німеччини за 2013 рік. Фактично це означає зменшення на 71 млн т CO<sub>2</sub> проти рівня 2014 року (або 58 млн т CO<sub>2</sub> до рівнів 2016 року).

Для досягнення цієї мети, Федеральне міністерство економіки та енергетики Німеччини внесли пропозицію щодо селективного механізму ціноутворення на вуглець на початку 2015 року. Збір за клімат планувався як додаткова плата за кожен тону CO<sub>2</sub> від електростанції, що перебуває в експлуатації більше ніж 20 років. З 2021 року кліматичний збір повинен сплачуватися за викиди CO<sub>2</sub>, що перевищують певний поріг. Спочатку цей рівень планувалося розпочати з 7 млн т CO<sub>2</sub> на 1 ГВт встановленої потужності. Згодом, поріг повинен зменшитися до 3 млн т CO<sub>2</sub> / ГВт. Варто зазначити, що через сильний опір гірничодобувної профспілки, бурого вугілля та Росії, де

активна діяльність з видобутку бурого вугілля, кліматичні збори були скасовані [33].

В рамках Програми кліматичних дій 2014 року, уряд Німеччини розробив План дій щодо клімату на 2050 рік, який затвердив довгострокові цілі та містить нові галузеві цілі для поліпшення відповідальності за політику та заходи щодо досягнення цілей до 2030 року. Німецька енергетична та кліматична політика – це типова політика з цільовою структурою, яка з часом еволюціонувала і стала більш всеохоплюючою та складною. Частково це зумовлено специфічною технологічною орієнтацією (ядерна енергетика, відновлювані джерела енергії тощо), а частково – спробою поліпшити підзвітність цілей та відповідних заходів. З іншого боку, цільові рамки стають все більш довгостроковими для поліпшення узгодженості політики та заходів [56].

У 2017-2018 рр. Федеральним міністерством економіки та енергетики Німеччини були розроблені оновлені версії проектів і програм, орієнтованих на досягнення чотирьох цільових показників:

- 1) до 2020 р. знизити обсяг викидів парникових газів на 40% до рівня 1990 року;
- 2) до 2022 р. вивести з експлуатації всі атомні електростанції в країні;
- 3) до 2025 року збільшити частку відновлюваних джерел енергії в валовому енергоспоживанні країни до 40-45%;
- 4) до 2050 р. знизити валове первинне енергоспоживання на 50% до рівня 2008 р. шляхом впровадження заходів енергозбереження та енергоефективності [41].

Федеральне міністерство економіки і енергетики Німеччини відзначає, що зазначені цільові значення, а також всі національні проекти та програми з розвитку енергетики реалізуються в повній відповідності до законодавства і планами Європейського Союзу. Виведення з експлуатації решти атомних електростанцій за такий короткий час позбавить Німеччину близько 11 ГВт встановлених потужностей, які необхідно буде замінити іншими джерелами.



Встановлення 100 ГВт потужностей ВДЕ могло б забезпечити 100% енергетичних потреб країни, проте відомо, що виробництво електроенергії з ВДЕ носить вкрай нестабільний характер. У несприятливих погодних умовах поновлювані джерела енергії не здатні забезпечити необхідне виробництво електроенергії [76].

В першій половині 2019 року, відновлювальні джерела згенерували 47,3% загального виробництва електроенергії Німеччини, з яких 43,4% припадало на вугільні та атомні електростанції за даними доповіді Інституту сонячних енергетичних систем Фраунгофера (ISE).

Сонячна і вітрова енергетика, біомаса та гідроелектростанції вперше перевищили електрогенерацію вугільних та атомних електростанцій - 127,4 ТВт-год електроенергії в країні надходить з відновлюваних джерел, що на 6,7% більше у порівнянні з першою половиною 2018 року.

Виробництво вітру збільшилось на 20%. Прибережні та морські вітроелектростанції забезпечували 67,1 ТВт-год. Сонячна енергія зросла у червні 2019 до 7,71 ТВт-год. Частина гідроенергетики, що подається в загальнодоступну мережу, знизився на 4,1 Тгод / год. Аналіз свідчить про значний відхід від вугільних електростанцій. Варто зазначити, що з 2018 року показники виробництва атомної енергетики мало змінилася. Використання бурого вугілля для виробітку енергії зменшилось на 20,7% у порівнянні з попереднім роком, а кам'яного вугілля – на 20,2%.

На рис. 2.9. зображено структуру чистого виробництва електроенергії в Німеччині в першій половині 2020 року [43].

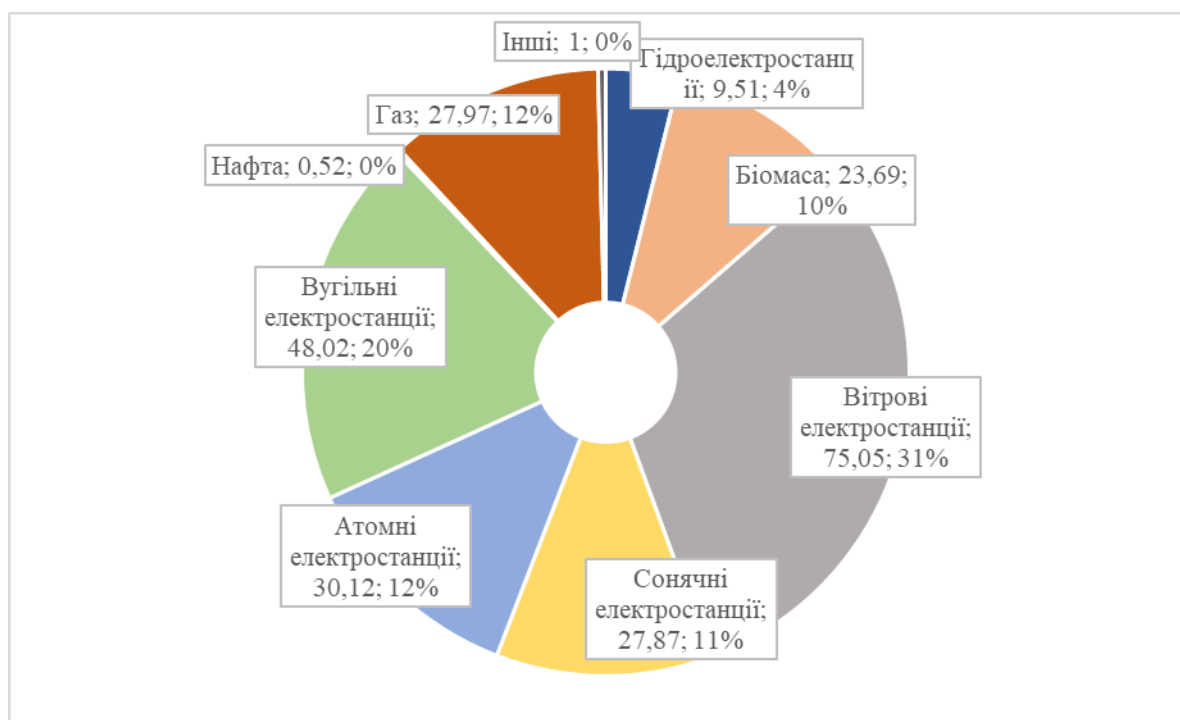


Рис. 2.9. Чисте виробництво електроенергії в Німеччині в першому півріччі 2020 року

У першій половині 2020 року сонячні електростанції генерували близько 27,9 ТВт-год у загальнодоступну мережу, що на 11,2% більше у порівнянні з попереднім роком (25,1 ТВт-год). Сприятливі погодні умови, дозволили сонячним електростанціям виробляти понад 6 ТВт-год електроенергії на місяць з квітня по червень.

В першій половині 2020 року вітряні електростанції виробляли близько 75 ТВт-год, що на 11,7 % більше ніж в першій половині 2019-го (67,2 ТВт-год). Через численні зимові шторми, частка вітрової енергетики зросла до 45% чистого виробництва електроенергії в лютому. Виробництво ГЕС у першому півріччі 2020 року становило приблизно 9,5 ТВт-год. Даний показник на 9% зменшився проти 10,5 ТВт-год у попередньому році. Майже 23,7 ТВт-год електроенергії були отримані з біомаси, що майже дорівнює значенням попередніх років.

Загалом виробництво електроенергії з відновлювальних джерел нараховує близько 136,1 ТВт-год у першій половині 2020 р. (Попередній рік:

125,6 ТВт-год). Питома вага ВДЕ у чистому загальнодержавному виробництві електроенергії різко зросла до 55,8% в порівнянні з показником 2019 року, який становив 47% [43, 33].

Згідно з оглядом Інституту сонячних енергетичних систем Фраунгофера (ISE), пандемія COVID-19 значно вплинула на електроенергетику. З другого кварталу 2020 року, був помітно нижчий попит на електроенергію через падіння промислового виробництва. У червні 2020 р. споживання електроенергії скоротилося до 35,3 ТВт-год (червень 2019 р. – 37,6 ТВт-год), Попри те, що питома вага виробництва ВДЕ зросла у загальному виробництві, споживання та генерація електроенергії зменшилось. Виробництво електроенергії впало на 21,7 ТВт-год до 243,8 ТВт-год порівняно з першим півріччям 2019 року. Частина цього зниження зумовлена зменшенням експорту – з 20,1 ТВт-год до 7,5 ТВт-год [43].

Серед найбільших учасників електрогенерації в Німеччині можна виділити RWE, E.ON, Uniper, EnBW, Vattenfall. Сукупна частка найбільших виробників електроенергії складає більш як 84% або 0.84, що більше нормативного показника (50% або 0.5). Індекс Герфіндаля-Гіршмана становить 0.32 при рекомендованому граничному значенні 0.3. Це свідчить про те, що на ринку діють підприємства, які займають значну частку виробництва електроенергії та можуть мати опосередкований вплив на діяльність інших суб'єктів електроенергетики [2].

Варто зазначити, що частка відновлюваних джерел у загальному валовому виробництві електроенергії вперше зросла вище 50 відсотків. Валове виробництво електроенергії також включає власне виробництво галузі (компанії у виробничому секторі, а також у видобувній промисловості та кар'єрах) та внутрішні втрати звичайних електростанцій. Обидва вони не подаються в загальнодоступні електромережі [57].

До кінця 2022 року атомні та вугільні електростанції Німеччини будуть поступово виведені з експлуатації. За даними Федерального Міністерства Економіки та Енергетики, щоб забезпечити надійне та доступне постачання

електроенергії, Німеччині потрібно буде модернізувати або відновити 7500 кілометрів електромереж за найближчі кілька років та побудувати додатково кілька тисяч кілометрів нових ліній електропередачі. Важливу роль відіграють лінії електропередачі постійного струму надвисокої напруги, «електричні магістралі», такі як SuedLink та SuedOstLink. Покращення міжнародних зав'язків з іншими членами ЄС також стає все більш важливим, оскільки завдання реалізації енергетичного переходу підходить до загальноєвропейського рівня. Наприклад, поєднання гідроенергії зі Скандинавії, енергія вітру з альпійських країн та сонячних електростанцій з боку Німеччини.

Вся електрична мережа, в тому числі різні рівні потужностей, повинна бути пристосована до створення нової енергосистеми, яка б відповідала необхідному рівню декарбонізації та децентралізації. Закон про зміну положень Закону про будівництво енергетичних кабелів, Закон про діджиталізацію переходу енергії та перегляд Постанови про стимулювання запровадили політику, яка сприятиме розширенню передавальної та розподільчої мереж, щоб зробити енергопостачання придатними для вирішення своїх нових завдань [3].

В Німеччині можна виділити чотири основних закони спрямованих на прискорений розвиток мережі:

- 1) Закон про енергетичну промисловість – Energy Industry Act (EnWG);
- 2) Закон про розширення енергетичних ліній – Energy Line Expansion Act (EnLAG);
- 3) Закон про прискорене розширення мережі та мереж передачі – Network Expansion Acceleration Act, Transmission Network (NABEG);
- 4) Закон про Федеральний план вимог – Federal Requirements Plan Act (BBPlG).

Закон про енергетичну промисловість (EnWG) забезпечує прозоре та скоординоване планування розширення мережі для німецької високовольтної

мережі. Визначення вимог до розширення мережі відбувається в багатоетапному процесі.

Закон про розширення енергетичних ліній має прискорити розширення необхідних ліній. Однією з цілей було завершити лінії електропередач до 2015 року. Закон передбачає 22 проекти, які затверджуються під відповідальність федеральних земель.

Закон про прискорене розширення мережі та ліній електропередачі – це наступний документ для розширення, закладений після резолюцій про енергетичний перехід в 2011 році. Закон, прийнятий у 2011 році, полегшує планування проектів розширення мережі відповідно до Закону про план федеральних вимог, якщо вони стосуються кількох федеральних штатів або перетинають федеральний кордон.

Закон про Федеральний план вимог набув чинності в 2013 році (переглянутий в кінці 2015 року), що передбачав наступний будівельний блок для розширення мережі. Для перелічених проектів передбачених цим Законом визначається необхідність енергетичної галузі та нагальна потреба у забезпеченні безпечної та надійної роботи мережі. Федеральний план вимог є центральним інструментом розширення електромереж. На основі плану розвитку мережі це визначає найбільш нагальні проекти розширення, які необхідні для енергетичного переходу.

Для прискорення розширення мережі, яке сповільнилось, у серпні 2018 року Федеральне міністерство економіки та енергетики представило План дій щодо електромереж. Цей план включає двосторонній підхід: оптимізувати наявну мережу з використанням нових технологій та операційних стратегій, а також пришвидшити розширення мережі внаслідок спрощення процедур планування та використання перспективного контролю енергомережі [3]

У вересні 2016 року Федеральне міністерство з питань економіки та енергетики опублікувало дискусійний документ, який відкрив процес обговорення питання «Електроенергетика 2030». Ця дискусія проходила паралельно з консультацією щодо Зеленої книги з енергоефективності.

Енергетичний перехід в електроенергетичному секторі досяг значного прогресу в цей законодавчий термін. Досягнуті етапи включають новий Закон про відновлювані джерела енергії, Закон про ринок електроенергії, Закон про підземні електромережі та Закон про діджиталізацію енергетичного переходу.

Закон про діджиталізацію енергетичного переходу передбачає впровадження інтелектуальної мережі, «розумних» лічильників та «розумних» будинків в Німеччині. Цей закон спрямований на розвиток цифрової інфраструктури, яка здатна приєднати понад 1,5 мільйона виробників електроенергії та великих споживачів. «Розумні» лічильники забезпечують надійну комунікаційну платформу, яка зробить систему електропостачання придатною для енергетичного переходу [3].

Нові правила повинні збалансувати співвідношення між витратами та перевагами від встановлення та експлуатації розумних лічильників. Існує чітке рішення щодо максимальних витрат на лічильники. Це гарантує, що витрати не перевищують очікуваної вигоди. Крім того, розумні лічильники будуть впроваджуватись поступово. Великі споживачі та генерувальні потужності візьмуть на себе новаторську роль у використанні сучасних технологій вимірювання та контролю. Накопичений досвід роботи з великими споживачами буде корисним для впровадження подібних механізмів в побутових цілях.

Закон встановлює нові, обов'язкові профілі захисту та технічних вказівок для забезпечення захисту даних, безпеки даних та взаємодії, що були розроблені за дорученням Федерального міністерства з питань економіки та енергетики Федеральним управлінням з питань інформаційної безпеки разом із представниками промисловості та при тісній участі Федерального уповноваженого з питань захисту даних та свободи інформації, Bundesnetzagentur (Федеральний Мережеве агентство) та РТВ (Національний інститут метрології). Закон також містить чіткі правила, які регулюють, хто і коли може отримати доступ до яких даних. Це забезпечує як захист даних, так і

те, що сторони, які мають право використовувати ці дані, можуть використовувати необхідну інформацію для енергопостачання.

Німеччина поставила перед собою амбіційні цілі: збільшити інвестиції в ефективні технології та максимально ліквідувати викиди парникових газів до 2050 року. Час до 2030 року є вирішальним. У документі «Електроенергетика 2030», 12 тенденцій описують шлях до дешевої, безпечної та екологічно чистої системи електроенергетики, що базуються на розробках сучасних досліджень за замовленням Федерального міністерства економіки та енергетики [14].

Огляд тенденцій свідчать, що електроенергія з відновлюваних джерел, зокрема вітру та сонячної енергії, стане центральним джерелом енергії в енергетичній системі. Все частіше енергія вітру та сонця будуть ефективно використовуватиметься у сферах опалення, транспорту та промисловості. Водночас європейські ринки електроенергії значно інтегруються. Зважаючи на зростаючу важливість ВДЕ, електрична система повинна залишатися безпечною та ставати більш гнучкою. Сучасні, добре розвинені електромережі, а також гнучкі електростанції та гнучкі споживачі об'єднують виробництво та споживання за низькою вартістю. Діджиталізація дозволить більш ефективно використовувати розподільчі мережі. Таблиця трендів представлена в табл. 2.3 [14].

Таблиця 2.3

## 12 трендів передбачених документом «Енергетика 2030»

№	Тренд	Завдання
1	2	3
1	Енергосистема формується з періодичним виробництвом електроенергії від вітру та сонця	Зробити систему електроенергії більш гнучкою
2	Існує значне зменшення використання викопного палива для виробництва електроенергії	Зменшувати викиди вуглецю, формувати структурні зміни
3	Ринки електроенергії стають все більш загальноєвропейськими.	Інтегрувати європейські ринки електроенергії та зробити їх більш гнучкими

4	Гарантування надійності постачання на внутрішньому європейському ринку	Оцінка безпеки постачання на європейському рівні, розробка спільних інструментів
5	Електроенергія використовується набагато ефективніше	Посилити стимули для ефективного використання електроенергії

Продовження табл. 2.3

1	2	3
6	Зв'язок між секторами: опалення, транспорт та промисловість використовують все більше відновлюваної електроенергії замість викопного палива.	Поліпшити конкурентні умови для відновлюваної електроенергії в опалювальному та транспортному секторах
7	Сучасні ТЕЦ виробляють залишкову електроенергію та сприяють переходу енергії в опалювальний сектор	Заохочувати сучасні системи ТЕЦ
8	Біомаса все більше використовується для транспорту та в промисловості	Забезпечувати стимули таким чином, щоб біомаса більше використовувалася для транспорту та в промисловості
9	Розвинена мережева інфраструктура створює гнучкість за низької вартості	Розширювати своєчасно мережу енергопостачання з урахуванням потреб та економічною ефективністю
10	Система залишається стабільною навіть при високій частці відновлюваної енергії.	Продовжувати розробляти та координувати заходи та процеси для стабілізації системи
11	Фінансування мережі є справедливим і відповідає потребам системи	Продовжувати розробляти правила щодо тарифів на енергосистему
12	Енергетичний сектор використовує можливості діджиталізації	Впроваджувати «розумні» лічильники, створювати комунікаційні платформи, гарантувати безпеку системи

Отже, Німеччина є однією з провідних країн, на прикладі якої можна вивчати тенденції розвитку енергосистеми. Уряд країни має амбітні плани щодо декарбонізації, функціонування електроенергетики, виведення з експлуатації традиційних джерел електроенергії шляхом збільшення виробництва з ВДЕ. Проте, в країні чітко розуміють, що такі зміни потребують значних змін електропостачання, а саме ліній електропередачі та систем



регулювання енергосистемою, що вимагає значних фінансових ресурсів. Якісні та кількісні показники 3Д моделі розвитку електроенергетики в Німеччині представлені в табл. 2.4.

Табл. 2.4.

Якісні та кількісні показники оцінки етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Німеччині

Показник	Оцінка
Декарбонізація	
Обсяги викидів CO <sub>2</sub>	Тенденції зменшення (у 2016 році, викиди скоротилися на 28% від рівня 1990 року)
Вуглецемісткість	Тенденція збільшення. Збільшення ВВП з повільним зменшенням викидів CO <sub>2</sub>
Виконання рекомендацій Паризької Угоди	Підписання Кіотського протоколу та Паризької угоди, імплементації Директив ЄС
Децентралізація	
Індекс Герфіндаля-Гіршамана	0.32 (більше нормативного показника)
Сукупна частка трьох найбільших компаній	0.84 (більше нормативного показника)
Стимулювання виходу на ринок з боку держави	Закон про енергетичну промисловість, Закон про розширення енергетичних ліній, Закон про прискорене розширення мережі та мереж передачі, Закон про Федеральний план вимог, «Електроенергетика 2030»
Рівень лібералізації ринку електроенергетики	Зменшення недоліків на ринку електроенергії, ребалансування для врівноваження цін і затрат,
Діджиталізація	
Суму коштів інвестованих в процес діджиталізації	Збільшення інвестицій в процес діджиталізації
Заходи щодо діджиталізації	Закон про діджиталізацію енергетичного переходу

2.3. Порівняльний аналіз етапів реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Україні та Німеччині

На основі проведеної оцінки в попередніх розділах було здійснено порівняльний аналіз етапів реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Україні та Німеччині.

Процес декарбонізації був більш значним в Україні в порівнянні з Німеччиною. За даними Світового Банку, українські обсяги викидів CO<sub>2</sub> у 2016 році скоротилися на 62% або на 508 Мт з 1990 року. В Німеччині ці показники становили 22% або 202 Мт. Вуглецемісткість ВВП України за період 2004-2016 роки скорочувалась, що свідчить про зменшення викидів вуглецю на одиницю грошового еквівалента ВВП. Вуглецемісткість ВВП Німеччина навпаки збільшилась на 74%. Не зважаючи на це, німецький уряд продовжує ставити перед собою амбітні цілі скорочення CO<sub>2</sub> (40% до 2020 року) та продовжувати виконувати зобов'язання Паризької Угоди.

Головною особливістю процесу декарбонізації в Україні є те, що значні скорочення CO<sub>2</sub> були досягнуті внаслідок скорочення енергоємного виробництва та спаду економіки в цілому, в той час, як Німеччина відзначається високим рівнем енергоефективності (менше енергії – менше викидів), а також широким використанням відновлювальних джерел енергії.

За результатами оцінки процесу децентралізації, країни перебувають майже на одному рівні. На українському та німецькому ринках електроенергії функціонують декілька компаній, які займають найбільш питому вагу в загальній електрогенерації. В Україні до таких компаній належать Енергоатом, група ДТЕК та Укргідроенерго, які займають 83% ринку. В Німеччині 84% електрогенерації належать RWE, E.ON, EnBW. Варто зазначити, що в обох країнах держава намагається створювати конкурентний ринок та давати можливість появи нових «гравців». Рівень лібералізації в Німеччині спрямований на зменшення недоліків на ринку електроенергії. Головним завданням України щодо лібералізації є створення конкурентних умов при виробництві та постачанні електроенергії та регулювання трансмісії і дистрибуції.

В Україні прийнято ряд документів для розвитку процесу діджиталізації енергопостачання. Зокрема, це План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2016 – 2025 роки; Датахаб, «Оператор ринку», Концепція впровадження «розумних мереж» в Україні на період до 2035 р. Більшість

проектів перебуває в пілотному варіанті. В той час, як в Німеччині, окрім законодавчої підтримки (Закон про діджиталізацію енергетичного переходу) існує декілька проектів, які вже успішно реалізуються на німецькому ринку електроенергетики.

Однією з найуспішніших інновацій, завдяки агрегації на основі нових технологій, є віртуальна електростанція, яка передбачає об'єднання побутових акумуляторів та інші малі потужності в один портфель. За даними міжнародного енергетичного агентства, у 2017 році обчислювана потужність віртуальної електростанції в Європі становила близько 18 ГВт. Відмінним прикладом децентралізованої гнучкості є постачальник побутових акумуляторів Sonnen, який нещодавно почав брати участь у балансуєчому ринку TenneT у Німеччині. Щоб перевірити функціональність та швидкість реагування, віртуальні блоки Sonnen потужністю 1 МВт були введені в мережу, розрядивши та зарядивши повний 1 МВт потужності менш ніж за 30 секунд. Подібні технології енергоменеджменту використовуються багатьма компаніями, такими як Limejump, Tesla та інші [57, 14].

Німецький оператор віртуальної електростанції Next Kraftwerke ініціював унікальний проект з контролю 21 батареї в електричних автоматизованих вантажних автомобілях, що забезпечують балансуєчий ринок Європейського Союзу FCR. За допомогою цього проекту Next Kraftwerke розробляє концепції попередньої кваліфікації автомобільного парку. Тому більш практичним є використання індивідуальних систем попередньої кваліфікації, що сприятиме появі різних інноваційних застосувань на поточному етапі розвитку [14].

Порівняльна характеристика якісних та кількісних показників оцінки етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Україні та Німеччині представлено в табл. 2.5.

Табл. 2.5

Порівняльна характеристика якісних та кількісних показників оцінки етапу реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Україні та Німеччині

Показник	Оцінка
1	2
<b>Декарбонізація</b>	
Обсяги викидів CO <sub>2</sub>	України має більші обсяги скорочення ВВП, як в абсолютному так і у відносному виразі. 2016 рік до 1990 року: Україна на

Продовження табл. 2.5

1	2
	62% або на 508 Мт, Німеччина на 22% або на 202 Мт
Вуглецемісткість	Україна: тенденція до скорочення Німеччина: тенденція до збільшення
Виконання рекомендацій Паризької Угоди	Україна та Німеччина є підписантами Кіотського Протоколу та Паризької угоди, учасники імплементації Директив ЄС
<b>Децентралізація</b>	
Індекс Герфіндаля-Гіршамана	Україна: 0.35 (більше нормативного показника) Німеччина: 0.32 (більше нормативного показника)
Сукупна частка трьох найбільших компаній	Україна: 0.83 (більше нормативного показника) Німеччина 0.84 (більше нормативного показника)
Стимулювання виходу на ринок з боку держави	В обох країнах присутні механізми стимулювання конкуренції на державному рівні
Рівень лібералізації ринку електроенергетики	Україна: впровадження конкуренції при виробництві та постачанні електроенергії та регулювання трансмісії і дистрибуції Німеччина: зменшення недоліків на ринку електроенергії
<b>Діджиталізація</b>	
Суму коштів інвестованих в процес діджиталізації	Збільшення інвестицій в процес діджиталізації в обох країнах
Заходи щодо діджиталізації	Україна: План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2016 – 2025 роки; Датахаб, «Оператор ринку», Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні на період до 2035 р. Німеччина: Закон про діджиталізацію переходу енергетики

Висновки до розділу 2

В другому розділі проаналізовано етапи реалізації 3Д моделі розвитку підприємств сфери електроенергетики в Україні та Німеччині. Здійснено порівняльний аналіз етапів реалізації запропонованої моделі досліджуваних країн.

Україна має значний потенціал розвитку відповідно до 3Д моделі. Процес декарбонізації мав найбільший розквіт серед інших факторів моделі. Поступове впровадження конкурентного ринку призвело до децентралізації виробничих об'єктів в електроенергетиці, про що свідчить поява нових учасників ринку. Відповідно, було збільшено інвестиції в діджиталізацію процесів енергопостачання. Це пояснюється ускладненням та розгалуженням української електроенергетики, що потребує нових підходів до регулювання виробництва та розподілу електроенергії. Варто зазначити, що Україна підписала та здійснює імплементацію важливих міжнародних угод, зокрема Паризької Угоди та Директив ЄС, які дають змогу надалі розвиватися не лише на національному, але й на міжнародному рівнях.

Німеччину можна розглядати як один з успішних прикладів впровадження 3Д моделі розвитку. Кліматична та енергетична політика Німеччини використовує цільовий підхід. Країна має амбітні цілі щодо скорочення парникових газів, виведення з експлуатації традиційних джерел енергії шляхом впровадження відновлювальних джерел енергії та діджиталізації процесів функціонування енергосистеми. Варто зазначити, що в країні розвиваються різні види відновлюваної енергетики, основними є вітрова і сонячна енергія. Найбільш стабільною галуззю відновлюваної енергетики протягом більш ніж 50 років залишається гідроенергетика, а найбільші темпи зростання демонструє вітрова енергетика.

Не зважаючи на перспективні цілі Німеччини, існує потреба в широкомасштабних політичних заходах щодо обмеження викидів парникових газів, щоб зменшити розрив до Цілей скорочення викидів на 40% до 2020 року та провести модернізацію енергетичної системи для досягнення цілей енергетичної та кліматичної політики на 2030 рік.

НЕ КОПИРОВАТЬ

### РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ УДОСКОНАЛЕННЯ СТАНУ РЕАЛІЗАЦІЇ 3Д МОДЕЛІ РОЗВИТКУ ВІТЧИЗНЯНИХ ПІДПРИЄМСТВ СФЕРИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

3.1. Обґрунтування шляхів удосконалення стану реалізації 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики

Шляхи удосконалення стану реалізації 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики можна розділити за чотирма напрямками:

- 1) впровадження енергоефективних та енергозберігаючих технологій;
- 2) розвиток відновлювальних джерел енергії;
- 3) ринок низьковуглецевої інфраструктури;
- 4) розвиток технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії;
- 5) створення надійної нормативно-правової бази.

За даними Міжнародного Енергетичного Агентства, енергоефективність та енергозберігаючі технології на 38% впливають на скорочення парникових газів в атмосферу. На рис. 3.1. представлені основні технології підвищення енергоефективності та зниження енергоємності [5, с.10].

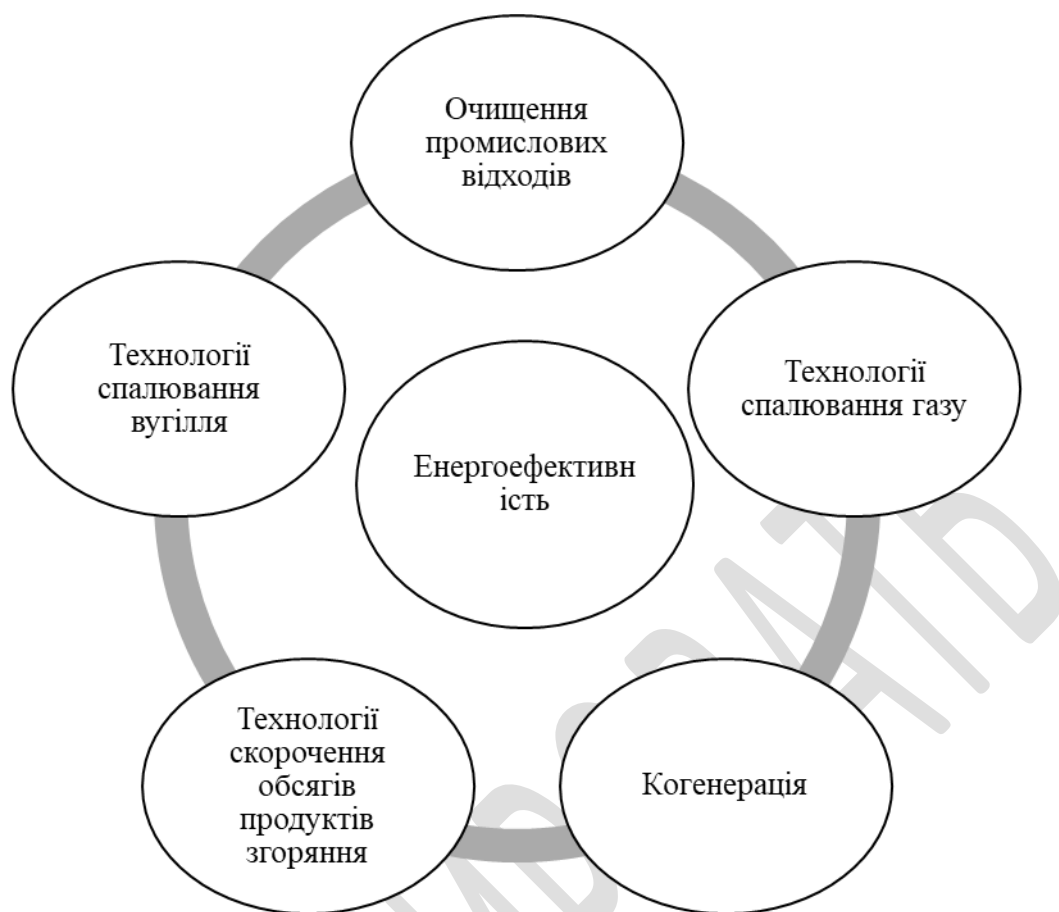


Рис. 3.1. Основні технології підвищення енергоефективності та зниження енергоємності

Технології спалювання вугілля та технології спалювання газу використовуються для поліпшення екологічного стану під час роботи електростанцій. До таких технологій можна віднести очищення вугілля; технології очищення протягом і наприкінці виробничого циклу, які скорочують емісію твердих часток та інших шкідливих хімічних сполук; установки на основі комбінованого парогазового циклу, що дають змогу використовувати утворені під час виробництва газу для створення пари, що збільшує коефіцієнт корисної дії (ККД) до 60%. До енергоефективних технологій можна віднести комбінований цикл комплексної газифікації. За допомогою даної технології, замість прямого спалювання вугілля, його поєднують з киснем і парою, що збільшує ефективність використання вугілля з 38–40% до 50% [73].



Система когенерації передбачає одночасне виробництво електроенергії та тепла, за допомогою викопних видів палива. В режимі когенерації загальна енергоефективність підвищується до 90% і вище, оскільки тепло, яке раніше витрачалося, перетворюється у корисну енергію.

Очищення промислових відходів також відіграє важливу роль у зниженні енергоємності. При зменшенні рівня відходів енергогенеруючих об'єктів, енергоефективність збільшується майже на 30% [73].

Розвиток відновлювальних джерел енергії є одним з основних інструментів декарбонізації. За даними Міжнародного Енергетичного Агентства, використання ВДЕ в середньому скорочує викиди парникових газів на 30%. Крім того, встановлення альтернативних джерел енергії є менш капіталомістким в порівнянні з традиційними виробниками. Низькі бар'єри виходу на «зелений» ринок призводить до появи великої кількості учасників, що робить енергетичну галузь конкурентною та розгалуженою [73, 5].

За дослідженнями Міжнародної енергетичної асоціації, відновлювані джерела енергії можуть становити 66% від загального виробництва електроенергії. Розвиток ВДЕ є перспективним напрямком не лише для електрогенеруючих підприємств, але й для постачальників. Зацікавленість населення в «зеленій» енергетиці може стати конкурентною перевагою для постачальників, які використовують «чисту» електроенергію [68, с. 22].

В Україні, найбільш популярними серед ВДЕ є сонячні електростанції, питома вага яких склала 65% в загальному обсязі встановленої потужності ВДЕ станом на 2018 рік (рис. 2.2). Варто зазначити, що в 2018 році було встановлено 742.5 МВт нових потужностей альтернативних джерел енергії за «зеленим» тарифом, серед них лівова частка (646,4 МВт) припадає на сонячні електростанції. Зокрема, це зумовлено більш сприятливими кліматичними умовами для цього виду генерації, особливо на півдні та на заході України [49, ст. 64].

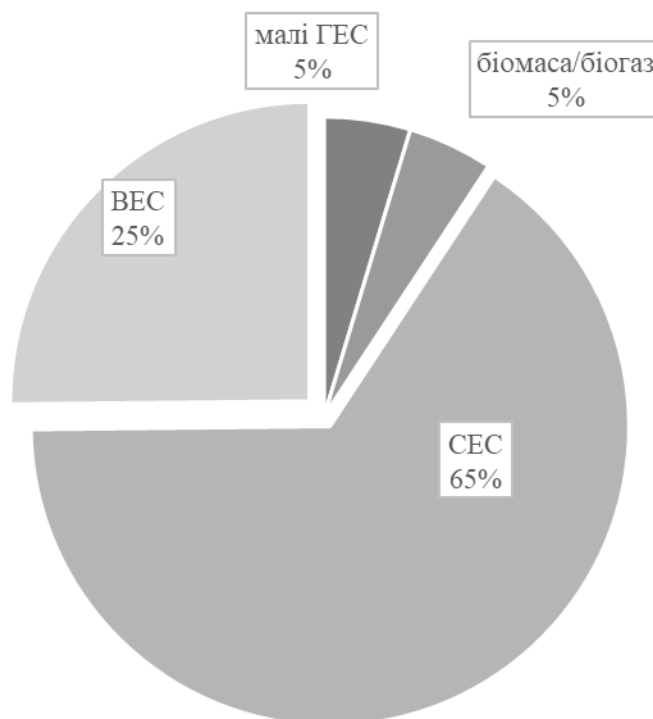


Рис. 2.2. Структура встановленої потужності виробників електричної енергії з ВДЕ за «зеленим» тарифом у 2018 році, %

Системи накопичення та зберігання енергії є однією з тих складових, без яких неможливий подальший розвиток відновлюваних джерел енергії. На практиці виявилося, що використання альтернативних джерел енергії неефективний без відповідних систем накопичення і зберігання цієї енергії, оскільки, відновлювані джерела залежні від багатьох зовнішніх факторів, таких як сезонність, клімат та інші [69, с. 23; 68, с. 16-28].

Наступний напрям удосконалення 3Д моделі розвитку – це ринок низьковуглецевої інфраструктури, що є досить новим, але необхідним інструментом, особливо, для процесу декарбонізації. Низьковуглецева інфраструктура передбачає уловлювання діоксиду вуглецю та його захоронення в океані або під землею на глибині близько 1000 метрів. Зберігання CO<sub>2</sub> має схожий принцип роботи з підземними газосховищами. У світі функціонують 22 активні проекти з впровадження технології уловлювання та зберігання вуглецю (УЗВ), що дають змогу скоротити лише 0,1% від загальних викидів CO<sub>2</sub>.

Найбільша кількість впроваджених проектів УЗВ знаходиться в США. На разі там реалізовано 16 подібних проектів [72, с. 23; 69, с. 16-28].

Як згадувалося в попередніх розділах, розвиток розгалуженого електроенергетичного ринку потребує впровадження інформаційно-обчислювальної інфраструктури, до якої відносять технології «Smart Grid», «Smart Metering», систем управління попитом, та інших механізмів, що покращують гнучкість підприємств сфери електроенергетики.

За словами Європейської комісії з питань науки та знань в огляді «Smart Grid projects Outlook 2017. Facts, figures and trends in Europe», концепція «Smart Grid» розглядається як «єдина мережа інформаційно-керуючих систем, що забезпечує інтеграцію всіх видів генерації і будь-які типи споживачів для керування попитом на їхні послуги та забезпечення активної їх участі у роботі енергосистеми». «Інтелектуальні мережі» сприяють збільшенню участі споживачів у балансуванні постачання електроенергії, забезпечення інформаційної безпеки та відповідність обладнання й технічних стандартів[44].

Впровадження технології Smart Grid також передбачає трансформацію електроенергетичної галузі щодо:

- 1) забезпечення безперебійної роботи електричної мережі в умовах зростання навантаження;
- 2) скорочення втрат електроенергії шляхом впровадження систем «інтелектуального» обліку з можливістю оцінки якості електроенергії та обмеження навантаження;
- 3) розвиток належного середовища для обміну інформації між постачальниками і споживачами енергоресурсів.

Наразі, в країнах Європи функціонує більш ніж 950 проектів впровадження «інтелектуальних» мереж в енергосистему. Загальний обсяг інвестицій становить 5 млрд. євро. Загалом, у світі, 2930 організації з 50 країн світу беруть участь у Smart Grid-проектах інтелектуальної енергетики.

Для розвитку процесів 3Д моделі потрібні не лише технології, але й надійна нормативно правова база. Більшість ринково-орієнтованих реформ

передбачають створення незалежних регуляторних органів для нагляду за функціонуванням сектору та захисту прав споживачів. Ефективна регуляторна практика вимагає чіткості повноважень регулятора та чіткості правил, що визначають їх відносини з іншими органами, такими як комісія з питань конкуренції та відповідні міністерства [29].

Приведені вище напрями для удосконалення 3Д моделі розвитку підприємств у сфері електроенергетики не є вичерпними. Науково-технічний прогрес впливає на всі види діяльності людини, і на енергетику в тому числі. Тому, у світі, постійно створюються нові, удосконалюються існуючі технології, які з часом стають ефективнішими та доступнішими.

### 3.2. Аналіз ефективності запропонованих заходів

Розрахунок ефективності заходів удосконалення стану реалізації 3Д моделі розвитку підприємств в сфері електроенергетики відбувався в двох напрямках:

- 1) оцінка заходів декарбонізації за допомогою моделі GTAP-E;
- 2) оцінка впливу регулюючих інститутів на підвищення ефективності електроенергетики (на основі емпіричних дослідження).

В ході дослідження було проведено оцінку впливу процесу декарбонізації на розвиток економіки та енергетичної галузі в різних регіонах світу за допомогою моделі GTAP-E. Завдяки комплексності запропонованого програмно продукту, даний аналіз може сприяти ширшому розумінню цілей 3Д моделі, а саме однієї з її складових - процесу декарбонізації, та передбачити можливі ризики використання досліджуваної моделі.

Модель GTAP-E - це розширення стандартної версії програми для моделювання економічних процесів GTAP (Global Trading Analysis Project), яке було спеціально розроблене для дослідження впливу кліматичних проблем на економіку. Нова модель має багато переваг для досліджень клімату порівняно зі стандартною моделлю. Перш за все, це реєстр викидів діоксид вуглецю та

механізм торгівлі викидами CO<sub>2</sub>. По-друге, GТАР-Е має коефіцієнт заміщення енергії, який допомагає будувати та аналізувати "зв'язки енергія-економіка-довкілля та торгівля" для розробки заходів щодо боротьби зі зміною клімату [10].

Коефіцієнт заміщення енергії передбачає дві складові: підхід "зверху вниз" або "знизу вгору" та еластичність заміщення між основними факторами (капіталом та енергією) з часом. Підхід "знизу вгору" або інженерний підхід допомагає ефективно розподіляти енергоресурси та технології в моделі для досягнення певного рівня попиту на енергопослуги. Підхід "знизу вгору" використовується для детального аналізу енерговиробничих процесів або технологій, що робить його більш практичним і дає можливість аналізувати впровадження нових технологій [10].

Для дослідження макроекономічних процесів, дослідники використовують підхід "зверху вниз" або економічний підхід. Даний підхід допомагає проаналізувати енергозабезпечення попиту на продукцію різних секторів економіки завдяки високому сукупному функціонуванню виробництва, або собівартості (на основі емпіричних даних). Існує можливість поєднувати ці два підходи, але це може призвести до технічних труднощів в GТАР [10].

Попередні дослідження іноземних науковців J. M. Burniaux, T. P. Truong, A. S. Dagoumasn та інші з використанням програмного забезпечення GТАР показують, що обмеження викидів CO<sub>2</sub> негативно впливає на розвиток економіки. Dagoumasn та ін. [16] проводять економічну оцінку наслідків Кіотського протоколу. За результатами їхнього дослідження, обмеження викидів CO<sub>2</sub> має значні витрати для економіки країн, що розвиваються, але впровадження торгових механізм викидами та засобів поглинання CO<sub>2</sub> може зменшити ці втрати. Ілюстративний сценарій Burniaux та Truong [10] демонструє подібний ефект. Обмеження викидів CO<sub>2</sub> в атмосферу негативно впливає на добробут більшості регіонів, але торгівля викидами CO<sub>2</sub> допомагає

нівеліювати негативний вплив. Короткий зміст попередніх досліджень представлено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1.

Короткий зміст попередніх досліджень за допомогою GTAP щодо обмежень викидів CO<sub>2</sub>

Назва статті	Автор, рік публікації	Тип моделі, що використовується	Вхідні дані		Експеримент (Shocks)	Головні результати	Доповнення
An economic assessment of the Kyoto Protocol application	Dagoumas, et. al., (2006)	GTAP-E	Регіони	Європейський Союз, Чисті експортери енергії, Інші країни Додатку 1, Центральна та Східна Європа, Країни-учасниці колишнього Радянського Союзу, Китай та Індія, Решта світу, Сполучені Штати Америки	Реалізація Кіотського Протоколу шляхом зменшення викидів CO <sub>2</sub>	1) Впровадження лише внутрішніх обмеження CO <sub>2</sub> має значні витрати для країн, що розвиваються 2) Торговий механізм зменшує негативний вплив 3) Поглиначі CO <sub>2</sub> зменшують витрати 4) Участь впливу США на вартість у кожному регіоні	Цілі Кіотського протоколу щодо розвитку викидів CO <sub>2</sub> на період 1990–2010 рр. Та поглиначів CO <sub>2</sub> , які визначено Марракешськими угодами 2001 р.
			Сектори економіки	Сільське господарство, видобуток вугілля, нафти, газу, нафтопродукти, електроенергетика, енергоємні галузі, інші галузі та послуги			
			Фактори	Земля, праця, капітал, енергетика, природні ресурси			

(Джерело: Dagoumas et al. [16], Burniaux, J. M., & Truong, T. P.[10])

Для оцінки ефекту обмеження викидів CO<sub>2</sub> на розвиток економіки та енергетичного сектору, експеримент передбачає два сценарії: кількісне обмеження викидів CO<sub>2</sub> без торгівлі викидами та обмеження викидів CO<sub>2</sub> з використанням механізмів торгівлі викидами.

GTAP-E включає вісім регіонів: Європейський Союз (ЄС); Сполучені Штати Америки (США); Східна Європа (СЄ); Японія; «Додаток 1», куди входять Австралія, Нова Зеландія, Канада, Швейцарія; країни-експортери

енергії; Китай та Індія; «решта світу». Також, модель охоплює наступні галузі: видобуток вугілля, нафти, природного газу, виробництво нафтопродуктів, електроенергетика та енергоємні галузі. Відповідно, GTAP-E передбачає наступні енергетичні фактори: вугілля, нафта, газ, нафтопродукти та електроенергія [10].

Ця версія GTAP-E базується на версії 6.2 моделі GTAP і включає виробництво, вкладене GTAP-E, викиди CO<sub>2</sub>, податки на викиди вуглецю та торгівлю викидами, а також повний облік видатків і надходжень вуглецю.

Країни-члени Паризької угоди та Кіотського протоколу встановлюють цілі щодо скорочення викидів парникових газів в індивідуальному порядку, тобто кожна країна обирає свій рівень обмежень та базисний період для моніторингу результатів скорочення викидів шкідливих речовин. Кількісні обмеження ґрунтувалися на цільовому національному внеску (INDC) із використанням CAIT Climate Data Explorer із Всесвітнього інституту ресурсів (CAIT) [11]. Оскільки національний внесок щодо скорочення викидів та базисний період в кожній країні різний, в експерименті використовуються середні значення для цілей скорочення CO<sub>2</sub> в регіоні. Найбільші цілі скорочення CO<sub>2</sub> - у Китаї та Індії, де рівень обмежень викидів діоксиду вуглецю становить 45% від базисного періоду, а найнижча ставка - для Японії та країн-експортерів енергії 25%.

Результати експерименту розділені на дві частини: вплив обмежень викидів CO<sub>2</sub> на розвиток економіки та на енергетичний сектор. Результати оцінки впливу на розвиток економіки включає зміни ВВП та оцінку загального добробуту (Welfare decomposition), який включає наступні показники: . Дані показники розраховуються в моделі GTAP автоматично. Результати енергетичного сектору передбачають обсяги виробництва енергетичного та зміни середніх цін на енергоносії.

Обмеження викидів CO<sub>2</sub> призводить до зменшення обсягів ВВП в обох сценаріях (рис. 3.2.). В першому сценарії, показник ВВП коливається від -2,99%

до -0,02% , а в другому - від -0,64% до 0,01%. Найбільше падіння ВВП в обох сценаріях було в Східній Європі, в Китаї та Індії.

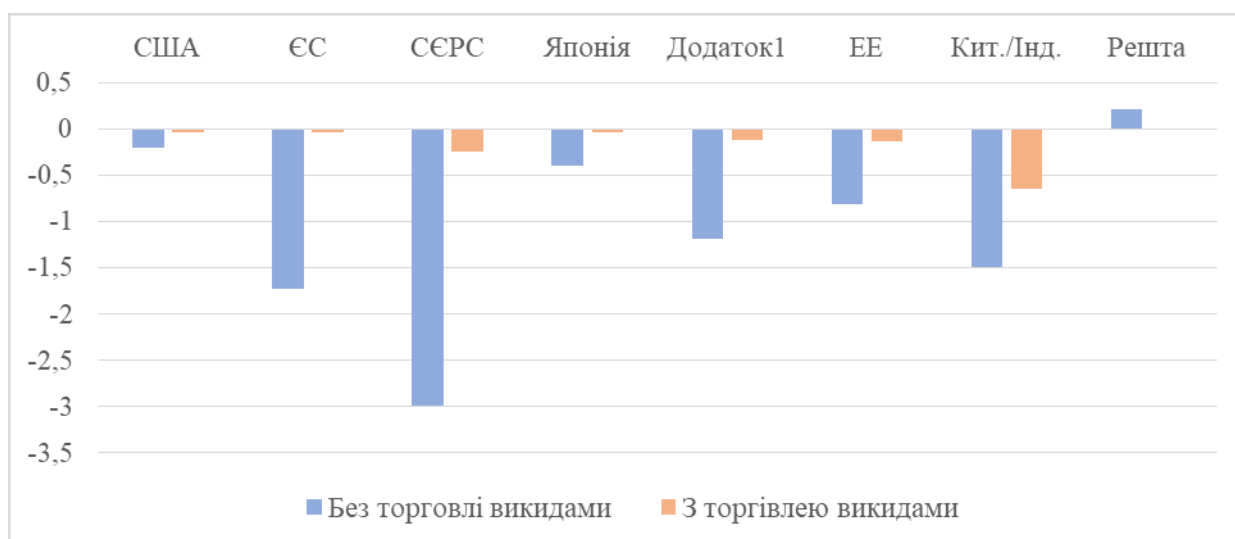


Рис 3.2. Кількісний індекс ВВП для обох сценаріїв обмеження викидів CO<sub>2</sub>

У таблиці 3.2. представлено оцінку загального добробуту після обмежень викидів CO<sub>2</sub> без механізму торгівлі викидами. У першому сценарії спостерігається негативна зміна добробуту для більшості регіонів (з -122 762 до -3 871 млн Дол. США), крім регіонів США (388 млн Дол. США) та решти світу (17 633 млн Дол. США). Найбільш помітними результатами є негативні значення розподільної ефективності (allocative efficiency), що вказує на чисті втрати від низького рівня ефективного розподілу виробництва та споживання [3]. В країнах-експортерах енергії спостерігаються найгірші показники торгівлі товарами та послугами, інвестицій та заощаджень.

Таблиця 3.2.

Оцінка загального добробуту для впровадження лімітів CO<sub>2</sub> (без механізму торгівлі викидами) у різних регіонах, млн Дол

Ефект	США	ЄС	СЄ	Японія	Додаток1	ЕЕ	Кит./Ін д.	Інші
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Торгівля CO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
Розподіл ефективності	-15843	-136589	-26152	-16641	-17713	-19124	-18617	6115





Торгівля CO2	-6819	-9238	-6165	-1886	-2192	-3567	-4162	1532
Розподіл ефективності	-2776	-2256	-2117	-1785	-1761	-3102	-8071	248
Вклад	0	0	0	0	0	0	0	0
Технології	0	0	0	0	0	0	0	0
Населення	0	0	0	0	0	0	0	0

Продовження табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Відношення імпорتنих та експортних цін на товари та послуги	2339	2651	-1505	2584	-1977	-10929	-124	6918
Відношення імпорتنих та експортних цін інвестицій та збережень	86	-163	-136	-336	-46	-39	-31	581
Загальний добробут (EV)	-7170	-9006	-9923	-1433	-5930	-17638	-12388	9280

Через обмеження викидів CO<sub>2</sub> випуск енергетичної галузі зменшився у всьому світі, що можна пояснити значними обсягами викидів функціонування енергетичної галузі. Швидке падіння видобутку вугілля склало приблизно від -65% до -20% у першому сценарії (рис. 3.3.), а в другому сценарії від -38,16% до -17,88% (рис. 3.4.). Торгівля викидами допомогла Європейському Союзу усунути зниження обсягів виробництва вугільної промисловості від -60% (найнижчий показник за першим сценарієм) до майже -20%. Енергоємна промисловість мала порівняно невелике скорочення виробництва і навіть зростання в кількох регіонах. Наприклад, Японія, «додаток 1» та країни-експортери енергії збільшили обсяги виробництва на 0,19%, 0,44% та 0,28% відповідно у другому сценарії.

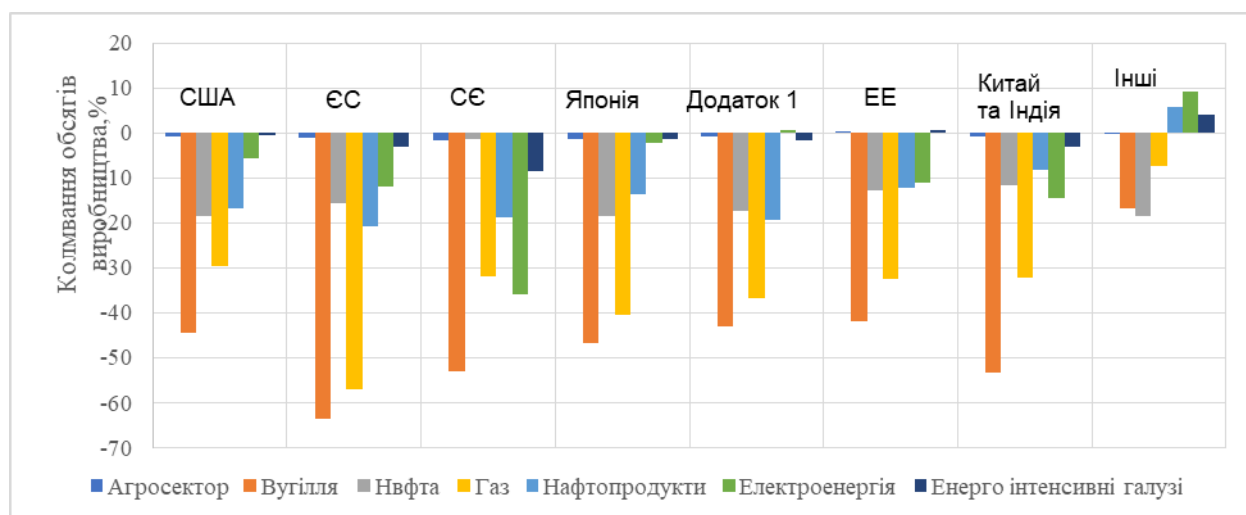


Рис. 3.3. Виробництво енергоносіїв у регіонах, обмеження викидів CO<sub>2</sub> без торгівлі

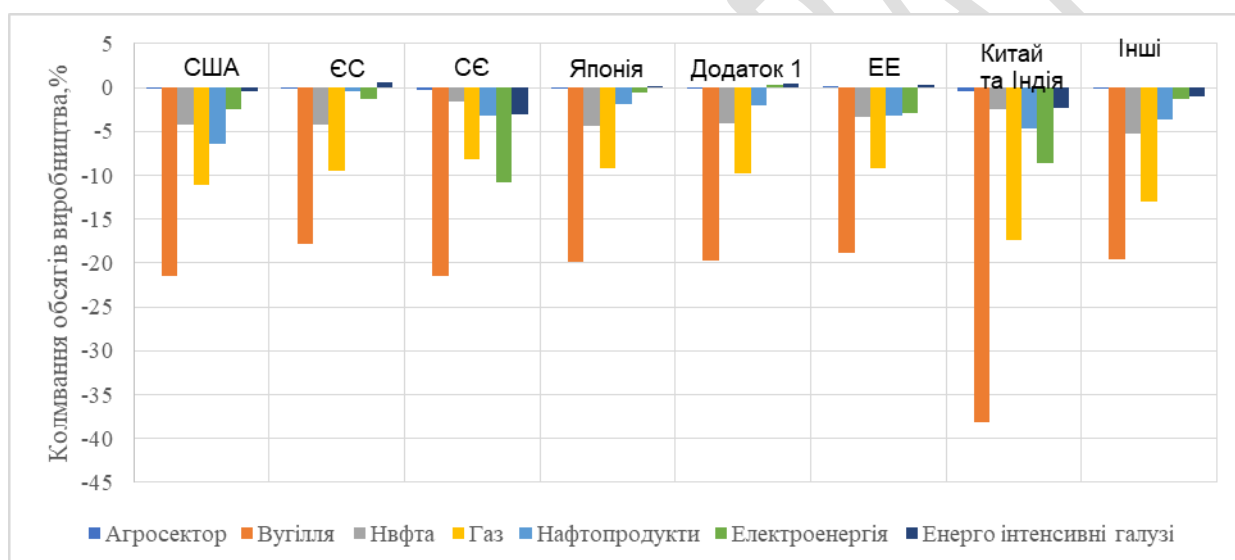


Рис. 3.4. Виробництво енергоносіїв у регіонах, скорочення емісії CO<sub>2</sub> з використанням торгових механізмів викидами

Відповідно до рис. 3.5., обмеження викидів CO<sub>2</sub> сприяло швидкому зростанню цін на вугілля в порівнянні з іншими енергетичними товарами. В Європейському Союзі ціна вугілля зросла майже в 6 разів, а в Китаї та Індії - приблизно в 4 рази. З обмеженням викидів CO<sub>2</sub>, ціни на нафту знизилися на 10-15% у всьому світі.

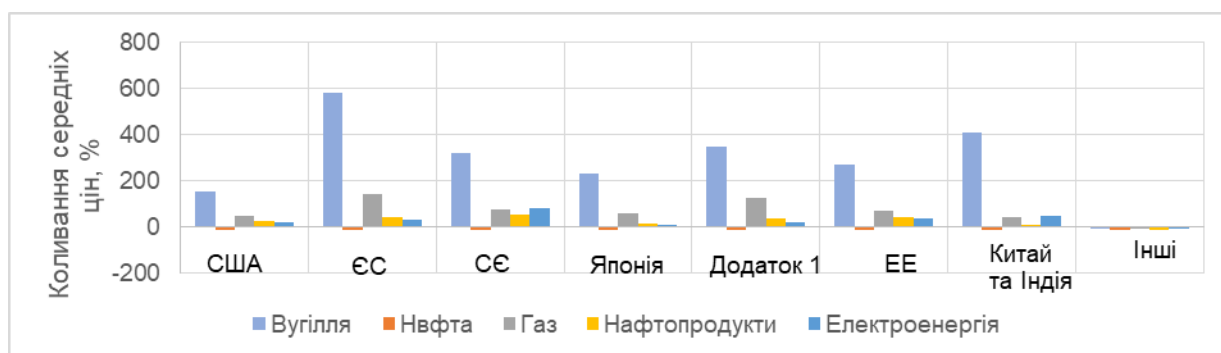


Рис. 3.5. Зміни середніх цін на енергоносії, обмеження викидів CO<sub>2</sub> (сценарій без торгівлі)

У другому сценарії (рис. 3.6.) загальна тенденція зростання середньої ціни залишилася, але зростання було не таким різким, як у попередньому сценарії. Найбільший ріст ціни на вугілля був у Китаї та Індії, де ціна зросла вдвічі. Інші енергетичні товари мали близько 15% зростання цін, крім нафти. Ціни на нафту у світі знизилися.

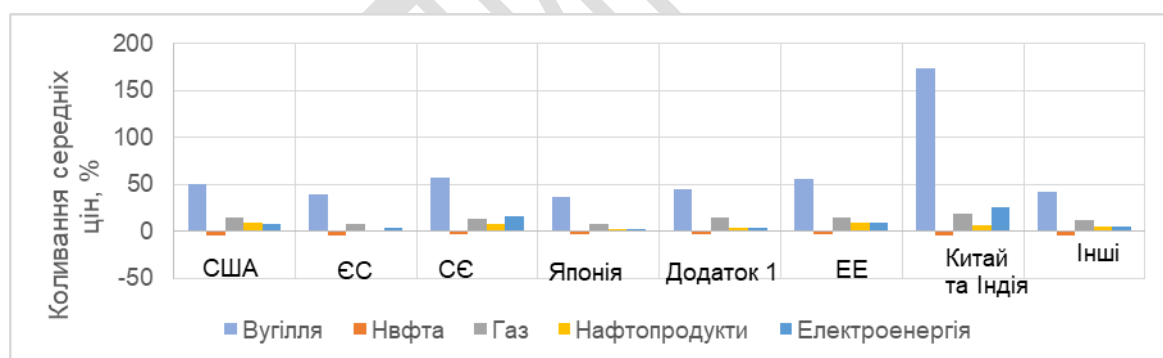


Рис. 3.6. Зміни середніх цін на енергоносії, ліміти викидів CO<sub>2</sub> (за торговим сценарієм)

Результати експерименту з використанням моделі GTAP-E показує, що суворі обмеження викидів CO<sub>2</sub> значно зменшують забруднення навколишнього середовища, проте мають негативний вплив на енергетичний сектор та розвиток економіки в цілому.

Впровадження торговельних механізмів може частково усунути негативний вплив обмежень викидів вуглецю на економіку регіонів, але

необхідні додаткові інструменти пом'якшення цих наслідків. Можна припустити, що ефективність політики щодо обмежень викидів CO<sub>2</sub> залежить від належного механізму торгівлі викидами та рівня цілей скорочення викидів CO<sub>2</sub>.

Оцінка впливу регуляційних інститутів на ринку електроенергії базується на роботі британських вчених John Cubin і Jon Stern. Науковці провели економетричний аналіз впливу регуляторного управління на рівень виробничої потужності та на показники ефективності постачання електроенергії для 28 країн (Африки, Азії, Карибських островів та Латинської Америки) за період 1980-2001.

На основні останніх досліджень, автори мали припущення, що створення незалежного регуляторного органу, який діятиме у чітко визначеній правовій базі, збільшить енергетичні потужності на душу населення та підвищить продуктивністю праці. Регуляторні органи з кращим управлінням повинні робити менше помилок та виявляти їх краще і швидше для подальшого створення належної регуляторної практики.

Уряд має сильний стимул лобювати свої інтереси для досягнення короткострокових, часом популістських, цілей що можуть негативно вплинути на добробут населення в довгостроковій перспективі. Як наслідок, в контексті комунальної галузі, авторитарні уряди, які стикаються з серйозними протестами, мають сильний стимул утримувати ціни на електроенергію нижче економічних витрат, навіть якщо це загрожує майбутнім інвестиціям та споживанню. Для галузей комунальних послуг довгострокові контракти без регулюючого органу можуть сприяти вирішенню даної проблеми, щоб забезпечити необхідну інституційну поруку (наприклад, для платних доріг, водопостачання та каналізації тощо). Однак регулюючий орган цілком може допомогти поліпшити стійкість контрактів навіть у цих галузях [15, 29].

Незалежний регулятивний орган є одним з ефективних методів залучення приватних інвестицій в електроенергетику та подібні галузі, які могли бути стабільними та з мінімально можливою вартістю капіталу [29].

Головна гіпотеза авторів даного дослідження є те, що впровадження незалежного регулятора забезпечує надійність функціонування електроенергетики: зменшує обмеження на функціонування ринку, збільшує пропозицію та наближає результати до ринкової рівноваги, що, у свою чергу, є стимулом для приливу як внутрішніх, так і іноземних інвестицій. За рахунок отриманих коштів, електрогенеруючі підприємства, що перебувають у приватній власності, підвищують ефективність своєї діяльності та галузі в цілому. Зокрема, було виділено наступні питання:

1. Чи має незалежний регулятор якийсь вплив на вимірювані аспекти діяльності електроенергетики (виробнича потужність, використання та технічні втрати)?
2. Якщо так, то наскільки великий ефект?
3. На скільки на розмір будь-якого ефекту впливають вимірювані аспекти управління регуляторними установами?
4. Чи покращує приватизація та створення конкуренції на функціонування електроенергетики, незалежно та у поєднанні з регулюванням?

Для оцінки впливу незалежного регулятора на енергетичний ринок, J. Cubbin, J. Stern зосередилися на двох результативних факторах: використанні виробничих потужностей та технічних втратах при передачі та розподілі. Коефіцієнт використання виробничих потужностей – це відношення річної генерації (ТВт-год) до встановленої потужності (ТВт) помноженої на загальнорічну кількість годин (8 760 год). Технічні втрати під час передачі та розподілу електроенергії розраховувались як питома вага втрат на передачу та розподіл електроенергії від загальної генерації.

Країни, що розвиваються, переважно мають номінальний рівень потужності, який значно перевищує наявний потенціал. За словами авторів, цей показник показує доступність генеруючих потужностей, оскільки заявлена потужність виробників не відповідає фактичному виробництву. Чим краще управління регулятором, тим більш очікуване зростання потужності та постачання електроенергії. Очікується, що ефект регулювання буде

посилюватися із віком регулятора, особливо протягом перших кількох років [15].

Якість управління регулятора вимірюється за допомогою індексу регуляторного управління, який включає чотири фактори:

- 1) чи існує в країні законодавчий закон про електроенергію чи (енергетику);
- 2) чи має країна автономний або міністерський регулятор електроенергії;
- 3) чи фінансується регулятор електроенергії в країні за рахунок ліцензійних зборів (приватні інвестиції) або за рахунок державного бюджету;
- 4) Чи може персонал у регуляторі електроенергії отримувати зарплату відповідно до потреб у кваліфікації та ринках праці, чи персонал повинен отримувати зарплату за шкалою оплати праці державної служби.

Дані про пропускну спроможність у різних країнах існують лише для генерації, і саме на цьому аспекті зосереджено дослідження. В умовах необмеженої ринкової економіки потужність виробництва пов'язане з рівнем попиту, який, свою чергу, залежать від рівня доходу на душу населення, ціни на електроенергію та факторів навколишнього середовища, таких як клімат.

Для уникнення відхилень під час оцінювання, автори включили в модель фактор ВВП на душу населення (очікувана довгострокова еластичність не суттєво відрізняється від 1). Також було використано інші змінні контролю, частка електрогенерації у доданій вартості, рівні боргу країни та показники державного управління економікою.

Оцінка J. Cubbin, J. Stern щодо впливу незалежного регулятора на ринку постачання електроенергії представлено в табл. 3.4.

Табл. 3.4

Результати оцінки впливу незалежного регулятора на енергетичному ринку (J.

Cubbin, J. Stern)

Залежна змінна	Використання встановленої потужності	Технічні втрати під час передачі та розподілу електроенергії
1	2	3

Незалежна змінна		
Реальний ВВП на душу населення (log)	0.729 (2.279)	-0.841 (-0.441)
Індекс управління регулятора	0.079 (2.330)	0.219 (1.016)
AR (1)	0.713 (23.365)	0.648 (17.786)
Метод оцінювання	Fixed Effect+Prais Winsten	Fixed Effect+Prais Winsten
Скоригований коефіцієнт детермінації	0.743	0.840
Стандартне відхилення	0.449	2.697
F-statistics	56.196	92.624
Durbin-Watson	2.138	2.032
Кількість спостережень	574	472

\*t-statistic наведено в дужках

\*\*Джерело: доповнено автором на основі [60]

Результати впливу регулятора на використання генеруючих потужностей були статистично значущими ( $t\text{-statistic} > 2$ ). Збільшення індексу регуляторного управління на 1 бал пов'язане зі збільшенням коефіцієнта використання потужностей на 0,8%, тому використання з максимальним показником індексу 4 передбачає збільшення на 3,2% встановлених потужностей порівняно з країнами які не мають незалежного регулятора на енергетичному ринку. Показники використання генеруючих потужностей також виявились позитивними (0.729) (і статистично значущими  $t\text{-statistic} = 2.330$ ) і пов'язаними з вищим ВВП всередині країни та за її межами. В ході дослідження не знайдено доказів значного позитивного впливу будь-якого з регуляторних заходів управління на втрати від передачі та розподілу (статистично незначимі). Також, не було виявлено, що конкуренція або приватизація є важливими факторами, що визначають потужність виробництва, як окремо, так і при взаємодії із регуляторним управлінням [15].

Аналіз може бути використаний як частина регуляторної реформи розподільчих мереж і впровадження нормативних актів та моніторингу результатів реформи.

### 3.3. Дослідження ризиків та шляхів їх мінімізації



За результатами проведеної оцінки ефективності заходів щодо удосконалення стану реалізації 3Д моделі розвитку підприємств у сфері електроенергетики можна виділити наступні фактори ризику:

- 1) негативний вплив обмежень CO<sub>2</sub> на розвиток енергетики та економіки;
- 2) затратні механізми впровадження 3Д моделі розвитку;
- 3) різноманітність енергетичної системи.

Оцінка впливу декарбонізації на основі моделі GTAP-E свідчить про те, що національні цілі скорочення викидів CO<sub>2</sub> мають негативний вплив на розвиток економіки світу без дієвих механізмів. Проведений експеримент показав, що торгівля викидами може стати одним з подібних механізмів.

Окрім негативного впливу обмежень CO<sub>2</sub>, існує певний скептицизм щодо природи викидів вуглецю та змін клімату. Оскільки, процес декарбонізації в 3Д моделі розвитку є самоціллю, в рамках дослідження було розглянуто зв'язок між викидами CO<sub>2</sub> та глобальної зміною температури Землі на основі кореляційно-регресійного аналізу.

Здебільшого для вимірювання глобальної температури поверхні Землі використовують ручні або автоматизовані погодні станції, які розташовані в різних куточках нашої планети. Оскільки температура поверхні відрізняється в залежності від регіону, прийнято використовувати показник температурної аномалії. Він розраховується як річне відхилення від базисної середньої температури. Агентство NASA використовує дані за період 1951-1980 роки для отримання базисного показника [25].

Для характеристики кореляційного зв'язку між світовими викидами CO<sub>2</sub> від спалювання викопних видів палива та глобальною температурною аномалією було розраховано рівняння парної регресії – перший етап кореляційно-регресійного аналізу.

Таким чином, теоретична залежність глобальної температурної аномалії від обсягу викидів CO<sub>2</sub> в атмосферне повітря має наступний вид:  $Y = 0.04X -$

0.39. Тобто, зі збільшенням викидів CO<sub>2</sub> на 1 Гт глобальна температурна аномалія збільшується на 0.04 °С.

При цьому було розраховано коефіцієнти еластичності. На підставі цього коефіцієнта можна дійти висновку, що зі збільшенням викидів CO та NO<sub>2</sub> на 1% випадки захворювання населення зростають на 0,24% та 0,37% відповідно.

Другим етапом кореляційно-регресійного аналізу є розрахунок коефіцієнта кореляції, в рамках якого дають оцінку щільності (тісноти) зв'язку факторної та результативної ознак. Виявлено тісний зв'язок між викидами CO<sub>2</sub> (рис. 3.7. ) в атмосферне повітря та рівнем глобальної температурної аномалії. Коефіцієнт кореляції становлять 0,85 ( $R = 0,85$ ). Проте, кореляція не дає змогу повністю проаналізувати причинно-наслідковий зв'язок між цими двома факторами.

Зміни клімату – це складний процес і причини та механізми їх виникнення до кінця не вивчені, але вектор розвитку процесу декарбонізації вже розпочатий і підприємства сфери електроенергетики повинні адаптуватись під ці зміни.

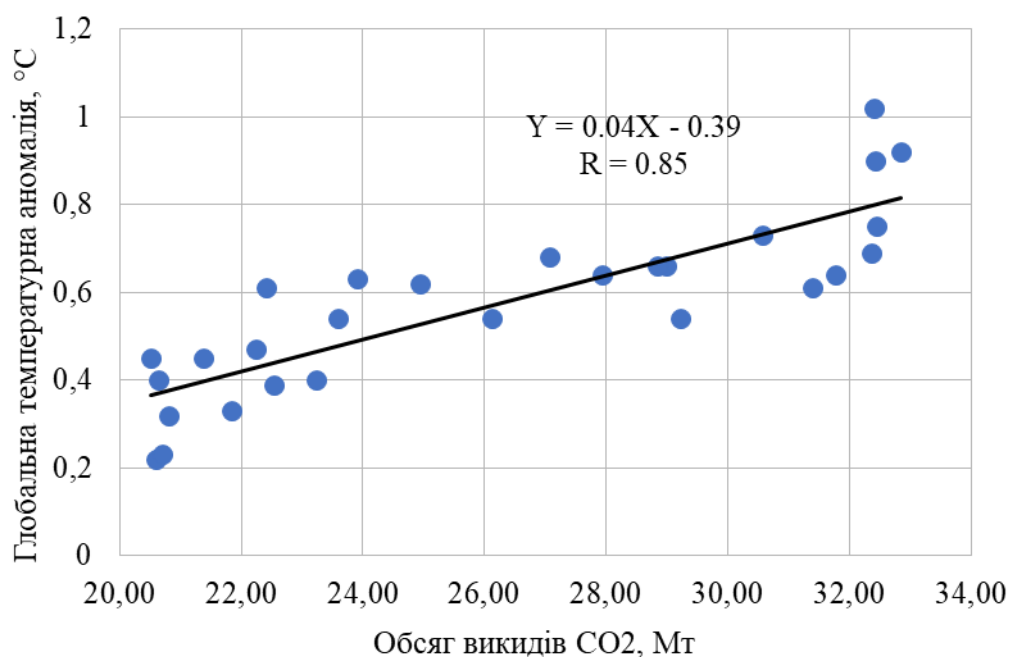


Рис. 3.7. Щільність зв'язку між світовими викидами CO<sub>2</sub> від спалювання викопних видів палива та глобальною температурною аномалією

Впровадження заходів удосконалення стану реалізації моделі потребує значних фінансових затрат, зокрема, впровадження відновлювальних джерел енергії. Метод приведеної вартості електроенергії дає змогу порівнювати електростанції з різними технологіями та структурами витрат (LCOE). В межах дослідження було розраховано приведену вартість електроенергії для трьох типів електрогенерації: теплоелектростанція (ТЕС), гідроелектростанція (ГЕС) та сонячна електростанція (СЕС) (Додаток Б). На рис. 3.8 представлено результати розрахунків.

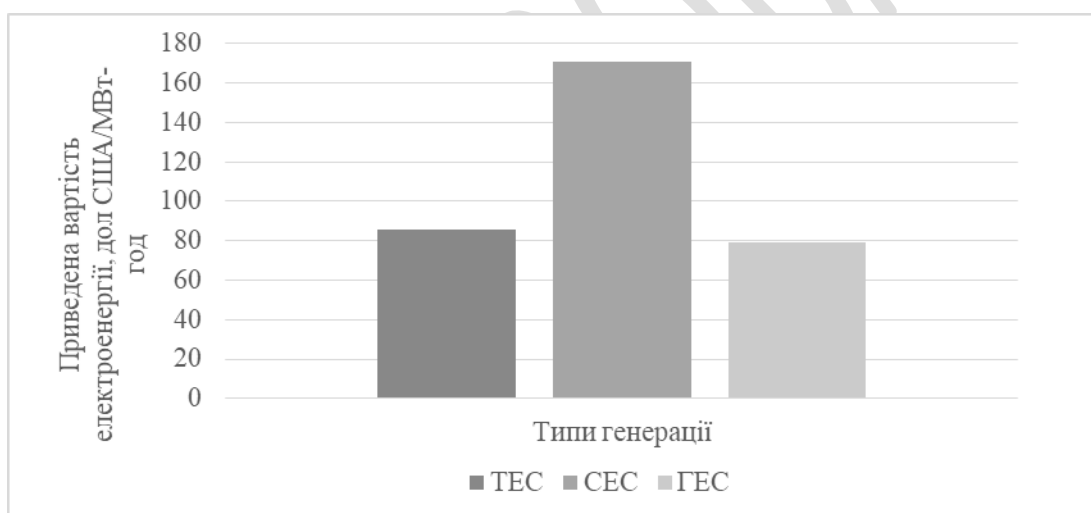


Рис. 3.8. Приведена вартість виробництва електроенергії для СЕС, ТЕС та ГЕС

За результатами оцінки, приведена вартість електроенергії для СЕС майже вповнину вища аніж LCOE для ТЕС і ГЕС. Це характеризує неготовність сонячної електростанції самостійно конкурувати на ринку електроенергії не зважаючи на фінансову підтримку збоку держави у вигляді «зеленого» тарифу [21].

Наступним фактором ризику є різноманіття енергетичної системи. Європейська енергетична система характеризується різноманітністю з точки

зору доступності енергетичних ресурсів, зрілості та динаміки інфраструктури. Кожен член ЄС має різні цілі декарбонізації. Така ситуація передбачає, що різні держави-члени будуть використовувати різні шляхи та ринкові механізми для досягнення довгострокових цілей розвитку [40, 39].

Розвиток можливої ринкової моделі та децентралізація енергопостачання значною мірою залежать від існуючих ринкових домовленостей, наявності регіональних ресурсів та вимог до регіональної гнучкості. Інтеграція децентралізованого підходу на ринку електроенергії, швидше за все, буде розвиватися децентралізовано, де існує значний попит на гнучкість електроенергії та де централізоване постачання обмежене [39].

В дедалі складнішому та різноманітному середовищу розподільчої мережі, підприємства електроенергетики можуть брати участь у потенційних ринках, що розвиваються на рівні розподілу, щоб полегшити активне управління розподільчою мережею. Наприклад, експериментальна платформа місцевого ринку гнучкості EPEX SPOT та GOPACS, запущені голландськими мережевими операторами, об'єднують платформи, які дозволяють системним операторам забезпечувати гнучкість за допомогою локальної інформації для управління перевантаженістю. Проте, поки що не існує регіонального ринку, крім пілотних проектів [39, 28].

Окрім інноваційних технологій мінімізації ризиків існують інноваційні підходи функціонування ринку. Існує процес навчання системних операторів для управління децентралізованою системою енергопостачання. Існують деякі інноваційні ринкові механізми, які відрізняються від звичайних, що може мати значний вплив на майбутній розвиток. Однак для вивчення надійності цих інновацій та їхньої ефективності все ще потрібні подальші дослідження.

### Висновки до розділу 3

Отже, для удосконалення стану реалізації 3Д моделі розвитку підприємств у сфері електроенергетики було виділено наступні заходи:

впровадження енергоефективних та енергозберігаючих технологій, розвиток відновлювальних джерел енергії та низьковуглецевої інфраструктури, розвиток технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії, а також створення надійної нормативно-правової бази.

В рамках дипломної роботи було проведено оцінку впливу декарбонізації на функціонування підприємств в енергетиці та розвиток економіки в цілому за допомогою моделі GTAP-E. Виявилось, що обмежень викидів CO<sub>2</sub> передбачені національними цілями країн-учасниць Паризької Угоди можуть мати негативний вплив на діяльність енергетичних компаній та світової економіки без належних механізмів. Впровадження торгівлі викидами допомогло зменшити негативний вплив майже вдвічі, проте, процес скорочення викидів CO<sub>2</sub> потребує додаткових механізмів, щоб виконати свої зобов'язання щодо скорочення вуглецю та забезпечити розвиток економіки.

В ході дослідження був проведений аналіз впливу незалежного регулятора енергетичного ринку на виробників електроенергії, що є одним з інструментів на шляху до децентралізованої системи енергопостачання. Впровадження незалежного регулятора в електроенергетиці мало позитивний (статистично значущий) ефект на збільшення використання встановленої потужності, але на зменшення втрат під час постачання та розподілу електроенергії такий захід не вплинув.

До основних ризиків впровадження запропонованих заходів відносять негативний вплив обмежень CO<sub>2</sub> на розвиток енергетики та економіки, попри його важливий екологічний ефект. В науковій літературі існує певний скепсис стосовно доцільності впровадження процесу декарбонізації, оскільки зміна клімату – це дуже складний процес, тому важко дослідити причини цього явища. Власний кореляційний аналіз показав, що існує тісний між викидами CO<sub>2</sub> та глобальною температурою.

Серед ризиків можна виділити затратні механізми впровадження 3Д моделі розвитку. Не зважаючи на значний технологічний прогрес та розвиток

відновлювальних джерел, низьковуглецевої інфраструктури, «розумних» систем, ці технології потребують великих фінансових витрат в порівнянні з традиційними джерелами про що свідчить аналіз приведеної вартості електроенергії. Оскільки кожна країна має свої особливості функціонування електропостачання, потрібно не лише значні фінансові затрати, але й надійна нормативно-правова база для ефективного реалізації 3Д моделі розвитку.

НЕ КОПІЮВАТИ

## ВИСНОВКИ

Електроенергетика потребує нових підходів до функціонування в час глобальних змін. Підвищення ефективності постачання електроенергії допомагає вирішити дві основні проблеми: зменшення негативного впливу на навколишнє середовище та підвищення якості енергопостачання.

У ході дослідження було виявлено основні напрямки підвищення ефективності функціонування підприємств електроенергетики, до яких відносять декарбонізацію, децентралізацію та діджиталізацію, а також сформовано концепцію 3Д моделі розвитку для системного аналізу цих процесів. Декарбонізація передбачає зменшення інтенсивності викидів CO<sub>2</sub>, що має значення в довгостроковій стратегії скорочення викидів парникових газів та збільшення частки використання відновлюваних джерел енергії. Децентралізація створює конкурентне середовище та робить ринок електроенергії більш розгалуженим та орієнтованим на споживачі. На етапі трансформації ринку електроенергетики, застосовують діджиталізацію, яка підтримує два інші процеси та розширює можливості контролю, автоматизації та оптимізації всіх складових енергопостачання.

Для оцінювання етапу реалізації 3Д моделі розроблено систему оцінки за кількісними та якісними показниками. Це дало змогу здійснити порівняльний аналіз етапу реалізації досліджуваної моделі в Україні та Німеччині. Результати показали, що обидві країни мають амбітні цілі щодо впровадження всіх трьох процесів моделі, проте досягнення цілей в Німеччині супроводжується стійким економічним ростом в порівнянні з нестабільною ситуацією в Україні, яка, наприклад, досягнула значного скорочення викидів парникових газів за рахунок зниження виробництва.

Для поліпшення стану реалізації 3Д моделі розвитку вітчизняних підприємств сфери електроенергетики пропонується впроваджувати енергоефективні та енергозберігаючі технології, продовжувати розвиток

відновлювальні джерела енергії, ринок низьковуглецевої інфраструктури та технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії.

Оцінка ефективності запропонованих заходів проводилась в два етапи. На першому етапі було визначено як обмеження викидів CO<sub>2</sub>, що передбачені цілями декарбонізації, впливає на функціонування підприємств в енергетиці та розвитку економіки в цілому. Наступний етап включав аналіз емпіричних досліджень щодо ефекту незалежного регулятора, передбаченого в концепції розвитку децентралізації, на удосконалення діяльності електрогенеруючих підприємств та постачальників електроенергії.

Результати дослідження показали, що теперішні цілі щодо обмеження викидів CO<sub>2</sub> без належних механізмів регулювання зменшують обсяги виробництва електроенергії (до -40%) та збільшують її ціну майже вдвічі. Впровадження незалежного регулятора на ринку сприяє збільшенню використання генеруючих потужностей (до +4%), проте не виявлено ніякого ефекту щодо зменшення втрат під час передачі та розподілу електроенергії. Отже, реалізація процесу декарбонізації повинна супроводжуватись ефективними механізмами регулювання для уникнення стійкого зростання цін та скорочення обсягів виробництва електрогенеруючих підприємств.

В науковій спільноті існує скепсис щодо доцільності впровадження декарбонізації для боротьби з кліматичними змінами, оскільки це складний і до кінця не вивчений процес. З цією метою було проведено кореляційно-регресійний аналіз та виявлено тісний зв'язок між викидами CO<sub>2</sub> в атмосферне повітря та глобальною температурою. Для оцінки ризиків впровадження ВДЕ використано метод приведеної вартості електроенергії, який показав, що впровадження альтернативних джерел все ще залишається затратним та потребує зовнішніх стимулів для розвитку. Крім цього, кожна країна має свої особливості функціонування електроенергетики та розподіл ресурсів, тому для впровадження заходів щодо декарбонізації, децентралізації та діджиталізації



додатково потрібно враховувати ці особливості та мати надійну нормативно-правову базу.

#### СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 2030 climate & energy framework [Електронний ресурс] // European Union. – 2020. – Режим доступу до ресурсу: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_en#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en#tab-0-0).
2. Amelang S. Germany's largest utilities at a glance [Електронний ресурс] / S. Amelang, F. Bieler // Clean Energy Wire. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-largest-utilities-glance>.
3. An electricity grid for the energy transition [Електронний ресурс] // Federal Ministry for Economic Affairs and Energy – Режим доступу до ресурсу: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/grids-grid-expansion.html>.
4. Barkāns, J., Žalostība, D., Junghans, G. Transmission Congestions under the Conditions of Liberalized Electricity Market. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 2007, No.2, pp.15-24. ISSN 0868-8257.
5. Barnsley I. 11. Enabling Renewable Energy and Energy Efficiency Technologies / I. Barnsley, A. Blank, A. Brown. // IEA Publications. – 2015. – С. 119.
6. Belyakov N. Sustainable Power Generation: Current Status, Future Challenges, and Perspectives / Nikolay Belyakov. // Academic Press. – 2020. – С. 620.
7. Bloomberg J. Digitization, Digitalization, And Digital Transformation: Confuse Them At Your Peril [Електронний ресурс] / J. Bloomberg // Forbes. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.forbes.com/sites/jasonbloomberg/2018/04/29/digitization-digitalization-and-digital-transformation-confuse-them-at-your-peril/>.

8. Boccanfuso D. The distributional impact of developed countries' climate change policies on senegal: A macro-micro CGE application / D. Boccanfuso, L. Savard, A. Estache. // Sustainability. – 2013. – №5(6). – С. 2727–2750.
9. Burfisher M. E. Introduction to Computable General Equilibrium Models / M. E. Burfisher. // Cambridge: Cambridge University Press. – 2016.
10. Burniaux J. M. GTAP-E: an energy-environmental version of the GTAP model / J. M. Burniaux, T. P. Truong. // GTAP Technical Papers. – 2002. – №18.
11. CAIT Climate Data Explorer: Intended Nationally Determined Contribution (INDC) [Электронный ресурс] // WRI. – 2015. – Режим доступа до ресурсу: <https://cait.wri.org/indc/#/map>.
12. CO2 Emissions from fuel combustion [Электронный ресурс] // IEA Data Services – Режим доступа до ресурсу: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Key%20indicators&indicator=Total%20CO2%20emissions>.
13. Commission of the EC. The Internal Energy Market. Commission Working Document. COM (88) 238 final. Brussels, 2 May 1988, p. 5.
14. Concluding paper. Electricity 2030. Long-term trends – tasks for the coming years. // Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi). – 2017. – С. 50.
15. Cubbin J. Regulatory Effectiveness And The Empirical Impact Of Variations In Regulatory Governance / J. Cubbin, J. Stern. // World Bank Policy Research Working Paper 3535. – 2005.
16. Dagoumas A. S. An economic assessment of the Kyoto Protocol application / A. S. Dagoumas, G. K. Papagiannis, P. S. Dokopoulos. // Energy Policy. – 2006. – №34. – С. 26–39.

17. Decarbonize Definition Oxford Dictionaries [Электронный ресурс] // Modern Language Association (MLA). – 22. – Режим доступа до ресурсу: <http://oxforddictionaries.com/definition/english/decarbonize>.

18. Decentralization & Subnational Regional Economics. What, Why and Where [Электронный ресурс] // The World Bank Group – Режим доступа до ресурсу: <http://www1.worldbank.org/publicsector/decentralization/what.htm>.

19. Digitalization and ways for the development of the electric energy industry with the participation of consumers: new challenges for shaping the investment climate / Y. D. Burda, I. O. Volkova, E. V. Gavrikova, A. V. Kosygina. // J. Sib. Fed. Univ. Humanit. soc. sci.. – 2019. – №12. – С. 545–564.

20. Digitalization Definition [Электронный ресурс] // Gartner Glossary – Режим доступа до ресурсу: <https://www.gartner.com/en/information-technology/glossary/digitalization>.

21. Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050 [Электронный ресурс] // European Commission. – 2014. – Режим доступа до ресурсу: [https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI\\_2014.pdf](https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf).

22. Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050 [Электронный ресурс] // European Commission. – 2014. – Режим доступа до ресурсу: [https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI\\_2014.pdf](https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf).

23. Germany. Network expansion is progressing. // Federal Ministry of Economics and Energy. – 2020. – С. 2.

24. Gibson J. Organization: Behavior, Structure, Processes / J. Gibson, J. Ivancevich, J. Donnelly., 1991. – 507 с. – (Homewood, Irwin, USA). – (7).

25. Global Temperature [Электронный ресурс] // NASA Global Climate Change – Режим доступа до ресурсу: <https://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/>.

26. Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways: Summary for Policymakers. Geneva: World Meteorological

Organization [Электронный ресурс] // IPPC. – 2018. – Режим доступа до ресурсу: <https://www.ipcc.ch/sr15/>

27. Hanslow K. The MEGABARE model: interim documentation / K. Hanslow, M. Hinchy. // Canberra: Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics. – 1996.

28. Integrated Annual report 2019. // TenneT Holding B.V.. – 2019. – С. 16–50.

29. Jamasb T. Core indicators for determinants and performance of the electricity sector for developing countries / T. Jamasb, D. Newbery, M. Pollitt. // World Bank Policy Research Working Paper 3599. – 2005.

30. Kampman B. The potential of energy citizens in the European Union / B. Kampman, J. Blommerde, M. Afman. // CE Delft. – 2016. – С. 18–25.

31. Kyoto protocol [Электронный ресурс] // United Nations Framework Convention on Climate Change. – 1997. – Режим доступа до ресурсу: [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/items/2830.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php).

32. Maria Dogic. Growth Strategies of Electric Utilities in Context of Deregulation and Liberalization of Electricity Market Management, Vol. 22, 2017, No. 2, pp. 79-98

33. Matthes F. C. Decarbonizing Germany's Power Sector Ending Coal with A Carbon Floor Price / Matthes. // IFRI. Center for Energy. – 2017. – С. 7–15.

34. McDougall R. GTAP-E: A revised energy-environmental version of the GTAP model / R. McDougall, A. Golub. – 2009.

35. Nations Framework Convention on Climate Change (21st Session, 2015: Paris). (Vol. 4, p. 2017).

36. NFFCC (1997). Kyoto protocol. UNFCCC Website. [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/items/2830.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php)

37. Okagawa A. Estimation of substitution elasticities for CGE models / A. Okagawa, K. Ban. // Discussion Papers in Economics and Business. – 2008. – №16.
38. Paris agreement. In Report of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (21st Session, 2015: Paris). // UNFCCC Secretariat. – 1992. – №4. – С. 2017.
39. Pollitt M. – Europe’s Electricity Market Design: 2030 and beyond / M. Pollitt, C. Chyong. // Centre on Regulation in Europe (CERRE). – 2018. – С. 18–44.
40. Polymeneas E. Less carbon means more flexibility: Recognizing the rise of new resources in the electricity mix [Электронный ресурс] / E. Polymeneas, H. Tai, A. Wagner // McKinsey. – 2018. – Режим доступа до ресурсу: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/less-carbon-means-more-flexibility-recognizing-the-rise-of-new-resources-in-the-electricity-mix>.
41. Renewable Energy [Электронный ресурс] // Federal Ministry for Economic Affairs and Energy – Режим доступа до ресурсу: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/renewable-energy.html>.
42. Rutherford T. CETM: A Dynamic General / T. Rutherford, W. Montgomery, P. Bernstein. – 1997.
43. Schneider K. PRESS RELEASE. German Net Electricity Generation in First Half of 2020 / K. Schneider, B. Burger. // FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE. – 2020. – С. 1–4.
44. Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe / [F. Gangale, J. Vasiljevska, C. Covrig та ін.]. // Publications Office of the European Union. – 2017.
45. Statistical data of CO2 emissions at the World [Электронный ресурс] // Carbon Dioxide Information Analysis Center, Environmental Sciences Division, Oak Ridge National Laboratory, Tennessee, United States – Режим доступа: <https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.KT?view=map>.
46. Statistical data of CO2 emissions per Ukraine’s gross domestic product [Электронный ресурс] // Emission Database for Global Atmospheric Research.

Source: European Commission, Joint Research Centre (JRC)/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency – Режим доступа: <https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PP.GD>.

47. Statistical data of CO2 time series 1990-2015 per region/country [Электронный ресурс] // European Commission Emission Database For Global Atmospheric research – Режим доступа: <http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2ts1990-2015&sort=des8>.

48. Statistical data of gross domestic product based on purchasing power parity [Электронный ресурс] // World Bank, International Comparison Program database – Режим доступа: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.МКТР.ПП.СD?end=2014&start=2000>.

49. Statistical data of Ukraine's gross domestic product based on purchasing power parity [Электронный ресурс] // Emission Database for Global Atmospheric Research. Source: European Commission, Joint Research Centre (JRC)/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency – Режим доступа до ресурсу: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.МКТР.ПП.СD?locations=UA>.

50. The cost of hydroelectricity. Eurelectric, Brussels, Belgium, 2000 [Электронный ресурс] // Eurelectric. – 2000. – Режим доступа до ресурсу: <http://www.eurelectric.org>.

51. The World Bank. Statistics data High-technology exports (current US\$) [Электронный ресурс] / The World Bank – Режим доступа до ресурсу: <https://data.worldbank.org/indicator/TX.VAL.TECH.CD>.

52. Trends in global CO2 emissions: 2016 Report / Jos G.J. Olivier, Greet Janssens-Maenhout, Marilena Muntean, Jeroen A.H.W. Peters. // EDGAR. – 2016. – С. 82.

53. UNFCCC Secretariat. (1992). United Nations framework convention on climate change. UNFCCC.

54. Vinals J. Energy-capital substitution, wage flexibility and aggregate output supply / J. M. Vinals. // *European Economic Review*. – 1984. – №26. – С. 229–245.
55. Wind energy in Europe in 2018. Trends and statistics. // *Wind Europe*. – 2019. – С. 7–15.
56. World Energy Outlook 2017. A world in transformation [Електронний ресурс] // International Energy Agency (IEA). – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017>.
57. World Energy Outlook 2018 [Електронний ресурс] // International Energy Agency. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018/electricity#abstract>.
58. Zheng Xu. The electricity market design for decentralized flexibility sources / Zheng Xu. // *Oxford Institute for Energy Studies*. – 2019.
59. Гріцишина М. «3D-модель» для трансформації енергетичного ринку України / М. Гріцишина, Б. Новик. // *Юридична Газета*. – 2019.
60. Дячук О. Кліматична Угода для України [Електронний ресурс] / Олександр Дячук // UKRAINE CRISIS media center – Режим доступу до ресурсу: <http://energyreform.uacrisis.org/climate>
61. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р [Електронний ресурс] – Режим доступу: [https://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art\\_id=245234085](https://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245234085)
62. Закон України «Про альтернативні джерела енергії від 20.02.2003 № 555-IV [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15>
63. Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 25.04.2019 № 2712-VIII [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19>

64. Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13 квітня 2017 року № 2019-VIII [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

65. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2018 році. – 2018. – С. 325.

66. К.Маркевич, В.Омельченко. Глобальні енергетичні тренди крізь призму національних інтересів України. / Аналітична доповідь. – Київ: Заповіт, 2016. – 118с.

67. Мінфін. Статистична інформація [Електронний ресурс] / Мінфін – Режим доступу: <https://minfin.com.ua/ua/>.

68. Можливості України в низьковуглецевому майбутньому / O.Njaa, A. Serdoner, L. Bronder, K. Whiriskey. // The Bellona Foundation, Kyiv, Ukraine. – 2017. – С. 44.

69. Національна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Україні у 2015 році. – К.: Міністерство екології та природних ресурсів України, ФОП Грінь Д.С. – 2017. – 308 с.

70. Огляд діяльності та економічної ефективності лібералізованих (конкурентних) ринків зарубіжних країн (ОЕСР, ЄС, США, Росії) та динаміка ціноутворення на електроенергію [Електронний ресурс] // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України НЕК «Укренерго» Науково - технічний центр електроенергетики. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Rynky-elektroenergiyi-ta-tsinoutvorennya.pdf>.

71. Огляд Енергетичного Сектору України: Інституції, Управління Та Політичні Засади. // OECD. – 2019. – С. 71.

72. Огляд реалізації основних положень Кіотського протоколу до Рамкової Конвенції ООН про зміну клімату та зобов'язання країн-членів ОЕСР і Євросоюзу щодо виконання рекомендацій Паризької Конференції. // «Науково-практичний Центр Розвитку Об'єднаної Енергетичної



Системи України» Державного Підприємства «Національна Енергетична Компанія «Укренерго» (НПЦР ОЕС України). – 2017. – С. 108.

73. Огляд світового досвіду зниження обсягів антропогенних викидів парникових газів на об'єктах енергетики. // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України НЕК «Укренерго» Науково-технічний центр електроенергетики. – 2013. – С. 60.

74. Омаров М. В. Застосування індекса Герфіндаля-Гіршмана для оцінки конкурентних позицій підприємницьких структур на ринку / М. В. Омаров. // Вісник Інституту економіки і управління НОВДУ. – 2018. – №4.

75. Паризька Угода: ратифікація від 14.07.2016. [Електронний ресурс]. - Режим доступу: [http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/995\\_161](http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/995_161)

76. Попадько Н. В. Перехід до низьковуглецевої енергетики в Німеччині: проблеми та перспективи / Н. В. Попадько, Г. Б. Полаева, А. М. Попадько. // Світова економіка. – 2018. – №6. – С. 113–115.

77. Проєкт Національного кадастру антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2018 роки (англійською мовою відповідно до вимог Секретаріату Рамкової конвенції ООН про зміну клімату) для публічного ознайомлення т [Електронний ресурс] // Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України. – 2020. – Режим доступу до ресурсу: <https://mepr.gov.ua/news/34928.html>.

78. Розвиток інвестиційно-інноваційної діяльності у світовій енергетичній сфері. // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України «НЕК «Укренерго» Науково-технічний центр електроенергетики. – 2016. – С. 84.

79. Світовий банк, Річний звіт 2017. // Вашингтон, округ Колумбія: Світовий Банк. – 2017. – С. 87.

80. Стан і перспективи розвитку технологій «інтелектуальних» електромереж, управління попитом та систем режимного управління в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії у зарубіжній енергетичній сфері. // «Науково-Проектний Центр Розвитку Об'єднаної Енергетичної Системи

України» Державного Підприємства «Національна Енергетична Компанія «Укренерго». – 2018. – С. 121.

81. Українська асоціація відновлюваної енергетики. Аналітична доповідь [Електронний ресурс] / Українська асоціація відновлюваної енергетики – Режим доступу до ресурсу: <http://uare.com.ua/ekspertna-dumka/226-pekelnna-zalezhnist-ukrajini.html>.

НЕ ЦИТИРУВАТИ

# ДОДАТКИ