

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ГАЗУ  
ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ

# СТАН ТА ШЛЯХИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ

У двох книгах

Книга 2

---

*ПРОЄКТ  
«НАУКОВА КНИГА»*

---

КИЇВ  
НАУКОВА ДУМКА  
2022

УДК 697.341

Автори:

**І.М. КАРП**, Є.Є. НІКІТІН, Б.І. БАСОК, С.В. ДУБОВСЬКИЙ, Г.Г. ГЕЛЕТУХА, О.І. СІГАЛ,  
О.В. ДУТКА, І.С. КОМКОВ, М.В. ТАРНОВСЬКИЙ, О.Е. СИЛАКІН, М.Є. БАБІН,  
Т.А. ЖЕЛІЗНА, А.В. ПАСТУХ, Д.Ю. ПАДЕРНО, С.В. ПЛАШИХІН, Н.А. НІЖНИК

Викладено матеріал щодо розроблення довгострокових планів трансформації застарілих систем централізованого тепlopостачання (СЦТ) у сучасні енергоефективні системи. Запропоновано сучасні інструменти розроблення довгострокових планів модернізації та ефективної експлуатації СЦТ, включно з геоінформаційними системами, системами енергетичного менеджменту та бенчмаркінгу. Наведено законодавчу світову та вітчизняну правові бази для розвитку когенерації, теплових насосів, біоенергетики, екологічної безпеки.

Для працівників муніципалітетів, тепlopостачальних організацій, науковців і фахівців зі сфери комунальної енергетики, а також викладачів і студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів.

This information material is aimed at developing of the long-term plans for the transformation of obsolete district heating systems (DHS) into modern energy efficient systems. Proposes modern tools for developing long-term plans for modernization and efficient operation of the WTP, including a cost-benefit analysis method, geographic information systems, energy management systems and benchmarking. The legal world and domestic legal framework for the development of cogeneration, heat pumps, bioenergy, environmental safety is presented.

The material is intended for employees of municipalities, heat supply organizations, scientists and specialists working in the municipal energy sphere, as well as for teachers and students of energy specialties of higher education institutions.

Р е ц е н з е н т и:

*О.В. Новосельцев*, член-кореспондент НАН України, доктор технічних наук

*А.В. Сміхула*, кандидат технічних наук

*Затверджено до друку вченою радою Інституту газу НАН України  
(протокол № 7 від 15.09.2020 р.) та вченою радою Інституту технічної теплофізики  
НАН України (протокол № 8 від 10.09.2020 р.)*

**Видання здійснено за кошти Цільової комплексної програми НАН України  
«Наукові основи функціонування та забезпечення умов розвитку  
науково-видавничого комплексу НАН України»**

Науково-видавничий відділ фізико-математичної та технічної літератури

Редактор *О.А. Микитенко*

© **І.М. Карп**, Є.Є. Нікітін, Б.І. Басок, С.В. Дубовський,  
Г.Г. Гелету́ха, О.І. Сігал, О.В. Дутка, І.С. Комков,  
М.В. Тарновський, О.Е. Силакін, М.Є. Бабін, Т.А. Же-  
лезна, А.В. Пастух, Д.Ю. Падерно, С.В. Плашихін,  
Н.А. Ніжник, 2022

© НВП «Видавництво “Наукова думка” НАН України»,  
дизайн, 2022

ISBN 978-966-00-1822-8

## ПЕРЕДМОВА

---

Монографію присвячено вирішенню актуальної проблеми — енергоефективної модернізації систем централізованого теплопостачання (СЦТ) міст і населених пунктів. Наведено засадничі концептуальні положення, технічні напрями, законодавство та нормативно-методичну базу вирішення цієї проблеми.

Описано сучасні інструменти розроблення довгострокових планів розвитку систем теплопостачання: метод аналізу витрат і вигід, геоінформаційні системи з модулями для централізованого теплопостачання, енергетичний менеджмент та бенчмаркінг у сфері централізованого теплопостачання.

Метод витрат і вигід (Cost benefit analyses) є основою розробки та порівняння проєктів і варіантів модернізації систем теплопостачання. Він дає змогу враховувати економічні, соціальні, екологічні та додаткові показники.

Геоінформаційні системи є сучасним інструментом відображення та аналізу складних просторово-розподілених систем, до яких належать СЦТ. Цей інструмент дає змогу відображати структуру та характеристики СЦТ, автоматизувати теплогідравлічні розрахунки, зіставляти фактичні й нормативні режими роботи, а також виконувати низку завдань із забезпечення оптимальних режимів експлуатації та налагодження СЦТ. Наведено огляд зарубіжних комерційних продуктів з модулями для СЦТ.

Без систем енергетичного менеджменту (СЕМ) на підприємствах теплопостачання навряд чи можна здійснювати масштабну модернізацію теплових джерел, мереж і вузлів введення теплової енергії в будівлі. Детально розглянуто цілі, завдання, структуру та функціонування СЕМ у теплопостачальних організаціях.

Бенчмаркінг у сфері централізованого теплопостачання дає змогу порівнювати стан різних систем і сприяє впровадженню кращих практик.

Системно викладено питання законодавчої та нормативно-методичної бази розвитку таких важливих напрямів модернізації систем централізованого теплопостачання, як використання біопалива, спільного вироблення електричної та теплової енергії, теплових насосів. Відображено екологічне законодавство в енергетичній сфері. Ці питання висвітлено як в національному, так і в міжнародному розрізі.

Праця є цікавою як із практичного, так і науково-методичного погляду. За її допомогою до широкого кола інженерів, наукових співробітників, викладачів і студентів вищих навчальних закладів, працівників муніципалітетів і теплопостачальних компаній можна донести засади розроблення довгострокових планів модернізації та розвитку систем централізованого теплопостачання в Україні.

Співробітники Інституту газу, Інституту технічної теплофізики НАН України, а також колектив авторів висловлюють подяку представництву USAID / Kyiv за надану можливість використання матеріалів «Посібника з перспективного планування в сфері централізованого теплопостачання», підготовленого в рамках проєкту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні». Вдячні керівниці проєкту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні» Діані Корсакайте за прекрасну атмосферу, яку вона змогла створити в творчому колективі, а також заступникові керівника проєкту Дмитру Ємельяненку за допомогу, надану під час підготовки матеріалів та їх рецензування.

## СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

---

АДЕ	— альтернативні джерела енергії	ПЕР	— паливно-енергетичні ресурси
АЕС	— атомна електростанція	ПП	— побічна продукція
АПК	— агропромисловий комплекс	СЕМ	— система енергетичного менеджменту
ВДЕ	— відновлювані джерела енергії	СЕТ	— система електронної торгівлі
ГВП	— гаряче водопостачання	СЦТ	— система централізованого теплопостачання
ЗППЕ	— загальне постачання первинної енергії	ТЕ	— теплова енергія
МБО	— механіко-біологічне оброблення ТПВ	ТЕС	— теплова електростанція
НКРЕКП	— Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг	ТЕЦ	— теплоелектроцентраль
НПДВЕ	— Національний план дій з відновлюваної енергетики	ТПВ	— тверді побутові відходи
НПСВ	— Національний план скорочення викидів	ЦТ	— централізоване теплопостачання
ОВБСН	— обрізання та викорчовування багаторічних сільськогосподарських насаджень	IRR	— внутрішня норма достовірності
ОЕС	— Об'єднана енергетична система	ORC	— органічний цикл Ренкіна
		UABIO	— Біоенергетична асоціація України
		e/e	— електроенергія
		н. е.	— нафтовий еквівалент
		од.	— одиниці
		с/г	— сільське господарство
		ум. п.	— умовне паливо

## ІНСТРУМЕНТИ РОЗРОБКИ ПЛАНІВ ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

### 1.1. МЕТОД АНАЛІЗУ ВИТРАТ І ВИГІД

*Концепція та сутність методу аналізу витрат і вигід.* Аналіз вигід і витрат (cost-benefit analysis) є системним підходом до оцінювання сильних і слабких сторін альтернативних варіантів інвестиційних проєктів та управлінських рішень; раціональним методом ухвалення рішень, згідно з яким перевага надається альтернативам з вигодами, що перевищують витрати.

Здебільшого з метою ухвалення виваженого рішення керівництву підприємства необхідно оцінити і порівняти всі можливі варіанти. На цьому етапі виявляють негативні та позитивні сторони (як кількісні, так і якісні) кожного варіанта з погляду практичного ефекту. Потім ці показники порівнюють і найбільш відповідний варіант відбирають для реалізації.

Аналіз витрат і результатів є процесом зіставлення витрат і вигід від можливого варіанта. У тих випадках, коли існує більше за один варіант, витрати і результати можна проаналізувати стосовно кожного з них. Варіант, що гарантує найбільшу вигоду або найменші витрати, буде обраний керівництвом.

Фактично аналіз витрат і результатів включає в себе розгляд кількісних та якісних показників витрат і сумарних вигід наявних варіантів рішення. Головне правило, якого необхідно дотримуватися в цьому випадку, полягає в тому, що варіант, унаслідок якого досягається найбільша вигода у грошовому вираженні або найменші грошові витрати, є варіантом, який слід обрати за умови рівнозначності всіх інших показників.

Аналіз витрат і результатів у процесі ухвалення рішень має чітку структуру. Одним із корисних результатів цього структурного підходу є те, що він сприяє врахуванню всіх витрат і всіх сумарних вигід під час проведення аналізу. Нехтування будь-якою зі складових, що стосуються цього процесу, призведе до ухвалення неправильного рішення.

Такий аналіз вигід і витрат тісно пов'язаний з економічним аналізом, але також має відмінності: здійснюється дисконтування вигід і витрат у грошовому виразі [1].

*Стандартні етапи аналізу витрат і вигід.* Аналіз вигід і витрат є раціональним методом прийняття рішень, за якого враховуються всі соціальні та фінансові витрати та вигоди, пов'язані з проєктом.

Стандартними етапами аналізу вигід і витрат є:

1. Вивчення потреб, врахування обмежень і формулювання завдань та цілей.

2. Визначення варіантів у такий спосіб, який дасть змогу аналітику порівняти їх коректно. Якщо один варіант оцінюється супроти базисної ситуації, треба упевнитися, що базисну ситуацію оптимізовано.

3. Аналіз природних ефектів та збір даних щодо витрат і вигід. Уведення величини витрат і вигід у різні проміжки часу в таблицю базових даних.

4. Кількісне оцінювання кожного з наслідків. На цьому етапі важливо не просто адекватно та реалістично визначити кількісні показники за кожним із наслідків, а й здійснити підрахунок окремо для кожного інтервалу часу протягом строку реалізації рішення.

5. Зведення величини витрат і вигід до прийнятих стандартних одиниць вимірювання (наприклад, конвертування номінальних доларів у незмінні долари та користування точними, реальними цінами).

6. Аналіз чутливості. Аналіз ризику з урахуванням відомості про діапазони та ймовірності величин витрат і вигід, а також моделювання очікуваних результатів інвестиційного проекту. Аналіз чутливості передбачає обчислення впливу різноманітних випадкових чинників на чисту приведену цінність проекту.

7. Визначення варіанта вибору, який забезпечить бажаний результат розподілу доходів, включає в себе підсумовування сьогоdnішніх вартостей вигід і витрат — визначення чистої приведеної цінності рішення. Остання в аналізі вигід і витрат є мірою чистих суспільних вигід проекту. Обиратись повинна та альтернатива, яка забезпечує найбільшу чисту приведену цінність.

8. Розробка оптимальних рекомендацій.

**Показники, що використовуються в моделях аналізу вигід і витрат.** Об'єктивна оцінка ефективності інвестиційних проектів дає змогу вирішувати важливі завдання щодо керування використанням капіталу, зокрема визначати термін повернення вкладеного капіталу, варіанти його альтернативного використання, потоки прибутку в майбутньому. При цьому порівнюються обсяг інвестиційних витрат і суми та терміни повернення інвестованого капіталу. Повернення інвестованого капіталу оцінюють на базі показника чистого грошового потоку (*NPV*), що зумовлює теперішню вартість, оскільки інвестування здійснюють не одноразово, а поетапно. Для цього використовують диференційовану за різними проектами дисконтну ставку.

Основні показники оцінки ефективності реальних інвестиційних проектів із урахуванням зміни грошей у часі подано нижче.

*Чистий грошовий потік* за весь період експлуатації (*Net cash flow — NCF*) — різниця між додатним і від'ємним грошовими потоками ( $B - C$ ), яку розраховують як суму чистого прибутку (кінцевої суми прибутку, що залишається у розпорядженні підприємства після сплати податків та інших обов'язкових платежів) й амортизаційних відрахувань (списання вартості у процесі використання у зв'язку з фізичним і моральним зносом).

*Чиста поточна вартість (NPV)* — чистий грошовий потік, приведений до сучасної вартості. *NPV* характеризує абсолютну величину сумарного ефекту, що досягається в ході здійснення проекту, перерахованого на момент ухвалення рішення за умови, що ставка дисконтування відображає вартість капіталу.

## 1.1. Метод аналізу витрат і вигід

---

Класична формула для розрахунку  $NPV$  має вигляд

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t},$$

де  $B_t$  — вигоди проекту за рік  $t$ ;  $C_t$  — витрати проекту за рік  $t$ ;  $(1+r)^t$  — дисконтний множник, значення якого визначається за таблицями складних відсотків;  $n$  — кількість періодів експлуатації (роки життя проекту);  $r$  — ставка дисконтування або норма дисконту.

Інвестору слід надавати перевагу лише тим проектам, для яких  $NPV$  має додатне та якнайбільше значення; від'ємне значення свідчить про неефективність використання коштів: норма прибутковості менша за необхідну.

Кожного разу, коли застосовують модель витрат—вигід, підраховують  $NPV$  інвестиційного проекту. Якщо це детермінована модель, в якій всі затрати мають фіксовані величини, то результатом кожного запуску моделі буде завжди та сама  $NPV$ . Якщо це модель аналізу ризику, в якій значення параметрів варіюються в зазначених межах відповідно до ймовірностей, то й розрахунки  $NPV$  будуть варіюватися. Результатом багатьох запусків моделі буде перелік можливих  $NPV$ , який також потрібно статистично проаналізувати для визначення вірогідної справжньої  $NPV$ . Такий статистичний аналіз виявить максимальні й мінімальні значення  $NPV$  та ймовірність того, що  $NPV$  перебуватиме у певних діапазонах.

Одним із основних чинників, які визначають величину чистої поточної вартості проекту, безумовно, є масштаб діяльності, що виявляється у «фізичних» обсягах інвестицій, виробництва чи продажів. Звідси впливає природне обмеження на застосування такого методу для зіставлення проектів, які розрізняються за цією характеристикою: більше значення  $NPV$  не завжди відповідатиме ефективнішому варіанту капіталовкладень.

*Сума інвестиційних витрат на реалізацію інвестиційного проекту* ( $C_0$ ) охоплює усі прями та непрямі витрати грошових коштів, матеріальних і нематеріальних активів, трудових та інших ресурсів.

*Чистий приведений дохід за інвестиційним проектом* (ЧПД) — це узагальнений кінцевий ефект від інвестування:

$$\text{ЧПД} = NPV - C_0.$$

Під час порівняння інвестиційних проектів перевага надається тому, в якого ЧПД є більшим. Проекти з нульовим або від'ємним ЧПД відхиляються.

*Індекс (коефіцієнт) дохідності* (Profitability Index —  $PI$ ) показує відносну прибутковість проекту чи дисконтовану вартість грошових надходжень від нього в розрахунку на одиницю вкладень. Цей показник можна вважати дисконтованою нормою прибутку:

$$PI = \frac{NPV}{C_0},$$

де  $NPV$  — чисті приведені надходження за весь період функціонування проекту;  $C_0$  — інвестиційні витрати на реалізацію проекту.

*Відношення вигід до витрат* (Benefits to Costs Ratio — *B/C ratio*) — це відношення (вигоди/витрати (прибуток/витрати)) показує частку від ділення дисконтованого потоку вигід на дисконтований потік витрат:

$$B/C \text{ ratio} = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} / \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t},$$

де  $B_t$  — вигоди за рік  $t$ ;  $C_t$  — витрати за рік  $t$ ;  $r$  — норма дисконту;  $t$  — рік здійснення проєкту.

Якщо значення *B/C ratio* більше за одиницю, то прибутковість проєкту вища, ніж очікують інвестори, і проєкт вважається привабливим. Із застосуванням цього коефіцієнта можна швидко оцінити вплив економічного та фінансового ризиків на результати проєкту. У багатьох випадках критерії *NPV* і *B/C ratio* є еквівалентними (зокрема, якщо проєкти оцінюються в умовах суворого бюджетного обмеження), а межі ефективності для обох критеріїв збігаються.

*Внутрішня норма прибутку* (Internal Rate of Return — *IRR*). Внутрішня норма рентабельності має конкретний економічний зміст дисконтованої «точки беззбитковості», в якій дисконтований потік витрат дорівнює дисконтованому потоку вигід ( $NPV = 0$ ).

Для використання методу чистої сучасної цінності потрібно заздалегідь установлювати розмір ставки дисконтування. Вирішення подібного завдання може створити певні ускладнення. Тому досить широкого розповсюдження набув метод, в якому оцінювання ефективності базується на визначенні критичного рівня вартості капіталу, що можна використати в такому інвестиційному проєкті. Цей показник називають «внутрішньою ставкою прибутковості інвестицій».

Внутрішню ставку прибутковості (*IRR*) розраховують методом ітеративного підбору такого розміру ставки дисконтування, за якого значення чистої сучасної цінності інвестиційного проєкту дорівнює нулю. Цій умові відповідає формула

$$NPV = \sum_{i=0}^{Life+1} \frac{NCF_i}{(1+IRR)^i} = 0,$$

де  $NCF_i$  — чистий ефективний грошовий потік на  $i$ -му інтервалі планування; *Life* — горизонт дослідження, виражений в інтервалах планування.

У ході розрахунку показника *IRR* передбачається повна капіталізація всіх одержуваних доходів. Це означає, що всі згенеровані кошти направляються на покриття поточних платежів або реінвестуються із прибутковістю, що дорівнює *IRR*.

Інтерпретаційний зміст внутрішньої ставки прибутковості полягає у визначенні максимальної вартості капіталу, що використовується для фінансування інвестиційних витрат, та за якого власник (утримувач) проєкту не несе збитків.

*Період окупності (PB)* — це проміжок часу, потрібний для повернення початкових витрат нагромадженням чистих потоків реальних грошей, генерованих проєктом.



## 1.1. Метод аналізу витрат і вигід

---

Співвідношення інвестиційних витрат  $C_0$  і середнього чистого грошового потоку, приведеного до сучасної вартості  $NPV$  за період експлуатації проекту  $n$ , становить

$$PB = \frac{nC_0}{NPV}.$$

Під час порівняльного оцінювання проектів із різним терміном окупності перевага надається тому з них, в якого цей термін є меншим.

**Витрати і вигоди в ході модернізації та розвитку СЦТ.** Під час аналізу витрат і вигід слід урахувувати такі складові: капітальні та експлуатаційні витрати, економічні, екологічні, соціальні вигоди і додаткові (непрямі) вигоди розглянутих проектів.

**Капітальні витрати** містять витрати на підготовку проектів і розробку проектної документації на основне, допоміжне обладнання і матеріали, на монтаж і введення обладнання в експлуатацію.

Основною частиною капітальних витрат є витрати на модернізацію (створення) теплових джерел, на заміну (прокладку) труб теплових мереж. Необхідно враховувати витрати на установку нових систем водопідготовки, автоматизації теплоенергетичних процесів, заміни димових труб, модернізацію іншого допоміжного обладнання, а також екологічні інвестиції.

На стадії розробки проектів здійснюється попереднє оцінювання капітальних витрат за індикативними показниками. Точніше оцінювання капітальних витрат виконується в процесі робочого проектування і розробки проектно-кошторисної документації.

**Експлуатаційні витрати** включають у себе витрати на паливо, електроенергію, заробітну плату персоналу, технічне обслуговування обладнання, транспортні витрати (у разі використання твердого та рідкого палив), інші витрати підприємств централізованого тепlopостачання.

**Економічні вигоди** полягають у зниженні витрат на виробництво теплової та електричної енергії, а також в отриманні додаткового доходу від вироблення цих видів енергії.

Зниження витрат на виробництво теплової та електричної енергії досягається за рахунок підвищення ефективності використання палива в теплових джерелах; зниження витрат теплової енергії в теплових мережах; зниження витрат електроенергії на транспортування теплоносія, а також за рахунок переходу на інші, дешевші, види палива та енергії, включаючи альтернативні джерела енергії.

Додатковий дохід можна отримати внаслідок встановлення нових високоефективних теплових джерел, включаючи джерела спільного вироблення теплової та електричної енергії.

**Екологічні вигоди** досягаються підвищенням ефективності використання палива й електроенергії та полягають у зниженні викидів парникових газів і шкідливих викидів у атмосферу. Також їх можна досягнути за рахунок спеціальних екологічних інвестицій, наприклад систем очищення продуктів згоряння твердого палива та відходів.

**Соціальні вигоди** полягають здебільшого в підвищенні комфортності теплового режиму будівель і зниженні (стабілізації) оплати за спожиту теплову

енергію. До соціальних вигід слід віднести також підвищення надійності, безпеки теплопостачання та енергетичної незалежності населеного пункту внаслідок використання місцевих та альтернативних джерел енергії.

**Додаткові (непрямі) вигоди** можуть отримати не лише теплопостачальні компанії та споживачі теплової енергії, а й населені пункти або регіон у цілому. Таких вигід можна досягти створенням нових робочих місць на підприємствах, які виробляють біопаливо, місцеві види палива та сучасне енергетичне обладнання. У підсумку це сприяє поліпшенню соціально-економічної ситуації в населеному пункті та регіоні.

Досить просто можна виразити капітальні витрати й економічні вигоди у грошовому еквіваленті. Натомість екологічні та соціальні вигоди в грошовому еквіваленті можна виразити лише частково та з певною часткою умовності. Для врахування цих вигід під час порівняння варіантів і проєктів можна додатково використовувати методи експертних оцінок.

**Програмні продукти для аналізу вигод і витрат.** Застосування сучасних інформаційних технологій та інтегрованих у них моделей і методів дає змогу одночасно врахувати весь комплекс ринкових чинників та умов функціонування реальних систем, виявити нові закономірності й тенденції, будувати прогнози подальшого розвитку і знаходити найкращий варіант з позицій безпеки, безперервності, якості та доступності за ціною продуктів, привабливих за екологічними наслідками. Нижче наведено короткий огляд кількох сучасних програм, які мають різний набір функцій та широкий діапазон можливостей.

**USU-money** — Універсальна Система Обліку. За програмою для планування витрат і доходів за допомогою графіків можна показати подальший розвиток компанії, який забезпечує можливість прогнозувати прибуток і робити різні аналітичні звіти. Всі підрозділи організації можуть працювати в єдиній інформаційній системі через Інтернет. Унаслідок можливості прикріпити необмежену кількість документації Універсальна Система Обліку (УВУ) є унікальним сховищем документів та очищує робочий стіл від зайвих паперів. Підтримується робота з грошима в будь-якій валюті. Програма дає змогу планувати витрати на певний період. Крім того, є цікава опція: існує міжнародна версія програми, в яку можна вносити інформацію будь-якою мовою. Навіть інтерфейс можна легко адаптувати самостійно, оскільки всі назви буде винесено в окремий текстовий файл.

**Облік доходів і витрат.** Можливості програми — введення і зберігання інформації про надходження і витрати грошових коштів (дата, сума, контрагент, стаття, примітка); редагування списку прибуткових і видаткових статей; автоматичний підрахунок балансу на поточну або необхідну дату; формування та друк звітів за операціями протягом вказаного періоду. Також є можливість одночасної роботи декількох користувачів на одній базі [2].

**Cost Benefit Analysis** — програма для фінансового прогнозування. Інтерфейс програми побудовано в рамках електронної таблиці Excel. Програма дає змогу прогнозувати фінансові витрати проєкту на дев'ять років вперед. Окрема вкладка уможливорює перегляд результатів майбутніх витрат знижки і нетто-значення. Передбачено три окремі гістограми та лінійні діаграми для візуалізації майбутнього проєкту [3].

## 1.2. Геоінформаційні системи

---

**Risky Project** — це програмне забезпечення керування ризиками проекту та аналізування ризиків — графік. Програма інтегрується з Microsoft Project, а також її можна виконувати у вигляді окремого додатка. Дає змогу складати графік проекту в Risky Project, Microsoft Project або імпортувати дані з інших програм керування проектами, включаючи Oracle Primavera, Safran проекту, Mind Manager та інше програмне забезпечення. Дає можливість визначити різні ризики, що впливають на розклад, вартість, якість, продуктивність, безпеку та інші параметри як на рівні проекту, так і для кожного окремого завдання або ресурсу. Інформацію щодо розподілу проектів за тривалістю завдань, вартістю, термінами початку та завершення разом з графіком проекту використовують, аналізуючи ризик — графік Монте-Карло, спеціальна діаграма Ганта, що ілюструє невизначеність у тривалості завдань, старт і фініш. Risky Project також допомагає відстежувати проекти з ризиками і невизначеностями [4].

Загалом, нині практично в кожній програмі для автоматизації бізнесу присутній модуль обліку доходів і витрат, адже це основа оперативного та управлінського обліку. Поряд зі спеціалізованими програмними продуктами сьогодні на ринку існує багато програмних продуктів, вбудованих в середовище MS Excel, що дають змогу аналізувати на підприємстві вигоди та витрати.

## 1.2. ГЕОІНФОРМАЦІЙНІ СИСТЕМИ

Базовим інструментом довгострокового планування енергоефективної модернізації існуючих систем централізованого теплопостачання є побудова математичних моделей різних варіантів централізованих систем теплопостачання, які можуть розрізнятися складом, розташуванням, потужністю теплових джерел і конфігурацією теплових мереж.

Як відомо, розробка таких моделей ґрунтується на програмних розрахункових модулях на базі геоінформаційних платформ, що дають змогу відображати, описувати та проводити розрахунок просторово-розподілених складних систем, до яких належать СЦТ.

Геоінформаційні системи (ГІС) — системи, пов'язані передусім із завданнями природокористування, а також територіального планування і керування. Одними з перших розробників ГІС є співробітники Інституту дослідження систем навколишнього середовища (ESRI) у США. Ці системи мають універсальний характер, що забезпечує їхнє використання однаково успішно в різних галузях. Відмінною властивістю багатьох із цих систем є крос-платформеність і орієнтування на клієнт-серверну технологію. Більшість систем мають надбудови і модулі, орієнтовані на вирішення проблем у різних галузях.

Крім переваг, притаманних усім автоматизованим системам, таким як електронне подання даних підприємства, централізоване зберігання інформації, робота з багатьма користувачами, складання звітів, ГІС в інженерних мережах виконує такі завдання:

- Подання інженерної мережі у вигляді моделі, що дає змогу аналізувати її методами теорії графів.

- Прив'язка до реальної географії — відображення точної топології мережі на плані міста/місцевості.

- Модель реальної мережі можна узагальнити. Можна узагальнювати пряму та зворотну ділянки мережі й проводити розрахунки для них, як для єдиного цілого.

- Робота в таких ГІС може істотно полегшити задачу введення параметрів інженерної мережі за рахунок того, що необхідні об'єкти вибирають графічно, а не лише з таблиць баз даних (БД).

- Графічна вказівка помилок, отриманих у розрахунках або під час введення атрибутивної інформації, полегшує знаходження «проблемного місця» в мережі. Наприклад, можна просто певним кольором позначити таку ділянку. Крім того, спільне графічне відображення вихідних даних і результатів розрахунків підвищує наочність моделі.

Нижче наведено основні розповсюджені ГІС, які мають певну кількість функціонувальних об'єктів із контактами та основними функціональними особливостями.

### ***ПЗ «Паспортизація та налагодження теплових мереж»***

Розробник: Інженерний Центр «ТЕХЕНЕРГО»

03151, м. Київ, вул. Молодогвардійська, 11

Тел.: (050) 644 21 58, (067) 724 23 40, (093) 947 77 45

Вебсайт: <http://tehenergo.com.ua>

Загальний опис: ПЗ «Паспортизація та налагодження теплових мереж» — розробка Інженерного Центру «ТЕХЕНЕРГО» — це група підприємств, фахівці яких об'єднали зусилля з метою надання підприємствам і організаціям ширшого спектра послуг. Інженерний центр заснований у 1999 р. у м. Горлівка Донецької області силами колишніх фахівців Державного підприємства «Фірма з налагодження, удосконалення технології та експлуатації електростанцій і мереж ОРГРЕС».

Функціональні можливості:

1. Створення та ведення електронної бази схем системи тепlopостачання.

2. Створення і ведення інформаційної бази даних щодо обладнання та трубопроводів системи тепlopостачання, включаючи джерело (котельня, ТЕЦ) і зовнішні мережі.

3. Створення і ведення інформаційної бази даних щодо споживачів теплоти.

4. Гідралічний розрахунок — розрахунок витрат на всіх ділянках і тисків у вузлах схеми.

5. Налагоджувальний розрахунок — виконання розрахунків дросельних пристроїв.

6. Розрахунок нормативних теплових втрат.

7. Візуальне відображення в кольорі робочих і неробочих ділянок мережі.

8. Побудова п'єзометричних графіків і графіків відпуску теплоти.

### ***ARCGIS UTILITY NETWORK***

Розробник: Esri Ukraine Ltd. (США)

м. Київ, вул. А. Петрицького, 4

## 1.2. Геоінформаційні системи

---

Вебсайт: [www.esri.ua](http://www.esri.ua)

Загальний опис: комплекс геоінформаційних програмних продуктів американської компанії ESRI. Застосовуються для земельних кадастрів, у завданнях землеустрою, обліку об'єктів нерухомості, для систем інженерних комунікацій, геодезії та надровикористання, а також в інших сферах.

Основні програмні модулі:

ArcGIS for Desktop — це платформа, яку використовують для керування робочими процесами та проектами ГІС для побудови карт, моделей і додатків.

ArcGIS for Server — програмне забезпечення, завдяки якому географічна інформація стає доступною іншим користувачам організації та, якщо потрібно, будь-якому інтернет-користувачу.

ArcGIS Utility Network — компонент, який дає змогу користувачам створювати, керувати і поширювати дані про електричні, водні, каналізаційні, газові, СІТ та телекомунікаційні мережі. Бета-версія Utility Network поставляється з базовими моделями даних для електричних, газових і водних мереж. Технологія здатна підтримувати інші мережі, такі як централізоване тепlopостачання, телекомунікації та стічні води, але нині користувачам необхідно створювати власні моделі даних або покладатися на партнерів. Esri надасть базові моделі даних у деяких із цих сфер.

Функціональні можливості:

1. Гнучкість: користувачі можуть легко редагувати мережеві дані через вебслужби.

2. Підключення до активів: користувачі можуть керувати поведінкою мереж. Наприклад, технологія може імітувати з'єднання труби з клапаном або з трансформатором із електричним приводом.

3. Обмеження: користувачі можуть розміщувати об'єкти або пристрої всередині структур, таких як будівлі або шафи.

4. Додаток: користувачі можуть моделювати вкладення мережевих елементів, наприклад, як трансформатор або телефонний кабель, прикріплений до полюса.

5. Якість: технологія використовує вбудовані стандарти, які захищають користувачів від помилок введення даних.

6. Моделювання: користувачі можуть вказати, де розташовані джерела електрики, газу або води для полегшення імітації мережі. Вони також можуть моделювати пристрої, які мають багато точок підключення, таких як складні перемикачі та клапани.

7. Підвищена продуктивність: користувачі мають доступ до ярликів, шаблонів, підпорядкованих робочим процесам у програмному забезпеченні.

8. Трасування: ця технологія містить готові інструменти трасування.

9. Візуалізація: Utility Network підтримує 3D.

10. Схеми: набір вбудованих мережевих діаграм і однорядкових інструментів (схематичне подання електричних, водних і газових мереж).

11. Робочі процеси: мережа Utility допомагає користувачам редагувати, даючи їм рекомендації на кожному етапі процесу. Технологія продовжує підтримувати концепцію довгих транзакцій, що дає змогу користувачам змінювати мережеві моделі, які набувають чинності через певний час.

### **TERMIS**

Розробник: Schneider Electric  
04073, м. Київ, пр. Степана Бандери, 13-В, літера А  
Вебсайт: <https://www.schneider-electric.ua>  
Тел. 044 538 14 70, факс 044 538 14 71

Загальний опис: інструмент для математичного моделювання теплофікаційних систем і керування роботою певних теплових мереж. Платформу використовують для керування роботою теплових мереж, вона працює з іншими програмами як у сфері моніторингу систем SCADA і GIS, так і з ERP або з білінговими системами.

Функціональні можливості:

1. Проектування та експлуатація мережі.
2. Статистичні та динамічні обчислення.
3. Гідравлічні обчислення.
4. Термодинамічне обчислення.
5. Обчислення втрати теплової енергії.
6. Оптимальний підбір діаметрів теплопроводу, нових перемикань у мережі, підключення нових споживачів.
7. Симуляція роботи кільцевих систем.
8. Симуляція роботи декількох джерел ТЕ.
9. Симуляція роботи насосів.
10. Вільна звітність — діаграми, таблиці, схеми: тисків, течій, температур, швидкості, часу розподілів, падіння тиску і температури.
11. Обчислення та економічні калькуляції — розрахунок витрат інвестиції та модернізації мережі.
12. Архівування даних.

### **NEPLAN**

Розробник: Neplan AG  
Oberwachtstrasse 2, CH-8700 Küsnacht (ZH), Switzerland  
Тел. +41 (0) 44 914 36 66  
Вебсайт: [www.neplan.ch](http://www.neplan.ch)

Загальний опис: цей базовий модуль дає змогу користувачу моделювати, проектувати й оптимізувати теплову мережу, використовуючи графічний редактор, а також сучасні алгоритми розрахунку NEPLAN для виконання широкого спектра додатків.

Функціональні можливості:

1. Навантаження (споживачі) можуть бути змінені за допомогою трьох різних чинників навантаження (загальні, регіональні або синхронні коефіцієнти навантаження).
2. У ході розрахунку враховуються всі коефіцієнти навантаження й одночасності лінійних навантажень.
3. Одночасний розрахунок декількох незалежних мереж.
4. Розрахунок теплообмінників, теплових станцій, циркуляційних насосів, резервуарів, клапанів, фітингів, регуляторів тиску та ін.

## 1.2. Геоінформаційні системи

---

5. Усі елементи мають термогідравлічну модель, що залежить від температури.
6. Розрахунок можна виконати без температурних втрат. Це може допомогти налагодити мережеву модель.
7. Запроваджено потужний сучасний алгоритм розрахунку (Extended Newton Raphson). Це дає змогу дуже легко додавати нові моделі елементів.
8. Складні моделі насосів та клапанів, за допомогою яких можна регулювати тиск, витрати, різницю тисків на будь-якому вузлі або елементі.
9. Тематичне забарвлення (наприклад, швидкість, витрати, тиск, втрати тиску та ін.).
10. Експорт у MS-Excel, файли ASCII або базу даних SQL для подальшого оцінювання.
11. Відображення результатів у вигляді діаграм.
12. Відображення температури, температурних втрат і втрат потужності на діаграмі та в таблицях.

### **GLOBEMA**

Розробник: Globema Sp. z o  
ul. Wita Stwosza, 22, 02 661 Warszawa  
Тел.: + 48 22 848 73 13  
Вебсайт: <http://www.globema.pl>

Загальний опис: система Globema заснована на платформі GE Smallworld GIS. Базовий продукт засновано на галузевих продуктах для телекомунікацій, комунальних послуг та інших компаній. Цей інструмент забезпечує надзвичайно корисну архітектуру, на якій побудовано багатогалузеві програми для створення системи розподілу води та газу, проектування телекомунікаційних мереж або аналізу змін, що відбуваються на даному ринку. Важливою перевагою програмного забезпечення Smallworld Core є численні варіанти інтеграції, які дають змогу об'єднувати геопросторові інструменти із системами CRM, додатками, що використовуються для проведення аналізу ринку, або інструментами для керування мережею й адміністрування операцій.

Функціональні можливості:

1. Інвентаризація: включає в себе всі види об'єктів, поданих на карті з функцією географічного посилання.
2. Підтримка керування відключенням: модуль допомагає організувати інженерні та ділові операції в мережі.
3. Інженерні розрахунки: модуль здатний виконувати складні гідравлічні та термодинамічні розрахунки мережі.
4. Інвестиційне планування: модуль дає змогу детально планувати діяльність у напрямі інвестицій, наприклад розширення або реконструкцію мережі, а також нові підключення клієнтів. Можна створити низку звітів, зокрема специфікації матеріалів, передбачувану вартість інвестицій з пливом часу, графік витрат, а також простий аналіз ROI (від англ. — рентабельність), який враховує вартість інвестицій, вартість операцій та графік продажу електроенергії.

***Інформаційно-графічний програмний комплекс ТГІД-05***

Розробник: Виробничий кооператив фірма «Сіріус»

Юридична адреса: 100008, Республіка Казахстан, м. Караганда, вул. Аліханова, 18, оф. 47

Фізична адреса: 100027, Республіка Казахстан, м. Караганда, вул. Бульвар Миру, 56, корп. 4, оф. 104

Тел.: (7212) 56 52 15, 51 93 76; +7 705 314 92 34

Сайт: <http://www.tgid.kz>

Загальний опис: імітаційне моделювання експлуатаційних та аварійних теплогідрравлічних режимів з можливістю інтеграції з ГІС і SCADA-системами. Впровадження створеного програмного комплексу в енергетичні компанії промислових центрів та міст дає змогу провести розрахунок і налагодження сезонних та перспективних схем енергопостачання, виходячи з вимог надійності, безпеки, економічності, енергозбереження, які в законодавчому порядку визначають енергетичну політику держави. Створення автоматизованих робочих місць у центральних і районних диспетчерських службах, режимних службах, виробничо-технічних відділах енергетичних компаній зі спільним виробленням електричної та теплової енергії, можливістю інтеграції з ГІС і SCADA-системами, автоматизованими системами обліку енергоресурсів та автоматизованими системами керування виробництвом.

Функціональні можливості:

1. Синтез баз даних:

- геобаза місцевості та об'єктів теплопостачальної системи (електронна карта);
- база технологічних схем теплової мережі (розрахункова схема);
- бази стандартного устаткування та довідкової інформації (норми, правила);
- база поточних і накопичених вимірних параметрів стану теплопостачальної системи;
- база анімаційних розрахункових схем.

2. Синтез сезонних і перспективних теплогідрравлічних режимів в умовах нормальної експлуатації та аварійних ситуацій.

3. Налагодження сезонних теплогідрравлічних режимів систем змінної технологічної структури.

4. Розрахунок фактичного теплогідрравлічного режиму до режимів, встановлених змішувальними і дросельними пристроями.

5. Розрахунок або введення температурних графіків центрального регулювання.

6. Визначення розрахункових витрат теплоносія з урахуванням теплових втрат.

7. Візуалізація параметрів режиму через цифрову оперативно-диспетчерську схему теплопостачальної системи на цифровому плані міста.

8. Аналіз експлуатаційних або аварійних режимів за системою критеріїв режимного аналізу.

9. Інформаційні запити за характеристиками мережевого обладнання, що використовується.



## 1.2. Геоінформаційні системи

---

10. Розрахунок фактичних і нормованих показників теплових втрат через теплоізоляційні конструкції.

11. Оцінювання стану режимів теплопостачальної системи методом аналізу спільної обробки розрахованої та виміряної інформації.

12. Моніторинг теплозабезпеченості споживачів теплоти.

13. Моніторинг стану устаткування та візуалізація поточних значень вимірюваних параметрів режиму в реальному часі.

14. Диспетчерське керування експлуатацією теплопостачальної системи.

### ***Planora Oy***

Розробник: Planora Oy

Назва: Iisi-Netti

PL 43 (Voudintie 6), 90401 Oulu, Finland

Тел. +358 44 7819 310

Вебсайт: <http://planora.fi/>

Загальний опис: сервіс Iisi-Netti призначений для оптимального керування діяльністю та інформацією в сфері тепло-, електро- і водопостачання, а також для заготовки біопалива.

Пошук у різних базах даних і використання бажаної інформації в різних додатках ґрунтуються на правильному збереженні інформації (Експертна база даних), а також керуванні кордонами між різними програмними продуктами. Кінцевим результатом є простий в експлуатації сервіс, що відповідає індивідуальним потребам замовника, який доступний з будь-якого підключеного до Інтернету пристрою та не потребує придбання окремого програмного забезпечення.

Функціональні можливості:

1. Оптимізація виробництва теплоти на основі собівартості теплової енергії та ціни продажу електроенергії.

2. Моделювання виробництва теплоти.

3. Моделювання простоїв мережі.

4. Оптимізація рівнів перекачування та тиску.

5. Оптимізація температури графіка та мінімізація втрати в мережі.

6. Визначення мережевих дефіцитів та профіцитів теплової енергії.

7. Виконання техніко-економічного обґрунтування обладнання та інвестицій.

8. Визначення експлуатаційних витрат на насос і мережу (телові втрати).

9. Визначення витоків у мережі.

### ***ORTEP, s.r.o.***

Розробник: ORTEP, s.r.o

Назва: MOP та DYMOS

ORTEP, s.r.o., Braunerova 21, 180 00 Praha 8, Czechia

Тел.: +420 283 842 155, +420 283 840 355, +420 283 840 357

Вебсайт: [www.ortep.cz](http://www.ortep.cz)

Загальний опис: MOP — програмний інструмент, призначений для оптимізації існуючих і проектування нових теплових мереж (як води, так і пари) на підставі складних термогідролічних розрахунків.

DYMOS® — це надбудова, призначена для диспетчерського керування СЦТ, планування операцій та оптимізації роботи систем централізованого теплопостачання.

Функції та модулі. На відміну від окремих модулів, усі можливості моделювання, прогнозування та оптимізації покриваються одним модулем «Обчислення». Таким чином, користувач може одночасно об'єднати кілька типів оптимізації та відповідати потрібному реальному стану мережі СЦТ.

*Модуль «Graphical interface».* І програмне забезпечення, і посібник щодо нього повністю локалізовані англійською та чеською мовами. Локалізацію можна легко поширити на інші мови. Локалізація включає в себе не лише мову, а й фізичні одиниці та інші локальні характеристики.

Програмне забезпечення містить багатий, але простий у користуванні інтерфейс. Це дає змогу користувачеві вводити/змінювати дані та відображати результати у формах таблиць, просторових карт (включаючи схеми трактів і мережевих сценаріїв, фонові картки в автономному режимі та онлайн (WMS standard)), графіки часових рядів, діаграми тиску (в обох варіантах: висота і тиск) та діаграми характеристик насосів (з точкою роботи/траєкторією, номінальними + мінімальними характеристиками, максимальними + мінімальними кривими витрат тощо).

Програмне забезпечення дає можливість користувачеві аналізувати потоки, гідравліку та теплові умови, використовуючи великий набір фізичних величин. Інтерфейс користувача містить корисні функції, такі як виявлення відключення мережі (з просторовим виглядом) або неправильне визначення розміру (за допомогою функції мережевого знімка).

Результати можуть бути показані та проаналізовані в основному інтерфейсі користувача або експортовані в інші зовнішні інструменти, такі як MS Excel.

Програмне забезпечення DYMOS здатне повністю диспетчувати керування та/або планування операцій великих систем СЦТ.

*Модуль «Calculation»* містить усі функції моделювання, прогнозування та оптимізації, об'єднані разом. Цей модуль забезпечує швидкі, стабільні та точні розрахунки, як для стаціонарного, так і для динамічного режиму, і в режимах онлайн, і в автономному режимі. Він обчислює як витрати/температуру (включаючи втрати тепла), так і моделювання гідравліки.

Модуль включає в себе керування моделлю попиту/споживання.

У рамках DYMOS модуль об'єднує оптимізацію температури (переважно для контролю температури вихідної подачі від джерел теплоти, оптимізації її змін протягом дня), насосів і гідравліки або оптимізацію накопичення теплоти.

У розрахунку використовують налаштування трубопроводів і споживання, встановлений споживачем спосіб перерозподілу попиту для джерел теплоти, каталог труб (параметри теплостійкості, гідравлічні параметри, тип: наземний, підземний, ізольований) та каталог насосів (характеристики, криві витрати, ефективність, кавітація).

Система може моделювати великі мережі (навіть з більш ніж 20 000 труб) з багатьма петлями (обчислює баланс гідравліки), джерела теплоти, насоси, клапани регулювання тиску, запобіжні клапани, змішувальні вузли, шунти або паропроводи.

## 1.2. Геоінформаційні системи

---

Режим онлайн дає змогу здійснювати пряме підключення до вимірюваних даних (від вимірювачів, датчиків) із додатковими комбінаціями, автоматичне виправлення неправильних значень або простоїв та інше.

*Модуль «GISimport»* — це широко розповсюджений модуль для імпорту вхідних даних у модель. Дає змогу використовувати дані практично з будь-якої ГІС або бази даних SQL, що підтримується ADO.NET (включаючи Odbc та OleDb).

Підтримуються різні формати (такі як CSV, TXT, ESRI Shapefile, DXF та ін.) таблиці даних з OpenGIS WKT або з вершиною таблиці координат.

*Модуль «SQlexport»* — це налаштовуваний модуль для експортування вхідних і вихідних даних у будь-яку SQL-базу даних, що підтримується ADO.NET (включаючи Odbc та OleDb). Цей модуль можна використовувати для повернення параметрів передачі труби у ГІС або взагалі в будь-яку базу даних для подальшої обробки.

*Модуль «Scalagen»*. За допомогою цього модуля користувач може створити стандартну прямокутну схему модельованої мережі. Схему можна розширити будь-якою інформацією, доступною з даних вхідних і вихідних моделей (наприклад, швидкість або течія в трубах, або тиск у вузлах та ін.). Коли схему Scalagen вже розроблено і ці значення змінено, оновлена схема не може перевищувати двох кліків.

*Модуль «Online»* дає змогу користувачеві працювати з моделями в режимах попереднього аналізу та прогнозування.

### ***Trimble NIS***

Розробник: Trimble Solutions Corporation

P.O. Box 1, FI-02131 Espoo, Finland

Вебсайт: <https://utilities.trimble.com>

Загальний опис: Trimble NIS — мережева інформаційна система для бізнес-операцій енергетичних компаній. Має великі можливості, які використовуються в рамках модульного рішення, що охоплює процеси впровадження, обслуговування та керування активами, а також інтелектуальне моделювання мережі.

Trimble NIS містить інтелектуальні моделі продуктів та основні функції для моделювання і керування ключовими даними теплових мереж, а також пов'язаних із ними бізнес-процесів. Елементарні поняття, такі як топологія та підтримка життєвого циклу для мережевих об'єктів, є вбудованими властивостями моделі.

Функціональні можливості:

1. Технічне обслуговування. Система містить інтегровані інструменти для планування та керування обслуговуванням. Дані щодо технічного обслуговування можуть бути проаналізовані та відображені для планування інвестицій. Результати можна переглядати та записувати в полі за допомогою мобільних пристроїв.

2. Керування активами. Система містить потужні інструменти для аналізування мережевих активів. Інструменти керування активами дають змогу проводити комплексний аналіз мереж водо-, газо- та централізованого тепlopостачання.

Властивості, такі як стан, місцезнаходження, вік та обсяг споживання районів, можна аналізувати для розрахунку поточної вартості та реінвестування. Результати можна передавати, використовуючи тематичні карти та звіти, а також розповсюджувати через Trimble Webmap. Інструменти керування активами є основою для прийняття обґрунтованих інвестиційних рішень та керування боргами з ремонту труб.

3. Мережеві розрахунки. Система включає в себе функціональні можливості для проведення розрахунків водо-, газо- та централізованого тепlopостачання.

Функціональні можливості дають змогу обчислювати дані трубої мережі в Trimble NIS. Завдяки функціональності розрахункова мережа завжди оновлюється. Розрахунки можна повторювати кожного разу, коли мережа змінюється, а результати — широко використовувати (наприклад, експлуатація, технічне обслуговування та загальне планування). Коли модель розрахунку підтримується в мережевій інформаційній системі, а не в окремому програмному забезпеченні, результати можна отримувати швидше. Їх можна переглядати в мережевій інформаційній системі разом із мережевими, клієнтськими та технічними даними.

4. Мережеве керування інвестиціями. Система містить ефективні інструменти для комплексного керування мережевими інвестиціями — від інвестиційного планування до моніторингу та аналізування.

Програма керування мережевими інвестиціями (NIM) — це рішення для завдань, пов'язаних із керуванням інвестиціями та комунікаторами, коли постійно оновлювану інформацію, необхідну для планування, фрагментовано в різні розрахунки і системи та її підтримують різні люди.

З використанням NIM інформація (наприклад, бюджети, орієнтовні витрати та фактичні витрати), необхідна для керування інвестиціями в мережу, є доступною в одному місці та автоматично оновлюється разом, наприклад, з новинами про мережеві плани. Таким чином, інформація залишається актуальною та повністю надійною.

У табл. 1.2.1 подано зведену інформацію щодо порівняння ГІС.

Таблиця 1.2.1. Зведена таблиця порівняння ГІС

Найменування	Паспортизація та налагодження теплових мереж (Україна)	ArcGis	Termis	Neplan	Globema	ТТД-05	Planora Oy	ORTEP, s.r.o.	Trimble NIS
Наявність схематичного подання мережі з імітацією стану елементів і ділянок мережі	5	3	5	5	5	5	5	5	5
Наявність геометричного подання мережі на плані або карті з розмірними прив'язками	5	5	5	5	5	5	5	5	5

## 1.2. Геоінформаційні системи

Закінчення табл. 1.2.1

Найменування	Паспортизація та налагодження теплових мереж (Україна)	ArcGis	Termis	Neplan	Globema	ТТД-05	Planora Oy	ORTEP, s.r.o.	Trimble NIS
Наявність атрибутивного опису технічних параметрів елементів мережі (база даних)	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Опис руху (життєвого циклу) мережі та її елементів	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Наявність підсистеми документообігу	3	5	5	5	5	5	5	5	5
Виконання технологічних розрахунків, рекомендацій з локалізації аварій, моделювання переключень	5	3	5	5	4	5	5	5	5
Відповідність розрахункового модуля сформованим в Україні технологічним процесам і системі нормативних вимог (наприклад, схема з елеваторними вузлами)	5	3	3	3	3	5	3	3	3
Побудова тривимірних моделей інженерних мереж	1	5	2	2	2	2	2	2	2
Можливість конвертувати графічну інформацію в різні обмінні формати та експортувати семантичну базу даних в Excel	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Наявність україномовного (русифікованого) інтерфейсу	5	4	4	2	2	4	2	2	2
Адаптація до нормативно-правової бази України	5	4	4	4	4	4	4	4	4
Сертифікати відповідності стандартам WMS і WFS консорціуму OGC	2	5	5	5	5	2	5	5	5
Загальна оцінка	51	52	50	50	50	52	51	51	51

### 1.3. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

В Україні в 2014 р. прийнято до впровадження міжнародний стандарт ISO 50001 у редакції 2011 р. Але, оскільки стандарти високого рівня ISO 9001, ISO 14001 було вдосконалено, то з 2018 р. використовують нову редакцію стандарту ISO 50001. Мета цього стандарту — надання можливості організаціям розробляти системи та процеси, необхідні для підвищення рівня енергетичної ефективності (ЕЕ), включаючи використання та споживання енергії (енергетичних ресурсів). Прогнозовано, що його впровадження зумовить зменшення викидів у атмосферу парникових газів та обмежить інші впливи на довкілля, а також знизить витрати на купівлю енергетичних ресурсів завдяки систематизованому керуванню енергетичними ресурсами. Цей стандарт призначено для організацій будь-якого типу та розміру, незалежно від умов географічного, культурного чи соціального характеру. Успішне впровадження залежить від зобов'язань, прийнятих на всіх функціональних рівнях організації і, особливо, прийнятих на рівні вищого керівництва.

Цей стандарт встановлює вимоги до СЕМ, на підставі яких організація може розробити та запровадити енергетичну політику, здійснити постановку цілей, завдань, а також розробити плани заходів із енергетичного менеджменту (ЕМ) з урахуванням законодавчих вимог та інформації щодо аспектів, пов'язаних із суттєвим використанням енергетичних ресурсів. СЕМ дає змогу організації виконувати зобов'язання, визначені її політикою, вживати заходи, необхідні для підвищення рівня ЕЕ та демонструвати відповідність своєї системи вимогам цього стандарту. Вимоги цього стандарту можна скоригувати так, щоб вони узгоджувалися з вимогами організації, враховуючи особливості її системи енергетичного менеджменту, ступінь керування документообігом і ресурси, а також застосовувати у будь-якій діяльності, що є підконтрольною цій організації. Оскільки підприємства централізованого теплопостачання є як споживачами енергії, так й її постачальниками, то впровадження системи ЕМ згідно з вимогами стандарту ISO 50001:2018 значно полегшує інтеграцію в менеджмент підприємства ЦТ стандартів ISO 9001 та ISO 14001. Успішність впровадження системи енергетичного менеджменту залежить насамперед від вищого керівництва підприємства, а також від компетентності консультантів, які надають технічну допомогу підприємствам.

Стандарт ISO 50001:2018 ґрунтується на методології циклу Демінга, відомого як цикл постійного поліпшення «Плануй—Виконуй—Перевірйй—Вдосконалюй» (далі — ПВПВ) («Plan—Do—Check—Act» (PDCA)), і запроваджує енергетичний менеджмент у повсякденну діяльність (практику) підприємства.

Підхід на основі циклу ПВПВ можна описати так:

- Плануй — передбачає проведення енергетичного аналізу і визначення базового рівня ЕЕ, індикаторів (показників) енергоефективності (ІЕЕ), постановку цілей, задач і розроблення планів заходів, необхідних для досягнення результатів, які підвищать рівень енергетичної ефективності відповідно до енергетичної політики організації.

### 1.3. Енергетичний менеджмент

- Виконуй — передбачає впровадження планів заходів у сфері ЕМ.
- Перевірйай — передбачає здійснення моніторингу та вимірювання ключових характеристик діяльності, що визначають рівень досяжної енергоефективності щодо енергетичної політики, цілей і задокументованих результатів.
- Удосконалюй — передбачає вживання заходів для постійного підвищення рівня досяжної енергоефективності.

Модель дії системи ЕМ та ключові поняття продемонстровано на рис. 1.3.1.

Застосування цього стандарту у світовому масштабі сприяє ефективнішому використанню наявних енергетичних ресурсів, конкурентоспроможності, зумовлює зменшення викидів парникових газів та обмежить інші впливи на довкілля. Цей стандарт можна застосовувати незалежно від типу задіяних енергетичних ресурсів.

Стандарт можна використовувати для сертифікування, реєстрування та самостійного декларування організації про відповідність її системи ЕМ встановленим вимогам. Він не встановлює беззастережних вимог до енергетичних характеристик, що перевершують зобов'язання, визначені енергетичною політикою організації, і зобов'язання організації щодо відповідності її діяльності законодавчим та іншим вимогам.

Енергетичний менеджмент на підприємстві діє за певним циклом. Цикл є основою енергоменеджменту та складається з послідовності стандартних дій відносно будь-якого об'єкта енергоспоживання. Об'єктом енергоспоживання може бути як підприємство в цілому, так і його підрозділи — котельні, центральні теплові пункти (ЦТП) або окреме енергоємне устаткування (котли, насосні агрегати). Наведемо основні вимоги стандарту



Рис. 1.3.1. Модель системи енергетичного менеджменту для стандарту ISO 50001:2018

та дії, які повинна здійснити команда енергоменеджменту підприємств ЦТ на початковому етапі впровадження системи енергетичного менеджменту.

**Структура енергетичного менеджменту.** Як і будь-яка інша система, енергетичний менеджмент на підприємствах ЦТ є сукупністю взаємопов'язаних складових елементів. Складові елементи системи енергоменеджменту зручно подати у вигляді переліку документальної інформації, яка повинна бути в наявності та відповідати пунктам і вимогам стандарту ISO 50001. Перелік вимог, які мають бути задокументовані відповідно до основних етапів циклу енергоменеджменту (**Підтримка, Планування, Впровадження, Перевірка та Вдосконалення**), наведено нижче:

**Підтримка**

1. Самооцінка.
2. Бар'єри та контрзаходи.
3. Аналіз силових полів.
4. Представник керівництва та команда енергоменеджменту.
5. Сфери застосування та межі.
6. Ролі та обов'язки.
7. Політика.
8. Зустрічі команди з ЕМ.

**Планування**

1. Правові та інші вимоги.
2. Діаграма процесу.
3. Енергетичні дані.
4. Тренди.
5. Список суттєвих споживачів (SEU).
6. SEU-двигуни.
7. SEU-споживачі теплової енергії.
8. SEU-освітлення.
9. Записи технічного енергетичного аудиту.
10. Визначення енергетичних чинників.
11. Можливості для підвищення ЕЕ.
12. Визначення базової лінії для підвищення ЕЕ.
13. Визначення показників ЕЕ (EnPI).
14. Цілі, завдання та плани дій.

**Впровадження**

1. Компетентність, підготовленість і обізнаність (розклад тренінгів).
2. Зв'язки.
3. Контроль документації.
4. Оперативний контроль.
5. Критичні робочі параметри.
6. Критерії технічного обслуговування.
7. Проектування.
8. Закупівлі.

**Перевірка та вдосконалення**

1. Моніторинг, вимірювання та аналіз.
2. Внутрішній аудит.



3. Невідповідності та коригувальні дії.
4. Фінансовий аналіз.
5. Записи.
6. Планування огляду керівництва.

Розглянемо основні складові структури системи енергоменеджменту підприємств ЦТ, на які слід звертати особливу увагу під час впровадження СЕМ.

**Відповідальність керівництва.** Вище керівництво має продемонструвати схвалення сприянню розвитку та забезпеченню функціонування СЕМ і постійно підвищувати її ефективність шляхом:

- а) визначення, розроблення, впровадження та дотримання енергетичної політики;
- б) призначення та формування групи ЕМ;
- в) забезпечення ресурсами, необхідними для розроблення, впровадження, підтримання та поліпшення СЕМ і підвищення рівня досяжної ЕЕ;
- г) визначення сфери діяльності та обмежень щодо СЕМ;
- г) доведення до відома персоналу підприємства важливості та значення ЕМ;
- д) забезпечення розроблення цілей і завдань у сфері керування ЕЕ;
- е) забезпечення відповідності СЕМ специфіці підприємства;
- є) забезпечення довгострокового планування рівня досяжної ЕЕ;
- ж) забезпечення вимірювання та реєстрування (документування) результатів з певною періодичністю;
- з) проведення аналізу з боку керівництва.

**Представник керівництва та команда енергоменеджменту.** Вище керівництво має призначити представника (-ів) зі складу керівництва організації, відповідної кваліфікації та компетентності, який (-і), незалежно від інших обов'язків, повинен (-ні):

- а) забезпечувати розроблення, впровадження, підтримку та безперервне поліпшення СЕМ відповідно до вимог цього стандарту;
- б) визначати склад співробітників, уповноважених керівниками відповідного рівня, працювати з представником керівництва для забезпечення реалізації заходів, здійснюваних у сфері ЕМ;
- в) звітувати перед вищим керівництвом із питань рівня досягнутої (досяжної) ЕЕ;
- г) звітувати перед вищим керівництвом із питань ефективності СЕМ;
- г) забезпечувати спрямованість запланованих заходів у сфері ЕМ на реалізацію енергетичної політики організації;
- д) визначати та доводити до відома персоналу обов'язки й повноваження задля сприяння ефективності ЕМ;
- е) визначати критерії та методи, необхідні для забезпечення результативності як функціонування, так і керування СЕМ;
- є) стимулювати обізнаність щодо енергетичної політики та енергетичних цілей на всіх рівнях організації.

Керівництвом підприємства ЦТ у проекті наказу з впровадження СЕМ призначається представник на посаду головного енергоменеджера, а також склад команди, яка забезпечуватиме розроблення, впровадження, підтримку та безперервне поліпшення функціонування СЕМ відповідно до вимог стандарту.

На рис 1.3.2 наведено типову структуру підприємства ЦТ, а на рис. 1.3.3 — структуру, вплив та взаємозв'язки команди енергоменеджменту, яка створюється на цьому підприємстві.

Як бачимо з рис. 1.3.3, до структури підприємства додаються посади головного енергоменеджера та голови групи впровадження проєктів. Для них формуються посадові інструкції, де чітко зазначаються їх функції, обов'язки та повноваження для забезпечення функціонування СЕМ. У посадові інструкції керівництва та персоналу структурних підрозділів підприємства, які задіяні у команді енергоменеджменту, вносяться доповнення, які визначають обов'язки й повноваження задля сприяння ефективності ЕМ. На цих рисунках: ПЕВ — планово-економічний відділ; ВТВ — виробничо-технічний відділ; ГВП — гаряче водопостачання; КВПіА — контрольно-вимірjuвальні прилади і автоматика.

**Енергетична політика.** Вона має встановлювати зобов'язання організації щодо підвищення рівня досягнутої (досяжної) енергоефективності.

Вище керівництво має визначити (сформулювати) енергетичну політику та забезпечити, щоб вона:

- а) відповідала характеру та масштабу використання і споживання організацією енергетичних ресурсів;
- б) охоплювала зобов'язання щодо постійного підвищення рівня досягнутої (досяжної) ЕЕ;



Рис. 1.3.2. Типова структура підприємства ЦТ

### 1.3. Енергетичний менеджмент

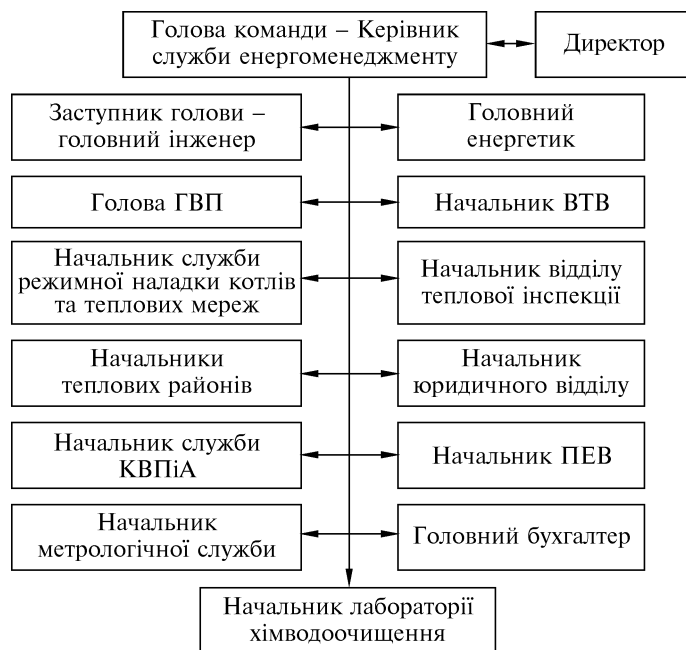


Рис. 1.3.3. Склад команди енергоменеджменту підприємства ЦТ

в) включала в себе зобов'язання щодо забезпечення наявності інформації та необхідних ресурсів для досягнення поставлених цілей і завдань;

г) охоплювала зобов'язання стосовно відповідності чинним законодавчим та іншим вимогам, які організація зобов'язалася виконувати щодо використання енергії, її споживання та забезпечення ЕЕ;

г) була основою для встановлення та перегляду цілей і завдань у сфері керування ЕЕ;

д) сприяла здійсненню закупівель енергетично ефективної продукції та послуг, а також розробленню проектів, спрямованих на поліпшення ЕЕ;

е) була оформлена окремим документом і доведена до відома персоналу на всіх рівнях організації;

є) підлягала регулярному аналізу та, за потреби, актуалізації.

Наведемо приклад енергетичної політики.

*Як енергоємний постачальник послуг опалення та гарячого водопостачання, підприємство прагне скоротити споживання енергії та витрати і сприяти сталому енергетичному розвитку м. ХХХХХ. Ми зобов'язуємося:*

- Знизити енергоємність послуг тепlopостачання на 25 % протягом 10 років у межах усього ланцюга системи тепlopостачання: від генерації до транспортування та споживання теплової енергії.

- Забезпечити постійне підвищення рівня енергоефективності.

- Забезпечити доступність інформації та ресурсів для досягнення наших цілей і завдань.

- Дотримуватися стандартів та вимог у галузі енергетики.

- Розглянути можливості підвищення енергоефективності в проектуванні та модернізації наших об'єктів, обладнання, систем і процесів.
- Ефективно закуповувати та використовувати енергоефективні продукти і послуги.

Енергетичну політику потрібно довести до відома кожного члена колективу підприємства із наданням роз'яснень суті кожного з пунктів документа. Всі дії персоналу підприємства, що стосуються використання енергоресурсів, необхідно узгодити з тезами, проголошеними в енергетичній політиці підприємства.

**Енергетичне планування.** *Загальні положення.* На підприємстві має здійснюватися та документально оформлюватися процес, пов'язаний з енергетичним плануванням. Енергетичне планування повинно узгоджуватися з енергетичною політикою та сприяти здійсненню дій, спрямованих на постійне підвищення рівня досягнутої (досяжної) ЕЕ підприємства.

Енергетичне планування має охоплювати аналіз тих видів діяльності підприємства, які можуть впливати на рівень досягнутої (досяжної) ЕЕ.

*Законодавчі та інші вимоги.* Співробітники підприємства повинні ідентифікувати, запровадити та мати доступ до законодавчих та інших вимог, які вони зобов'язалися виконувати щодо енерговикористання, енергоспоживання та забезпечення енергоефективності.

Слід визначити, як ці вимоги можуть застосовуватися до режиму використання підприємством енергії, енергоспоживання, енергоефективності та забезпечення продуктивності. Водночас необхідно забезпечити, щоб ці вимоги сприяли підтримці функціонування СЕМ.

Законодавчі та інші обов'язкові для підприємства вимоги потрібно аналізувати з певною періодичністю.

*Енергетичний аналіз.* Персонал підприємства має розробити та дотримуватися процедури енергетичного аналізу. Методологія та критерії, які використовують для проведення енергетичного аналізу, потрібно документально оформити. Для проведення енергетичного аналізу підприємство повинно:

а) аналізувати використання та споживання енергоресурсів відповідно до вимірювання та інших даних, а саме:

- ідентифікувати наявні джерела енергії (для ЦТ — паливо, електроенергія та вода);
- оцінювати використання та споживання енергоресурсів на поточний момент і за періоди часу, що минули, з використанням регресійного аналізу. На підприємствах ЦТ ведеться добовий період контролю даних як енергоспоживання, так і впливового чинника (температура зовнішнього повітря, холодної води та інше).

б) на підставі аналізу використання та споживання енергоресурсів ідентифікувати сфери суттєвого енерговикористання, а саме:

- ідентифікувати будівлі, устаткування, системи, процеси й персонал, що працює на підприємстві, які суттєво впливають на використання та споживання енергоресурсів, передусім звернути увагу на підготовку оперативного експлуатаційного персоналу котелень та ТЕЦ;

### 1.3. Енергетичний менеджмент

---

- ідентифікувати інші параметри чинників, що суттєво впливають на енерговикористання, наприклад, градусо-добу;
  - визначати поточний рівень досягнутої (досяжної) ЕЕ устаткування, систем і процесів, пов'язаних із ідентифікованим суттєвим енерговикористанням, що розглядатиметься як базова лінія енергоспоживання;
  - оцінювати майбутнє використання та споживання енергоресурсів за допомогою рівняння регресії.
- в) ідентифікувати, визначати пріоритети та реєструвати можливості для підвищення рівня досягнутої (досяжної) ЕЕ.

Для своєчасної актуалізації технологічних характеристик об'єктів системи ЦТ енергетичний аналіз потрібно виконувати з певною періодичністю.

У системі енергоменеджменту підприємства ЦТ повинні використовуватися такі форми аналітики:

1. Щоденна аналітика. Проводиться в оперативному режимі на підставі даних, що надаються кожний ранок усіма районними котельнями в натуральних одиницях вимірювання. Для цього застосовують електронні відомості моніторингу оператора та майстра котельні (розробка ПЕФ «ОптімЕнерго»).

2. Щомісячна аналітика. Розроблена ПЕФ «ОптімЕнерго» електронна програма дає змогу на підставі результатів аналізу даних енергоспоживання порівнювати фактичні дані теплопостачання з базовими (які розраховано за тепловими навантаженнями для кожної котельні), а також визначати як обсяг перевитрат енергоресурсів, так і потенціал економії.

На підставі результатів щоденного аналізу оперативно визначається обсяг перевитрат енергії та наявний зворотний зв'язок з установами щодо перевірки ситуації на місці. Як наслідок, оперативно вживаються заходи для ефективнішого споживання енергоресурсів. Можливості програми дають змогу здійснювати аналіз за будь-який період часу і порівнювати дані поточного періоду з попередніми даними.

*Базовий рівень енергоспоживання.* Персонал підприємства ЦТ має встановити **базовий рівень енергетичної ефективності**, використовуючи при цьому інформацію щодо первинного енергетичного аналізу з урахуванням даних за період, прийнятний для ідентифікації використання та споживання підприємством енергоресурсів. Зміни, що стосуються рівня досягнутої (досяжної) ЕЕ, слід вимірювати відносно базового рівня енергетичної ефективності.

Базовий рівень енергетичної ефективності необхідно коригувати, якщо:

- показники ЕЕ більше не відображають режими використання та споживання енергії системами ЦТ;
- відбулися значні зміни технологічних процесів, схем теплопостачання або інші зміни, які вплинули на рівень енергоспоживання підприємством ЦТ.

**Базовий рівень індикаторів енергетичної ефективності** потрібно підтримати та зареєструвати відповідним чином.

Базовий рівень енергоспоживання рекомендується визначати за методикою Контролю й Нормалізації енергоспоживання (КіН). Ця методика ґрунтується на результатах аналізу регресійної залежності попарних значень двох вибірок даних, одна з яких — значення витрат енергії, а інша — значення чинника, від якого залежить витрата енергії. Здебільшого об'єк-

тивним чинником, від якого залежить витрата енергії теплопостачальною організацією, є кількість градусо-днів.

Градусо-доба — це різниця між нормативною температурою повітря всередині опалюваного приміщення  $T_{\text{вс}}^p$ , °С, та середньодобовою температурою зовнішнього повітря  $T_{\text{зов}}^{\text{ср}}$ , °С:

$$n = \left[ (T_{\text{вс}}^p - T_{\text{зов}}^{\text{ср}}) \right],$$

де  $n$  — фактична градусо-доба.

Застосовуючи регресійний аналіз, одержують співвідношення між обсягом витрат паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) та їх змінною величиною — кількістю градусо-днів. Найпростішою та досить достовірною моделлю для цього випадку є лінійна модель залежності витрати ПЕР від кількості градусо-днів:

$$Y = ax + b,$$

де  $Y$  — витрата енергоресурсу;  $x$  — кількість градусо-днів;  $a$  — коефіцієнт, який означає змінну складову витрати енергоресурсу, що залежить від кількості градусо-днів;  $b$  — коефіцієнт, який означає постійну складову витрати енергоресурсу, що не залежить від кількості градусо-днів.

Математичною базою лінійного регресійного аналізу є метод найменших квадратів.

Якісно-кількісну оцінку зв'язку між функцією (витрата ПЕР) та аргументом (кількість градусо-днів) характеризує коефіцієнт кореляції  $R$ . У практиці застосування методики КІН використовують квадрат коефіцієнта кореляції — коефіцієнт детермінації  $R^2$ .

Регресійний аналіз необхідно використовувати як інструмент на певних інтервалах роботи, коли система працює вже протягом певного часу. Адже з погляду математики коефіцієнт детермінації відображає лише якість даних. Однак для інженера цей коефіцієнт означає інше, наприклад — ефективність системи контролю, рівень підготовки робочого персоналу, якість сировини тощо. На одному рівні коефіцієнт детермінації свідчить про наявність або відсутність зв'язку між чинниками, на іншому (вищому) — вказує на загальний стандарт системи контролю, а також на потенційні можливості енергозбереження внаслідок поліпшення контролю. Отже, коефіцієнт детермінації відповідає якості зв'язку між енергією та обраною змінною величиною. Тому за його допомогою можна визначити:

- чи дійсно існує взаємозв'язок між базовою енергією та змінним чинником;
- наскільки добре контролюється витрата енергії.

Коефіцієнти  $b$  і  $a$  з рівнянь регресії та коефіцієнт детермінації  $R^2$  здебільшого визначали автоматично, використовуючи MS Excel або спеціалізовані програмні продукти.

Застосовуючи метод регресійного аналізу, можна одержати співвідношення між енергією та її змінною величиною, а також визначати передісторію споживання енергії в умовах «постійних» і «змінних» навантажень.

*Показники (індикатори) енергоефективності.* Персонал підприємства повинен визначити показники рівня енергоефективності (ПРЕ або *EnPI*) відповідно до умов вимірювання та моніторингу їх рівня енергоефективності. Якщо такі змінні показники суттєво впливають на рівень енергоефективності, то доречно розглянути змінні та статичні чинники впливу.

Значення ПРЕ необхідно перевіряти та порівнювати з відповідними значеннями за базового рівня енергоспоживання (за необхідності). Значення ПРЕ повинні зберігатися у вигляді документально оформленої інформації. Наведемо основні показники рівня енергоефективності (для підприємств ЦТ):

- регресійна модель споживання палива (чинник впливу — градусодоба);
- регресійна модель споживання електроенергії (чинник впливу — градусодоба);
- ККД агрегатів котелень;
- індекс інтенсивності енерговикористання (Energy Intensity Index — ЕІІ);
- різниця між реальним та очікуваним споживанням енергоресурсу;
- кумулятивна сума (*CUSUM*).

*Енергетичні цілі, завдання та плани заходів з енергетичного менеджменту.* На підприємстві потрібно встановити, запровадити та підтримувати документально оформлені енергетичні цілі й завдання для відповідних функцій і рівнів керування, процесів, устаткування чи засобів обслуговування. Для досягнення поставлених цілей і завдань необхідно встановити конкретні строки.

Поставлені цілі й завдання слід узгоджувати з енергетичною політикою. Завдання потрібно узгодити з цілями.

Під час встановлення та аналізування цілей і завдань організація повинна враховувати законодавчі та інші вимоги до неї, режими суттєвого використання енергії та можливості для підвищення рівня досягнутої (досяжної) ЕЕ відповідно до результатів енергетичного аналізу. Співробітники підприємства також повинні враховувати його фінансові, функціональні та бізнес-умови, а також технологічні можливості та інтереси зацікавлених сторін.

На підприємстві мають розроблятися, упроваджуватися та дотримуватися плани заходів щодо досягнення цілей і завдань. Ці плани повинні включати в себе:

- розподіл відповідальності;
- необхідні засоби та строки для досягнення кожної поставленої мети;
- викладення методу, за допомогою якого перевірятимуть підвищення рівня досягнутої енергоефективності;
- викладення методу перевірки отриманих результатів.

Плани заходів необхідно документально оформити та оновлювати із певною періодичністю.

Нижче наведено приклад енергетичних цілей, завдань і планів заходів для служби енергетичного менеджменту.

Ціль — зменшення споживання енергії згідно з енергетичною політикою підприємства.

Завдання — організація та забезпечення безперервного функціонування системи ЕМ підприємства відповідно до вимог стандарту ISO 50001 «Енергетичний менеджмент».

План дій:

1. Створити організаційну структуру служби ЕМ і команди ЕМ підприємства.

2. Довести до відома співробітників положення енергетичної політики підприємства. З цієї метою енергетичну політику слід оприлюднити; вона має знаходитися на кожному об'єкті та службах.

3. Скласти дорожню карту впровадження системи ЕМ.

4. Довести до відома кожного члена команди енергоменеджменту роль та обов'язки, а також внести відповідні доповнення в посадові та виробничі інструкції персоналу підприємства.

5. Скласти перелік необхідних тренінгів для співробітників, які мають відношення до процесу використання енергії безпосередньо на об'єктах.

6. Визначити та документально оформити межі функціонування системи ЕМ на поточний та наступні роки функціонування.

7. Визначити енергетичні показники та базові лінії енергоспоживання в натуральному та грошовому вигляді для кожного об'єкта, де буде функціонувати ЕМ, та відобразити у форматі Excel.

8. Скласти перелік першочергових доступних заходів, які слід документально оформити та обговорити з командою ЕМ, а після узгодження з керівництвом підготувати належні накази і розпорядження щодо впровадження.

9. Провести тренінг фахівців ГВП за стандартом ISO 50015 «Системи енергетичного менеджменту. Вимірювання та верифікація енергетичного функціонування організацій. Загальні принципи та керівні вказівки».

10. Скласти план вимірювань та моніторингу ефективності проєктів та заходів.

11. Організувати моніторинг енергетичних і фінансових результатів та прийняття управлінських рішень і коригувальних дій.

12. Скласти пакет документів, які регламентують діяльність системи ЕМ підприємства.

13. Організувати щотижневі оперативні збори команди ЕМ, на яких доповідати про результати моніторингу діяльності об'єктів і перевірки функціонування системи ЕМ.

14. Ініціювати залучення сторонніх консультантів і фахівців для вирішення складних технічних або економічних проблем підприємства та проведення спеціалізованих тренінгів.

15. Провести попередній внутрішній аудит системи ЕМ і підготувати звіт для огляду вищим керівництвом підприємства, яке може прийняти рішення про добровільну сертифікацію цієї системи ЕМ на відповідність стандарту ISO 50001:2018.

16. Провести сертифікаційний аудит системи ЕМ на відповідність стандарту ISO 50001:2018.

17. Відслідковувати енергетичні та фінансові результати впроваджених проєктів та заходів і відобразити дані у форматі Excel.



18. Інформувати команду ЕМ підприємства про результати впроваджених проектів.

**Перевірка. Моніторинг, вимірювання та аналізування.** Персонал підприємства ЦТ згідно з вимогами стандарту має забезпечити періодичне проведення моніторингу, вимірювання та аналізу ключових характеристик операцій, що визначають рівень досягнутої енергоефективності. Ключові характеристики мають включати в себе щонайменше:

а) істотні значення енерговикористання та інші результати енергетичного аналізу;

б) відповідні параметри, що суттєво впливають на енерговикористання;

в) показники енергоефективності;

г) ефективність планів заходів щодо досягнення поставлених цілей та завдань;

г) оцінку фактичного енергоспоживання порівняно з очікуваним.

Результати процесу моніторингу та вимірювання ключових характеристик потрібно відповідно зареєструвати.

Зважаючи на розмір і специфіку організації та наявного устаткування для моніторингу й вимірювань необхідно розробити та впровадити план енергетичних вимірювань.

Співробітники підприємства ЦТ мають визначити та періодично аналізувати необхідність проведення вимірювань, завдяки яким існує енергетичний баланс за видами енергії у межах минулої доби. Обладнання, яке використовують під час проведення моніторингу та вимірювання ключових характеристик, повинне забезпечувати отримання точних і відтворюваних даних. Записи, пов'язані з перевіркою в закладах Держстандарту та метрології, необхідно зберігати калібруванням та іншими способами, що стосуються встановлення їх точності й відтворюваності.

Персонал підприємства ЦТ має досліджувати та реагувати на суттєві відхилення рівня досягнутої (досяжної) ЕЕ від запланованих значень, які повинні вказуватися в актуальних технологічних характеристиках.

Необхідно документально оформлювати результати цих робіт. Для відповідності вимогам стандарту стосовно демонстрації безперервного підвищення рівня енергоефективності слід використовувати метод кумулятивної суми (КУСУМ).

**Оцінювання відповідності законодавчим та іншим вимогам.** Із запланованою періодичністю організація повинна оцінювати відповідність виконання законодавчих та інших вимог щодо використання енергії, енергоспоживання, енергоефективності та СЕМ. Підприємство має зберігати документально оформлену інформацію про результати оцінювання відповідності та про будь-які вжиті заходи.

**Внутрішній аудит.** Персонал підприємства повинен проводити внутрішні аудити СЕМ із запланованою періодичністю з метою отримання інформації про те, що СЕМ:

а) поліпшує рівень ЕЕ згідно з енергетичною політикою;

б) відповідає вимогам чинних законодавчих актів та стандарту.

Результати внутрішніх аудитів необхідно документально оформити та довести до відома вищого керівництва.

**Аналіз з боку керівництва.** Вище керівництво повинно перевіряти СЕМ підприємства із запланованою періодичністю з метою забезпечення її постійної відповідності сучасним вимогам, достовірності, результативності та узгодженості зі стратегічним напрямом підприємства.

Керівництву слід аналізувати виявлені невідповідності та ефективність коригувальних і превентивних заходів; забезпечити підтримку подальшого вдосконалення системи ЕМ і безперервного підвищення рівня ЕЕ.

**Прикінцеві настанови енергоменеджерам підприємств ЦТ.** З огляду на наведене вище для створення умов поступового вдосконалення системи ЦТ, безперервного підвищення енергетичної та економічної ефективностей необхідно впроваджувати стандарт енергетичного менеджменту ISO 50001:2018.

Особливістю проєкту впровадження стандарту енергетичного менеджменту (далі — Проєкт) є те, що він стосується зміни поведінки людей. Основна мета Проєкту — досягнення таких змін у поведінці людей, коли енергоефективність стане культурою для персоналу підприємств ЦТ.

Ефективна СЕМ на базі ISO 50001 пропонує як внутрішні (зовнішні) енергетичні вигоди, так і супутні вигоди, пов'язані з витратами та екологічними показниками:

- Використання єдиного гармонізованого стандарту для впровадження СЕМ на різних локаціях, у тому числі міжнародних.
- Створення основи для просування ЕЕ по всьому ланцюгу теплопостачання.
- Легка інтеграція з іншими системами керування, такими як системи екологічного керування і системи керування охороною праці та здоров'я.
- Зменшення викидів у атмосферу, зокрема, парникових газів.
- Підвищення маркетингового потенціалу.
- Забезпечення використання найкращих практик ЕМ.
- Розподіл витрат, пов'язаних із енергоспоживанням, між усіма виробничими процесами.
- Пріоритизація (верифікація) ЕЕ заходів.
- Досягнення значної фінансової економії та прибутковості за рахунок ЕЕ та зменшення операційних і накладних витрат.
- Поліпшення розуміння використання та споживання енергії за допомогою чітко визначених методів і процесів збору даних.
- Демонстрація перед зацікавленими сторонами зобов'язання щодо збереження довкілля, скорочення витрат і забезпечення прибутковості.
- Підвищення рівня обізнаності працівників щодо важливості енергетичних показників.
- Зменшення захворюваності та виплат за лікарняними листами.
- Підвищення працездатності та наповнюваності бюджетів усіх рівнів.
- Зниження соціальної напруги в суспільстві.
- Супутній економічний ефект від впровадження енергоефективних проєктів у 2,5 рази перевищуватиме вартість заощаджених енергоресурсів.

Зауважимо, що систему енергетичного менеджменту, побудовану згідно з вимогами стандарту ISO 50001:2018, орієнтовано передусім на зміну поведінки людей та формування культури енергоефективності.

### 1.4. БЕНЧМАРКІНГ

Бенчмаркінг (порівняльний аналіз) відіграє важливу роль у розробці довгострокових планів, а також в експлуатації систем ЦТ, оскільки його застосування дає можливість оцінювати результати діяльності підприємств ЦТ та приймати відповідні рішення з метою їх вдосконалення. Це інструментарій, для якого характерним є як прямий вплив на діяльність підприємства з метою її поліпшення, так і опосередкований — оприлюднення результатів бенчмаркінгу. Останній у сфері теплопостачання поширюється також на діяльність із надання послуг із централізованого опалення та централізованого постачання гарячої води, що суттєво впливає на результати діяльності підприємств як виконавців відповідних житлово-комунальних послуг.

Необхідність запровадження бенчмаркінгу у сфері теплопостачання в Україні набула особливої актуальності внаслідок уведення стимулюючого регулювання у сфері теплопостачання, зокрема у сфері транспортування теплової енергії магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами; заснування тарифоутворення на принципах стимулюючого регулювання (порядок формування тарифів, процедура встановлення тарифів, порядок визначення регуляторної бази активів тощо).

Відповідно до порядку формування тарифів на принципах стимулюючого регулювання результати бенчмаркінгу слугуватимуть інформаційним підґрунтям для прийняття рішень стосовно параметрів, які мають довгостроковий термін дії, зокрема, цільових завдань щодо скорочення втрат ТЕ у мережах; витрат електроенергії на технологічні потреби; цільового показника питомої чисельності виробничого персоналу, безпосередньо залученого до технологічного процесу транспортування ТЕ.

Бенчмаркінг у сфері теплопостачання можна здійснювати на підставі різних методологічних підходів із використанням розподілу підприємств ТЕ на окремі групи (кластери) (з виробництва, транспортування та постачання ТЕ), у межах яких підприємства мають достатню однорідність. Основними є підходи на базі ключових показників діяльності, а також підходи із застосуванням параметричних та непараметричних методів аналізу.

Непараметричні підходи поділяються на граничні — аналіз середовища функціонування (Data Envelopment Analysis — DEA) та неграничні — індекс сукупної ефективності чинника (Total Factor Productivity Index — TFP). Серед параметричних підходів найпоширенішим є неграничний підхід — метод найменших квадратів (Ordinary Least Squares — OLS) та граничні підходи — коригований метод найменших квадратів (Corrected Ordinary Least Squares — COLS) і стохастичний граничний аналіз (Stochastic Frontier Analysis — SFA).

При цьому єдиного, загальноприйнятого підходу не існує, що пояснюється, насамперед, особливостями технологічних процесів функціонування підприємств, їхньою кількістю, наявністю та якістю інформаційного забезпечення тощо.

Найпоширенішим і найпростішим є бенчмаркінг, що здійснюється на підставі підходу із застосуванням ключових показників діяльності (KPI).

Вважається, що КРІ, які є найвагомими індикаторами, дають змогу оцінювати результати діяльності підприємств порівняно з іншими (подібними) підприємствами та водночас досліджувати в динаміці досягнутий прогрес щодо підвищення її ефективності.

Бенчмаркінг на базі КРІ поєднує достатньо широкий спектр напрямів діяльності підприємств. За методом бенчмаркінгу КРІ можна використовувати «часткові» індикатори, в межах яких оцінюються технічні, фінансові та інші аспекти господарської діяльності. При цьому кожен із індикаторів розглядають окремо. Також КРІ можна вивчати комплексно з метою формування загальної оцінки діяльності підприємства (Overall Performance Indicators — ОРІ) із урахуванням різних аспектів цієї діяльності. Проте для сфери теплопостачання цей показник доцільно використовувати лише за відсутності суттєвих розбіжностей у результативності діяльності підприємств за відповідними напрямками роботи. В іншому випадку бенчмаркінг ОРІ може спотворити загальну оцінку роботи підприємств або усереднити її.

Проведення бенчмаркінгу підприємств теплопостачання на основі КРІ потребує такої послідовності кроків: збір первинних даних; їхня обробка; обчислення низки вторинних показників, таких як власне КРІ; визначення на їхній базі головних індексів та інших статистичних показників, необхідних для аналізування; безпосереднє проведення порівняльного аналізу (рис. 1.4.1).

Порівняльний аналіз на базі КРІ дає змогу оцінити ефективність діяльності підприємств із виробництва, транспортування та постачання ТЕ за різними аспектами: визначення ефективності роботи обладнання та застосування паливно-енергетичних ресурсів; використання трудових ресурсів; ефективність провадження операційної діяльності (її витратоємність); дослідження рівня фінансування заходів інвестиційних програм тощо. Зазвичай бенчмаркінг проводять для одного й того самого кластера (групи) підприємств, наприклад для підприємств із транспортування теплової енергії.

Кластеризацію підприємств у сфері теплопостачання зазвичай здійснюють методом статистичних угруповань на базі даних підприємств. За результатами кластеризації оцінюють якість виділених кластерів. Головним



Рис. 1.4.1. Процес проведення бенчмаркінгу за методом КРІ (СІ — основні індекси) [16]

#### 1.4. Бенчмаркінг

критерієм для оцінювання однорідності підприємств у межах кожного кластера обирають коефіцієнт варіації.

Як джерела первинних даних для розрахунку КРІ підприємств у сфері теплопостачання для бенчмаркінгу доцільно використовувати форми регуляторної звітності, що подається ліцензіатами згідно з постановою НКРЕКП від 31.05.2017 р. № 717 [18] (табл. 1.4.1). При цьому слід урахувати забезпечення якості первинних даних, використовуваних для розрахунку ключових показників діяльності. Це зумовлює необхідність реалізації процедур контролю якості первинних даних, зокрема арифметичного та логічного контролю даних, перевірку повноти даних, порівняння даних у часі тощо. Формування набору первинних даних та реалізацію процедур їхнього контролю доцільно здійснювати в автоматизованому режимі.

Наведені форми звітності містять більшість необхідних для розрахунку запропонованих КРІ первинних даних. Загальний перелік даних для бенчмаркінгу з розрахунком КРІ у сфері теплопостачання подано в додатку 1. Важливим також є збір загальної інформації щодо підприємств (додаток 2). Передбачається, що дані у формах звітності є верифікованими та узгодженими. Показники КРІ у сфері теплопостачання наведено в табл. 1.4.2. Визначивши ключові показники діяльності для кожного підприємства, їх нормують — обчислюють основні індекси (Core Indices — CI), і значення показників приводять до єдиної шкали вимірювання (від 0 до 1 — від найгіршого до найкращого значення певного КРІ). Алгоритм нормування ключових показників діяльності КРІ наведено в табл. 1.4.3.

За ключовими показниками діяльності розраховують також статистичні показники для сукупності підприємств певного кластера за кожним КРІ, а саме: мінімальне та максимальне значення, характеристики середнього — середнє арифметичне, середнє геометричне та медіана, стандартне відхилення. Перелік та алгоритм розрахунку статистичних показників, що використовуються під час бенчмаркінгу, наведено в додатку 3.

**Таблиця 1.4.1. Форми звітності, які доцільно використовувати як джерела первинних даних для бенчмаркінгу у сфері теплопостачання**

№ з/п	Назва форми звітності згідно з постановою НКРЕКП від 31.05.2017 р. № 717
1	№ 1-НКРЕКП-тепло (місячна) «Звіт про виробництво теплової енергії та використання енергетичних ресурсів»
2	№ 2-НКРЕКП-тепло (місячна) «Звіт про виробництво, транспортування, постачання теплової енергії (баланс теплової енергії)»
3	№ 3-НКРЕКП-тепло (місячна) «Звіт про стан розрахунків за реалізовану теплову енергію і транспортування теплової енергії»
4	№ 7-НКРЕКП-інвестиції тепло (квартальна) «Звіт щодо виконання інвестиційної програми на рік ліцензіатом у сфері виробництва, транспортування та постачання теплової енергії»
5	№ 8-НКРЕКП-тепло (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури встановлених тарифів за видами діяльності ліцензіата»
6	№ 10-НКРЕКП-технічний паспорт тепло (річна) «Узагальнена технічна характеристика об'єктів теплопостачання (технічний паспорт)»

Таблиця 1.4.2. Показники КРІ у сфері тепlopостачання

Номер КРІ	Назва показника	Одиниці виміру
<b>Загальні КРІ у сфері тепlopостачання</b>		
<b>Фінансово-економічні показники</b>		
№ 1.1	Обсяги фінансування інвестиційної програми у розрахунку на 1 Гкал корисного відпуску ТЕ	грн/Гкал
<b>КРІ з виробництва ТЕ</b>		
<b>Технічні показники</b>		
№ 2.1	Питомі витрати умовного палива на 1 Гкал, відпущеної з джерел ТЕ	кг ум. п./Гкал
№ 2.2	Питомі витрати електроенергії на виробництво 1 Гкал, відпущеної з джерел ТЕ	кВт · год/Гкал
<b>Фінансово-економічні показники</b>		
№ 2.3	Повна собівартість за вирахуванням витрат на паливо, електроенергію та покупку ТЕ, 1 Гкал, відпущеної з джерел ТЕ	грн/Гкал
№ 2.3.1	Контрольовані операційні витрати на 1 Гкал, відпущеної з джерел ТЕ	грн/Гкал
№ 2.3.2	Неконтрольовані операційні витрати на 1 Гкал, відпущеної з джерел ТЕ	грн/Гкал
№ 2.4	Продуктивність праці персоналу	тис. Гкал/особу
<b>КРІ з транспортування ТЕ</b>		
<b>Технічні показники</b>		
№ 3.1	Питомі витрати електроенергії на транспортування 1 Гкал надходження ТЕ до теплових мереж	кВт · год/Гкал
№ 3.2	Відсоток втрат ТЕ в мережах	%
№ 3.3	Питомі витрати води на підживлення теплових мереж на 1 Гкал, відпущеної з мереж ТЕ	м <sup>3</sup> /Гкал
<b>Фінансово-економічні показники</b>		
№ 3.4	Повна собівартість, за вирахуванням витрат на електроенергію, 1 Гкал, відпущеної з мереж ТЕ	грн/Гкал
№ 3.4.1	Контрольовані операційні витрати на 1 Гкал, відпущеної з мереж ТЕ	грн/Гкал
№ 3.4.2	Неконтрольовані операційні витрати на 1 Гкал, відпущеної з мереж ТЕ	грн/Гкал
№ 3.5	Чисельність персоналу в розрахунку на 10 км мереж	осіб/10 км
№ 3.5.1	Чисельність виробничого персоналу, безпосередньо залученого до технологічного процесу транспортування ТЕ, у розрахунку на 1 тис. од. ремонтної складності	осіб/тис. од.
<b>КРІ з постачання ТЕ</b>		
<b>Технічні показники</b>		
№ 4.1	Відсоток корисного відпуску ТЕ за приладами обліку	%
<b>Фінансово-економічні показники</b>		
№ 4.2	Повна собівартість 1 Гкал корисного відпуску ТЕ	грн/ Гкал
№ 4.3	Чисельність персоналу у розрахунку на 100 абонентів	осіб/100 абонентів

#### 1.4. Бенчмаркінг

Таблиця 1.4.3. Нормування ключових показників діяльності (CORE INDICES, CI)

Умова	Визначення CI	
	якщо оцінюються КРІ, зростання яких є позитивним (стимулятори)	якщо оцінюються КРІ, зростання яких є негативним (дестимулятори)
Формула розрахунку	$CI_{KPI_{ij}} = \frac{KPI_{ij} - KPI_{\min i}}{KPI_{\max i} - KPI_{\min j}}$	$CI_{KPI_{ij}} = \frac{KPI_{\max i} - KPI_{ij}}{KPI_{\max i} - KPI_{\min i}}$

Примітка.  $CI_{KPI_{ij}}$  — основний індекс  $i$ -го КРІ  $j$ -го підприємства;  $KPI_{ij}$  — значення  $i$ -го КРІ  $j$ -го підприємства;  $KPI_{\min i}$  — мінімальне значення  $i$ -го КРІ (у межах кластера);  $KPI_{\max i}$  — максимальне значення  $i$ -го КРІ (у межах кластера).

Для оцінювання основних індексів застосовують відповідну шкалу, приклад якої наведений у табл. 1.4.4 (див. вклейку). Її можна адаптувати та удосконалити до потреб аналізу за кожним показником.

Така шкала оцінювання ґрунтується на уніфікованому для всіх показників алгоритмі: негативним вважається результат, для якого значення CI є нижчим за 0,3, задовільним — якщо значення CI знаходиться у межах від 0,3 включно до 0,7, а позитивним — за якого значення CI перевищує або дорівнює 0,7. За цією шкалою можна оцінити рівень індикатора в межах кластера, до якого належить підприємство із відповідним показником, і не можна трактувати та використовувати її як оцінку досягнень підприємства між кластерами.

Умовні позначення (у цьому прикладі у вигляді «світлофора»: 1 — червоний, 2 — жовтий, 3 — зелений кольори) використовують для графічного відображення підсумку оцінювання рівня CI (та відповідного нормованого показника), візуалізації аналізу, спрощення інтерпретації результатів та уніфікації підходу до присвоєння оцінок за показниками.

Приклад відображення результатів бенчмаркінгу підприємств ТЕ в одному кластері за різні періоди часу наведено на рис. 1.4.2 (див. вклейку). Проаналізувавши значення CI (основні індекси ключових показників) підприємств кластера № 4, можна вважати, що підприємство з позитивним і найвищим результатом — це № 36 у 2014 р., № 37 у 2015 р. та № 41 у 2016 р. Найгіршими є результати для підприємств № 37 у 2014 р., № 35 і № 46 у 2015 р. та № 35, 37, 46 у 2016 р.

Результати аналізу загальних показників підприємств у сфері теплопостачання КРІ № 1.1 між основними групами відображено на рис. 1.4.3.

Відповідно до інформації, наведеної на рис. 1.4.3, середнє значення КРІ № 1.1 «Обсяги фінансування інвестиційної програми у розрахунку на 1 Гкал корисного відпуску ТЕ» для кластера № 1 становить 6,7 грн/Гкал. Вище за середнє значення КРІ № 1.1 має одне підприємство у межах цього кластера, а нижче за середнє — чотири підприємства. Мінімальне значення КРІ № 1.1 у підприємства № 2 (0,7 грн/Гкал), а максимальне — у підприємства № 7 (26,6 грн/Гкал). Так само здійснюється аналіз із визначенням середнього арифметичного для інших груп. Найвищими середні обсяги фінансування інвестиційної програми в розрахунку на 1 Гкал корисного відпуску ТЕ (КРІ № 1.1) є для підприємств кластера № 2 із показником 7,5 грн/Гкал.

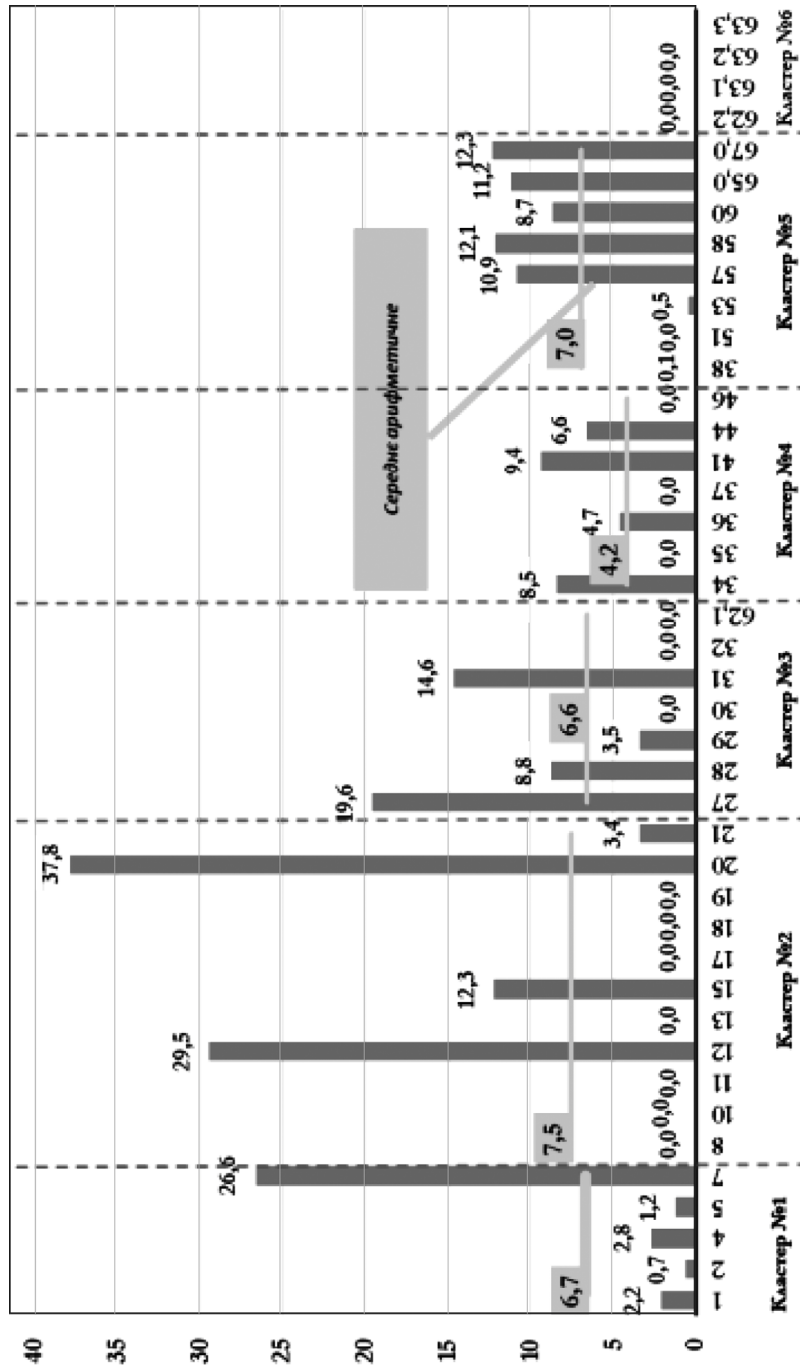


Рис. 1.4.3. Відображення результатів бенчмаркінгу між групами підприємств ТЕ за рівнем [16]



#### 1.4. Бенчмаркінг

---

На рис. 1.4.4 (див. вклейку) наведено таблицю з результатами розрахунків значень КРІ та СІ для підприємств із транспортування ТЕ одного кластера в різні періоди часу протягом 2014—2016 рр.

Згідно з наведеними даними можна легко виділити підприємства з найкращими та найгіршими показниками. Так, для підприємств кластера № 3 найбільше позитивних оцінок за СІ у підприємства № 32, а негативних оцінок у підприємств № 20 і 31. За період, що аналізується, показники КРІ № 3.1—3.5 підприємств із транспортування ТЕ визначають так: 7 показників оцінено негативно, а 13 — задовільно.

На підставі показників КРІ та їхніх основних індексів можна також проаналізувати діяльність підприємств за кластерами. Результати такого аналізу підприємства з транспортування ТЕ за кластером (інформаційна картка-профайл) наведено на рис. 1.4.5 (див. вклейку).

Такий профайл містить інформацію про значення кожного показника підприємства, СІ з використанням умовних позначень, середнє геометричне, мінімальне та максимальне значення показників у межах відповідного кластера, а також графічне подання значення СІ, що дає змогу оцінити досягнення за показниками діяльності із застосуванням єдиної шкали (від 0 до 1).

Наведені на рис. 1.4.5 дані свідчать, що показники КРІ № 3.2 «Відсоток втрат ТЕ в мережах», КРІ № 3.4 «Повна собівартість, за вирахуванням витрат на електроенергію, 1 Гкал відпущеної з мереж ТЕ» та КРІ № 3.1 «Питомі витрати електроенергії на транспортування 1 Гкал надходження ТЕ до теплових мереж» для підприємства з транспортування ТЕ № 31 кластера № 3 є найвищими (тобто найгіршими) порівняно з іншими підприємствами кластера. Отже, за результатами бенчмаркінгу можна зробити висновки, що ефективність роботи цього підприємства за розглянутий період є досить низькою.

Одним із найважливіших чинників, що забезпечує надійність результатів бенчмаркінгу, є досягнення якості інформаційного забезпечення. Для цього необхідно регулярно збирати, перевіряти необхідні дані та формувати з них відповідний масив. Для зменшення ймовірності виникнення помилок під час заповнення звітних форм на рівні підприємств доцільно створювати автоматизовані системи збору, обробки та аналізу інформації з контролем якості первинних даних.

## **ЗАКОНОДАВЧА ТА НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧНА БАЗА РОЗВИТКУ КОГЕНЕРЦІЙНИХ І ТЕПЛОНАСОСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ У СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ**

### **2.1. ЄВРОПЕЙСЬКИЙ ДОСВІД ЗАКОНОДАВЧОЇ ПІДТРИМКИ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ**

На сьогодні Європейський Союз (ЄС) є безперечним лідером у боротьбі з глобальним потеплінням, досягаючи дедалі амбітніших цілей щодо радикального скорочення парникових викидів. Систематичні дії в галузі підвищення енергоефективності в енергетиці й промисловості та широке впровадження відновлюваних джерел енергії дали змогу в країнах ЄС скоротити парникові викиди на 23 % порівняно з 1990 р. із одночасним економічним зростанням на 61 % і зниженням енергетичної залежності національних економік.

Нині в ЄС є ще амбітніше завдання щодо досягнення стану вуглецевої нейтральності й забезпечення сталого безвуглецевого економічного розвитку в період до 2050 р. з проміжним скороченням парникових викидів на 50—55 % порівняно з 1990 р. до 2020 р. у рамках зусиль за Паризькою угодою. Цю мету проголошено Європейською комісією (далі — Єврокомісія) в «Зеленій угоді» («Green deal») [1], де висвітлені також основні стратегічні напрями її досягнення.

Головні заходи у цьому напрямі плануються у галузі енергетики, на яку сьогодні припадає 75—80 % вуглецевої емісії, отриманої внаслідок декарбонізації електроенергетики, електрифікації теплопостачання, транспорту та промислових технологій, в тому числі на базі технологій одержання та використання водню. Однією з провідних технологій, здатних забезпечити ефективне та екологічно чисте одержання та використання теплової енергії, є когенерація та теплові насоси.

Директива 2012/27-ЄС Європейського парламенту (далі — Європарламент) та Ради про енергоефективність від 25.10.2012 р. [2] (далі — Директива 1) визначає поняття ефективної системи теплопостачання та охолодження як системи, що використовує як мінімум 50 % відновлюваної енергії, 50 % відпрацьованої теплоти, 75 % теплоти когенерації або 50 % сукупності такої енергії та теплоти.

Директива 2009/28/ЄС про відновлювану енергетику [3] (далі — Директива 2) відносить до джерел відновлюваної енергії теплоту навколишнього середовища, вилучення якої можливе за допомогою теплових насосів. Ефективну систему теплопостачання і охолодження можна побудувати, зокрема, ґрунтуючись на синтезі когенерації й теплових насосів, що здатні використовувати як природні теплові ресурси, так і вторинні теплові ресурси, температурного потенціалу яких недостатньо для безпосереднього постачання споживачам.

## **2.1. Європейський досвід законодавчої підтримки енергоефективних технологій теплопостачання**

---

*Законодавча база когенерації.* Головним законодавчим актом ЄС, чинним на 2020 р., що стосується розвитку комбінованого виробництва електричної та теплової енергії є Директива 1. У ній вводяться такі поняття, як «дрібномасштабна когенераційна установка» — когенераційна установка з установленою потужністю менше за 1 МВт; «мікрокогенераційна установка» — когенераційна установка з максимальною потужністю менше ніж 50 кВт; «високоєфективна когенерація» — комбіноване виробництво, що забезпечує істотну економію палива порівняно з роздільним (нарізним) виробництвом електричної енергії, теплоти та/або холоду.

Пункт (35) Директиви 1 визначає, що високоєфективна когенерація та централізоване теплопостачання й охолодження мають великий потенціал щодо економії первинної енергії, який повністю не задіяно. Країни-члени зобов'язуються провести комплексне оцінювання потенціалу високоєфективної когенерації та систем центрального теплопостачання й охолодження. Ці оцінки мають оновлюватися на вимогу Комісії, щоб надавати інвесторам інформацію щодо національних планів розвитку та сприяти стабільному і сприятливому інвестиційному середовищу. Нові підприємства з вироблення електроенергії та існуючі підприємства, на яких пройшли істотні відновлювальні роботи або яким продовжено дозвіл чи ліцензію, потрібно за умови, що аналіз витрат і вигід є позитивним, оснащити високоєфективними когенераційними установками для утилізації відхідної теплоти, яка утворюється під час виробництва електроенергії. Цю відхідну теплоту можна доставляти у потрібні місця за допомогою мереж ЦТ.

У Директиві 1 увага акцентується на тому, що країнам-членам доцільно впроваджувати заходи і процедури для заохочення когенераційних підприємств тепловою потужністю до 20 МВт із метою стимулювання розвитку розподіленої генерації електричної енергії за принципом «спочатку подумай про мале».

У процесі визначення потенціалу підвищення енергоефективності та розроблення національних програм розвитку когенерації й звітів щодо їх виконання Директива 1 зобов'язує враховувати тільки установки високоєфективної когенерації. Критеріями, що визначають такі установки, є підтвердження походження електричної енергії та розрахункове значення економії палива порівняно з системою нарізних виробництв електричної й теплової енергії (у відсотках). Порядок визначення цих критеріїв наведено у додатках I та II до Директиви 1.

*Підтвердження походження.* Гарантування походження саме по собі не передбачає права на користування національними механізмами підтримки. Походження високоєфективної когенерації необхідне для того, щоб кінцевий споживач міг вибирати електроенергію, вироблену методом когенерації, або електроенергію, отриману іншими методами.

Підтвердження походження електричної енергії визначається фактичним або розрахунковим значенням обсягу виробництва електричної енергії за когенераційною технологією. У вітчизняній термінології це означає частку виробництва електричної енергії за теплофікаційним циклом. Під дію Директиви 1 підпадають такі технології когенерації:

- а) газотурбінна установка з тепловим утилізатором;
- б) паротурбінна установка з протитиском;
- в) паротурбінна установка конденсаційна з регульованими відборами пари;
- г) газотурбінна установка з тепловим утилізатором;
- г) двигун внутрішнього згоряння;
- д) мікротурбіни;
- е) двигуни Стирлінга;
- є) паливні елементи;
- ж) парові двигуни;
- з) органічний цикл Ренкіна;
- и) будь-які інші види технології або їхні комбінації, що підпадають під визначення, сформульоване у статті 2(30) Директиви 1.

Кількість електроенергії, отриманої у процесі когенерації, вважається такою, що дорівнює загальному річному виробництву електроенергії, встановленому країнами-членами:

- для когенераційних установок типів «б», «г», «Г», «д», «е» і «є» — на рівні як мінімум 75 %;
- для когенераційних установок типів «а» та «в» із середньорічним значенням повного ККД — на рівні як мінімум 80 %.

Для когенераційних установок з середньорічним значенням повного ККД, нижчим, ніж наведені вище значення, кількість електроенергії, отриманої у процесі когенерації, розраховують за формулою

$$E_{\text{СНР}} = H_{\text{СНР}} C,$$

де  $E_{\text{СНР}}$  — кількість електроенергії, отриманої в процесі когенерації;  $C$  — коефіцієнт виробництва електричної енергії на тепловому споживанні;  $H_{\text{СНР}}$  — кількість корисної теплової енергії, отриманої в процесі когенерації (визначають як загальне виробництво теплової енергії за винятком тієї ТЕ, яку вироблено в окремих котлах або внаслідок редукування гострої пари з парового котла перед турбіною).

Для розрахунку обсягу виробництва електроенергії в процесі когенерації слід використовувати фактичні значення коефіцієнта виробітку електроенергії на тепловому споживанні. Якщо ці значення невідомо, то для установок типів «а», «б», «в», «г» і «Г» можна застосовувати рекомендовані значення за замовчуванням, надані у табл. 2.1.1. Відповідні розрахунки припустимі, зокрема, для статистичних цілей за умови, що розрахункова кількість електричної енергії, отриманої у процесі когенерації, менша, ніж загальна кількість електроенергії, виробленої установкою, або дорівнює їй.

**Таблиця 2.1.1. Рекомендовані значення коефіцієнта виробітку електроенергії на тепловому споживанні**

Тип установки	$C$
Газотурбінна установка комбінованого циклу з тепловим утилізатором	0,95
Паротурбінна установка з протитиском	0,45
Паротурбінна установка конденсаційна з регульованими відборами пари	0,45
Газотурбінна установка з тепловим утилізатором	0,55
Двигун внутрішнього згоряння	0,75

## 2.1. Європейський досвід законодавчої підтримки енергоефективних технологій тепlopостачання

Якщо країни-члени вводять значення за замовчуванням для установок типів «д», «е», «є», «ж», «з» і «и», то їх опубліковують і повідомляють Комісії.

*Критерії високоефективної когенерації.* Методику визначення ефективності процесу когенерації наведено у додатку II до Директиви 1. Величини, які використовують для розрахунку ефективності когенерації та економії первинної енергії, визначають за фактичними або вірогідними значеннями в нормальних умовах експлуатації установки.

Для цілей Директиви 1 високоефективна когенерація повинна відповідати таким вимогам:

- установка комбінованого виробництва електричної та теплової енергії має забезпечувати не менш ніж 10 % економії первинної енергії порівняно з еталонною системою нарізного виробництва;

- дрібномасштабні та мікрокогенераційні установки повинні забезпечувати позитивну економію первинної енергії.

Відсоток економії палива, %, внаслідок комбінованого виробництва електричної енергії і теплоти розраховують за формулою:

$$p = 100 \left[ 1 - \frac{1}{\frac{\eta_e}{\eta_e^*} + \frac{\eta_t}{\eta_t^*}} \right],$$

де  $\eta_e = \frac{E}{B}$  — електричний ККД ТЕЦ;  $\eta_t = \frac{Q}{B}$  — тепловий ККД ТЕЦ;  $\eta_e^*$  — електричний ККД конденсаційної електростанції (КЕС) порівняння;  $\eta_t^*$  — тепловий ККД котельні порівняння;  $Q$  — фактичний відпуск теплової енергії від ТЕЦ, кВт · год;  $E$  — фактичний відпуск електричної енергії від ТЕЦ, кВт · год;  $B$  — фактична витрата первинної енергії, кВт · год.

Для розрахунку відсотка економії первинної енергії можна використовувати фактичне виробництво електричної енергії, а не її частку, одержану за теплофікаційним циклом.

Гармонізовані еталонні значення ефективності складаються з матриці значень, диференційованих за відповідними чинниками, такими як рік будівництва і види палива. Вони повинні базуватися на документальному аналізі, де враховано, зокрема, дані експлуатації у реалістичних умовах, структуру паливного балансу та кліматичні умови, а також застосовано технології когенерації.

Еталонні значення ефективності для порівнюваної системи роздільного виробництва теплоти і електроенергії відображають експлуатаційну ефективність роздільного виробництва теплоти та електроенергії, котре замінюється або буде замінено комбінованим виробництвом.

Еталонні значення ефективності розраховують за такими принципами:

1. Установки нарізного виробництва працюють на тому самому виді палива, що й когенераційна установка.

2. Кожну когенераційну установку порівнюють із найкращою наявною та економічно виправданою технологією для роздільного виробництва теплоти і електроенергії, що є на ринку під час будівництва когенераційної установки.

3. Еталонні значення ефективності когенераційних установок віком понад 10 років фіксуються на рівні еталонних значень для установок віком 10 років.

4. Еталонні значення ефективності для нарізного виробництва теплоти і електроенергії відображають кліматичні відмінності між країнами-членами.

**Законодавча база теплових насосів.** Основними драйверами зростання ринку теплових насосів (ТН) у несприятливих або нейтральних економічних зовнішніх умовах є законодавчі заходи, спрямовані на максимальне використання переваг ТН для досягнення цільових установок Єврокомісії щодо підвищення рівня енергоефективності, збільшення частки відновлюваної енергії та зниження вуглецевої емісії внаслідок уведення обмежень на енергетичні характеристики будинків й інженерне обладнання, а також заборону використання викопних палив для тепlopостачання будинків. Іншими словами, поєднуються Директиви 1 і 2.

Підсиленню дії Директив сприяє впровадження субсидій та податкових кредитів на закупівлю та встановлення енергоефективного обладнання.

Головним, але не єдиним, нормативно-законодавчим документом, що визначає пріоритетні напрями досягнення зазначеної мети та порядок моніторингу завдань із розвитку ВДЕ, є Директива 2009/28/ЄС про відновлювану енергетику (Директива 2). Директивою 2, окрім традиційних напрямів розвитку відновлюваної енергетики, вперше визначається така важлива сфера, як використання аеротермальної, гідротермальної та геотермальної теплоти довкілля за допомогою ТН.

Україна як член Енергетичного співтовариства бере участь у виконанні Директиви 2, підвищивши до 2020 р. частку відновлюваної енергії в загальному рівні споживання енергії до 11 %. Основні положення нормативних документів ЄС щодо теплових насосів відображено в законодавчих актах України, зокрема, в Законі України (далі — ЗУ або Закон) від 01.11.2016 р. № 1711-VIII «Про внесення змін до Закону України «Про альтернативні джерела енергії» в частині віднесення теплових насосів до обладнання, яке використовує відновлювані джерела енергії». Внесені зміни відображують вимоги Директиви 2 щодо зарахування теплових насосів до обладнання відновлюваної енергетики і вимоги до компетентних центральних органів виконавчої влади стосовно розробки методики розрахунку частини енергії, виробленої ТН, та формування звіту для Енергетичного співтовариства про досягнутий прогрес у підтримці та використанні ВДЕ.

Для розроблення відповідної методики необхідно враховувати методологічний досвід, накопичений у країнах-членах ЄС, а також уточнити основні національні відмінності, які визначають її кількісні параметри.

Умови віднесення ТН до обладнання відновлюваної енергетики, як і обліку їх внеску в загальний обсяг використання відновлюваної енергії, викладено в розділі V, а порядок розрахунків енергії, одержуваної тепловими насосами з відновлюваних джерел, — у додатку 7 до Директиви 2.

Для роз'яснення положень розділу V і додатка 7 за рішенням Європейської комісії та Європейського парламенту створено керівний документ С (2013) 1082 «Керівні принципи для країн-членів щодо розрахунку віднов-

## 2.1. Європейський досвід законодавчої підтримки енергоефективних технологій тепlopостачання

люваної енергії від теплових насосів з різними теплонасосними технологіями відповідно до розділу V Директиви 2009/28/ЄС» (далі — Документ).

Документ містить загальні методичні положення щодо оцінки внеску ТН у загальний обсяг використання відновлюваної енергії в країнах-членах. Створення робочих методик, на базі яких повинні складатися відповідні щорічні звіти, віднесено до національної компетенції.

*Критерії віднесення теплових насосів до обладнання відновлюваної енергетики.* Документ встановлює мінімально допустимі значення коефіцієнтів середньої сезонної продуктивності (*SPF*) теплових насосів. Цей коефіцієнт є відношенням кількості теплоти, отриманої тепловим насосом за обумовлений період часу (опалювальний сезон, календарний рік), до загальних витрат енергії на основні та допоміжні потреби теплового насоса (за винятком витрат енергії на пікові та резервні нагрівники) у той самий період часу.

Для ТН з електричним приводом від енергосистеми мінімально припустимі значення цього показника визначають за формулою

$$SPF_0 = 1,15 \cdot \frac{1}{\eta},$$

де  $\eta$  — ККД енергетичної системи з виробництва електричної енергії.

Для ТН з тепловим приводом — аб/адсорбційних, компресійних з моторним приводом та ін. за формулою

$$SPF_0 = 1,15.$$

Для порівняння з  $SPF_0$  використовують фактичний сезонний коефіцієнт продуктивності теплового насоса-нетто (*SPF* або *SCOPnet*), який визначають за результатами лабораторних або натурних випробувань у контрольованих умовах. Порядок проведення таких випробувань регламентується відповідними міжнародними стандартами.

Електричний ККД енергетичної системи розраховують як відношення сумарного виробництва електричної енергії до сумарних витрат первинної енергії на її виробництво на підставі даних сукупного енергетичного балансу 28 країн-членів ЄС (ЄС-28) за методикою Європейського статистичного агентства (Eurostat). Цей показник змінюється у часі (рис. 2.1.1), однак для розрахунку  $SPF_0$  за наведеними формулами прийнято постійне значення ККД за даними базового 2010 р. (перший рік дії Директиви 2), яке дорівнює 0,459. Цьому відповідає базове мінімально допустиме значення коефіцієнта середньої сезонної продуктивності  $SPF_0 = 2,5$ . Значення є постійним на період до 2020 р.

Документ передбачає диференціацію базового значення  $SPF_0$  за трьома кліматичними зонами:

- холодного клімату (центр — м. Гельсінкі),  $SPF_0 = 2,5$ ;
- помірного клімату (центр — м. Страсбург),  $SPF_0 = 2,6$ ;
- теплого клімату (центр — м. Афіни),  $SPF_0 = 2,6$ .

Критерієм розмежування кліматичних зон є нормоване значення градусо-годин опалювального сезону за базою 18 °С. Нижню межу зони холодного клімату прийнято такою, що дорівнює 3000 градусо-годин. За цим показником територію України, за винятком Криму та Закарпаття, слід віднести до зони холодного клімату.

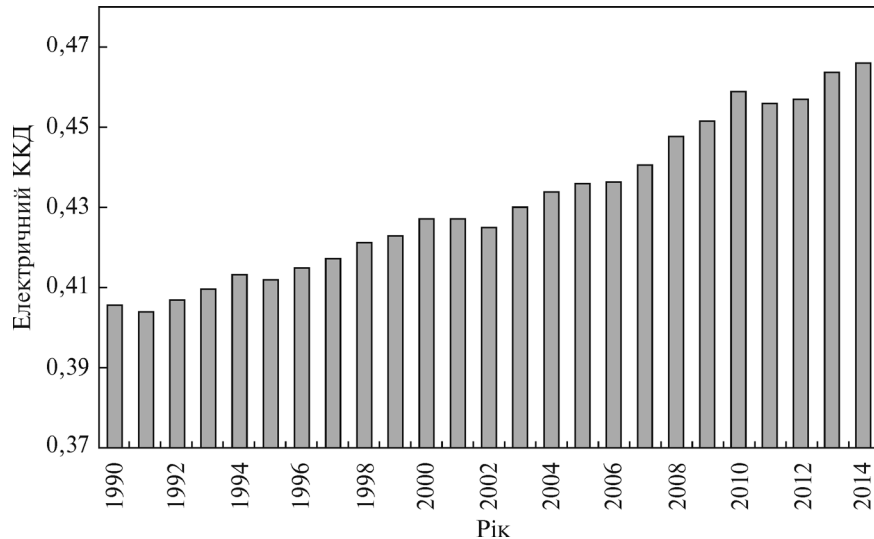


Рис. 2.1.1. Значення електричного ККД енергосистем ЄС-28, визначені згідно з Директивою 2009/28/ЄС, розділ VII (<http://www.ehpa.org/market-data/data-sources/>)

Розрахунок річних обсягів використання відновлюваної енергії. Згідно з Документом річні обсяги вилучення відновленої енергії тепловими насосами розраховують за формулою

$$E_{res} = Q_{usable} \left( 1 - \frac{1}{SPF} \right),$$

де  $Q_{usable}$  — розрахункове значення придатної для використання теплової енергії, виробленої ТН, що задовольняють умову віднесення до пристроїв відновлюваної енергетики:

$$SPF \geq SPF_0.$$

Річне виробництво теплової енергії визначають так:

$$Q_{usable} = NH,$$

де  $N$  — установлена потужність (теплопродуктивність) ТН, що задовольняють вимоги ефективності;  $H$  — кількість годин використання встановленої потужності за рік.

Для спрощення і гармонізації розрахунків Документ припускає застосування (за замовчуванням) рекомендованих значень коефіцієнта середньої сезонної ефективності й кількості годин використання теплових насосів різних типів або кваліфікаційних груп (табл. 2.1.2).

Таким чином, головною проблемою, яку необхідно вирішити для розрахунку річних обсягів використання ВДЕ, є статистичний облік «зелених» ТН, тобто статистично достовірне визначення ефективної потужності теплових насосів кожної з 10 кваліфікаційних груп, які задовольняють критерій віднесення до відновлювальної енергетики.



## 2.1. Європейський досвід законодавчої підтримки енергоефективних технологій тепlopостачання

Таблиця 2.1.2. Рекомендовані значення розрахункових параметрів ТН різних типів згідно з Документом

ВДЕ	Теплоносії	Кліматична зона					
		Теплий клімат		Помірний клімат		Холодний клімат	
		<i>H</i> , год/рік	<i>SPF</i>	<i>H</i> , год/рік	<i>SPF</i>	<i>H</i> , год/рік	<i>SPF</i>
Аеротермальна енергія	Повітря—повітря	1200	2,7	1 770	2,6	1970	2,5
	Повітря—вода	1170	2,7	1 640	2,6	1710	2,5
	Повітря—повітря (реверсивні кондиціонери)	480	2,7	710	2,6	1970	2,5
	Повітря—вода (реверсивні кондиціонери)	470	2,7	660	2,6	1710	2,5
	Вентиляційне повітря—повітря	760	2,7	660	2,6	600	2,5
	Вентиляційне повітря—вода	760	2,7	660	2,6	600	2,5
Геотермальна енергія	Грунт—повітря	1340	3,2	2 070	3,2	2470	3,2
	Грунт—вода	1340	3,5	2 070	3,5	2470	3,5
Гідротермальна енергія	Вода—повітря	1340	3,2	2 070	3,2	2470	3,2
	Вода—вода	1340	3,5	2 070	3,5	2470	3,5

Подальший розвиток законодавства ЄС стосовно теплових насосів зумовлений тим, що досить повільні темпи нового будівництва — від 0,4 до 1,2 % — стримують зростання енергоефективності. Крім того, наведені вище законодавчі акти не вирішують одну з основних проблем стійкого функціонування теплових насосів в умовах зростання цін на електричну енергію в міру збільшення обсягів використання ВДЕ в енергетичних системах ЄС.

Тому в 2016 р. Єврокомісія ініціювала перегляд зазначених директив у рамках документа: «Стратегія у галузі енергетики та клімату — 2030 “Чисте повітря для всіх європейців”», що передбачає підвищення енергоефективності до 2030 р. не менш ніж на 27 %.

*Статистичний облік теплових насосів в країнах Європи.* Статистичний облік і аналіз теплових насосів, незважаючи на їх багаторічне використання в Європі, набув достатньої актуальності лише на початку ХХІ ст., коли їхня роль у тепlopостачанні виявилася доволі помітною. До цього облік ТН провадили на рівні науково обґрунтованих оцінок з метою інформування виробників та потенційних споживачів відповідної техніки, а також в інтересах галузевої науки.

Нині теплові насоси використовують у секторах виробництва та споживання теплової енергії. Їх облік у секторі виробництва можна здійснювати в межах чинної енергетичної статистики так само, як і теплогерел інших типів (котельні, електростанції комбінованого виробництва тощо). Прикладом може бути Швеція, де статистичний облік ТН, які працюють у системах централізованого тепlopостачання, проводиться вже багато років.

Проте на сьогодні більшу кількість теплових насосів застосовують у секторі споживання кінцевої енергії, де працюють мільйони установок різних типів та потужностей, і вона швидко зростає. Багато з них використовують

у приватних домогосподарствах, де облік є ускладненим або його потужність є нижчою за граничний рівень статистичного обліку.

Через такі складнощі статистично достовірний облік ТН можна здійснювати, поєднуючи методи прямого обліку із методами аналітичних оцінок та вибіркового статистичного обстеження.

Головним джерелом інформації щодо розвитку ТН на рівні ЄС є статистичний аналіз національних ринків кондиціонерів повітря та теплових насосів. Найбільший досвід у цьому питанні має Європейська асоціація теплових насосів (ЕНРА), яка захищає інтереси найбільших виробників відповідної техніки. Представники асоціації здійснюють збір інформації в 21 найбільшій країні ЄС за спеціально розробленими опитувальними листами, які заповнюються в національних відділеннях ЕНРА, і опубліковують узагальнені щорічні звіти щодо стану та динаміки ринків теплових насосів.

Основна особливість узагальнення статистичних даних ЕНРА полягає в різних підходах до статистичного обліку власне теплових насосів, головним призначенням яких є виробництво теплоти, та реверсивних кондиціонерів, основним призначенням яких є виробництво холоду для потреб кондиціонування. Вважається, що реверсивні установки використовують у режимі нагрівання лише частково — залежно від того, в якій кліматичній зоні їх встановлено.

Зокрема, в ЕНРА вважається, що реверсивні установки повітря—повітря застосовують здебільшого на 90 % для опалення в країнах з холодним кліматом (Естонія, Данія, Фінляндія, Литва, Швеція та ін.), а 10 % загальної кількості реалізованих установок винятково для кондиціонування повітря. Тому ТН повітря—повітря у країнах помірної кліматичної зони (Бельгія, Нідерланди, Польща тощо) не враховуються. У країнах із теплим кліматом (південь Франції, Італії, Португалії та Іспанії) у режимі нагрівання враховується лише незначна кількість продажів повітряних ТН (9,5 %) [5].

Згідно з даними ЕНРА [6] чисельність парку теплових насосів у 21 найбільшій країні ЄС, що задовольняють означені умови відбору, встановлених починаючи з 1995 р., на кінець 2015 р. становила 8,4 млн од. із сумарною тепловою потужністю 79,3 ГВт. За оцінками ЕНРА вони у 2015 р. забезпечили виробництво теплоти в обсязі 165 млрд кВт · год за рахунок вилучення 105,7 млрд кВт · год відновлюваної енергії доквілля та споживання 59,3 млрд кВт · год електричної енергії. Це дало змогу заощадити 135 млрд кВт · год первинної енергії, на 27,1 млн т скоротити обсяг вуглецевих викидів. За даними ЕНРА загальна потужність (storage capacity) усіх теплових насосів, у тому числі реверсивних кондиціонерів, які не включаються в облік виробленої енергії, накопичена в країнах ЄС на кінець 2016 р., становила 333 ГВт [7].

Динаміку кількості ТН та виробництва ними «зеленої» енергії за даними ЕНРА наведено на рис. 2.1.2 і 2.1.3.

Підхід до обліку ТН, що застосовує консорціум EurObserv'ER, діяльність якого пов'язана із моніторингом розвитку відновлюваної енергетики в ЄС, базується на методології, визначеній Директивою 28/2009/ЄС.

## 2.1. Європейський досвід законодавчої підтримки енергоефективних технологій теплопостачання

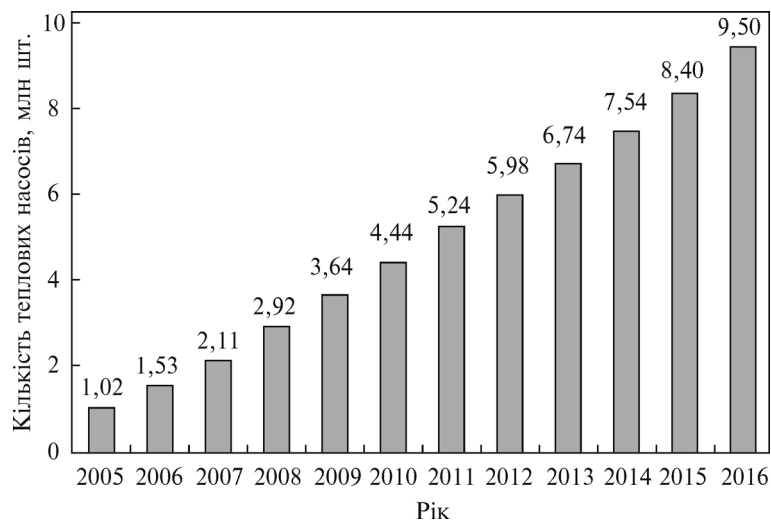


Рис. 2.1.2. Кількість ТН, які працюють у країнах ЄС, за оцінками ЕНРА [5]

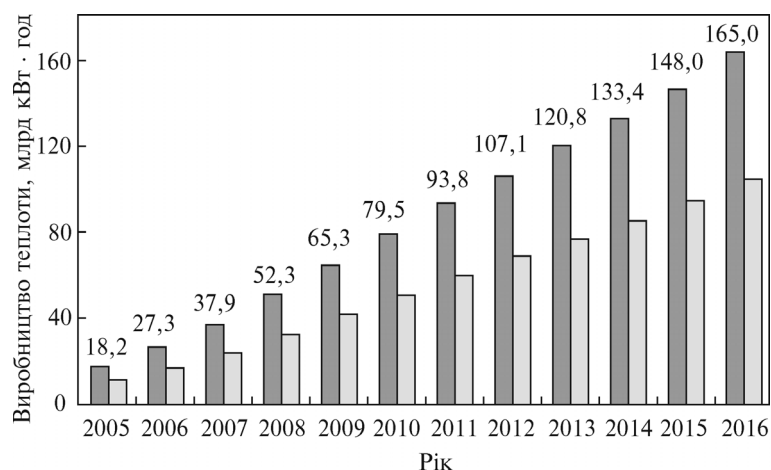


Рис. 2.1.3. Обсяги виробництва ТН теплоти (1), в тому числі з ВДЕ (2), за оцінками ЕНРА [6]

Як головне джерело інформації EurObserv'ER використовує опитувальні листи, заповнені статистичними управліннями міністерств, які індивідуально обирають базу установок для включення в національні цільові розрахунки згідно з методологією Директиви 28/2009/ЄС щодо ВДЕ.

Зазначимо, що єдиний погляд на облік реверсивних ТН у межах ЄС відсутній. Наприклад, у таких країнах, як Франція, Нідерланди, Італія та Іспанія, до статистики вноситься значна частка реверсивних кондиціонерів повітря—повітря, і стверджується, що вони відповідають критеріям ефективності, викладеним в Європейській директиві. Водночас у Бельгії, Німеччині, Австрії та Португалії цей тип ТН виключено з офіційної статистики, що мотивовано необхідністю проведення додаткових досліджень їх наявного парку.

За оцінками EurObserv'ER сумарна кількість ТН у країнах ЄС на кінець 2015 р. становила 29 547 717 од.: 28 142 866 од. аеротермальних та 1 404 851 од. геотермальних і гідротермальних ТН.

Сумарна теплова потужність теплових насосів на кінець 2015 р. дорівнювала 206,7 ГВт: 188,2 ГВт повітряних, 18,5 ГВт геотермальних і гідротермальних ТН [7].

Розбіжності в оцінках потужності теплових насосів ЕНРА та EurObserv'ER пояснюються наведеними вище відмінностями обліку повітряних реверсивних установок, загальна кількість і потужність яких значно перевищувала потужність геотермальних і гідротермальних ТН.

Статистичним обліком та моніторингом розвитку «зелених» ТН, як і інших галузей відновлюваної енергетики, опікується офіційний орган статистики Європейської комісії — Евростат, Директорат Е: Секторальна і регіональна статистика, підрозділ Е-5: Енергія. Для зручності збору інформації та її аналізування, а також забезпечення прозорості даних Єврокомісією розроблено безкоштовну комп'ютерну програму «Shares 2015» (Short Assessment of Renewable Energy Sources — Стисла оцінка відновлюваних джерел енергії) у середовищі MS Excel 2010. Програмний засіб SHARES застосовують для проведення гармонізованого розрахунку частки енергії з відновлюваних джерел серед країн-членів ЄС згідно з методологією Директиви 2009/28/ЄС і керівного документа С (2013) 1082 [8].

На сьогодні доступним є масив підсумкових даних щодо розвитку відновлюваної енергетики, зокрема теплових насосів станом на 2015 р. у країнах-членах та ЄС у цілому, який містить не лише цінну цільову інформацію, а й дає змогу аналізувати методичні особливості обліку ТН різними країнами-членами, що є корисним для створення відповідної методології обліку в Україні [7].

Дані стосовно звітних обсягів виробництва теплової енергії тепловими насосами з ВДЕ у країнах-членах та відповідні дані EurObserv'ER щодо кількості теплонасосних установок у цих країнах наведено у табл. 2.1.3. Декілька країн ЄС надали неповноцінні звіти або обмежилися, як Іспанія, оціночними даними, які не внесли до офіційної статистики.

З наведених даних бачимо, що Іспанія, яку офіційно не включено до підсумкової таблиці, у разі підтвердження її оцінок буде найбільшим виробником теплової енергії з ВДЕ за допомогою теплових насосів, випереджаючи Італію, Францію, Швецію та Німеччину. Можливо, до п'ятірки лідерів згодом буде внесено Португалію, яка теж не визначилася з обліком реверсивних кондиціонерів.

Найбільшого рівня (станом на 2015 р.) використання геотермальної та гідротермальної енергій тепловими насосами досягнуто у Швеції, Франції, Німеччині, Фінляндії й Австрії.

Загальний обсяг виробництва теплової енергії з відновлюваних джерел у межах ЄС офіційно становить 8,607 млн т н. е. (або 100 млрд кВт · год), а з урахуванням оцінки щодо Іспанії — 12,357 млн т н. е. (або 143,7 млрд кВт · год). Ці результати загалом є зіставними з оцінками ЕНРА та EurObserv'ER.

## 2.2. Нормативна регламентація розвитку комбінованого виробництва електричної та теплової ...

Таблиця 2.1.3. Кількість ТН та обсяг виробництва ними теплової енергії з ВДЕ у країнах-членах ЄС у 2015 р.

Країна	Кількість установок, шт. [1]		Виробництво теплоти з ВДЕ, тис. т н. е. [5 ]
	Повітряні	Геотермальні	
Італія**	18430000	14100	2584,50
Франція**	4638908	148675	1989,96
Іспанія**	1497344	1216	4102,40*
Швеція	988191	497658	1196,11
Німеччина	567327	330244	890,01
Фінляндія	577808	94504	408,27
Данія	245291	56023	179,07
Нідерланди	248051	47407	135,03
Португалія**	254944	832	—
Болгарія	214971	4272	74,86
Австрія	66907	95860	175,62
Великобританія	114794	27263	126,75
Естонія	101707	10625	55,59
Бельгія	84499	7774	40,27
Чеська Республіка	44012	21494	90,99
Польща	21982	30255	25,72
Словенія	22231	5500	—
Ірландія	9027	3453	45,15
Словаччина	6607	3073	—
Угорщина	5200	510	5,25
Литва	1870	3693	—
Люксембург	1195	420	3,37
<b>ЄС-28</b>	<b>28142866</b>	<b>1404851</b>	<b>8607,109</b>

\* Оціночне значення, не включене у підсумок.

\*\* Включно з реверсивними кондиціонерами з основною функцією охолодження.

Дані [7] щодо відсотків «зелених» ТН у загальному обсязі встановленої потужності можна застосовувати для уточнення параметрів методики укрупненої оцінки обсягів використання «зелених» ТН в Україні на підставі результатів аналізу даних імпорту теплових насосів в Україну [24].

## 2.2. НОРМАТИВНА РЕГЛАМЕНТАЦІЯ РОЗВИТКУ КОМБІНОВАНОГО ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ТА ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

Законодавча регламентація функціонування та розвитку технологій комбінованого виробництва електричної та теплової енергії в Україні до останнього часу визначалася Законами України «Про енергозбереження», «Про електроенергетику», «Про тепlopостачання», «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», «Про природні монополії» тощо.

**І. Закон України «Про енергозбереження» [19].** У цьому Законі визначено, що стимулювання раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів унаслідок комбінованого виробництва електричної та теплової

енергій (когенерації) належить до основних принципів державної політики енергозбереження (стаття 3, п. і).

**II. Закон України «Про теплопостачання»** [10]. У Законі зазначено, що державна політика у сфері теплопостачання базується на «...принципах пріоритетного розвитку та застосування технології комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (когенерації) та використання альтернативних енергетичних ресурсів, нетрадиційних і поновлювальних джерел енергії» (стаття 6). Також визначено, що «...основними напрямками розвитку систем теплопостачання є впровадження когенераційних установок, у тому числі на базі діючих опалювальних котелень» (стаття 7).

Державне регулювання діяльності підприємств комбінованого виробництва теплової й електричної енергії у сфері теплопостачання статтею 16 Закону України (ЗУ) покладається на Національну комісію (далі — Комісія), що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

До повноважень Комісії у галузі комбінованого виробництва Закон відносить такі:

- розроблення методик розрахунків тарифів на виробництво теплової енергії та плати за її транспортування та постачання;
- забезпечення проведення єдиної тарифної політики у сфері теплопостачання;
- ліцензування та затвердження в установленому порядку ліцензійних умов провадження господарської діяльності з виробництва теплової енергії на теплоцентралях, теплоелектростанціях, атомних електростанціях і когенераційних установках та порядку контролю за їх дотриманням;
- розроблення та затвердження методології (порядку) формування тарифів на теплову енергію у сфері теплопостачання та їх встановлення для суб'єктів природних монополій і суб'єктів господарювання на суміжних ринках, ліцензування діяльності яких здійснюється Комісією.

Згідно зі статтею 20 ЗУ тарифи на теплову енергію, реалізація якої здійснюється суб'єктами господарювання, що займають монополіне становище на ринку, є регульованими і повинні забезпечувати відшкодування всіх економічно обґрунтованих витрат на виробництво, транспортування та постачання теплової енергії. В тарифах має враховуватися повна собівартість теплової енергії і вони повинні забезпечувати рівень рентабельності не нижче за граничний рівень рентабельності, встановлений Кабінетом Міністрів України (далі — КМ України) за поданням центрального органу виконавчої влади у сфері теплопостачання.

У вихідній редакції ЗУ вказувалося, що «У разі, якщо тимчасово тариф на теплову енергію встановлено нижче її собівартості з урахуванням граничного рівня рентабельності, то орган, яким встановлено цей тариф, повинен передбачити механізми компенсації цієї різниці в порядку, встановленому законодавством».

Водночас передбачається, що «Регулювання тарифів на теплову енергію, що виробляється установками з комбінованим виробництвом електричної і теплової енергії, здійснюється з урахуванням того, що вони ...не повинні перевищувати ціни на теплову енергію від інших теплогенеруючих об'єктів на відповідній території».

## **2.2. Нормативна регламентація розвитку комбінованого виробництва електричної та теплової ...**

---

В останній редакції Закону окремо виділяються установки комбінованого виробництва на альтернативних та відновлюваних джерелах енергії. Тарифи на теплову енергію від таких установок встановлюються на рівні 90 % діючого для суб'єкта господарювання тарифу на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу, для потреб відповідної категорії споживачів.

Прикінцеві положення Закону містять поправку до Закону України «Про електроенергетику», яка визначає що «Формування цін на електричну енергію, вироблену на теплоелектроцентралях та інших установках з комбінованим виробництвом електричної і теплової енергії, здійснюється з урахуванням тарифів на теплову енергію».

Закон України «Про електроенергетику» [11], прийнятий у 1998 р., підпорядковувався правилам організації Оптового ринку електричної енергії та стосовно електростанцій комбінованого виробництва ним визначалися:

- пріоритетність розвитку комбінованого виробництва електричної та теплової енергій як енергозберігальної технології;
- технологічні особливості роботи ТЕЦ за графіком теплового навантаження та обмежені можливості участі в регулюванні навантажень енергетичної системи;
- можливість роботи ТЕЦ поза конкурентного ринку електричної енергії за регульованими тарифами на електричну та теплову енергію, що повністю покривають собівартість виробництва з нормованою рентабельністю;
- повноваження щодо регулювання діяльності ТЕЦ з боку Національної комісії регулювання електроенергетики, що мала здійснювати ліцензування, контроль діяльності, розроблення методології визначення та затвердження тарифи на відпуск електричної й теплової енергії, а також інвестиційні програми розвитку ТЕЦ з їх фінансуванням за рахунок амортизаційних відрахувань і тарифних надбавок.

Згідно з цими положеннями ліцензовані ТЕЦ були захищені від конкуренції і мали можливість реалізовувати свою продукцію за регульованими цінами (тарифами), які затверджувалися НКРЕКП України, виходячи з принципу повного покриття всіх виробничих витрат ТЕЦ із певним гарантованим прибутком. Встановлення тарифів на відпуск електричної енергії для ТЕЦ і когенераційних установок регулювалося Методикою формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках, затвердженою постановою НКРЕКП від 01.08.2017 р. № 991. У 2017 р. НКРЕКП здійснювалося регулювання 34 суб'єктів господарювання, які виробляли електричну енергію на ТЕЦ і когенераційних установках [12].

Протягом певного часу ЗУ суттєво змінювався. Остання його чинна редакція (2017 р.) містила лише такі дані щодо ТЕЦ:

- Енергопостачальникам, до яких належать ТЕЦ, видаються ліцензії на види діяльності в електроенергетиці з урахуванням спеціальних умов щодо першочергового забезпечення потреб споживачів теплоти та на території здійснення ліцензованої діяльності (стаття 13).

• Електричну енергію, вироблену на теплоелектроцентралях, що входять до складу енергопостачальників, вони можуть реалізувати самостійно для споживання на території здійснення ліцензованої діяльності (стаття 15).

У 2019 р. ЗУ втратив чинність на підставі Закону № 2019-VIII від 13.04.2017 р. «Про ринок електричної енергії».

**III. Закон України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу» [14].** Законом визначаються правові, економічні та організаційні засади діяльності суб'єктів відносин у сфері енергозбереження щодо використання когенераційних установок, регулюються відносини, пов'язані з особливостями виробництва, передачі й постачання електричної та теплової енергії від когенераційних установок. Його метою є створення правових засад для підвищення ефективності використання палива в процесах виробництва енергії або інших технологічних процесах розвитку та застосування технологій комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, підвищення надійності та безпеки енергопостачання на регіональному рівні, залучення інвестицій на створення когенераційних установок. Законом регулюються відносини, що виникають у сфері енергозбереження між власниками когенераційних установок і енергопостачальними організаціями, які здійснюють діяльність з передачі або постачання електричної енергії, незалежно від форми власності. Суттєво, що його дія в частині стимулювання використання когенераційних установок поширюється на установки, введені в експлуатацію після набрання чинності цим Законом, тобто після 2005 р. Таким чином, основна частка потужностей комбінованого виробництва на ТЕЦ, ТЕС і АЕС, які споруджено переважно у XX ст., у сферу його дії не потрапляють. Законом передбачається надання певних пільг і преференцій власником когенераційних установок, які задовольняють критерії «кваліфікованої когенераційної установки».

Державне регулювання у сфері використання когенераційних установок здійснюється:

- проведенням кваліфікації когенераційних установок;
- ліцензуванням господарської діяльності з комбінованого виробництва теплової та електричної енергії;
- встановленням тарифів на електричну та теплову енергію;
- наданням дозволів на встановлення або спорудження когенераційних установок на базі наявних енергетичних об'єктів;
- наглядом і контролем за безпечним виконанням робіт під час будівництва чи реконструкції когенераційних установок.

Видачу ліцензій і встановлення тарифів на електричну та теплову енергію, що виробляються когенераційними установками, здійснює НКРЕКП України. Порядок кваліфікації когенераційних установок визначає стаття 11 ЗУ.

Когенераційні установки, які відпускають частину або весь обсяг виробленої електричної енергії споживачам, крім власних потреб, можна визнати кваліфікованими, якщо вони відповідають кваліфікаційним показникам однієї з умов:



## **2.2. Нормативна регламентація розвитку комбінованого виробництва електричної та теплової ...**

---

1) як основне паливо використовують скидний енергетичний потенціал технологічних процесів; для таких установок виробництво теплової енергії не є обов'язковим. Якщо застосовують додаткове паливо, то ефективність його використання протягом одного року з дня введення в експлуатацію установки та кожних наступних 12 місяців не повинна бути меншою ніж 42 %;

2) як основне паливо використовують традиційне (органічне) паливо, при цьому обсяг відпущеної теплової енергії не повинен бути меншим ніж 10 % загального виробництва електричної та теплової енергії протягом одного року з дня її введення в експлуатацію і протягом кожних наступних 12 місяців; протягом вказаного строку обсяг відпущеної електричної та теплової енергії порівняно з енергією основного та додаткового палива повинен становити не менше ніж 42 %.

На сьогодні між окремими положеннями цього Закону і відповідним законодавством ЄС, зокрема Директивою 2012/27/ЄС, існує колізія; інші положення потребують корекції у зв'язку з втратою чинності ЗУ «Про електроенергетику» та прийняттям ЗУ «Про ринок електричної енергії». Тому Держенергоефективності України розроблено та внесено проект Закону України «Про внесення змін до ЗУ “Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу” щодо розвитку високоефективної когенерації», яким передбачається, зокрема, імплементація основних положень Директиви 2012/27/ЄС у частині високоефективної когенерації. Законопроект, прийнятий ВР у 2021 р., передбачає заміну терміну «кваліфікаційна когенераційна установка» на термін «високоефективна когенерація» із впровадженням відповідної методології кваліфікації згідно з додатками I та II до Директиви 2012/27/ЄС.

Україна відповідно до взятих на себе міжнародних зобов'язань у зв'язку з підписанням Угоди про асоціацію 2004 р. та приєднанням до Енергетичного Співтовариства вдалася до реформування енергетичних ринків та до гармонізації регуляторних правил роботи виробників електричної енергії за вимогами Третього енергетичного пакета згідно з відповідними Директивами ЄС.

Базові правила регулювання діяльності з виробництва, передачі, розподілу та постачання електроенергії обумовлює Закон України «Про ринок електричної енергії» [9]. У цьому Законі визначаються правові, економічні та організаційні засади функціонування ринку електричної енергії, ним регулюються відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, розподілом, купівлею-продажем, забезпеченням надійного та безпечного постачання електричної енергії споживачам із урахуванням їхніх інтересів, розвитку ринкових відносин, мінімізації витрат на постачання електричної енергії, а також суттєвого зменшення негативного впливу на довкілля.

У ньому передбачається створення конкурентних ринків двосторонніх договорів, балансувального ринку, ринку «на добу наперед» і ринку допоміжних послуг, а також визначаються основні ідеологічні напрями докорінного трансформування ринку електроенергії з упровадженням конкурентних механізмів ціноутворення на електричну енергію, вироблену ТЕЦ і когенераційними установками.

Прийняття цього Закону відміняє дію основних статей Закону України «Про електроенергетику», а отже, і відповідні пільгові умови функціонування підприємств комбінованого виробництва електричної енергії і теплоти поза конкуренції на ринку електричної енергії. Водночас у галузі теплопостачання умови використання ТЕЦ не змінюються.

Роботі ТЕЦ в існуючому стані на засадах конкурентного ринку електричної енергії притаманні суттєві труднощі з огляду як на високу собівартість виробництва електричної енергії, зумовлену вищими цінами на природний газ порівняно з цінами на вугілля та ядерне паливо, так подекуди низьку енергетичну ефективність (ЕЕ) застарілого обладнання, а також природні обмеження щодо регулювання електричних навантажень під час роботи за тепловим графіком.

Тому для підготовки ТЕЦ до роботи на новому ринку Законом України «Про ринок електричної енергії» передбачається їх тимчасова державна підтримка протягом перехідного періоду, який датується 2024 р.

У статті 12 «Прикінцевих положень» Закону вказано, що з метою забезпечення надійного та безперебійного централізованого теплопостачання населення КМ України може прийняти рішення про тимчасову підтримку деяких виробників, які здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях, для проведення їх реконструкції та/або модернізації. На виконання цього пункту КМ України Постановою КМ України «Про затвердження Порядку надання тимчасової підтримки виробникам, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях» від 18.04.2018 р. № 324 затверджено Порядок надання підтримки виробникам, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях [13], який містить:

- вимоги до аудиту технічного стану теплоелектроцентралі;
- вимоги до техніко-економічного обґрунтування доцільності їх реконструкції та/або модернізації;
- зобов'язання виробника щодо реконструкції та/або модернізації теплоелектроцентралі;
- умови придбання послуги з підвищення ефективності комбінованого виробництва електричної та теплової енергії.

Рішення про тимчасову підтримку приймається індивідуально для кожного виробника, що здійснює комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралі, у разі:

- вищої за ринкову ціну собівартості виробництва електричної енергії теплоелектроцентралю без проведення реконструкції та/або модернізації;
- відсутності альтернативних джерел теплової енергії на території теплопостачання теплоелектроцентралі;
- наявності техніко-економічного обґрунтування, розробленого за результатами аудиту технічного стану теплоелектроцентралі, щодо доцільності реконструкції та/або модернізації теплоелектроцентралі порівняно з будівництвом нових альтернативних джерел теплопостачання;
- наявності техніко-економічного обґрунтування щодо доцільності реконструкції та/або модернізації теплоелектроцентралі для ОЕС України.

## 2.2. Нормативна регламентація розвитку комбінованого виробництва електричної та теплової ...

---

Рішення про тимчасову підтримку виробника, що здійснює комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралі, або про відмову в підтримці приймається протягом трьох місяців із дня звернення такого виробника на підставі висновку комісії, склад якої визначає КМ України.

Вимоги до техніко-економічного обґрунтування доцільності реконструкції та/або модернізації теплоелектроцентралі мають стосуватися, зокрема, типу основного палива до та після реконструкції та/або модернізації, зміни електричної та теплової потужності внаслідок реконструкції та/або модернізації, співвідношення теплової та електричної потужностей під час реконструкції та/або модернізації, рівня питомих витрат палива на виробництво електричної та теплової енергії, рівня викидів шкідливих речовин; використання в разі заміни основних елементів обладнання новітніх технологій, що зумовлюють підвищення коефіцієнта корисної дії об'єкта реконструкції та/або модернізації.

Найсуттєвішими вимогами до проектів реконструкції є:

- відповідність проекту критеріям високоефективної когенерації згідно з вимогами Директиви 2012/27/ЄС [2] (див. підрозд. 2.1);
- відповідність проекту екологічним вимогам Директиви 2010/75/ЄС щодо промислових викидів [4] та Національному плану скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ) [20].

Зазначимо, що умова високоефективної когенерації може виявитися занадто обтяжливою для ТЕЦ на тиски пари до 9 МПа. Певні проблеми створює також необхідність задоволення Національного плану дій, однією з вимог якого є перехід ТЕЦ на використання вугілля. З огляду на сучасну тенденцію до зниження цін на природний газ, протидію використанню вугілля, що зростає, світової громадськості, непевний стан вугільної промисловості України, значні витрати на сучасне природоохоронне обладнання вугільних електростанцій, неминуче впровадження прогресивних зборів за вуглецеві викиди привабливішими є проекти на основі високоефективних газотурбінних і газопоршневих комбінованих (парогазових) циклів та/або на біомасі.

ТЕЦ реконструюють та/або модернізують за рахунок коштів виробника, що здійснює комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралі, та/або власника такої теплоелектроцентралі.

Тимчасову підтримку виробнику надають, запроваджуючи державну регульовану ціну на електричну енергію, вироблену на такій теплоелектроцентралі, на строк реконструкції та/або модернізації, та повертаючи залучені з цією метою кошти до 01.07.2024 р.

Державну регульовану ціну закупівлі електричної енергії встановлює Регулятор для кожної окремої ТЕЦ на обсяг відпуску електричної енергії, визначений за графіком виробництва теплової енергії. Методику розрахунку державної регульованої ціни на електричну енергію затверджує Регулятор. З її допомогою має забезпечуватися відшкодування економічно обґрунтованих витрат, у тому числі покриття обґрунтованих інвестицій, та отримання прибутку з урахуванням справедливого розподілу витрат між діяльністю з виробництва електричної та теплової енергії.

Тимчасова підтримка діє за умови дотримання виробником зобов'язань щодо виконання робіт із реконструкції та/або модернізації ТЕЦ та строків реалізації етапів проекту реконструкції та/або модернізації. За результатами моніторингу КМ України може переглянути рішення про тимчасову підтримку виробника, що здійснює комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралі. Виробники, стосовно яких прийнято рішення про тимчасову підтримку, надають оператору системи передачі послугу з підвищення ефективності комбінованого виробництва електричної та теплової енергії до 01.07.2024 р. за відповідним договором. Вартість послуги з підвищення ефективності комбінованого виробництва електричної та теплової енергії повинна забезпечувати покриття різниці між вартістю електричної енергії за державною регульованою ціною та за цінами ринку «на добу наперед». Регулятор щороку встановлює граничні показники обсягу та вартості послуг із підвищення ефективності комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, в межах яких оператор системи передачі здійснює придбання таких послуг.

Джерелом фінансування послуг з підвищення ефективності комбінованого виробництва електричної та теплової енергії є тариф оператора системи передачі.

Міненерго у червні 2018 р. надало Дорожню карту подальших дій, проблеми і шляхи їх вирішення на кожному етапі підготовки ТЕЦ до прийняття КМ України рішення щодо надання тимчасової підтримки для реконструкції та/або модернізації ТЕЦ і до кінця фізичної реалізації проекту.

Реалізація дій, передбачених НПСВ та Дорожньою картою тимчасової підтримки, докорінно змінить як склад, так і умови функціонування ТЕЦ України. Але яким чином — буде зрозуміло після подання та затвердження Урядом відповідних програм модернізації та/або реконструкції ТЕЦ.

**ІV. Закон України «Про природні монополії»** [18] у частині комбінованого виробництва відповідає нормам законів України «Про ринок електричної енергії», «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг», «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг». Дія цього Закону поширюється на відносини, що виникають на товарних ринках України, які перебувають у стані природної монополії, та на суміжних ринках, зокрема у сфері комбінованого виробництва електричної і теплової енергії. За цим Законом, державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій і суміжних ринків здійснюється національними комісіями регулювання природних монополій, які утворюються і функціонують відповідно до нього з особливостями, встановленими Законом. У ньому наведено основні визначення та поняття у сфері регулювання природних монополій та суміжних ринків — природної монополії, суміжних ринків, стимулюючого регулювання природних монополій та суміжних ринків, а також перелік сфер діяльності природних монополій та суміжних ринків, що підлягають стимулюючому регулюванню. До монопольної діяльності за Законом належить, зокрема, транспортування теплової енергії до суміжних ринків, серед інших, виробництво електричної та теплової енергії, постачання електричної енергії, постачання теплової енергії.

## **2.2. Нормативна регламентація розвитку комбінованого виробництва електричної та теплової ...**

---

Зведений облік суб'єктів природних монополій за цим Законом ведеться Антимонопольним комітетом України на підставі реєстрів суб'єктів природних монополій у сфері житлово-комунального господарства, що формуються національною комісією, яка здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг, а в інших сферах, де діють суб'єкти природних монополій, — національними комісіями регулювання природних монополій у відповідній сфері або органами виконавчої влади, що здійснюють функції такого регулювання до створення цих комісій.

Діяльність суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках підлягає ліцензуванню.

Предметом державного регулювання діяльності суб'єктів природних монополій згідно з цим Законом є:

- ціни (тарифи) на товари, що виробляються (реалізуються) суб'єктами природних монополій;
- доступ споживачів до товарів, які виробляються (реалізуються) суб'єктами природних монополій;
- інші умови здійснення підприємницької діяльності у випадках, передбачених законодавством.

Державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій здійснюється відповідно до: принципів гласності та відкритості процедур регулювання; адресності регулювання, його спрямованості на конкретний суб'єкт природної монополії; самоокупності суб'єктів природних монополій; стимулювання підвищення якості товарів і задоволення попиту на них; забезпечення захисту прав споживачів; підвищення ефективності функціонування суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії унаслідок застосування стимулюючого регулювання.

Стимулююче регулювання у цьому законі — це державне регулювання цін (тарифів) на товари суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, що передбачає застосування визначених регулятором параметрів регулювання, які мають довгостроковий термін дії, стимулює суб'єктів регулювання до підвищення якості товарів та ефективності регульованої діяльності з поступовим скороченням неефективних витрат та забезпечує створення умов для залучення інвестицій з метою сталого функціонування та розвитку.

Органи, які здійснюють державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій, у ході прийняття рішень щодо такого регулювання враховують інформацію про діяльність суб'єкта природної монополії, надану об'єднаннями споживачів, суб'єктами природних монополій та іншими зацікавленими особами, про результати оприлюднення та відкритих слухань щодо зміни цін (тарифів) на товари суб'єктів природних монополій. Порядок оприлюднення інформації та відкритих слухань щодо зміни цін (тарифів) на товари суб'єктів природних монополій визначається тими органами, на які відповідно до Закону України «Про ціни і ціноутворення» покладається затвердження або регулювання цін (тарифів).

Законом визначаються обов'язки суб'єктів природних монополій, пов'язаних із веденням регуляторної діяльності, та відповідальність за їх порушення.

**V. Закон України «Про державне регулювання у сфері комунальних послуг» [21].** Зазначено, що:

1. Органом державного регулювання у сфері комунальних послуг є Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП).

2. Порядок організації діяльності НКРЕКП визначається ЗУ «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг».

Завданням НКРЕКП є здійснення державного регулювання діяльності суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках.

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, застосовує такі засоби регуляторного впливу на суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках:

1) ліцензування господарської діяльності та контроль за дотриманням ліцензійних умов;

2) встановлення тарифів на комунальні послуги для суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках;

3) встановлення для суб'єктів природних монополій, які провадять діяльність у сфері централізованого водопостачання та централізованого водовідведення, індивідуальних технологічних нормативів використання питної води;

4) інші засоби, передбачені чинним законодавством України.

**VI. Закон України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» [22].** У Законі зазначено, що до сфери діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, належить, зокрема, регулювання діяльності з виробництва теплової енергії на теплогенерувальних установках, включно з установками для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, транспортування її магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами, постачання теплової енергії в обсягах понад рівень, встановлений умовами та правилами провадження господарської діяльності (ліцензійними умовами), моніторинг ринків у сферах енергетики та комунальних послуг, зокрема, щодо застосування умов для приєднання до мереж нових генерувальних потужностей з належним урахуванням витрат і вигід, а також із розподіленою генерацією та комбінованим виробництвом теплової та електричної енергії (когенерацією).

Порядок формування та встановлення тарифів на комунальні послуги для суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках підпорядкований таким принципам:

## **2.2. Нормативна регламентація розвитку комбінованого виробництва електричної та теплової ...**

1. Тарифи на комунальні послуги формуються суб'єктами природних монополій та суб'єктами господарювання на суміжних ринках відповідно до порядків (методик), встановлених національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, відповідно до цього Закону.

2. Тарифи на комунальні послуги суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках повинні забезпечувати відшкодування всіх економічно обґрунтованих планованих витрат на їх виробництво з урахуванням планованого прибутку.

3. Встановлення тарифів на комунальні послуги, нижчих за економічно обґрунтовані витрати на їх виробництво, не допускається і їх можна оскаржити в суді.

**Нормативно-технічна регламентація енергоефективності когенераційних технологій.** Окрім описаних інтегральних показників ефективності, що визначають критерії «кваліфікована когенерація» та «високоефективна когенерація», введених відповідно Законом України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу» і Директивою 2012/27/ЄС, імплементація якого передбачається законопроектом [15], чинна система нормативно-технічного забезпечення у галузі енергетики України основними показниками енергетичної ефективності теплових електростанцій, котельних та інших установок генерації теплової енергії вважає питомі витрати умовного палива на відпуск електричної і теплової енергії. Визначення цих показників є методично дещо складним, що пов'язано з неочевидністю розподілу витрат палива між видами енергетичної продукції, однак вони є важливими як для оцінювання енергоемності, так і для визначення цін (тарифів) на електричну та теплову енергію, вироблену ТЕЦ або когенераційною установкою.

На сьогодні в Україні відомі щонайменше чотири нормативні документи, що визначають порядок визначення абсолютних і питомих витрат палива на відпуск електричної і теплової енергії від теплових електростанцій в умовах їх комбінованого виробництва.

Починаючи з 1996 р. і дотепер в Україні є чинним галузевий керівний документ ГКД 34.09.103—96 «Расчет отчетных технико-экономических показателей электростанции о тепловой экономичности оборудования»\*.

Згідно з цим документом економія палива, що виникає внаслідок комбінованого виробництва, припадає здебільшого на електричну енергію, тому ефективність її виробництва зростає до рівня, що звичайно перевищує теоретичну ефективність, визначену за теоремою Карно незалежно від фактичного стану паротурбінної установки. При цьому питома витрата палива на відпуск теплоти практично збігається з ККД енергетичного котла ТЕЦ. Отже, ТЕЦ у такому випадку не має суттєвих переваг перед сучасними водогрійними котельнями, а враховуючи додаткові витрати і втрати під час магістрального транспортування теплоти, часто їм поступається.

\* ГКД 34.09.103—96. Киев: УНПО «Энергопрогресс», 1996.

Щоб позбутися цього недоліку в 1998 р. у ГКД 34.09.103—96 внесено поправку, за якою певну частку економії палива була віднесено на теплову енергію з метою її «здешевлення».

Цю поправку закріплено у ГКД 34.08.108—98 «Розподіл витрат палива на теплових електростанціях на відпущену електричну і теплову енергію при їх комбінованому виробництві»\*\*, що використовують як додаток до вихідного документа.

Розрахунки за цими документами на електричних станціях є доволі складними через використання суто технологічних параметрів її роботи, які у свою чергу залежать від складу обладнання, режимів його застосування, технічного стану, кліматичних чинників, а також наявних показників інструментального обліку енергетичних потоків. Показники питомих витрат палива на відпуск електричної і теплової енергії можна визначити тільки на базі конкретних даних кожної ТЕЦ за відповідний період. Незрозумілим є використання методики для установок, відмінних від паротурбінних.

У 2003 р. набув чинності також галузевий керівний документ ГКД 34.09.100—2003 «Витрати палива на відпущену електричну та теплову енергію при їх комбінованому виробництві. Методика визначення». У цьому документі на пряму засвідчується умовний характер показників ефективності ТЕЦ і передбачається призначення на певний термін із періодичним пере-призначенням індивідуальних показників ефективності, які є найприйнятнішими для кожної електростанції. Також у ньому подано методику розрахунку мінімально припустимого значення питомої витрати палива на відпуск теплової енергії, що визначають у рамках термодинамічної теорії та подають у табличному вигляді. На сьогодні ГКД 34.09.100—2003 є основним документом, що використовується НКРЕКП для обґрунтування показників собівартості виробництва та відповідних відпускних тарифів на електричну і теплову енергію.

У 2014 р. прийнято, а в 2017 р. набув чинності національний стандарт України ДСТУ 7674:2014 «Енергозбереження. Енергоємність технологічного процесу вироблення електричної та теплової енергії, відпущеної тепловою електростанцією» (надано чинності: наказ Мінекономрозвитку України від 29.12.2014 р. № 1484), що ґрунтується на точному методі визначення питомих витрат палива на відпуск електричної та теплової енергії, який розроблено згідно з 1-м та 2-м законами термодинаміки. Як джерело інформації цей стандарт застосовує зовнішні техніко-економічні параметри роботи ТЕЦ — відпуск електричної та теплової енергії, сумарні витрати палива на ТЕЦ, а також середні значення температури і тиску пари перед турбінами ТЕЦ. Теоретичні засади термодинамічного методу, використаного у стандарті, детально розглянуто у праці [26].

---

\*\* ГКД 34.08.108—98. Київ: НДІ Енергетики, 1998. 17 с.



### 2.3. НОРМАТИВНА РЕГЛАМЕНТАЦІЯ РОЗВИТКУ ТЕПЛОНАСОСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ В УКРАЇНІ

Теплові насоси — ефективні та екологічно чисті засоби використання відновлюваної енергії довкілля, акумульованої у вигляді теплоти навколишнього повітря (аеротермальна енергія), поверхневих вод (гідротермальна енергія), поверхневих шарів земної поверхні (геотермальна енергія) унаслідок витрат приводної електричної (механічної) енергії, енергії палива, скиданої ТЕ.

Загальну теплопродуктивність теплового насоса визначають як суму вилученої теплоти довкілля та енергії приводу. Тому витрати приводної енергії на одержання одиниці теплової енергії споживчого потенціалу в ТН нижчі, ніж у нагрівних пристроях прямої дії. Загальна енергетична, економічна та екологічна ефективність використання сучасних теплових насосів, які характеризуються високою технологічною досконалістю, істотно залежить від того, як одержують енергію для надання їм дії та як використовують одержану ними теплову енергію.

Сприятливі умови для використання ТН виникають у енергетичних системах зі значною часткою генерації первинної або умовно первинної електричної енергії, що одержують на ГЕС, АЕС, ВДЕ без використання традиційних органічних палив, до яких належить і ОЕС України, де частка виробництва умовно первинної електричної енергії на великих ГЕС і АЕС досягає близько 60 %. Швидкими темпами вводяться у дію вітряні і сонячні електростанції, малі ГЕС, електричні станції на біомасі, біогазові енергоустановки. Отже, з погляду зниження рівня споживання органічних палив на потреби теплопостачання та відповідно вуглецевих викидів із продуктами їхнього згоряння впровадження теплових насосів у Україні можна вважати досить перспективним.

Не менш важливими є і соціальні наслідки розвитку теплонасосного теплопостачання. Теплові насоси забезпечують екологічно чисте та економічне витрачання енергії на рівні споживачів унаслідок автоматичного та програмованого регулювання продуктивності згідно з бажаними температурними умовами приміщень. Їх експлуатація не потребує безпосереднього втручання користувачів. Влітку вони здатні охолоджувати приміщення в активному режимі або пасивно — за рахунок холоду, накопиченого взимку. Крім того, ТН можуть відігравати роль споживача — регулятора навантажень енергетичної системи з одночасним зниженням рахунків на спожиту електричну енергію. Іншими словами, теплові насоси здатні забезпечити порівнянні та навіть кращі умови теплового комфорту для праці та відпочинку, ніж найдосконаліші наявні системи централізованого теплопостачання.

Фактичні рівні використання теплових насосів у системах теплопостачання залежать від багатьох чинників, головними з яких є співвідношення цін на природний газ та електричну енергію, темпи житлового будівництва, рівень купівельної спроможності населення, кліматичні чинники, енергетична ефективність власне ТН.

Впровадження теплових насосів в Україні набуло помітного розвитку з 90-х років ХХ ст., а найсуттєвішого — у 2005—2008 рр. через стрімке зростання цін на природний газ. На той час Україна входила до четвірки країн Європи з найбільшим ринком теплонасосної техніки, основою яких були реверсивні кондиціонери (РК) із функцією нагрівання. В останні роки парк ТН в Україні набув значної сумарної потужності, суттєво впливаючи на графік споживання електричної енергії. Сьогодні складно уявити житлові, адміністративні або комерційні будівлі, які не оснащено щонайменше десятком кондиціонерів, більшість із яких є реверсивними. Істотного поширення теплові насоси набули в індивідуальному будівництві, де їх впровадження вдало поєднується із низькотемпературними опалювальними приладами (тепла підлога, стінові опалювальні панелі, вентиляторні нагрівальні прилади (фан-койл) тощо), у системах цілорічного кондиціонування комерційного сектору (готелі, ресторани і кафе, центри відпочинку, приватні клуби, торгівельні, виставкові, офісно-складські комплекси), у бюджетних закладах: дитячих садках, школах, університетах, лікарнях тощо. Потужні теплові насоси впроваджують у промисловій та комунальній енергетиці.

Суттєвий рівень розповсюдження ТН у вітчизняній енергетиці визначає актуальність врахування їх внеску у регіональні, галузеві та загальні енергетичні баланси країни. Розвиток теплових насосів в Україні характеризується істотною нерівномірністю [24]. Переважну частку існуючих потужностей було введено в дію на початку ХХІ ст., після цього на ринку відбувся суттєвий спад, який триває й досі. Внаслідок виведення з експлуатації установок, у яких закінчився строк дії, в останні роки намітилася тен-

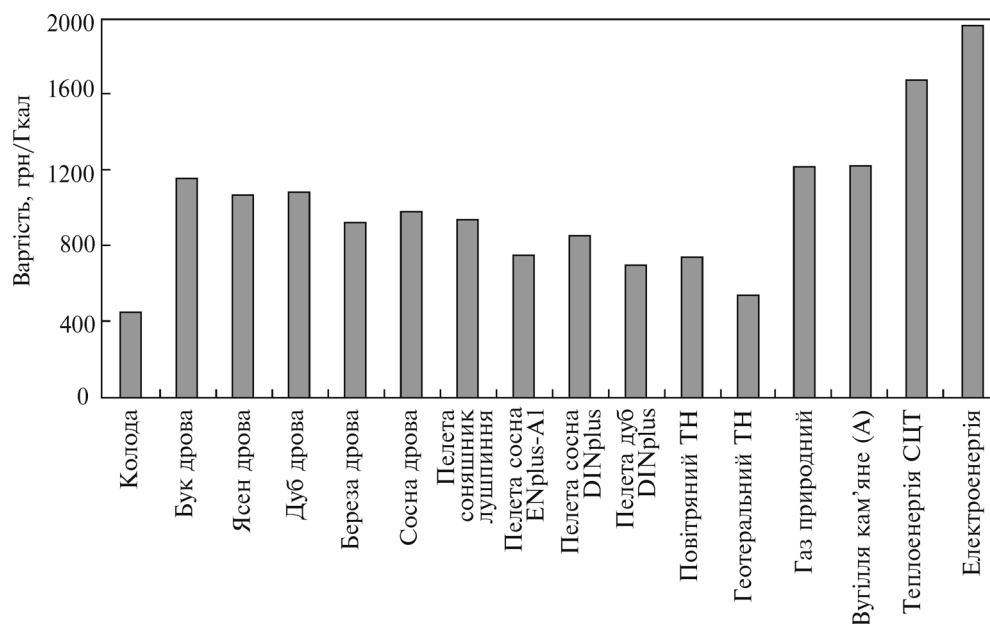
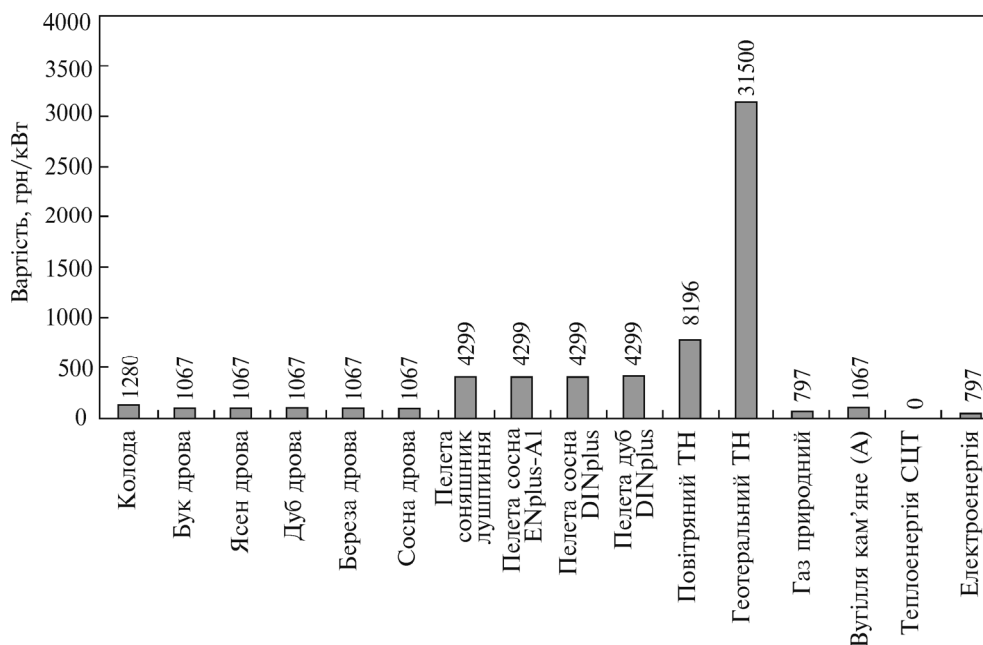


Рис. 2.3.1. Собівартість виробництва теплоти різними автономними тепловими джерелами (за цінами на I квартал 2019 р.)

### 2.3. Нормативна регламентація розвитку теплонасосних технологій в Україні



**Рис. 2.3.2.** Питома вартість теплогенерувального обладнання (за цінами на початок 2019 р.)

денція до зниження встановленої потужності та відповідно виробництва теплової енергії ТН. Проаналізувавши поточні витрати на експлуатацію автономних систем генерації ТЕ (рис. 2.3.1), дійшли висновку, що геотермальні та повітряні теплові насоси, які вдовольняють наведені у розд. 2.1 критерії ефективності, забезпечують дешевше виробництво теплової енергії, ніж традиційні електричні й газові котли та можуть створювати конкуренцію теплоджерелам на дровах і пелетах.

Вартість обладнання повітряних і, особливо, геотермальних ТН (рис. 2.3.2) кратно перевищує вартість котлів на біопаливі, а тим більше — традиційного опалення. Пояснюється це насамперед імпортом вискоєфективного теплонасосного обладнання в Україні.

Отже, за наявних цін на енергоносії й обладнання у вискоєфективних ТН побутового призначення обмежені конкурентні можливості, а їх масове впровадження в існуючі будівлі неможливе без істотної організаційно-фінансової підтримки — для зниження як інвестиційних витрат стимулюванням вітчизняних виробників і розробників теплонасосного обладнання, так і тарифу на електричну енергію його користувачам.

Це визначає актуальність розроблення заходів із підтримки подальшого розвитку ТН у країні на підставі результатів проведеного аналізу передового досвіду нормативно-законодавчої й методичної бази, накопиченої у країнах ЄС. Передусім це стосується методології обліку ТН, на якому ґрунтується оцінювання сучасного стану та моніторингу ефективності стимулюючих заходів.

Удосконаленню обліку теплових насосів сприяє їх внесення до переліку ВДЕ згідно з Директивою 2009/28/ЄС (надалі — Директива), спрямованою на посилення підтримки розвитку відновлюваної енергетики в країнах-членах ЄС з метою досягнення запланованого на 2020 р. 20%-вого скорочення обсягів парникових викидів. Основні положення Директиви відображено в ЗУ від 1.11.2016 № 1711-VIII «Про внесення змін до Закону України “Про альтернативні джерела енергії”» в частині віднесення ТН до обладнання, що використовує відновлювану енергію. Нова редакція Закону визначає загальні умови віднесення теплових насосів до відновлюваної енергетики за критерієм енергетичної ефективності, а також обов’язок щодо розробки методики розрахунку енергії, виробленої ТН з метою формування звіту для Енергетичного Співтовариства про досягнутий прогрес у підтримці та використанні ВДЕ.

Співробітниками Інституту технічної теплофізики НАН України за сприяння проекту технічної допомоги UNIDO «Підвищення енергоефективності в агрохарчових та інших малих та середніх підприємствах (МВП) України» на підставі результатів аналізування відповідного досвіду зарубіжних країн, вказівок Директиви та її доповнень, а також національних особливостей впровадження теплових насосів в Україні розроблено наукові засади укрупненого оцінювання встановленої потужності ТН в Україні та проект Методики обчислення енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел (надалі — Методика).

Наразі Методику затверджено наказом Міністерства регіонального розвитку України від 12.03.2018 р. № 52, який зареєстровано в Міністерстві юстиції України 03.04.2018 р. № 395/3184. (Текст Методики наведений у додатку 4.)

Важливим завданням є проведення та аналізування результатів укрупненого оцінювання накопиченої потужності ТН в Україні, а також аналізування обсягів виробництва ними відновлюваної енергії в загальному обсязі постачання кінцевої енергії в Україні за цією Методикою.

**Основні характеристики розрахункової методики.** Методику розроблено з метою укрупненого оцінювання сумарної потужності ТН в Україні та орієнтовного розрахунку обсягу виробництва ними теплоти, отриманої з ВДЕ.

Основними критеріями, покладеними в основу її розроблення, є:

- максимальний ступінь охоплення обліком усього масиву ТН, створеного в Україні в 2001—2017 рр.;
- максимальна простота та прозорість розрахунків;
- додержання рекомендацій розділу V Директиви, додатка 7 до неї, а також загальних методичних положень щодо оцінювання внеску ТН у загальний обсяг використання відновлюваної енергії в країнах-членах ЄС, які викладено в документі С (2013) 1082 «Керівні принципи для країн-членів щодо розрахунку відновлюваної енергії від теплових насосів з різними теплонасосними технологіями відповідно до розділу V Директиви 2009/28/ЄС» (надалі — Регламент), створеному за рішенням Єврокомісії та Європарламенту.

Методика ґрунтується на таких положеннях та припущеннях:

- Існуючий масив теплонасосних установок, встановлених в Україні, надходив у країну як імпорт готових виробів або основних складових для їх виготовлення на місці.

### 2.3. Нормативна регламентація розвитку теплонасосних технологій в Україні

---

- Теплонасосні установки утворюють дві групи:
  - реверсивні кондиціонери (РК), первинною функцією яких є робота в режимі охолодження повітря, а вторинною — робота у режимі нагрівання повітря;
  - теплові насоси (ТН), первинною функцією яких є робота у режимі нагрівання повітря або проміжних теплоносіїв (вода, розсіл) системи опалення та/або гарячого водопостачання, а вторинною — охолодження повітря або теплоносіїв системи кондиціонування в активному або пасивному режимі.
- Облік РК та ТН за кожний календарний рік здійснюється на підставі інформації ДФС України щодо загальної маси виробів за відповідним міжнародним кодом зовнішньоекономічної діяльності.
- Для періодів, щодо яких офіційна інформація ДФС відсутня, припускається використання додаткової інформації міжнародних органів статистичного аналізу зовнішньоекономічної діяльності.
- Для оцінювання доданої потужності РК за доданою масою використовують єдиний коефіцієнт питомої маси, що являє собою усереднене значення відношення маси установок до їх потужності на нагрівання і встановлюється за результатами аналізу масиву даних фірм-виробників для РК найпоширеніших марок, а також даних статистики внутрішнього ринку РК.
- У випадку ТН застосовують аналогічний показник усередненої питомої маси. Його визначають на підставі збору та усереднення масиву даних щодо фактично встановлених в Україні ТН, в яких є чітка локалізація та ідентифікація за одиничною потужністю, маркою, джерелом одержання низькопотенційної теплоти (повітря атмосферне, повітря відпрацьоване, вода природних водоймищ, оборотних систем, горизонтальний ґрунтовий колектор, вертикальні свердловини тощо). За результатами аналізу знаходять середню питому масу ТН та їх структуру за типовими класифікаційними (технологічними) групами, наведеними в Регламенті. У цій редакції Методики використано дані щодо 330 теплонасосних установок різних типів, оголошені найбільшими фірмами-установниками відповідного обладнання.
- Усереднені показники підлягають періодичному уточненню в міру розширення бази даних і трендів змін технічних характеристик встановленого обладнання.
- Відокремлення потужності ТН, що задовольняють вимоги Директиви щодо мінімального коефіцієнта продуктивності, здійснюється на підставі експертних оцінок, базованих на аналізі опублікованих результатів обстежень встановленого обладнання в зарубіжних країнах (Великобританія, Німеччина, Австрія) незалежними експертами, а також даних окремих обстежень ТН в Україні.
- Розрахунок виробництва енергії тепловими насосами з ВДЕ здійснюється за рекомендаціями Регламенту щодо типових значень коефіцієнтів продуктивності й тривалості використання встановленої потужності ТН різних класифікаційних груп.
- Кумулятивну масу та потужність ТН, накопичені за минулі роки, визначають як суму їх надходжень за кожний рік за винятком потужностей, в яких перевищено термін служби — 15 років.

○ Розрахунок частки енергії, виробленої ТН із ВДЕ в загальному обсязі кінцевої енергії, виконують за даними Державної служби статистики України за відповідні роки.

**Вихідні дані, використані у розрахунках.** Основним джерелом вихідних даних, необхідних для проведення розрахунків за описаною методикою, є інформація Державної фіскальної служби (ДФС) України щодо щорічних обсягів ввезення в Україну теплових насосів і реверсивних кондиціонерів за відповідними кодами зовнішньоекономічної діяльності. Облік за гармонізованою класифікацією введено в дію з 15.01.2011 р. згідно з Законом України від 21.12.2010 р. № 2829-VI «Про внесення змін до Закону України «Про митний тариф України». Тому ДФС України надає офіційну інформацію, починаючи з 2011 р. Як додаткове джерело інформації щодо імпорту товарів відповідних підкатегорій в Україну використовували інформацію за 2011–2015 рр., розміщену на офіційному сайті Міжнародного центру торгівлі (ІТС) – підрозділу ООН, який опікується розвитком міжнародної торгівлі і базується у м. Брюссель, Бельгія. Результати порівняння даних ДФС України та ІТС за 2011–2015 рр. свідчать про їх задовільну збіжність. Динаміку імпорту в Україну в 2001–2017 рр. реверсивних кондиціонерів і теплових насосів (РК і ТН) у масовому вимірі, зокрема компонентів для складання, за суміщеними даними ДФС та ІТС наведено на рис. 2.3.3.

Ці дані засвідчують, що імпорт РК на порядок перевищує імпорт ТН, що є нормальною практикою для країн Європи.

**Накопичена та ефективна теплова потужність.** Оцінки накопиченої потужності всіх теплових насосів, зокрема РК, за 2001–2017 рр. та ефективної потужності «зелених» ТН, які задовольняють вимоги Директиви 2012/27/ЄС щодо енергетичної ефективності, подано на рис. 2.3.4, 2.3.5.

На цих рисунках є три характерні фази змін кумулятивної потужності: швидкого зростання (2001–2008 рр.), повільного зростання (2009–2015 рр.) і зниження (2016–2017 рр.).

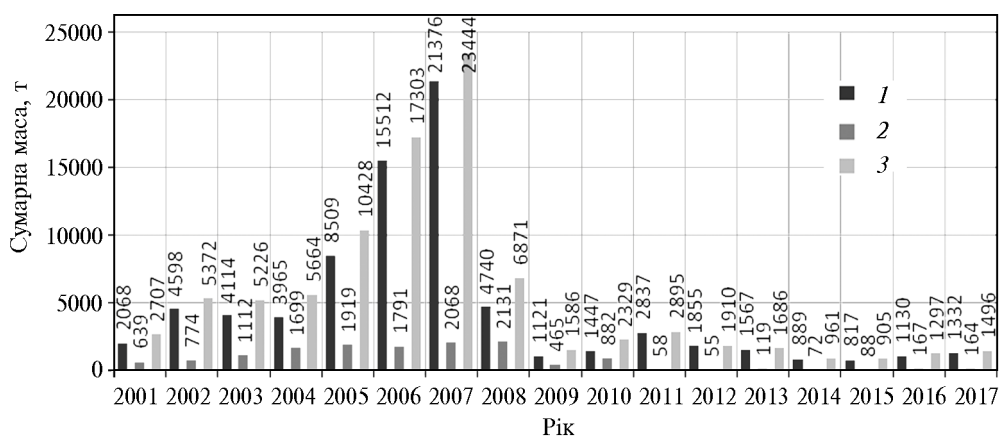


Рис. 2.3.3. Обсяг імпорту в Україну РК (1) і ТН (2), а також сумарні дані (3) у масовому вимірі

### 2.3. Нормативна регламентація розвитку теплонасосних технологій в Україні

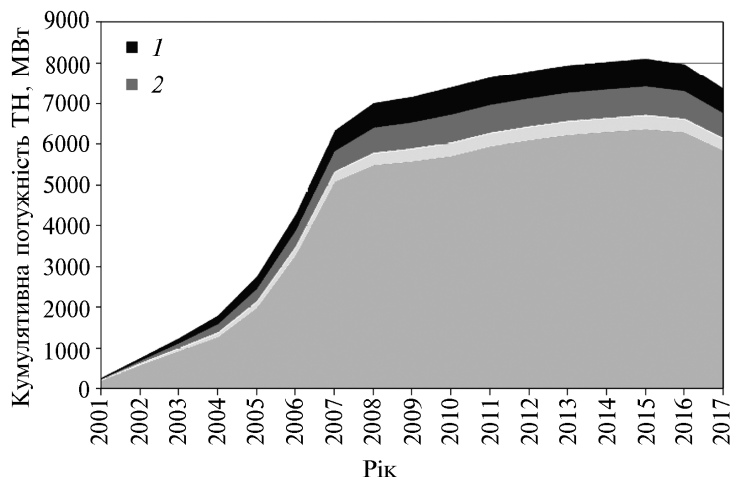


Рис. 2.3.4. Кумулятивна потужність ТН, імпортованих в Україну: 1 — вода—вода; 2 — грунт—вода

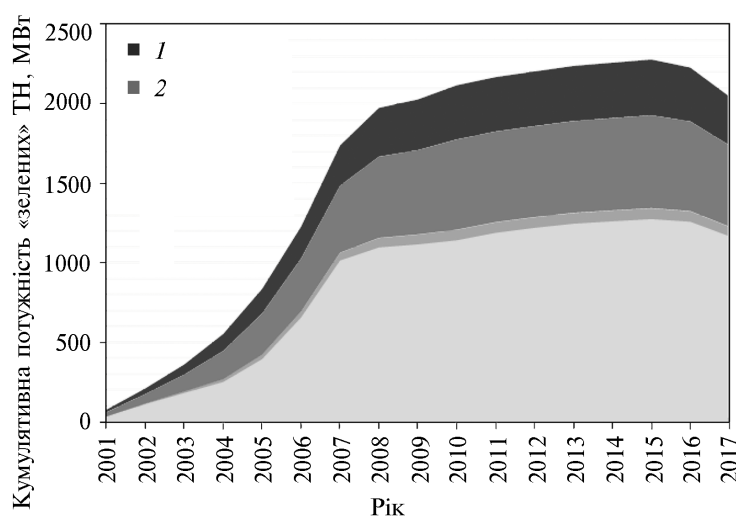


Рис. 2.3.5. Кумулятивна потужність «зелених» ТН. Позначення такі самі, як на рис. 2.3.4

Зменшення кумулятивної потужності в останні роки пояснюється тим, що попри позитивні темпи введення нових потужностей, попередній абсолютний приріст нових ТН компенсує виведення з експлуатації потужностей теплових насосів, термін служби яких досягнув межі прийнятого у Методиці строку — 15 років.

Історичного максимуму кумулятивна загальна потужність ТН — 8134 МВт, як і ефективна потужність — 2277 МВт, досягнула в 2015 р. Значна різниця між сумарною та ефективною потужностями пояснюється тим, що переваж-

ною частиною парку теплонасосних установок є РК, більшість з яких, за винятком деяких сучасних інверторних установок, не задовольняють вимоги Директиви щодо сезонної енергетичної ефективності. Станом на початок 2018 р. загальна потужність усіх ТН (включно РК) оцінюється як 7382 МВт, а потужність «зелених» ТН — 2046 МВт.

**Виробництво «зеленої» енергії.** Оцінки обсягу виробництва теплоти з відновлюваних джерел, визначених за рекомендованими Регламентом значеннями сезонних коефіцієнтів продуктивності та тривалістю використання встановленої потужності, наведено на рис. 2.3.5 з розбивкою за видами відновлюваної енергії. Історичний максимум виробництва (2015 р.) оцінюється як 3223 ГВт · год, а обсяг виробництва в 2017 р. — 2884 ГВт · год. Зазначимо, що такі обсяги відносяться до вилученої енергії з відновлюваних джерел, які є нижчими за фактичне виробництво корисної енергії на величину витрат електричної енергії на привід ТН. Ця величина в 2017 р. становила 1540 ГВт · год за середнього значення сезонного коефіцієнта продуктивності 2,87.

У 2017 р. у структурі виробництва теплоти з ВДЕ за типами теплонасосних установок провідну роль відігравали (у порядку спадання) реверсивні кондиціонери повітря—повітря — 1362 ГВт · год, ТН ґрунт—вода — 898 ГВт · год, вода—вода — 540 ГВт · год, повітря—вода — 61 ГВт · год, повітря—повітря — 22 ГВт · год (рис. 2.3.6).

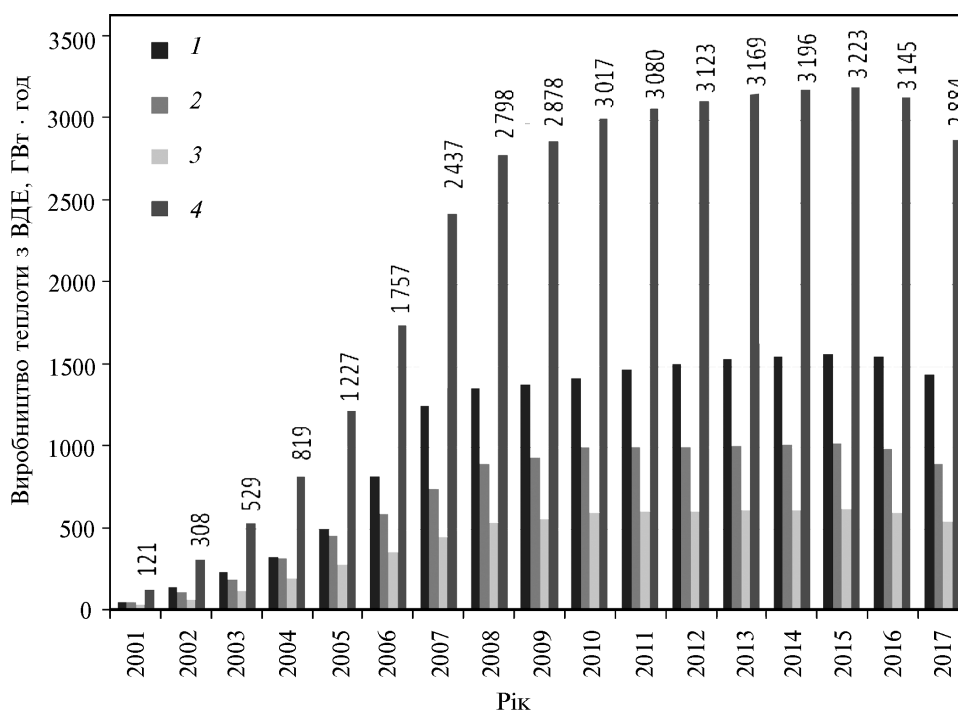
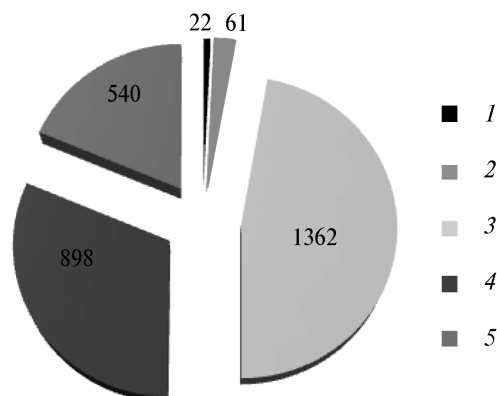


Рис. 2.3.6. Виробництво теплоти «зеленими» ТН з ВДЕ за видами вилученої енергії довілля: 1 — аеротермальна; 2 — геотермальна; 3 — гідротермальна; 4 — разом



### 2.3. Нормативна регламентація розвитку теплонасосних технологій в Україні

Рис. 2.3.7. Структура виробництва теплоти з ВДЕ за типами теплонасосних установок у 2017 р.: 1 — повітря—повітря; 2 — повітря—вода; 3 — повітря—повітря (реверсивні кондиціонери); 4 — ґрунт—вода; 5 — вода—вода



Частка виробництва теплоти «зеленими» ТН з відновлюваних джерел у загальному обсязі постачання кінцевої енергії в Україні (табл. 2.3.1) станом на 2016 р. оцінюється як 0,5 %, а в загальному обсязі постачання енергії на потреби побутового сектору (17,586 млн т н. е.) — 1,4 %, або 2,7 % обсягу відпуску теплової енергії від централізованих джерел.

Таблиця 2.3.1. Обсяг та частка виробництва теплоти ТН із ВДЕ у загальному обсязі постачання кінцевої енергії у 2007—2016 рр.

Рік	Кінцеве споживання енергії в Україні		Виробництво енергії ТН із ВДЕ, ГВт · год	Частка виробництва енергії ТН із ВДЕ, %
	тис. т н. е. <sup>1</sup>	ГВт · год		
2007	85955	999657	2437	0,24
2008	83283	968581	2798	0,29
2009	69011	802598	2878	0,36
2010	73787	858143	3017	0,35
2011	75836	881973	3080	0,35
2012	73107	850234	3123	0,37
2013	69557	808948	3169	0,39
2014	61460	714780	3196	0,45
2015	50831	591165	3223	0,55
2016	51645	600631	3145	0,52

<sup>1</sup> За даними енергетичних балансів Державної служби статистики України.

Оцінки обсягів виробництва енергії з ВДЕ ґрунтуються на рекомендованих значеннях експлуатаційних характеристик теплонасосних установок і потенційних значеннях. Вони достатньо об'єктивно відображують те, що теплові насоси в Україні вже не є рідкісним видом опалювальної техніки, тому їх подальшому розвитку та детальному дослідженню варто приділяти не менше уваги, ніж іншим провідним галузям теплової енергетики.

## ЗАКОНОДАВЧЕ РЕГУЛЮВАННЯ ТА ДЕРЖАВНА ПОЛІТИКА У СФЕРІ БІОЕНЕРГЕТИКИ

### 3.1. ЗАКОНОДАВЧЕ РЕГУЛЮВАННЯ ТА ДЕРЖАВНА ПОЛІТИКА У СФЕРІ БІОЕНЕРГЕТИКИ В СВІТІ

Біоенергетика — це важлива складова сектору відновлюваної енергетики, що динамічно розвивається у світі. У більшості країн ЄС внесок біоенергетики до загального виробництва відновлюваної енергії становить понад 50—60 %, а в деяких країнах (Чехія, Естонія, Угорщина, Латвія, Литва) сягає 90—100 % (рис. 3.1.1).

Ключовим елементом законодавчого регулювання використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в ЄС загалом та сектору біоенергетики зокрема є застосування різних схем підтримок. Схема підтримки — це певний інструмент або механізм, який застосовують з метою стимулювання використання ВДЕ за рахунок зниження вартості такої енергії або підвищення ціни, за якою її можна продати, чи збільшення обсягів її продажу. Схеми підтримки включають у себе звільнення від податків або їх зниження, «зелені» сертифікати, «зелені» тарифи або премії тощо. Схеми підтримки поділяють за такими критеріями: цінове регулювання, регулювання встановленої потужності, інвестиційна підтримка, підтримка виробництва енергії (табл. 3.1.1).

*Інвестиційні гранти* передбачають залучення публічних коштів для забезпечення прямої підтримки інвесторам, що збільшують виробництво енергії з ВДЕ.

*Податкове стимулювання* передбачає політику, відповідно до якої виробники енергії з ВДЕ сплачують податки за зниженими ставками.

*Пільгові кредити* — це кредити, що мають знижені відсоткові ставки та/або тривалі строки для погашення порівняно з комерційними кредитами.

*Аукціони* передбачають оголошення та проведення урядом тендера на постачання енергії, виробленої з ВДЕ, яку потім постачають на договірній основі за цінами, визначеними за результатом аукціону. Аукціони можна поєднувати з іншими видами підтримки, такими як «зелений» тариф або премія.

*«Зелений» тариф* — інструмент цінового регулювання, за яким виробникам сплачується гарантована фіксована ціна (незалежно від оптової ціни) за електроенергію, вироблену з ВДЕ та поставлену в мережу.

*«Зелена» премія* — інструмент цінового регулювання, за яким виробникам надається премія, що є платежем, який сплачується додатково до оптової ціни. Премія може бути фіксованою або гнучкою. Гнучку премію розраховують як різницю між середньозваженою оптовою ціною та попередньо гарантованою ціною за енергію з ВДЕ.

### 3.1. Законодавче регулювання та державна політика у сфері біоенергетики в світі

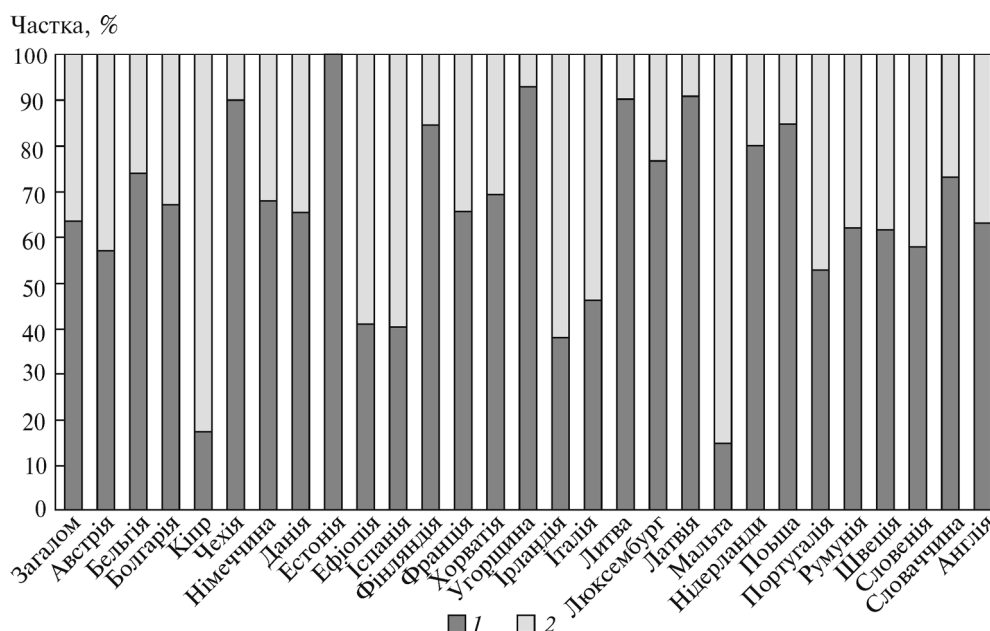


Рис. 3.1.1. Частка біомаси у загальному виробництві первинної відновлюваної енергії в ЄС-28 (2016) [1]: 1 — біомаса; 2 — загальне виробництво відновлюваної енергії

**Встановлення квот** передбачає покладення обов'язку дотримання мінімальної частки виробництва, постачання або споживання енергії з ВДЕ.

**«Зелені» сертифікати.** Оператори отримують сертифікати за вироблену енергію з ВДЕ, які можна продати іншим суб'єктам, зокрема тим, в яких є обов'язки під час встановлення квот. Передача сертифікатів є додатковим джерелом доходів. У сертифікатів може бути гарантована мінімальна ціна і їх можна буде продавати окремо від виробленої енергії.

**Субсидії** передбачають залучення публічних коштів для забезпечення прямої підтримки виробників енергії з ВДЕ.

Застосуванню конкретної схеми підтримки властиві певні переваги та недоліки (табл. 3.1.2), тому країни-члени ЄС самостійно визначають, який саме механізм слід застосовувати.

Таблиця 3.1.1. Види схем підтримки в ЄС [2]

Тип підтримки	Цінове регулювання	Регулювання встановленої потужності
Інвестиційна підтримка	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Інвестиційні гранти</li> <li>• Фіскальні інструменти (податкове стимулювання)</li> <li>• Пільгові кредити</li> <li>• «Зелені» тарифи</li> <li>• «Зелені» премії</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Аукціони</li> </ul>
Підтримка виробництва енергії		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Встановлення квот</li> <li>• «Зелені» сертифікати</li> <li>• Субсидії</li> </ul>

Таблиця 3.1.2. Переваги та недоліки схем підтримки [3]

Схема підтримки	Перевага	Недолік
«Зелений» тариф	Проста схема, що зменшує ризики для інвесторів (підтримка на визначений строк); забезпечує максимізацію виробництва енергії з ВДЕ; сприяє технологічному розвитку через тривалий строк підтримки; створює сприятливі умови для нових гравців на ринку; відсутність навантаження на державний бюджет у разі оплати споживачами	Складно визначити оптимальний розмір тарифу та механізм його відміни; тариф може бути дуже високим для країни; погана ринкова інтеграція, оскільки фіксований тариф не реагує на зміну цін; застосовується лише до виробників, приєднаних до мереж; може призвести до зростання вартості комунальних послуг для споживачів
«Зелена» премія	Розмір надбавки залежить від ціноутворення на ринку; заохочує інвесторів зважати на технічні характеристики ВДЕ проєктів (вибір місця, типу вітрогенераторів, орієнтація фотоелектричних панелей тощо); забезпечує відповідність постачання наявному попиту; знижує ринкові цінові ризики (фіксований мінімальний рівень премії); гарантія наявності мінімальних доходів; можливість отримання більших доходів, ніж за «зеленим» тарифом (у разі, якщо ринкова ціна перевищує рівень «зеленого» тарифу)	Додаткові витрати на закупівлю послуг з балансування для вітрових та сонячних електростанцій; ризик пере- або недокомпенсації (оскільки розмір премії встановлюється адміністративним рішенням); висока складність та вартість для прямого продажу (системи прогнозування, послуги балансування та торгівля електроенергією), особливо для невеликих об'єктів ВДЕ
Квоти та «зелені» сертифікати	Економічно вигідна схема, оскільки ціни на «зелені» сертифікати визначаються ринковими цінами; штрафи за невиконання квот; відсутність ризику неконтрольованого зростання ВДЕ; схема мінімізує витрати на проєкти	Складна щодо застосування та регулювання схема; існує ризик зростання ціни як на енергію, так і на «зелені» сертифікати; менше підходить для диверсифікації енергетичного балансу, оскільки не сприяє надходженню інвестицій у дорогі технології; є вигіднішою схемою для великих виробників
Аукціони	Гарантована купівля за фіксованою ціною; гарантований доступ до мережі; довгострокова гарантія зумовлює кращі умови фінансування та потенційно нижчі ціни; висока конкуренція призводить до економічної ефективності, що дає можливість з'ясувати реальну ринкову ціну різних технологій;	Може припинитися (зупинитися) розвиток ринку, якщо немає регулярності та унормованості дій; є складнощі для пропозицій від малих (середніх) проєктів через високі операційні витрати (планування, техніко-економічне обґрунтування, оцінку ризиків) та ризик не отримати прибуток від цих інвестицій у випадку, якщо пропозиція не переможе;

### 3.1. Законодавче регулювання та державна політика у сфері біоенергетики в світі

Закінчення табл. 3.1

Схема підтримки	Перевага	Недолік
Субсидії/ Гранти	уряд може встановлювати ліміти для потужностей та бюджету; завдяки чітко встановленим вимогам виробництво електроенергії з ВДЕ стає передбачуванішим; пропозиції можна обрати відповідно до конкретних критеріїв, що визначаються політикою країни (наприклад, навколишнє середовище, зайнятість тощо)  Сприяють цілеспрямованому розвитку технології ВДЕ, особливо коли вони недостатньо привабливі для приватних ринків; можуть застосовуватися для інноваційних досліджень ВДЕ; сприяють впровадженню ВДЕ, особливо у ризикованих інвестиційних кліматах	високі адміністративні витрати; велика конкуренція може зумовити зниження цін, що може спричинити низьку фінансову віддачу, розірвання договору або спробу переможців торгів підвищити ціну вже після аукціону; у разі нестачі конкуренції пропозиції можуть бути занадто високими; на відкритих аукціонах існує ризик домовленості між учасниками з метою підвищення цін  Можуть виникнути труднощі у разі відміни субсидій/грантів; довгострокова сталість проєктів після закінчення грантів може бути проблематичною; окупність і норма рентабельності можуть бути невизначеними

Такі схеми підтримки можна застосовувати як до виробництва електричної енергії з ВДЕ, так і теплової енергії з ВДЕ, хоча «зелені» тарифи, премії та сертифікати є загальноприйнятими схемами підтримки для виробництва електричної енергії, а субсидії та гранти — для виробництва теплової енергії. Наприклад, в Австрії надаються субсидії на встановлення обладнання для виробництва ТЕ з біомаси для індивідуального опалення, централізованого тепlopостачання, що становить від 10 до 25 % інвестиційних витрат. У Франції проводять щорічні аукціони на встановлення біомасових котелень у промисловому та сільськогосподарському секторах.

«Зелені» тарифи є популярною схемою підтримки виробництва електричної енергії, рівні «зелених» тарифів у різних країнах істотно варіюються (табл. 3.1.3).

Таблиця 3.1.3. «Зелені» тарифи на електричну енергію з біомаси в країнах ЄС [4]

Країна	Тариф, євро/(кВт · год)	Країна	Тариф, євро/(кВт · год)
Швейцарія	0,261—0,163	Ірландія	0,147—0,126
Болгарія	0,248—0,2042	Сербія	0,1382—0,1326
Італія	0,246—0,15	Чорногорія	0,1371—0,1231
Австрія	0,22—0,105	Німеччина	0,1332
Греція	0,198—0,135	Україна	0,124
Люксембург	0,162—0,142	Португалія	0,119 —0,104
Боснія і Герцеговина	0,161—0,1161	Словаччина	0,092—0,07
Македонія	0,15		

Окрім наведених вище схем підтримок, застосовують й інші заходи державної підтримки використання біомаси, в тому числі підтримка вирощування енергетичних рослин та виробництво енергії з їх біомаси. Показовим прикладом забезпечення державної підтримки використання біомаси в енергетичному секторі є законодавство Литви. Зокрема, Законом Литви «Про ринки енергетичних ресурсів» [5] передбачено функціонування біржі біопалива, яка є електронним майданчиком, що дає можливість продавцям і покупцям біомаси укладати договори. Основна мета діяльності такої біржі біомаси — сприяння конкуренції на ринку біомаси та забезпечення умов для формування прозорої, об'єктивної й економічно обґрунтованої ціни на біомасу. Правила та порядок діяльності біржі біомаси у Литві передбачені Наказом енергетичного регулятора Литви [6], в якому визначаються права та обов'язки учасників біржі й оператора, пов'язані з торгами і процедурою укладення та виконання договорів. Оператором Литовської енергетичної біржі є BALTRPOOL UAB Energy Exchange [7]. Завдяки діяльності BALTRPOOL ціни на біомасу в Литві знизилися до 40 %, порівняно з 2012 р., коли розпочалася діяльність біржі. У 2017 р. 97 % біомаси, споживаної в регульованому секторі теплопостачання (2,1 млн т), було придбано через BALTRPOOL.

Досвід Литви поширено також на інші країни, зокрема у Данії в 2018 р. за умовами ліцензійного договору з BALTRPOOL створено біржу біомаси «Biomass Pool» [8]. У 2018 р. обсяг споживання деревної тріски в Данії становив 4 млн т, а через «Biomass Pool» очікувалося продати до 100 тис. т. На сьогодні учасниками біржі біомаси «Biomass Pool» є близько 50 компаній, при цьому особливу роль під час торгівлі біомасою відіграє контроль за її якістю та сталістю постачання. У Фінляндії також створено аналогічну біржу біомаси «Finbex» [9], початок фактичної роботи якої — жовтень 2020 р.

Широке застосування біомаси в секторі теплопостачання є результатом створення конкурентних ринків теплопостачання, де активно використовують теплову енергію з біомаси. Для більшості країн-членів ЄС характерні риси конкурентного ринку теплової енергії, багато з них розробили ефективну конкуренцію на місцевих ринках ЦТ. Наразі існують різні підходи до встановлення тарифів на теплову енергію [10]:

- Тарифи встановлюють теплопостачальні компанії на конкурентному ринку ТЕ. Спеціальний *уповноважений орган* наглядає за ринком теплової енергії щодо виконання наявних норм *конкурентного права* (Швеція, Фінляндія, Данія, Німеччина, Австрія, Бельгія, Франція, Великобританія). За умов такої моделі ринку ТЕ ефективна конкуренція між виробниками теплової енергії в системі ЦТ не дає можливості домінуючим постачальникам встановлювати завищені (монопольні) ціни на теплову енергію.

- До встановлення тарифів для ЦТ застосовують *спеціальний* підхід з метою його стимулювання порівняно з іншими системами теплопостачання, такими як електроопалення (Норвегія) та індивідуальне опалення на природному газі (Нідерланди).

- Максимальні тарифи визначають згідно з встановленою методологією і для кожної компанії затверджують *незалежним національним регулятором*. При цьому компанія *може відступити від встановленого тарифу в бік його зниження* (Естонія, Латвія, Литва, Польща, Чехія, Словаччина, Угорщина, Болгарія, Македонія).

### 3.1. Законодавче регулювання та державна політика у сфері біоенергетики в світі

---

Для України законодавство Литви, що регулює ринок ТЕ, є найвдалішим прикладом, оскільки однією із головних вимог запровадження такого ринку є забезпечення того, щоб тариф на ТЕ для кінцевих споживачів унаслідок конкуренції виробників не перевищував тариф за відсутності такої конкуренції. Ринок теплової енергії у Литві передбачає також, що оператор ринку (він же у більшості випадків є основним виробником ТЕ) забезпечує проведення щомісячних аукціонів на закупівлю теплової енергії у прогнозних для наступного місяця обсягах, при цьому ціна ТЕ на аукціоні не повинна бути більшою за граничну ціну основного виробника. Переможців щомісячного аукціону визначають за критерієм найнижчої ціни.

У Литві значну увагу приділяють також питанню доступу до теплових мереж, зокрема постачальник ТЕ зобов'язаний підключити до теплових мереж установки усіх незалежних виробників теплоти з відновлюваних джерел. При цьому встановлено порядок пріоритетності купівлі теплової енергії у незалежних виробників. Витрати на приєднання котельні до теплової мережі відшкодовує незалежний виробник теплової енергії.

Ринок теплової енергії в Литві регулюється законами «Про теплове господарство» [11] та «Про енергію, вироблену з відновлюваних джерел» [12], а також низкою підзаконних актів, що визначають порядок та умови приєднання до теплових мереж, правила і процедури відпуску незалежними виробниками теплової енергії у теплові мережі та інші умови конкуренції на ринку.

Щодо державної підтримки вирощування енергетичних рослин у деяких країнах-членах ЄС передбачено декілька видів такої підтримки. По-перше, пряма підтримка — надання компенсації вартості закладення плантацій енергетичних рослин. Розмір такої компенсації може бути фіксованим або становити відповідний відсоток від зазначених витрат. Наприклад, підтримка вирощування енергетичних рослин в Англії забезпечувалася за допомогою Схеми підтримки вирощування енергетичних рослин (Energy Crops Scheme (ECS)) у рамках Програми розвитку сільського господарства для Англії (RDPE) [13]. Схема підтримки мала два періоди:

1. ECS1 (2000—2006/7), протягом якого фермери отримували фіксовані виплати для підтримки закладення нових плантацій.

2. ECS2 (2007—2013), протягом якого здійснювалося відшкодування 50 % усіх витрат фермерів на закладення плантацій.

Правовими засадами запровадження ECS1 є Регламент Ради (ЄС) № 1257/1999 та Положення про енергетичні культури [14]. Виплати в рамках ECS1 були разовими виплатами, призначеними для покриття 40—50 % витрат на закладення плантацій енергетичних рослин, зокрема для підготовки землі, придбання посадкового матеріалу, посіву, боротьби з бур'янами. Розмір виплат залежав від площі земель, культури, що вирощувалася, та попереднього землекористування.

Парламент Хорватії в 2018 р. прийняв Закон «Про деревні культури зі швидким оборотом» [15], яким регулюється порядок створення, вирощування та використання деревних та інших культур, які швидко ростуть. Як зазначено в Законі, його метою є створення умов для виробництва біомаси як відновлюваного та екологічно чистого енергетичного продукту на базі

економічної стійкості, соціальної відповідальності та екологічності. За рішенням Міністерства сільського господарства Хорватії щороку на вирощування енергетичних культур, які швидко ростуть, розподіляються субсидії від 300 до 320 євро/га на рік.

Ще одним способом підтримки вирощування енергетичних рослин є так звана непряма підтримка, яка зумовлена можливістю отримання вищого «зеленого» тарифу на електроенергію, вироблену з енергетичних рослин. Так, в Ірландії [16] «зелений» тариф на електроенергію, вироблену з енергетичних рослин, становить 0,102 євро/(кВт · год), тоді як у випадку іншої біомаси — 0,896 євро/(кВт · год). У Швейцарії [17] передбачено бонус за використання сільськогосподарської біомаси, зокрема енергетичних рослин, від 0,042 до 0,159 євро/(кВт · год) залежно від потужності установки. У Чорногорії [18] «зелений» тариф із аграрної та лісової біомаси становить 0,1371 євро/(кВт · год), а з біомаси від деревообробки — 0,1231 євро/(кВт · год).

Вирощування енергетичних рослин у США регулюється за допомогою Законів про сільське господарство, які приймаються здебільшого кожні 5 років. Законом про сільське господарство в 2014 р. [19] у новій редакції викладено Програму допомоги з вирощування біомаси (Biomass Crop Assistance Program — BCAP). За її функціонування відповідає Міністр сільського господарства США.

Участь у Програмі передбачає створення районів програми (BCAP project area). З цією метою партнери проекту (група виробників біомаси та власник енергетичної установки) подають Міністру сільського господарства США пропозицію, яка включає в себе опис земель і культур кожного з виробників, що входять до пропонованого району програми BCAP, лист-зобов'язання власника енергетичних потужностей про використання біомаси, які вирощуватимуться у районі програми, доказ того, що потужності для переробки біомаси забезпечені належним капіталом та необхідною інформацією.

Обираючи район програми BCAP, Міністр сільського господарства США враховує заплановані обсяги вирощування рослин і підтвердження того, що ці культури використовуватимуться для цілей BCAP, обсяги біомаси з інших ресурсів, доступні під час вирощування культур, очікуваний економічний ефект на пропонованій проектній ділянці, можливість для виробників та місцевих інвесторів бути співвласниками потужностей для переробки біомаси, частку участі фермерів-початківців або соціально незахищених фермерів, вплив на ґрунти, водні та інші ресурси, підходи до вирощування біомаси, включно з агрономічними умовами, збір урожаю та його обробку, монокультурне чи багатокультурне виробництво та інші показники.

Для затвердження районів програми BCAP кожен виробник укладає договір безпосередньо з Міністерством сільського господарства США. Закон визначає обов'язкові умови для такого договору, серед них умова дотримання вимог збереження земель, здатних до ерозії, та водно-болотних угідь відповідно до законодавства США, умова наявності плану збереження земель, плану керування лісовими ресурсами чи будь-якого аналогічного плану, а також інші додаткові умови, які Міністр сільського господарства США встановить



### 3.2. Законодавче регулювання та державна політика у сфері біоенергетики в Україні

---

як обов'язкові. Термін дії такого договору за Законом має становити не більше ніж п'ять років для однорічних і багаторічних культур та не більше ніж п'ятнадцять років для деревної біомаси.

Учасники програми ВСАР відповідно до Закону можуть отримувати установчі виплати, що надаються безпосередньо виробникам біомаси для здійснення закладення та вирощування плантацій. Розмір установчих виплат становить 50 % вартості закладення багаторічних культур, але не більше за 500 дол. США за акр (750 дол. для соціально незахищених фермерів і власників ранчо), що покриває вартість посадкового матеріалу, висадження багаторічних культур та інші витрати.

Учасники можуть отримувати також щорічні платежі, розмір яких визначається Міністром сільського господарства США. Такі платежі можна скасовувати, якщо вирощені культури використовуються не для виробництва енергії; їх доставляють на потужності та оплачують власники цих потужностей; виробник порушує термін дії договору або отримує третій вид виплат — за вирощування, збір врожаю, зберігання та транспортування культур. Цей вид виплат встановлюють на відносній основі і збільшують на один долар за кожну тонну, надану потужностям для переробки біомаси, але не більше за 20 дол. США за тонну та виплачують протягом 2 років. Загальний фонд програми ВСАР протягом 2014—2018 рр. становив 25 млн дол. США кожного року.

### 3.2. ЗАКОНОДАВЧЕ РЕГУЛЮВАННЯ ТА ДЕРЖАВНА ПОЛІТИКА У СФЕРІ БІОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

Чинне законодавство України у сфері біоенергетики містить низку нормативно-правових актів, що регулюють різні напрями використання біомаси в енергетичних цілях. Законодавство України у сфері біоенергетики поділяється на законодавче, що включає в себе ЗУ щодо регулювання біоенергетики, та підзаконні нормативно-правові акти, які мають процедурний характер та затверджені різними органами державної влади.

**І. Закон України «Про альтернативні джерела енергії»** від 20.02.2003 р. № 555-IV [20]. Цим законом регулюються економічні, екологічні та організаційні засади використання альтернативних джерел енергії (АДЕ). Він сприяє розширенню їх застосування, а також порядку розрахунку та застосуванню «зеленого» тарифу, передбачає «зелений» тариф на електроенергію, вироблену з біомаси і біогазу, та можливі надбавки у разі використання українського обладнання. Законом визначаються загальні засади проведення аукціонів із розподілу квоти підтримки для отримання державної підтримки у виробництві електричної енергії з альтернативних джерел енергії.

Відповідно до цього Закону «зелений» тариф — спеціальний тариф, за яким закупається електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, зокрема на введених у експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), з АДЕ (а з використанням гідроенергії — лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями). За загальним правилом «зелений» тариф встановлюється НКРЕКП строком до 01.01.2030 р.

«Зелений» тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з біомаси та біогазу, встановлюють на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 р., помноженого на коефіцієнт «зеленого» тарифу для електричної енергії, виробленої з біомаси (біогазу). При цьому біомасою вважається невикопна біологічно відновлювана речовина органічного походження, здатна біологічно розкладатися, у вигляді продуктів, відходів і залишків лісового та сільського господарства (рослинництва і тваринництва), рибного господарства і технологічно пов'язаних з ними галузей промисловості, а також складова промислових або побутових відходів, яка може біологічно розкладатися, а біогазом вважається газ із біомаси.

Законом передбачено «зелений» тариф на електричну енергію, вироблену споживачами, у тому числі енергетичними кооперативами, з біомаси (біогазу) генерувальними установками, встановлена потужність яких не перевищує 150 кВт. Його встановлюють на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги на січень 2009 р., помноженого на коефіцієнт «зеленого» тарифу для електричної енергії, виробленої споживачами, у тому числі енергетичними кооперативами, з біомаси (біогазу) генерувальними установками, встановлена потужність яких не перевищує 150 кВт.

Коефіцієнт «зеленого» тарифу для всіх об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з біомаси (біогазу), становить 2,30, що в перерахунку дорівнює 12,39 євроцентів/(кВт · год) без ПДВ.

Законом передбачено можливість для введених в експлуатацію з 01.07.2015 р. до 31.12.2024 р. об'єктів електроенергетики отримання надбавки до «зеленого» тарифу за умови дотримання рівня використання обладнання українського виробництва.

Надбавка за умови дотримання рівня використання обладнання українського виробництва є фіксованою у визначених цим Законом відсотках доплатою до «зеленого» тарифу аукціонної ціни, пропорційної рівню використання суб'єктом господарювання на відповідному об'єкті електроенергетики обладнання українського виробництва. Зазначимо, що з серпня 2020 р. розмір надбавки підвищено (табл. 3.2.1).

Для об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з біомаси (біогазу), крім отримання «зеленого» тарифу, є законодавчо пе-

редбачена можливість добровільно брати участь в аукціонах з розподілу квоти підтримки. Аукціон з розподілу квоти підтримки — це спосіб визначення суб'єктів господарювання, які здобувають право на підтримку у виробництві електричної енергії з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії — виробленої лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями).

**Таблиця 3.2.1. Розмір надбавки до «зеленого» тарифу залежно від рівня використання обладнання українського виробництва**

Розмір надбавки до «зеленого» тарифу, %	Рівень використання обладнання українського виробництва, %
5	30 та більше, але менше за 50
10	50 та більше, але менше за 70
20	70 та більше

### 3.2. Законодавче регулювання та державна політика у сфері біоенергетики в Україні

---

Відповідно до Закону України «Про альтернативні джерела енергії», КМ України за поданням Міністерства енергетики України щороку, не пізніше 1 грудня, встановлює річну квоту підтримки та графік проведення аукціонів на наступний рік, а також індикативні прогностичні показники річних квот підтримки на чотири наступні роки за роком, на який встановлюється річна квота підтримки. Пропозиції щодо розміру річних квот підтримки готує Держенергоефективності України та оператор системи передачі з урахуванням міжнародних зобов'язань України щодо розвитку відновлюваної енергетики, Енергетичної стратегії України, звіту з оцінювання відповідності (достатності) генерувальних потужностей плану розвитку системи передачі та стану реалізації проєктів будівництва об'єктів відновлюваної енергетики.

Аукціони з розподілу квоти підтримки проводять за окремими альтернативними джерелами енергії. КМ України може ухвалити рішення про проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки без розподілу за окремими альтернативними джерелами енергії (технологічно нейтральні аукціони) та/або аукціонів для інших АДЕ. Відповідальним за організацію та проведення аукціонів (замовником аукціонів) є гарантований покупець. Аукціони відбуваються в електронній торговій системі відповідно до порядку проведення аукціонів із розподілу квоти підтримки, що затверджується КМ України. Їх запроваджено з 01.07.2019 р. і проводять до 31.12.2029 р. Аукціони з розподілу річних квот підтримки відбуваються згідно з графіком проведення аукціонів на відповідний рік. Однак проведення аукціонів ще не розпочато.

Перевагою добровільної участі в аукціонах для суб'єктів господарювання, що здійснюють виробництво електричної енергії з біомаси (біогазу), є строк застосування підтримки після завершення аукціонів. Зокрема, строк надання підтримки сягає 20 років з дня, наступного за днем надання суб'єктом господарювання документів, що підтверджують приєднання об'єкта до електричної мережі оператора системи передачі або системи розподілу та засвідчують готовність об'єкта до експлуатації. У разі застосування «зеленого» тарифу строк підтримки об'єктів електроенергетики, що здійснюють виробництво електричної енергії з біомаси (біогазу), діятиме лише до 01.01.2030 р. Схематично заходи стимулювання виробництва електричної та теплової енергії з біомаси в Україні подано у табл. 3.2.2.

Зазначимо, що 01.08.2020 р. набув чинності Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» № 810-ІХ [21], яким на законодавчому рівні закріплено положення Меморандуму про взаєморозуміння щодо врегулювання проблемних питань у сфері відновлюваної енергетики в Україні. Окремі положення цього Закону є колізійними та обмежують права виробників електроенергії з біомаси (біогазу). Зокрема, у пункті 3 «Прикінцеві та перехідні положення» передбачається, що «зелений» тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють або мають намір виробляти електричну енергію з біомаси (біогазу) на об'єктах електроенергетики або в чергах їх будівництва, встановлюється лише на електричну енергію, вироблену об'єктами, введеними в експлуатацію цими суб'єктами до 01.01.2023 р. Таким чином, якщо об'єкт електроенергетики

Таблиця 3.2.2. Заходи стимулювання виробництва електричної та теплової енергії в Україні

Сектор	Спосіб	Технологія	Початок, рік	Період	Основні показники	Законодавчі основи
Електрична енергія	«Зелений» тариф	Біомаса, біогаз, сонце, вітер, міні-, мікро-, мала гідроенергія, геотермальна енергія	2009	До 01.01.2030 р.	12,39 євро-центів/(кВт × год) без ПДВ для біомаси (біогазу)	Закон України «Про альтернативні джерела енергії»
Електрична енергія	Аукціони з розподілу квоти підтримки	Біомаса, біогаз добровільно. ВЕС більше за 5 МВт та СЕС більше за 1 МВт — обов'язково	2019	20 років	Очікується понад 10 % нижче за «зелений» тариф	Закон України «Про альтернативні джерела енергії»
Теплова енергія	Стимулюючий тариф	АДЕ та вторинні енергетичні ресурси	2017	Необмежено	90 % тарифу на теплову енергію, вироблену з природного газу для населення та бюджетних організацій	Закон України «Про тепlopостачання»

на біомасі (біогазі) вводять в експлуатацію 01.01.2023 р. і пізніше, то суб'єкт господарювання, що його експлуатує, не матиме права на «зелений» тариф. Це положення є колізійним і суперечить іншим нормам, зокрема ч. 2 статті 9-1 Закону України «Про альтернативні джерела енергії», яка передбачає, що об'єкти електроенергетики на біомасі (біогазі), введені в експлуатацію до та після 01.01.2020 р., мають право отримати «зелений» тариф, незважаючи на можливість добровільної участі в аукціонах з метою одержання державної підтримки.

Ця колізія є дискримінаційною та обмежує права виробників електроенергії з біомаси (біогазу) на отримання «зеленого» тарифу після 01.01.2023 р. Тому, на думку авторів, пункт 3 «Прикінцеві та перехідні положення» ЗУ № 810-IX, яким обмежуються права виробників електроенергії з біомаси (біогазу) порівняно з іншими виробниками електроенергії з АДЕ, підлягає скасуванню.

**II. Закон України «Про альтернативні види палива»** від 14.01.2000 р. № 1391-XIV [22]. Цей Закон є рамковим. У ньому визначено основні терміни біоенергетики, такі як «біомаса», «біопаливо», «біогаз», встановлено головні принципи державної політики в галузі альтернативних видів палива, його особливості та види.

Наразі ЗУ «Про альтернативні види палива» перебуває на стадії внесення змін щодо запровадження обов'язкового використання рідкого біопалива (біокомпонентів) на транспорті. Зокрема, проєкт Закону № 3356 «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо обов'язкового використання рідкого біопалива (біокомпонентів) на транспорті» [23] зареєстровано у парламенті 17.04.2020 р. Законопроектом, серед іншого,

### 3.2. Законодавче регулювання та державна політика у сфері біоенергетики в Україні

---

передбачається, що рідке біопаливо (біокомпоненти), яке враховується для дотримання встановленої законодавством обов'язкової частки у реалізації автомобільного бензину на митній території України з 01.07.2022 р., повинно відповідати критеріям сталості. У законопроекті зазначено, що процедура підтвердження відповідності критеріям сталості рідкого біопалива (біокомпонентів) і біогазу, призначеного для використання на транспорті, затверджується КМ України з урахуванням зобов'язань України в межах Енергетичного співтовариства та відповідно до Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та ЄС і Європейським співтовариством із атомної енергії та їх країнами-членами, з іншої сторони. Крім того, зауважено, що відповідність потрібно перевіряти із залученням систем добровільної сертифікації. Статтею 8-2 проекту Закону «Критерії сталості рідкого біопалива (біокомпонентів) та біогазу, призначеного для використання на транспорті», передбачаються критерії сталості для захисту земельних ділянок із великим біорізноманіттям, суттєвими запасами вуглецю, а також із торфовищами та заболоченими землями відповідно до Директиви ЄС RED [24].

Незважаючи на те, що ЗУ «Про альтернативні види палива» є рамковим законом, у ньому не наведено чіткі правила щодо ринку біомаси в Україні. До сьогодні ринок біомаси залишається слабо розвиненим. Не існує єдиної платформи для здійснення ефективних закупівель різних видів біомаси (біопалива) у необхідних обсягах та необхідної якості.

**III. Закон України «Про побічні продукти тваринного походження, не призначені для споживання людиною»** від 07.04.2015 р. № 287-VIII [25]. У цьому Законі визначаються організаційні та правові засади діяльності фізичних та юридичних осіб, пов'язаної з утворенням, збиранням, перевезенням, зберіганням, обробленням, переробкою, утилізацією, видаленням побічних продуктів тваринного походження, не призначених або визнаних непридатними для споживання людиною, продуктів оброблення, переробки побічних продуктів тваринного походження, не призначених для споживання людиною. Дія цього Закону поширюється на порядок використання дигестату з біогазових установок.

**IV. Закон України «Про теплопостачання»** від 02.06.2005 р. № 2633-IV [26]. Законом регулюються відносини, пов'язані з виробництвом, транспортуванням та постачанням теплової енергії. У 2017 р. до нього було внесено зміни та запроваджено стимулюючий тариф на ТЕ, вироблену з біомаси. Органи місцевого самоврядування отримали повноваження (раніше належали НКРЕКП) встановлювати тарифи на теплову енергію з АДЕ, зокрема з біомаси, а також опубліковувати та переглядати їх. Тарифи на теплову енергію з АДЕ для потреб населення, бюджетних установ та організацій встановлюють на рівні 90 % чинного для суб'єкта господарювання тарифу на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу, для потреб відповідної категорії споживачів («принцип 0,9»). Цей механізм підтримки є ефективним, оскільки тариф встановлюють за спрощеною процедурою, і здебільшого він є економічно обґрунтованим для виробників ТЕ.

ЗУ «Про теплопостачання» супроводжується такими підзаконними актами:

1. Порядок розрахунку середньозважених тарифів на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу, для потреб населення, уста-

нов та організацій, що фінансуються з державного чи місцевого бюджету, її транспортування та постачання, затверджений постановою КМ України від 06.09.2017 р. № 679 [27]. Середньозважені тарифи, розраховані відповідно до Порядку, використовуються для встановлення тарифів на теплову енергію, вироблену з біомаси.

2. Порядок формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з постачання теплової енергії і постачання гарячої води, затверджений постановою КМ України від 01.06.2011 р. № 869 [28], встановлює порядок формування тарифів на теплову енергію для ліцензіатів органів місцевого самоврядування.

3. Правила підключення до теплових мереж, затверджені постановою НКРЕКП від 19.10.2012 р. № 343 [29], регулюють порядок підключення до теплових мереж, у тому числі для виробників теплової енергії з біомаси.

**V. Податковий кодекс України** від 02.12.2010 р. № 2755-VI [30]. Відповідно до Податкового кодексу України установки на біомасі є платниками податку на викиди CO<sub>2</sub>.

Для розрахунку суми податку на викиди CO<sub>2</sub> забрудники використовують такі підзаконні акти:

1. Методика визначення викидів забруднювальних речовин в атмосферу від енергетичних об'єктів, затверджена наказом Міністерства екології та природних ресурсів України від 14.06.2002 р. № 359.

2. Інструкція щодо змісту та порядку складання інвентаризаційного звіту забруднювальних речовин на підприємстві, затверджена наказом Міністерства охорони навколишнього середовища та ядерної безпеки України від 10.02.1995 р. № 7.

Зазначимо, що на сьогодні надходження від податку на викиди CO<sub>2</sub> спрямовуються до загального фонду державного бюджету, їх використовують на загальні витрати без спеціальних цілей. Це не відповідає функції податку на викиди CO<sub>2</sub>, яка повинна контролювати їх зменшення. Тому слід вдосконалити адміністрування податку на викиди CO<sub>2</sub> для підтримки проектів, що забезпечують їх зменшення.

### 3.3. ПРОБЛЕМИ РОЗВИТКУ БІОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

Проаналізувавши чинне законодавство України, яке регулює сектор біоенергетики, дійшли висновку, що існує низка перешкод для подальшого розвитку цього сектору. Для їх подолання рекомендовано регуляторні дії, наведені в табл. 3.3.1.

**1. Відсутність державної підтримки виробництва та споживання біометану.** Біометан за чинною системою стимулювання у вигляді «зеленого» тарифу не може конкурувати з іншими відновлюваними джерелами енергії через відносно високі виробничі витрати. На сьогодні в Україні відсутнє виробництво біометану, оскільки відсутня необхідна законодавча та нормативна база для його виробництва та використання, а також державні стратегічні цілі щодо виробництва біометану.

### 3.3. Проблеми розвитку біоенергетики в Україні

Таблиця 3.3.1. Основні проблеми в біоенергетичному секторі та рекомендовані регуляторні заходи щодо його розвитку

Проблема	Рекомендовані регуляторні заходи
1. Відсутність державної підтримки виробництва та споживання біометану	1. Встановлення стратегічних цілей з виробництва біометану. 2. Розробка законодавчої бази для підтримки виробництва та споживання біометану: впровадження терміну «біометан», гарантія походження біометану, «зеленого» тарифу для електроенергії з біометану. 3. Розробка та прийняття Порядку функціонування реєстру виробництва та споживання біометану. 4. Підтримка використання біометану як моторного палива для громадського транспорту та сільськогосподарської техніки
2. Дигестат біогазових установок не використовують на ринку	Зміни до ЗУ «Про пестициди та агрохімікати» щодо скасування державної реєстрації дигестату з біогазових установок
3. Неповні розрахунки за електроенергію, вироблену з ВДЕ	Продаж електроенергії з ВДЕ, зокрема з біомаси та біогазу, за прямими контрактами паралельно з механізмами «зеленого» тарифу та аукціонами
4. Недосконале застосування стимулюючого тарифу на ТЕ, вироблену з ВДЕ	1. Забезпечення можливості вибору процедури формування тарифів на ТЕ. 2. Урегулювання випадку, коли виробник ТЕ з біомаси продає її комунальній теплопостачальній організації
5. Біомасові котельні є платниками податку на викиди CO <sub>2</sub>	1. Звільнення від податку на викиди CO <sub>2</sub> установок, що спалюють біопаливо. 2. Удосконалення адміністрування податку на викиди CO <sub>2</sub> для підтримки проєктів ВДЕ, зокрема біоенергетичних проєктів
6. Відсутність обов'язкових вимог щодо частки рідкого біопалива в моторному паливі та критеріїв сталості	1. Прийняття проєкту ЗУ № 3356 щодо обов'язкового використання рідкого біопалива (біокомпонентів) на транспорті. 2. Введення критеріїв сталості та сертифікації
7. Відсутність механізму стимулювання вирощування енергетичних культур	1. Введення визначення терміну «енергетичні культури». 2. Спрощення доступу до державних та комунальних земель для вирощування енергетичних культур. 3. Запровадження порядку використання коштів, передбачених у державному бюджеті, на підтримку вирощування енергетичних культур
8. Нерозвинений ринок біопалива	1. Впровадження системи електронної торгівлі біопаливом. 2. Встановлення класів якості твердого біопалива, процедури забезпечення його якості
9. Монополізований ринок ТЕ	1. Введення недискримінаційних критеріїв доступу до теплової мережі для незалежних виробників теплоти з біомаси. 2. Запровадження щорічних аукціонів для купівлі-продажу ТЕ

Виробники біогазу (біометану) або інших видів газів з альтернативних джерел за чинним законодавством мають рівні права на доступ до систем транспортування та розподілу природного газу, а також сховищ газу. Для цього фізичні та технічні параметри біогазу (біометану) повинні відповіда-

ти стандартам, що застосовуються до природного газу. Однак постачальник газу (біометану) має покривати загальну вартість підключення до мережі. Подавати біометан у газові мережі неможливо без функціонування реєстру його виробництва та споживання. Тому необхідно передбачити правові підстави для стимулювання виробництва та споживання біометану, а саме: виробництва електроенергії з біометану, створення реєстру виробництва і споживання біометану та підтримки його використання як моторного палива для громадського транспорту та сільськогосподарської техніки.

**2. Дигестат біогазових установок не використовують на ринку.** Відповідно до Закону України «Про побічні продукти тваринного походження, не призначені для споживання людиною», дигестат із гною можна розглядати як органічне добриво. А залишки, утворені внаслідок перетворення побічних продуктів тваринного походження на біогаз або компост, можна постачати на ринок та використовувати як органічні добрива або поліпшувачі ґрунту.

Водночас згідно із Законом України «Про пестициди та агрохімікати» органічні добрива повинні мати державну реєстрацію. Оскільки дигестат розглядається як органічне добриво, він також повинен підпадати під дію цього Закону, але склад дигестату не є постійним, і його не можна реєструвати як звичайне добриво.

**3. Неповні розрахунки за електроенергію, вироблену з ВДЕ.** Протягом березня—липня 2020 р. ДП «Гарантований покупець» не у повному обсязі здійснив оплату виробникам електричної енергії з ВДЕ. На початок липня 2020 р. загальна сума невиконаних зобов'язань [31] перед ВДЕ становила близько 16 млрд грн. Продукцію за 2019 р. і за січень—лютий 2020 р. було оплачено на 100 %.

Протягом березня—липня 2020 р. рівень оплати ДП «Гарантований покупець» виробникам електричної енергії з біомаси та біогазу за відпущену електроенергію сягав у середньому близько 5 % на місяць, такий рівень оплати став критичним, оскільки паливна (сировинна) складова цих проєктів становить майже 60 %. За таких умов біоенергетичні проєкти знаходяться в дискримінаційному становищі на відміну від інших виробників електричної енергії з ВДЕ, що отримують енергію з «безкоштовних» вітру, сонця, води. На сьогодні подано низку судових позовів до виробників електричної енергії з біомаси та біогазу щодо стягнення заборгованості за несплату за поставлене паливо (сировину).

**4. Недосконале застосування стимулюючого тарифу на теплову енергію, вироблену з ВДЕ.** Як зазначалося статтею 20 Закону України «Про теплопостачання» передбачається встановлення стимулювального тарифу на ТЕ, вироблену з альтернативних джерел. Існуючий стимулюючий тариф на теплову енергію не враховує особливості потужностей установок на біомасі. Як наслідок, цей тариф є занадто низьким для невеликих установок на біомасі, що виробляють теплову енергію. Крім того, його застосовують лише для таких категорій споживачів, як населення та бюджетні організації, для решти категорій споживачів потрібно застосовувати Порядок формування тарифів на теплову енергію, її виробництво, транспортування та постачання, послуги з постачання теплової енергії і постачання гарячої води, за-



### 3.3. Проблеми розвитку біоенергетики в Україні

---

тверджений постановою КМ України № 869. Неврегульованим також є випадок, коли виробник ТЕ з альтернативних джерел здійснює її продаж теплокомуненерго, оскільки відсутність такого положення нині фактично блокує продаж теплоти з АДЕ тепlopостачальним організаціям, навіть якщо вони погоджуються його купити.

**5. Біомасові котельні є платниками податку на викиди CO<sub>2</sub>.** Згідно з Податковим кодексом України суб'єкти господарювання, що спалюють біомасу на стаціонарних джерелах забруднення, також є платниками податку за викиди CO<sub>2</sub>.

Однак такий стан справ не відповідає світовій практиці, оскільки біомаса вважається CO<sub>2</sub>-нейтральним паливом, адже під час її спалювання утворюється стільки CO<sub>2</sub>, скільки було поглинуто рослинами під час росту. Зокрема, згідно з методологією механізму чистого розвитку [32] Рамкової конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату викиди вуглекислого газу від спалювання біомаси не враховуються. Крім того, відповідно до Керівних принципів національних інвентаризацій парникових газів, що є рекомендаціями IPCC [33] (Міжурядова група експертів з питань змін клімату), викиди CO<sub>2</sub> від спалювання біомаси вказуються в енергетичному секторі як нульові.

У всіх країнах-членах ЄС податки на викиди діоксиду вуглецю під час виробництва енергії з біомаси також не застосовуються. Зокрема, у Швеції податок на викиди CO<sub>2</sub> покладається на постачання, імпорт та виробництво викопного палива для опалення, у випадку біомаси такий податок не стягується [34]. У Великобританії існує податок Carbon Price Floor, який покладається на викопні палива для виробництва електроенергії, та не застосовується до біомаси [35]. У Данії стягуються податки на виробництво, переробку, зберігання, викопних палив для опалення, зокрема енергетичний податок на нафтопродукти, вугілля, лігніт і кокс чи податок на CO<sub>2</sub> з певних енергопродуктів, у випадку біомаси ці податки відсутні [36].

**6. Відсутність обов'язкових вимог щодо частки рідкого біопалива в моторному паливі та критеріїв сталості.** Проектом Закону № 3356 «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо обов'язкового використання рідкого біопалива (біокомпонентів) на транспорті» передбачається, що рідке біопаливо (біокомпоненти), яке враховується для дотримання встановленої законодавством обов'язкової частки у реалізації автомобільного бензину на митній території України з 01.07.2022 р. повинно відповідати критеріям сталості. Однак у законопроекті відсутні вимоги щодо скорочення викидів парникових газів як одного із критеріїв сталості. Згідно із законопроектом технічні вимоги щодо зменшення викидів парникових газів для виробництва і застосування рідкого біопалива (біокомпонентів) та біогазу, призначених для використання на транспорті, визначаються відповідно до національного стандарту.

**7. Відсутність механізму стимулювання вирощування енергетичних культур.** Закон України «Про альтернативні види палива» не передбачає жодних правил щодо регулювання діяльності з вирощування енергетичних культур. Існує кілька завад, які перешкоджають вирощуванню енергетичних культур в Україні. По-перше, це відсутність визначення поняття «енер-

гетичні культури» в законодавстві України. По-друге, складна процедура оренди земель державної та комунальної власності. По-третє, залежність розміру орендної плати за земельні ділянки сільськогосподарського призначення від нормативної грошової оцінки землі та короткі строки дії договору оренди землі. Фінансові завади полягають у необхідності залучення значних інвестицій на початкових етапах створення плантацій енергетичних культур і в тривалому терміні окупності проєктів з вирощування енергетичних культур. Для їх подолання необхідно розробити механізм державної підтримки вирощування енергетичних культур в Україні.

**8. Нерозвинений ринок біопалива.** На ринку твердого біопалива України наразі є низка проблем, які перешкоджають його подальшому розвитку:

1) нестабільність цін на тверде біопаливо, адже ціни на дрова, гранули, тріску та інші види твердого біопалива можуть значно варіюватися, залежно від області. Крім того, ціна на тверде біопаливо в межах одного регіону також може коливатися залежно від сезону, ціни на природний газ та інших чинників;

2) практика постачання твердого біопалива, яка здебільшого не передбачає укладання довгострокових договорів, що зумовлює ненадійність постачання твердого біопалива, збільшує кількість випадків постачання біопалива в непогоджений строк;

3) забезпечення якості твердого біопалива, адже виробники для своєї продукції переважно застосовують власні технічні умови або узгоджують вимоги до якості в договорах, при цьому єдиних стандартизованих вимог до якості твердого біопалива немає;

4) складність для виробників твердого біопалива знайти ринки збуту своєї продукції, тоді як зацікавлені покупці не можуть знайти постачальника біопалива.

**9. Монополізований ринок теплової енергії.** Відповідно до Закону України «Про теплопостачання» комунальні теплопостачальні організації займають монополічне становище та створюють проблеми для третіх осіб (в тому числі для виробників теплоти з біомаси), коли останні намагаються отримати доступ до теплових мереж. Фактично, в Україні відсутня чітка державна політика щодо утримання, оновлення та розвитку системи централізованого теплопостачання. Тому система централізованого опалення поступово руйнується, що спричиняє надзвичайно високий рівень зношеності обладнання та мереж, і, як наслідок, високі ціни на теплову енергію для кінцевих споживачів.

### **3.4. ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМ РОЗВИТКУ БІОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ**

*Пропозиції щодо стимулювання розвитку виробництва та споживання біометану.* Для появи в Україні потужностей, які б виробляли біометан, необхідно створити законодавчий механізм стимулювання розвитку ринку біометану. Біоенергетичною асоціацією України спільно з Держенергоефективності розроблено проєкт Закону України «Про внесення змін до Закону України

### 3.4. Пропозиції до вирішення проблем розвитку біоенергетики в Україні

---

“Про альтернативні джерела енергії”» щодо розвитку ринку виробництва електроенергії з біометану. У цьому законопроекті передбачається визначення терміну «біометан» як біогазу, що за своїми фізико-технічними характеристиками відповідає стандартам на природний газ для подачі до газотранспортної та газорозподільної систем або для використання як моторного палива.

В країнах ЄС існує декілька способів стимулювання виробництва біометану, однак в умовах України найобґрунтованішим є запровадження «зеленого» тарифу на електроенергію, вироблену з біометану. «Зелений» тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з біометану, слід встановлювати на рівні, аналогічному рівню «зеленого» тарифу для електроенергії, виробленої з біомаси та біогазу. Також передбачається визначення терміну «гарантія походження біометану», за наявності якої можна надавати «зелений» тариф. Гарантія походження біометану — документ, сформований з використанням реєстру виробництва та споживання біометану, який підтверджує, що останній вироблено з біомаси, і містить інформацію про обсяг біометану, поданого до газотранспортної або газорозподільної системи, а також іншу інформацію, перелік якої передбачено порядком функціонування реєстру виробництва та споживання біометану.

Таким чином, запровадження підтримки виробництва біометану передбачає обов'язкове створення реєстру виробництва та споживання біометану, що є електронною системою облікових записів, призначеною для реєстрації поданого до газотранспортної або газорозподільної системи обсягу біометану та для формування гарантій походження біометану. Виробники біометану, що подаватимуть біометан до газотранспортної або газорозподільної системи, підлягатимуть внесенню до реєстру виробництва та споживання біометану, ведення якого забезпечуватиме уповноважений орган виконавчої влади. Виробники біометану, що не матимуть облікового запису в реєстрі виробництва та споживання біометану, не матимуть права подавати біометан до газотранспортної та газорозподільної систем.

**Вдосконалення механізму стимулювання використання альтернативних джерел енергії у секторі теплопостачання.** В Україні в секторі теплопостачання впроваджено багато проєктів енергетичного використання біомаси. Механізмом підтримки застосування біомаси в секторі теплопостачання є стимулюючий тариф на ТЕ, вироблену з АДЕ, введений у 2017 р. [37]. Однак під час застосування цього тарифу виникає низка практичних проблем, які можна вирішити внесенням змін до Закону України «Про теплопостачання».

Зокрема, наразі стимулюючий тариф застосовується лише до таких категорій споживачів, як населення та бюджетні установи. На думку авторів, доцільно поширити «принцип 0,9» для встановлення тарифу на теплову енергію, вироблену з використанням АДЕ, також на категорію «інші споживачі», оскільки здебільшого виробники ТЕ продають її не лише бюджетним установам і населенню, а й іншим споживачам, і змушені розраховувати тарифи для них не за «принципом 0,9», а згідно з іншими порядками. У випадку внесення таких змін формування тарифів на теплову енергію з АДЕ

для всіх категорій споживачів здійснюватиметься однаково, що полегшить роботу виробників теплоти.

На думку авторів, виробникам теплоти з АДЕ слід також надати можливість вибирати процедуру формування тарифів на теплову енергію з АДЕ — за «принципом 0,9» або згідно з порядками формування тарифів на теплову енергію, затвердженими КМ України чи НКРЕКП, якщо розрахований за «принципом 0,9» розмір тарифів на ТЕ не відповідає рівню економічно обґрунтованих витрат. Це дасть змогу подолати проблему занижених тарифів у виробників теплоти малої потужності.

Пропонується також змінити порядок розрахунку тарифів на теплову енергію з АДЕ. За чинною процедурою розрахунок здійснюють на рівні 90 % діючого для суб'єкта господарювання тарифу на ТЕ, вироблену з використанням природного газу. Запропоновано вилучити вимогу використання «газового» тарифу за припущення, що тариф на ТЕ з АДЕ розраховуватимуть на рівні 90 % діючого тарифу на теплову енергію суб'єкта господарювання, незалежно від того, яке паливо застосовується. Це може відбуватися, оскільки з огляду на вимогу використовувати «газовий» тариф, більшість виробників не можуть застосувати таку норму, бо в них відсутній «газовий» тариф і вони використовують й інші види палива.

Також пропонується врегулювати випадок, коли виробник ТЕ з АДЕ продає її теплокомуненерго, оскільки відсутність такого положення сьогодні фактично блокує продаж теплоти з АДЕ теплопостачальним організаціям, навіть якщо вони погоджуються його купити. Для таких випадків тариф на виробництво ТЕ з АДЕ запропоновано розраховувати на рівні 90 % тарифу на теплову енергію цього теплокомуненерго, незалежного від того, яке паливо використовується, за вирахуванням тарифу на транспортування та постачання теплової енергії. Це розширить можливості застосування «принципу 0,9» та призведе до обґрунтованішого тарифу на виробництво ТЕ з АДЕ, оскільки він буде прив'язаний не до середньозваженого тарифу по області, а до тарифу теплокомуненерго, що купує теплову енергію.

Загалом державну політику у сфері теплопостачання необхідно сфокусувати на збереження, модернізацію й підвищення частки систем ЦТ. На сьогодні єдиним стратегічним документом, що визначає напрями розвитку систем ЦТ, є Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання [38]. Однак, на думку авторів, у цій Концепції є низка недоліків і, фактично, вона має декларативний характер. Зокрема, згідно з нею збереження і розвиток систем ЦТ не є пріоритетом, а пропонується «оптимальне поєднання» різних видів теплопостачання. Концепцією не враховується, що системи ЦТ жорстко конкурують із автономним (індивідуальним) опаленням і на сьогодні поступаються йому щодо ціни і якості.

Через відсутність визначеності ставлення держави до систем ЦТ виникають проблеми і на місцевому рівні. Зокрема, єдиним документом місцевого рівня у сфері теплозабезпечення є схеми теплопостачання, проте нині вони не мають статусу обов'язкових до виконання. Натомість, саме схеми теплопостачання повинні бути базою для розвитку систем ЦТ. У них має передбачатися модернізація мереж та джерел теплопостачання, закриття неефективних котельень, укрупнення внаслідок об'єднання тепломереж сусідніх котельень, упровадження генерації на АДЕ тощо.

### 3.4. Пропозиції до вирішення проблем розвитку біоенергетики в Україні

---

Пропонується змінити принципи державної політики щодо розвитку СЦТ. Зокрема, запропоновано ввести до законодавства України термін «ефективне централізоване теплопостачання та охолодження», що відповідає Директиві 2012/27/ЄС, і задекларувати мету збільшення частки таких систем у ЦТ. На законодавчому рівні варто також визначити кількісні цільові показники з термінами їх досягнення, зокрема, щодо частки ЦТ, частки ефективних систем ЦТ, рівня об'єднання дефрагментованих теплових мереж в одну мережу, частки теплоти з АДЕ, частки теплоти від ТЕЦ і когенерації, у тому числі з АДЕ, а також інші показники. Крім того, слід забезпечити, щоб такі цілі узгоджувалися і передбачалися на рівні схем теплопостачання для того, щоб сума цілей за регіони відповідала цифрам (цілям), поданим у загальнодержавних документах.

Варто також припустити, що місцеві схеми теплопостачання є обов'язковими для розробки та виконання. Пропонується запровадити принцип обов'язкового зонування території, що передбачає зони ЦТ і зони автономного чи індивідуального теплопостачання. Для зон ЦТ суттєво, що в їхніх межах усі нові будівлі приєднуються лише до систем ЦТ, а наявні споживачі не мають від'єднуватися від СЦТ. Для підвищення ефективності СЦТ розробники схем теплопостачання повинні пріоритетно розглядати питання техніко-економічної оптимізації систем теплопостачання та включення у схеми теплопостачання проєктів з когенерації, залучення джерел скидної теплоти, низькопотенційних джерел енергії, виробництва теплової енергії з АДЕ тощо.

**Пропозиції щодо звільнення суб'єктів господарювання, що спалюють біопаливо, від сплати податку на викиди CO<sub>2</sub>.** Важливим аспектом для поліпшення діяльності з використання біомаси для енергетичних цілей є звільнення суб'єктів господарювання, що спалюють біопаливо, від сплати податку на викиди CO<sub>2</sub>. З 01.01.2019 р. набрав чинності Закон України «Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких інших законодавчих актів України щодо покращення адміністрування та перегляду ставок окремих податків і зборів» [39], яким було внесено зміни до Податкового кодексу України в частині сплати податку за викиди CO<sub>2</sub>.

Зокрема, ставку податку за викиди діоксиду вуглецю стаціонарними джерелами підвищено з 0,41 грн за тонну до 10 грн за тонну, тобто збільшено у 24,4 рази. Платниками податку за викиди вуглекислого газу є суб'єкти господарювання та інші юридичні особи, визначені статтею 240 Податкового кодексу України, які здійснюють викиди забруднювальних речовин у повітря стаціонарними джерелами забруднення. Отже, суб'єкти господарювання, що спалюють біомасу на стаціонарних джерелах забруднення, також є платниками податку за викиди CO<sub>2</sub>.

Однак, як зазначено вище, оскільки біомаса є CO<sub>2</sub>-нейтральним паливом, суб'єктів господарювання, що спалюють біомасу на стаціонарних джерелах забруднення, необхідно звільнити від сплати податку на викиди діоксиду вуглецю. Для цього до Податкового кодексу України потрібно внести зміни та припустити, що суб'єкти, які здійснюють викиди CO<sub>2</sub> внаслідок спалювання біопалива, не є платниками податку за ці викиди, незалежно від їх обсягу, а база оподаткування податком за викиди за результа-

тами податкового (звітного) кварталу зменшується на обсяг викидів CO<sub>2</sub>, спричинених спалюванням біопалива.

**Розроблення механізму державної підтримки вирощування енергетичних рослин.** Ринок вирощування енергетичних рослин в Україні знаходиться на стадії розвитку. З одного боку, є низка компаній, що вже зробили значні капіталовкладення у висадку промислових плантацій і необхідну для цього та для збору врожаю біомаси енергетичних рослин техніку, а з іншого — недосконалість законодавчого регулювання та технічної бази, як для вирощування, так і для збуту отриманої біомаси, а також відсутність державної підтримки стримує подальший розвиток цього напрямку.

На думку авторів, для усунення таких завад та полегшення ведення діяльності з вирощування енергетичних рослин необхідно внести зміни до деяких законодавчих актів.

Передусім слід внести зміни до Закону України «Про альтернативні джерела енергії», який визначає правові засади використання альтернативних джерел енергії. Зокрема, у статті 1 цього Закону потрібно визначити термін «енергетичні рослини». Важливими ознаками енергетичних рослин, що мають бути відображені у визначенні, є наступне: такі рослини є багаторічними, тобто їхня коренева система не відмирає, залишається у ґрунті й продовжується вегетація.

Крім того, це мають бути штучні насадження, що вирощують плантаційно, тобто території, де відбулось заліснення або де ростуть багаторічні рослини, висаджені не спеціально, не можна вважати насадженнями енергетичних рослин. Пропонується наступне визначення: «...енергетичні рослини — багаторічні рослини, коренева система яких залишається у ґрунті після збору врожаю та продовжує процес вегетації, що вирощуються у плантаційний спосіб з періодичністю збору врожаю від 1 до 5 років з метою отримання біомаси для подальшого виробництва енергії з неї».

Запропоновано також внести зміни до Податкового кодексу України. На думку авторів, необхідними є такі зміни: для земельних ділянок державної та комунальної власності, на яких вирощуються енергетичні рослини, річний розмір орендної плати не може перевищувати 5 % нормативної грошової оцінки протягом всього строку дії договору оренди. Обмеження максимального розміру орендної плати для земель, на яких вирощуються енергетичні рослини, унеможливить непередбачувані зміни орендної плати протягом строку дії договору оренди земельних ділянок державної та комунальної власності, а також позитивно вплине на економічні показники проєктів із вирощування енергетичних рослин.

Пропонується внести зміни до Земельного кодексу України [40] та Закону України «Про оренду землі» [41]. Оскільки для вирощування енергетичних рослин використовуються переважно земельні ділянки сільськогосподарського призначення, мінімальний передбачений нині термін оренди 7 років є недостатнім для проєктів із вирощування енергетичних рослин, бо строк існування насаджень енергетичних рослин становить 20 і більше років. Тому пропонується припустити, що строк оренди земельних ділянок сільськогосподарського призначення державної та комунальної власності, що надаються для вирощування енергетичних рослин, не може бути меншим за 20 років.

### 3.4. Пропозиції до вирішення проблем розвитку біоенергетики в Україні

Для скорочення процесу отримання в оренду земельних ділянок державної та комунальної власності пропонується розширити перелік випадків, коли продажу на земельних торгах не підлягають земельні ділянки державної чи комунальної власності або права на них, а саме у разі надання в оренду малопродуктивних і деградованих земельних ділянок сільськогосподарського призначення для вирощування енергетичних рослин.

Пропонується впровадити механізм компенсації вартості закладки плантацій енергетичних культур та догляду за ними, який потрібно розробити на підзаконному рівні. Аналогічні механізми державної підтримки вже діють нині в суміжних сферах. Наприклад, Постановою КМ України від 15.07.2005 р. № 587 затверджено Порядок використання коштів, передбачених у державному бюджеті для розвитку виноградарства, садівництва і хмелярства [42]. Цим Порядком визначено механізм використання коштів для часткової компенсації вартості із закладання насаджень, догляду за ними, придбання посадкового матеріалу плодово-ягідних культур, винограду та хмелю. В Держбюджеті на 2019 р. на цю програму було передбачено 400 млн грн [43]. Аналогічний механізм використання бюджетних коштів пропонується розробити для підтримки вирощування енергетичних рослин та догляду за ними.

З метою отримання компенсації потрібно проводити перевірку суб'єктів господарювання за формальними ознаками (за поданими документами), а також виїзні перевірки для підтвердження фактичних обсягів виконаних робіт. За умови позитивного висновку перевірки уповноважений орган здійснюватиме виплату компенсації витрат на закладання насаджень у перший та третій роки закладки плантацій. За розрахунками Біоенергетичної асоціації України (UABIO) [44] обсяг компенсації на гектар для таких енергетичних рослин, як тополя має становити 20 тис. грн, верба — 21 тис. грн, міскантус — 24 тис. грн (табл. 3.4.1). Необхідний обсяг компенсації розраховують, виходячи з необхідності отримати в таких проектах внутрішню норму дохідності (*IRR*) понад 20 % (табл. 3.4.2).

Таблиця 3.4.1. Економічні показники проектів з вирощування тополі, верби, міскантусу за наявності (відсутності) разової субсидії на гектар

Назва	Тополя		Верба		Міскантус	
	Без субсидії	Субсидія 20 тис. грн	Без субсидії	Субсидія 21 тис. грн	Без субсидії	Субсидія 24 тис. грн
Капітальні витрати, євро/га	1192	541	1282	599	4021	3240
Субсидії як частка капітальних витрат, %		55		53		19
Операційні витрати, євро/га	176	176	45	45	45	45
Ціна продажу біомаси без ПДВ, грн/сух. т	1785 (1050 W40 %)		1785 (1050 W40 %)		1785 (1575 W15 %)	
Ставка дисконтування, %	7	7	7	7	7	7
Частка кредиту, %	60	60	60	60	60	60
Ставка за кредитом, %	8	8	8	8	8	8
Строк кредиту, років	8	8	8	8	8	8
<i>NPV</i> , євро	557	1085	715	1250	3684	4334
<i>IRR</i> , %	11,3	21,7	11,9	21,4	17,0	21,5
<i>SPP</i> , років	8,4	5,0	8,2	5,3	6,0	4,7

Таблиця 3.4.2. Вхідні дані для розрахунку економічних показників проєктів з вирощування тополі, верби, міскантусу

Назва	Тополя	Верба	Міскантус
Строк експлуатації плантації, років	14	25	21
Вартість посадкового матеріалу, грн/шт.	4,61	1,2	3
Щільність посадки, шт./га	6000	15000	20000
Кількість зборів за період, разів	7	8	20
Врожайність (середня за період), сух. т/(га · рік)	9,4	13,5	14,7
Вихід біомаси за період, сух. т/га	66	162	294
Полив плантації	Так	Ні	Ні
Внесення мінеральних добрив після збору врожаю	Ні	Так	Ні
Внесення гербіциду після збору врожаю	Так	Ні	Тільки у 2-й рік

**Запровадження системи електронної торгівлі твердим біопаливом.** На думку авторів, для прискорення розвитку ринку твердого біопалива необхідно запровадити спеціальний механізм, який дасть змогу вирішити наведені проблеми. Таким механізмом є **система електронної торгівлі (СЕТ) твердим біопаливом**, яка є спеціальною електронною платформою, призначеною для торгівлі твердим біопаливом. Для запровадження такої платформи необхідно внести зміни до деяких законодавчих актів. Зокрема, УАВІО розроблено проєкт Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо розвитку торгівлі твердими біологічними видами палива» [45].

Проєктом Закону передбачено, що торгівля твердим біопаливом у системі електронної торгівлі здійснюватиметься через проведення електронних аукціонів. Для участі в електронному аукціоні учасники подаватимуть пропозиції на продаж та/або купівлю твердого біопалива. За результатом електронного аукціону між учасниками повинен укладатися договір купівлі-продажу твердого біопалива.

Функціонування системи електронної торгівлі твердим біопаливом має забезпечуватися оператором. Ним може бути будь-яка юридична особа, зареєстрована на території України. Однак з метою уникнення конфлікту інтересів до оператора висунуто таку вимогу: не здійснювати господарську діяльність, пов'язану із заготівлею, переробленням, виробництвом, зберіганням, транспортуванням, розподілом, постачанням і продажем твердого біопалива та/або енергії, виробленої з використанням твердого біопалива.

Оператора пропонується обирати за результатом конкурсного відбору, що проводитиме уповноважений орган державної виконавчої влади, зокрема таким органом може бути Держенергоефективності. Учасники відбору повинні володіти технічними засобами, засобами зв'язку та програмним забезпеченням, що необхідно для здійснення електронної торгівлі твердим біопаливом, мати досвід організації електронної торгівлі та мати змогу запропонувати конкурентні ціни на свої послуги. Оператор обирається строком на п'ять років із правом бути переобраним.

Особливості функціонування СЕТ твердим біопаливом наведено на рис. 3.4.1.



### 3.4. Пропозиції до вирішення проблем розвитку біоенергетики в Україні

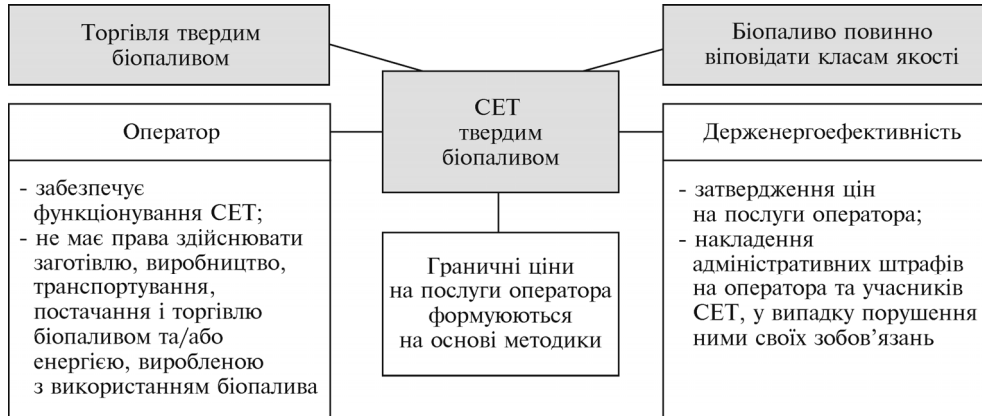


Рис. 3.4.1. Схема СЕТ твердим біопаливом

Учасниками системи електронної торгівлі зможуть бути всі зацікавлені виробники та покупці твердого біопалива. З метою забезпечення в СЕТ значної кількості продавців пропонується покласти на державні й комунальні підприємства та підприємства, в яких державна або комунальна частка акцій (часток, паїв) у статутному капіталі становить понад 50 % і які виробляють тверде біопаливо, обов'язок реалізовувати тверде біопаливо у системі електронної торгівлі зі зростанням від 20 % загального річного обсягу реалізації твердого біопалива у 2021 р. до 100 % у 2025 р. та наступних роках. Для контролю за виконанням цього обов'язку такі підприємства зобов'язані щорічно подавати звіт Держенергоефективності за попередній рік. До таких підприємств належать державні лісові господарства, державні деревообробні підприємства та державні сільськогосподарські підприємства.

Для залучення покупців до електронної торгівлі твердим біопаливом на суб'єктів господарювання, яким встановлено «зелений» тариф на електричну енергію, а також стимулюючі тарифи на виробництво теплової енергії, покладається обов'язок закуповувати тверде біопаливо СЕТ не менше ніж 20 % загального річного обсягу споживання твердого біопалива у 2021 р. зі збільшенням до 100 % у 2025 р. та наступних роках (рис. 3.4.2).

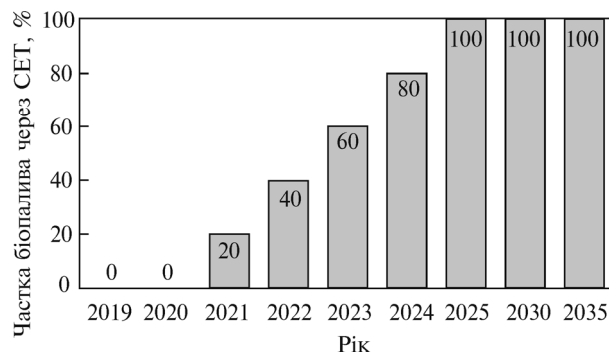


Рис. 3.4.2. Збільшення частки твердого біопалива, торгівля яким здійснюється через СЕТ твердим біопаливом

Важливою є якість твердого біопалива, торгівля яким здійснюватиметься у СЕТ. Прогнозується, що окремим підзаконним актом буде затверджено вимоги до якості твердого біопалива, які будуть обов'язковими для всіх учасників системи. Тверде біопаливо розподілятиметься на декілька класів із різними характеристиками якості. Продавець повинен буде підтверджувати її відповідним сертифікатом якості, що видаватиметься акредитованими лабораторіями.

Запровадження системи електронної торгівлі твердим біопаливом має стати тим механізмом, який вирішить проблеми на ринку твердого біопалива України. Зокрема, ціни на тверде біопаливо стабілізуються та вирівнюються через конкуренцію, що створюватиметься значною кількістю учасників аукціонів. Проблему ненадійності постачання біопалива слід вирішити, застосовуючи гарантійні внески до учасників та їх можливий поділ на категорії надійності. Усі види твердого біопалива, торгівля якими здійснюватиметься через СЕТ, будуть відповідати визначеним класам якості, що забезпечить якість біопалива.

Для запровадження системи електронної торгівлі біопаливом необхідно ухвалити Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо створення ринку твердого біопалива» та прийняти низку підзаконних актів, якими визначатимуться правила здійснення електронної торгівлі твердим біопаливом, порядок проведення конкурсного відбору оператора СЕТ твердим біопаливом, вимоги до якості твердого біопалива, торгівля яким здійснюється у СЕТ твердим біопаливом, а також методика формування граничних цін на послуги оператора системи електронної торгівлі твердим біопаливом.

**Запровадження конкуренції в системах ЦТ.** Стратегічним напрямом для розвитку сектору ЦТ та збільшення використання біомаси у ньому має стати запровадження **конкурентного ринку теплової енергії**. Біоенергетичною асоціацією України розроблено проєкт Закону «Про внесення змін до деяких законів України щодо впровадження конкуренції в системах централізованого теплопостачання» [46], яким передбачається впровадження конкурентних систем теплопостачання, зокрема систем ЦТ, приєднане теплове навантаження споживачів яких перевищує 50 Гкал/год.

Прогнозується, що у конкурентних системах теплопостачання між виробниками теплової енергії, які приєднані до таких систем, проводитимуться торги на закупівлю ТЕ. Ринок теплової енергії пропонується створити за моделлю «єдиного покупця» (рис. 3.4.3), тому організатором торгів буде оператор відповідної конкурентної системи теплопостачання, основною функцією якого також є транспортування та постачання теплової енергії. При цьому незалежні виробники ТЕ в конкурентних системах теплопостачання не матимуть права здійснювати продаж теплової енергії споживачам або іншим суб'єктам, окрім як оператору на торгах.

Торги на закупівлю теплової енергії оператор проводить щороку, не пізніше 15 вересня для забезпечення всього обсягу теплової енергії, необхідного для відпуску до теплової мережі в наступні опалювальний та міжопалювальний сезони.

### 3.4. Пропозиції до вирішення проблем розвитку біоенергетики в Україні

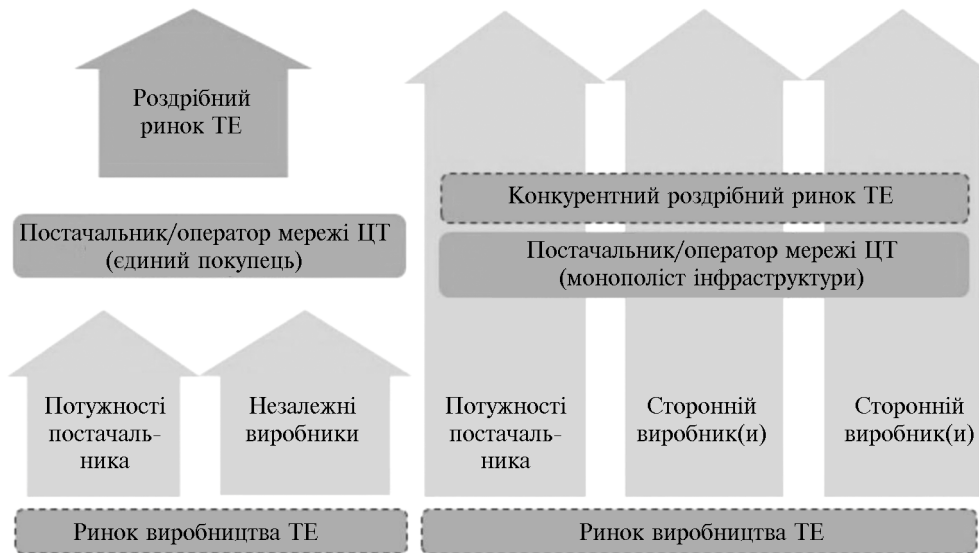


Рис. 3.4.3. Порівняння наявних моделей ринку ТЕ

Для участі в торгах на закупівлю ТЕ учасник подаватиме оператору цінову пропозицію на її виробництво та пропозицію щодо обсягу її відпуску окремо на опалювальний період та міжопалювальний період. Формування цінової пропозиції на виробництво теплової енергії та пропозиції щодо обсягу її відпуску учасник торгів на закупівлю ТЕ здійснюватиме самостійно. Однак пропонується встановити обмеження верхньої межі для таких пропозицій. Зокрема, цінова пропозиція на виробництво теплової енергії, що подається оператором для участі в торгах, не може бути вищою, ніж граничний тариф на виробництво ТЕ для відповідної конкурентної СЦТ. При цьому граничний тариф на виробництво теплової енергії оператора встановлюватиме НКРЕКП не рідше ніж один раз на рік і він формуватиметься відповідно до затвердженої методики.

Цінова пропозиція на виробництво теплової енергії, що подається незалежним виробником ТЕ для участі в торгах на її закупівлю, не може бути вищою, ніж визначений відсоток від граничного тарифу на виробництво теплової енергії оператора. Цей відсоток залежить від кінцевої ціни на природний газ, за якою оператор купує його у суб'єктів ринку природного газу з метою виробництва ТЕ для потреб населення.

Прогнозована пріоритетність на закупівлю теплової енергії під час проведення торгів має залежати від її ціни, способу виробництва, а також від виду палива. Отже, якщо учасники торгів на закупівлю теплової енергії подають різні цінові пропозиції на її виробництво, то оператор зобов'язаний розподіляти обсяги відпуску ТЕ між ними, надаючи пріоритет найнижчій ціновій пропозиції.

Обов'язковою умовою належного функціонування конкурентних систем тепlopостачання є забезпечення балансування та резервування теплогенерувальних установок. Припускається, що потужність резервування



Рис. 3.4.4. Забезпечення недискримінаційного доступу до теплових мереж

теплогенерувальних установок незалежних виробників теплової енергії, що здійснюють відпуск теплової енергії за результатом проведення торгів на її закупівлю, повинна відповідати потужності найбільшого котла незалежних виробників ТЕ, але бути не меншою ніж третина встановленої теплової потужності джерел теплової енергії всіх незалежних виробників теплової енергії цієї системи.

Істотним для запровадження конкурентних систем тепlopостачання є забезпечення недискримінаційного доступу до теплових мереж (рис. 3.4.4).

Передбачено спеціальні положення щодо приєднання до теплових мереж. Зокрема, приєднання теплогенерувальної організації до теплових мереж визначено як сукупність організаційних і технічних заходів, у тому числі робіт, спрямованих на створення технічної можливості подачі ТЕ від її джерел до магістральних та/або місцевих (розподільних) теплових мереж. Припускається, що забезпечення технічно і економічно обґрунтованих, прозорих і недискримінаційних умов приєднання теплогенерувальних організацій до теплових мереж та забезпечення конкуренції у сфері виробництва теплової енергії має стати принципом державної політики у сфері тепlopостачання.

Теплогенерувальні організації незалежно від організаційно-правових форм та форм власності, потужностей, технологій, видів палива або енергії, що використовуються для виробництва ТЕ, повинні мати однакові права щодо приєднання до теплових мереж. При цьому теплотранспортувальна організація зобов'язана приєднати теплогенерувальну організацію, що має намір здійснювати діяльність із виробництва теплової енергії, після виконання технічних умов та укладання договору про приєднання до теплових мереж. Технічні умови приєднання теплогенерувальної організації до теплових мереж повинні містити лише мінімально необхідні вимоги забезпечення надійності та якості відпуску ТЕ.

### 3.5. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.

---

Реалізація запропонованих законодавчих змін допоможе подоланню завад, які є в секторі біоенергетики, і створенню сприятливого середовища для значного збільшення обсягів виробництва енергії та біопалив з біомаси, що забезпечить виконання цілей і задач Дорожньої карти розвитку біоенергетики України до 2050 р.

### 3.5. ДОРОЖНЯ КАРТА РОЗВИТКУ БІОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ ДО 2050 Р.

**Мета Дорожньої карти.** Метою Дорожньої карти є подання реалістичного довгострокового сценарію розвитку біоенергетики, що відповідає переходу України на 100 % ВДЕ в 2050 р. Запропонована Дорожня карта охоплює період 2020—2050 рр. і має кілька реперних точок. Одна з них — 2030 р., оскільки новий НПДВЕ розробляють до 2030 р., коли повинно споживатися не менше ніж 8 млн т н. е. біомаси, біопалива та відходів (згідно з чинною Енергостратегією). Друга реперна точка враховує ціль з розвитку біоенергетики, поставлену Енергетичною стратегією України на 2035 р. — 11 млн т н. е. біомаси, біопалива та відходів у загальному постачанні первинної енергії.

Важливість і необхідність розробки Дорожньої карти розвитку біоенергетики обумовлені тим, що її матеріали можуть використовуватися для:

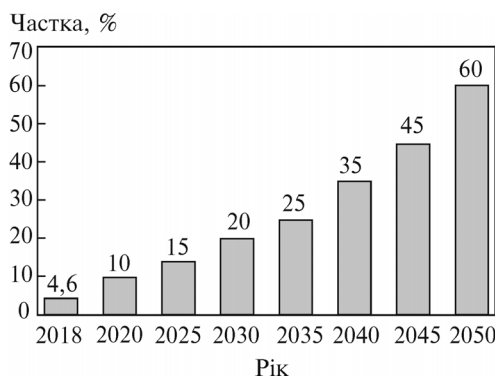
- розробки нової Енергетичної стратегії України з розширенням охопленого періоду до 2050 р.;
- надання Плану дій з досягнення існуючих цілей з розвитку біоенергетичного сектору до 2035 р.;
- уявлення ролі біоенергетики у виконанні міжнародних зобов'язань України зі скорочення викидів парникових газів;
- подання внеску біоенергетичних установок і технологій у заміщення потужностей на викопних паливах та потужностей АЕС, які будуть виведені з експлуатації до 2050 р.

Дорожня карта відповідає сценарію досягнення не менше ніж 60 % ВДЕ в енергобалансі України у 2050 р. (рис. 3.5.1), у тому числі за окремими секторами:

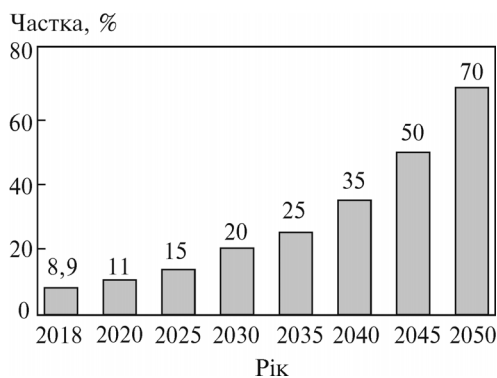
- електроенергія — 70 % ВДЕ (рис. 3.5.2);
- тепла енергія — 65 % ВДЕ (рис. 3.5.3);
- транспорт — 35 % ВДЕ (рис. 3.5.4).

Реалізація цих цілей можлива за умови зменшення ЗППЕ у 2050 р. порівняно з 2018 р. на 33 % (до ~63 млн т н. е.) у випадку збільшення кінцевого споживання енергії на 8 % (до ~55 млн т н. е.).

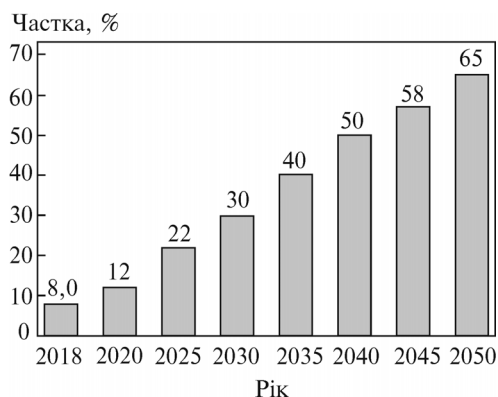
Зазначимо, що до 90 % загального обсягу виробництва ТЕ з ВДЕ припадає та згідно з світовою практикою й прогнозом UABIO буде припадати на біомасу. Цей підхід відрізняється від деяких «радикальних» прогнозів, відповідно до яких у майбутньому Україна зможе повністю перейти на електрообігрівання.



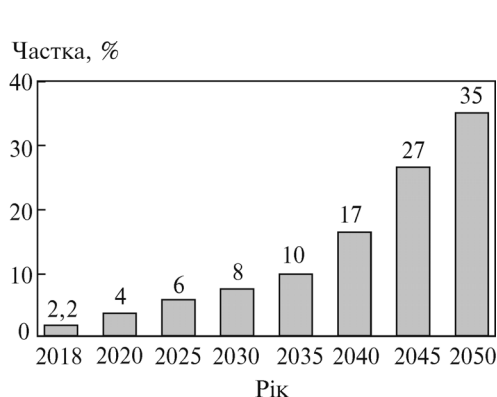
**Рис. 3.5.1.** Прогноз частки ВДЕ в ЗПРЕ до 2050 р. [47]



**Рис. 3.5.2.** Прогноз частки ВДЕ у виробництві електричної енергії до 2050 р. [48]



**Рис. 3.5.3.** Прогноз частки ВДЕ у виробництві ТЕ до 2050 р. [48]

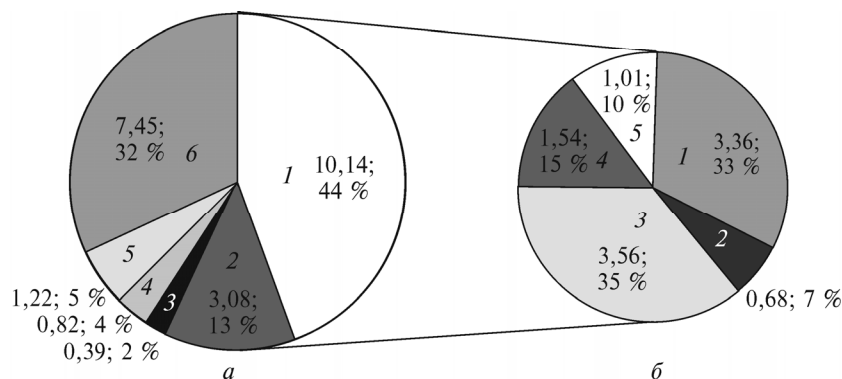


**Рис. 3.5.4.** Прогноз частки ВДЕ у транспортному секторі до 2050 р. [48]

Показовим є приклад Литви, де активно розвивається виробництво теплової енергії з біомаси, з амбітними планами на майбутнє. Згідно з Національною стратегією енергетичної незалежності Литви (Lithuania's National Energy Independence Strategy [49]) до 2030 р. 90 % теплової енергії буде вироблятися з ВДЕ, переважно завдяки сучасним ТЕЦ на біомасі. До 2050 р. уся ТЕ, що споживатиметься, вироблятиметься з ВДЕ та інших чистих джерел. Як зазначається Литовською асоціацією централізованого тепlopостачання (Lithuanian District Heating Association), у країні достатньо ресурсів, щоб мати 100 % опалення з використанням біопалива, не завдаючи негативного впливу на навколишнє середовище [50].

**Потенціал біомаси в Україні та його оцінка до 2050 р.** За даними 2018 р. енергетичний потенціал біомаси в Україні становить понад 23 млн т н. е. (рис. 3.5.5, табл. 3.5.1). Експертні оцінки UABIO свідчать, що в 2050 р. цей потенціал може зрости майже до 48 млн т н. е./рік, тобто більш ніж у 2 рази (табл. 3.5.2). Таким чином, рівень споживання біопалив у 2050 р. (23 млн т н. е.), передбачений в Дорожній карті, становитиме лише трохи більше за 50 % наявного на той час потенціалу біомаси.

### 3.5. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.



**Рис. 3.5.5.** Структура енергетичного потенціалу біомаси в Україні, млн т н. е. (2018 р.): *a* — загальний потенціал біомаси: 1 — сільськогосподарські (с/г) залишки; 2 — деревна біомаса; 3 — біодизель; 4 — біоетанол; 5 — біогаз; 6 — енергетичні рослини; *б* — потенціал с/г залишків: 1 — солома зернових; 2 — солома ріпаку; 3 — ПП виробництва кукурудзи на зерно; 4 — ПП виробництва соняшнику; 5 — лушпиння соняшнику

**Таблиця 3.5.1.** Енергетичний потенціал біомаси в Україні (2018 р.)

Вид біомаси	Теоретичний потенціал, млн т	Потенціал, доступний для енергетики (економічний)	
		Частка теоретичного потенціалу, %	млн т н. е.
Солома зернових культур	32,8	30	3,36
Солома ріпаку	4,9	40	0,68
Побічні продукти виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні)	46,5	40	3,56
Побічні продукти виробництва соняшнику (стебла, корзинки)	26,9	40	1,54
Вторинні сільськогосподарські залишки (лушпиння соняшнику)	2,4	100	1,00
Деревна біомаса (паливна деревина, залишки порубок, відходи деревообробки)	8,8	96	2,06
Деревна біомаса (сухостій, деревина із захисних лісосмуг, відходи ОВБСН)	8,8	45	1,02
Біодизель (з ріпаку)	—	—	0,39
Біоетанол (з кукурудзи і цукрового буряку)	—	—	0,82
Біогаз із відходів та побічної продукції АПК	2,8 млрд м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	42	0,99
Біогаз із ТПВ	0,6 млрд м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	29	0,14
Біогаз зі стічних вод (промислових та комунальних)	0,4 млрд м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	28	0,09
Енергетичні рослини:			
верба, тополя, міскантус*	11,5	100	4,88
кукурудза (на біогаз)*	3,0 млрд м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	100	2,57
<b>Загалом</b>	—	—	<b>23,10</b>

\* За умови вирощування на 1 млн га незадіяних сільськогосподарських земель.

Таблиця 3.5.2. Прогноз енергетичного потенціалу біомаси в Україні у 2050 р.

Вид біомаси	Теоретичний потенціал, млн т	Потенціал, доступний для енергетики (економічний)	
		Частка теоретичного потенціалу, %	млн т н. е.
Солома зернових культур*	49,2	30	5,04
Солома ріпаку	4,9	40	0,68
Побічні продукти виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні)*	58,1	40	4,45
Побічні продукти виробництва соняшнику (стебла, корзинки)	26,9	40	1,54
Вторинні сільськогосподарські залишки (лушпиння соняшнику)	2,4	100	1,00
Деревна біомаса (паливна деревина, залишки порубок, відходи деревообробки)*	12,3	96	2,88
Деревна біомаса (сухостій, деревина із захисних лісосмуг, відходи ОВБСН)	8,8	45	1,02
Біодизель (I і II покоління)*	—	—	1,10
Біоетанол (I і II покоління)*	—	—	2,33
Біогаз із відходів та побічної продукції АПК*	8,4 млрд м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	83	5,92
Біогаз із ТПВ*	0,7 млрд м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	70	0,42
Біогаз зі стічних вод (промислових та комунальних)*	0,4 млрд м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	31	0,11
Енергетичні рослини*:			
верба, тополя, міскантус**	34,5	100	14,65
кукурудза (на біогаз)**	7,5 млрд м <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>	100	6,43
<b>З а г а л о м</b>	—	—	<b>47,57</b>

\* Складові потенціалу біомаси, зростання яких очікується до 2050 р. Інші складові згідно з консервативним підходом залишено на рівні значень потенціалу 2018 р.

\*\* За умови вирощування на 2 млн га незадіяних сільськогосподарських земель.

**Основні чинники** зростання енергетичного потенціалу біомаси у період до 2050 р. це:

○ Підвищення врожайності сільськогосподарських культур, передусім зернових.

Проаналізувавши поточний стан і наявні тенденції у сільському господарстві України, а також дані щодо врожайності зернових культур в Україні та країнах ЄС (статистичні дані FAOSTAT [51]), дійшли висновку, що врожайність пшениці в Україні до 2050 р. може зрости у 1,5 раза, кукурудзи — у 1,4 раза.

○ *Суттєве збільшення економічного потенціалу біогазу з різних видів сировини за рахунок:*

- розширення сировинної бази для виробництва біогазу внаслідок включення пожнивних решток;
- зростання виробництва основної продукції різними галузями промисловості;
- укрупнення тваринницьких підприємств;



### 3.5. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.

- перехід від захоронення ТПВ до використання технології механіко-біологічної обробки.

- *Подвоєння площ під енергетичними рослинами та збільшення їх врожайності.*

Приймаємо, що розміри площ під енергетичними рослинами у 2050 р. становитимуть 2 млн га для верби, тополі, міскантусу і 2 млн га для кукурудзи на біогаз.

- *Зростання частки вирубки річного приросту деревини в лісах.*

Проаналізувавши поточний стан і наявні тенденції у лісовому господарстві України, а також дані щодо рівня вирубки річного приросту деревини в Україні та країнах ЄС (статистичний звіт Європейської біоенергетичної асоціації «Постачання біомаси» 2019 р. [52]), дійшли висновку, що цей показник в Україні можна збільшити в 1,4 раза (з ~51 % до ~71 %) [53].

- *Перехід на моторні біопалива другого покоління і нові види сировини для моторних біопалив першого покоління.*

Оцінка потенціалу рідких біопалив за даними 2018 р. базується на виробництві біодизеля I покоління (з насіння ріпаку) і біоетанолу I покоління (з зерна кукурудзи і меляси цукрового буряку). Під час прогнозування потенціалу рідких біопалив у 2050 р. враховується виробництво біопалив II покоління (з лігноцелюлозної сировини), а також нові види сировини (наприклад, відходи харчової рослинної олії, тваринних жирів) для отримання біопалив I покоління.

**Використання енергетичного потенціалу біомаси за її видами та за секторами.** Структура та напрями використання енергетичного потенціалу біомаси, передбачені в Дорожній карті, наведено на рис. 3.5.6, 3.5.7. Прогнозується, що у 2050 р. для енергетичних потреб буде залучено більше 23 млн т н. е. біомаси (біопалив) таких видів: деревна біомаса, первинні та вторинні сільськогосподарські залишки, енергетичні рослини, біогаз із різних видів сировини, рідкі біопалива (біодизель, біоетанол) (рис. 3.5.6). Напрями використання біопалив включають у себе виробництво теплової та електричної енергії з твердих біопалив, біогазу і біометану, а також отримання моторних біопалив (біометану, біодизеля, біоетанолу) (рис. 3.5.7).

Запропонована структура виробництва і споживання біопалив враховує та відображає **ключові тенденції**, які за прогнозами експертів матимуть місце в секторі біоенергетики України у період 2020—2050 рр.:

- *Збільшення частки агробіомаси — сільськогосподарських залишків та енергетичних рослин у структурі споживання твердих біопалив відповідно до 60 % та 20 % загального обсягу в 2050 р.*

Наразі основними складовими енергетичного потенціалу біомаси в Україні є первинні сільськогосподарські залишки (солома зернових культур та ріпаку, побічні продукти виробництва кукурудзи на зерно та соняшнику) — майже 40 % загального потенціалу (тут і далі — за даними 2018 р.) і енергетичні рослини (верба, тополя, міскантус для отримання твердого біопалива і силос кукурудзи для виробництва біогазу) — 32 %. Але у структурі виробництва енергії з біомаси в Україні первинні сільськогосподарські залишки і енергорослини займають останні місця, оскільки їхній потенціал використовують лише на 0—3 % залежно від виду біомаси. Дорожньою картою

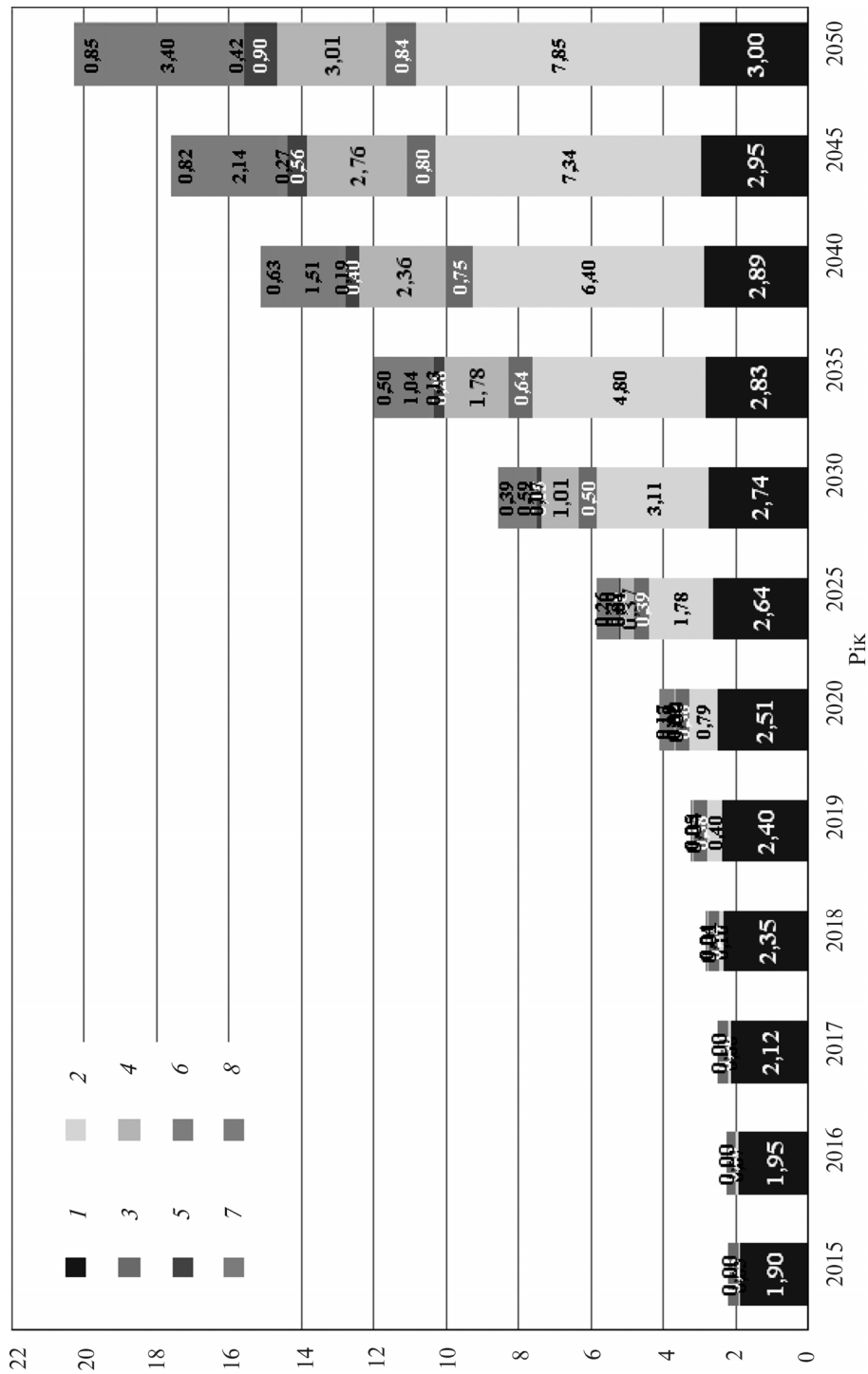
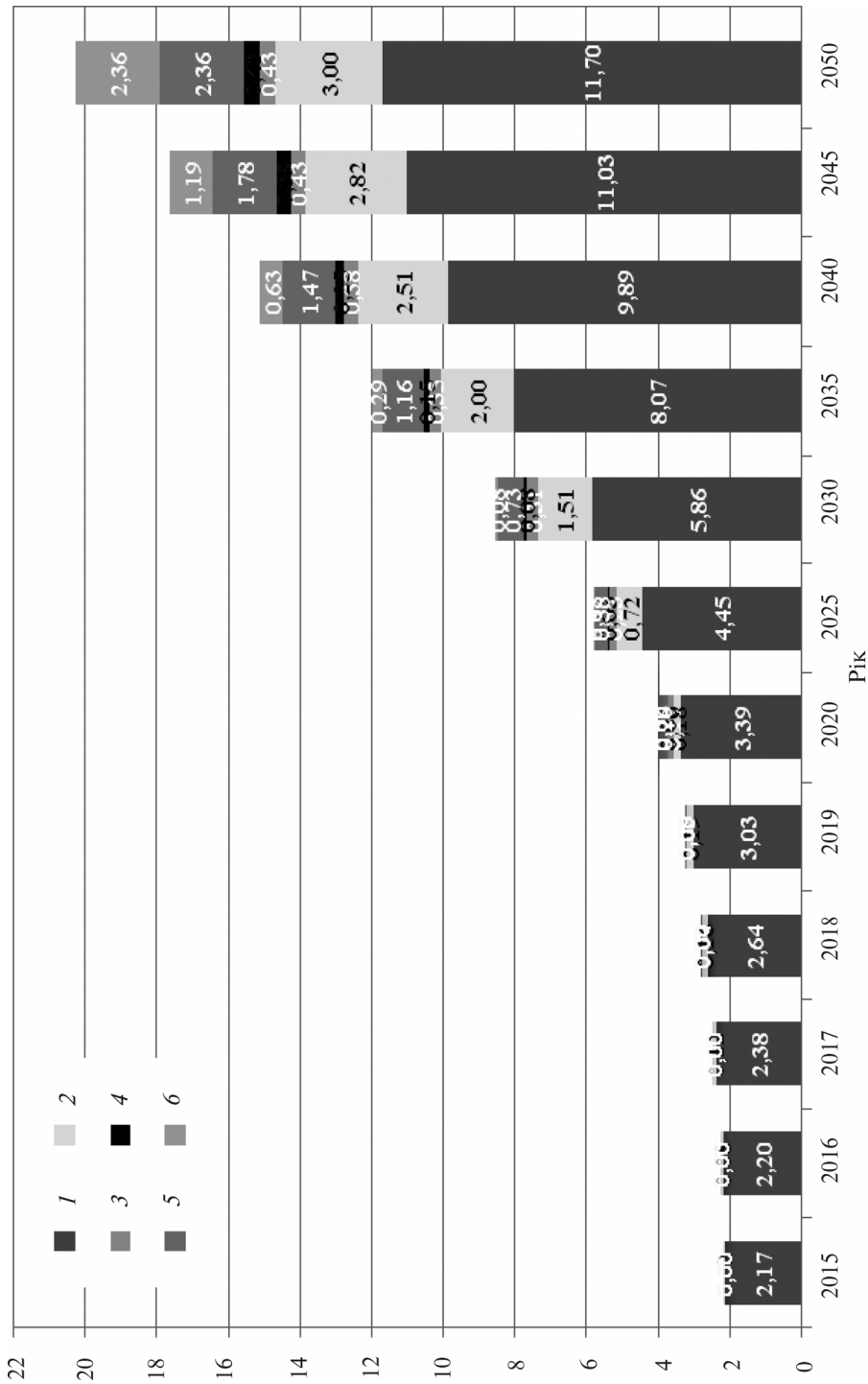


Рис. 3.5.6. Запропонована в Дорожній карті структура використання біопалив в Україні до 2050 р. за їх видами, млн т н. е.: 1 — деревна біомаса; 2 — солома, стебла; 3 — лушпиння соняшнику; 4 — енергетичні рослини; 5 — енергетичні рослини (біогаз); 6 — ППВ (біогаз); 7 — с/г залишки (біогаз); 8 — рідкі біопалива

### 3.5. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.



**Рис. 3.5.7.** Запропонована в Дорожній карті структура використання біопалив в Україні до 2050 р. за видами отриманого енергоносія, млн т н. е.: 1 — тверді біопалива (ТЕ); 2 — тверді біопалива (електроенергія); 3 — рідкі біопалива I покоління; 4 — рідкі біопалива II покоління; 5 — біогаз (електроенергія, ТЕ); 6 — біометан

передбачається суттєве збільшення обсягів енергетичного використання агробіомаси, передусім стебел й інших побічних продуктів виробництва зернової кукурудзи та соняшнику.

○ *Мінімальне зростання обсягу використання деревних біопалив у 1,2 раза у 2050 р. (проти 8 разів для сільськогосподарських залишків протягом 2020—2050 рр.).*

Частка деревної біомаси в структурі енергетичного потенціалу біомаси в Україні становить всього близько 13 %, проте практичне застосування її потенціалу перевищує 80 %. Виходячи із засад сталого розвитку, Дорожньою картою передбачається мінімальне зростання обсягів виробництва енергії з деревного біопалива, необхідне для виконання цілей 2050 р. Цього можна досягти за рахунок залучення до енергетичного використання решток порубок, сухоостою, деревини від реконструкції й відновлення захисних лісосмуг, відходів від обрізки та викорчовування фруктових садів і виноградників. Також планується збільшити рівень вирубки річного приросту деревини в лісах із поточних ~51 % до ~71 % [53], що відповідає європейському досвіду [52].

○ *Значне збільшення обсягів виробництва біогазу та рідких біопалив відповідно до 4,7 млн т н. е./рік та 3,4 млн т н. е./рік у 2050 р.*

В Україні є необхідні передумови та можливості для суттєвого нарощування обсягів виробництва рідкого та газоподібного біопалива. Сировиною для отримання біогазу можуть бути сільськогосподарські залишки (первинні, такі як солома; вторинні, наприклад, пивна барда, жом цукрового буряку, гній, послід), енергетичні культури (силос кукурудзи), а також ТПВ і деякі інші види біомаси. Рідкі моторні біопалива включають в себе біоетанол і біодизель. В Україні традиційними видами сировини для виробництва рідких біопалив I покоління є зерно кукурудзи і меляса з цукрових буряків для біоетанолу; насіння ріпаку — для біодизеля.

○ *Започаткування та зростання виробництва біометану і моторних біопалив II покоління відповідно до 2,4 млн т н. е./рік та 0,34 млн т н. е./рік у 2050 р.*

Отримання та споживання біометану для виробництва електроенергії (теплоенергії) і для використання на транспорті, а також виробництво моторних біопалив II покоління є досить новими, але надзвичайно перспективними напрямками розвитку біоенергетики. В Україні на відміну від Європи їх, на жаль, ще не почали розвивати. Дорожня карта передбачає започаткування та зростання виробництва зазначених видів біопалива, що відповідає європейським трендам і пропонує безперечні переваги для енергетики та транспортного сектору країни.

Відомо, що в Україні понад половини кінцевого споживання енергії припадає на ТЕ (рис. 3.5.8). З огляду на це згідно з Дорожньою картою у 2050 р. близько половини загального обсягу споживання біопалив — це тверді біопалива, що використовуються для виробництва ТЕ (11,7 млн т н. е.) (див. рис. 3.5.7). Решта у достатньо порівнянних пропорціях розділятиметься між твердими біопаливами для виробництва електроенергії (3,0 млн т н. е.), біогазом (2,36 млн т н. е.), біометаном (2,36 млн т н. е.) та рідкими біопаливами I покоління (3,08 млн т н. е.). Найменшою є частка

### 3.5. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.

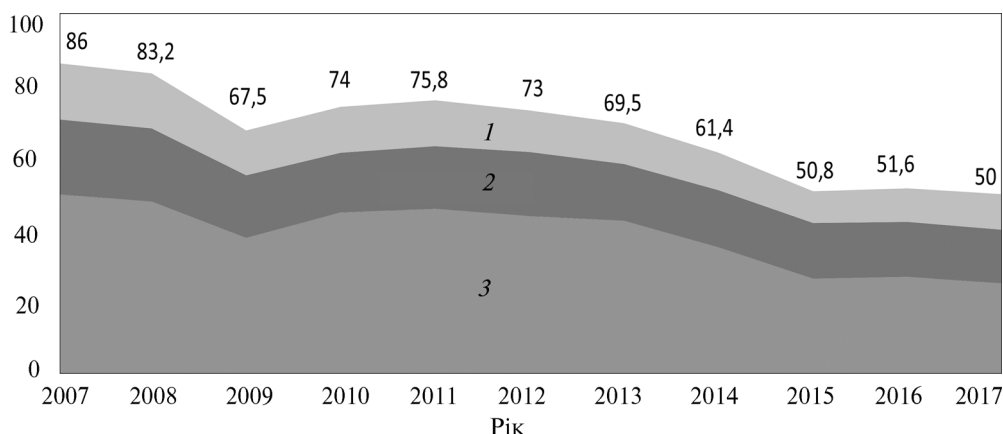


Рис. 3.5.8. Структура кінцевого енергоспоживання України, млн т н. е. [54]: 1 — транспорт, 19 %; 2 — електроенергія, 29 %; 3 — теплоенергія та охолодження, 52 %

загального обсягу споживання біопалив II покоління (340 тис. т н. е. у 2050 р.), які в Україні дотепер ще не виробляли.

Прогноз структури використання твердих біопалив для виробництва теплової та електричної енергії в Україні до 2050 р. у різних секторах відображено на рис. 3.5.9, 3.5.10. Як бачимо, обсяги виробництва теплоти з твердої біомаси є зрівноваженими у ЦТ і бюджетній сфері, промисловості та індивідуальному опаленні населення, тоді як обсяги виробництва електроенергії з біомаси переважають у промисловому секторі.

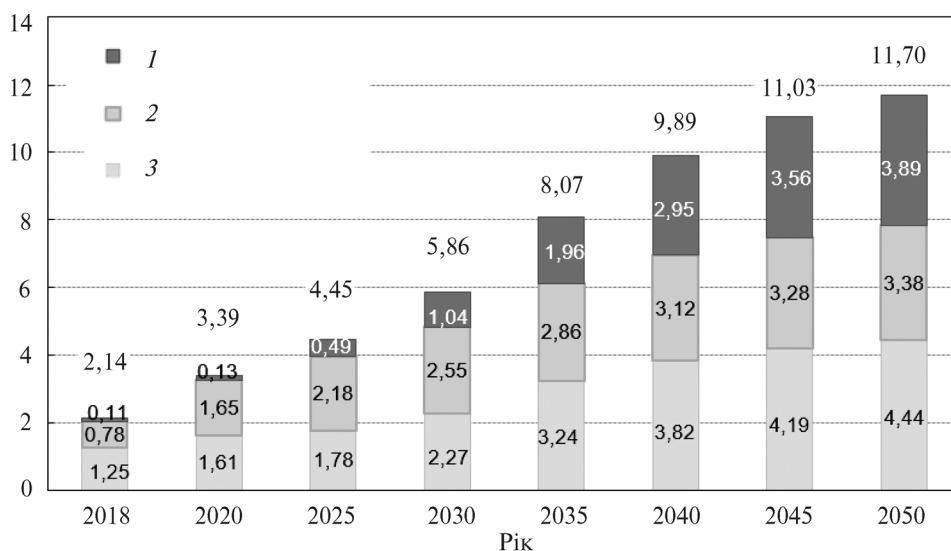
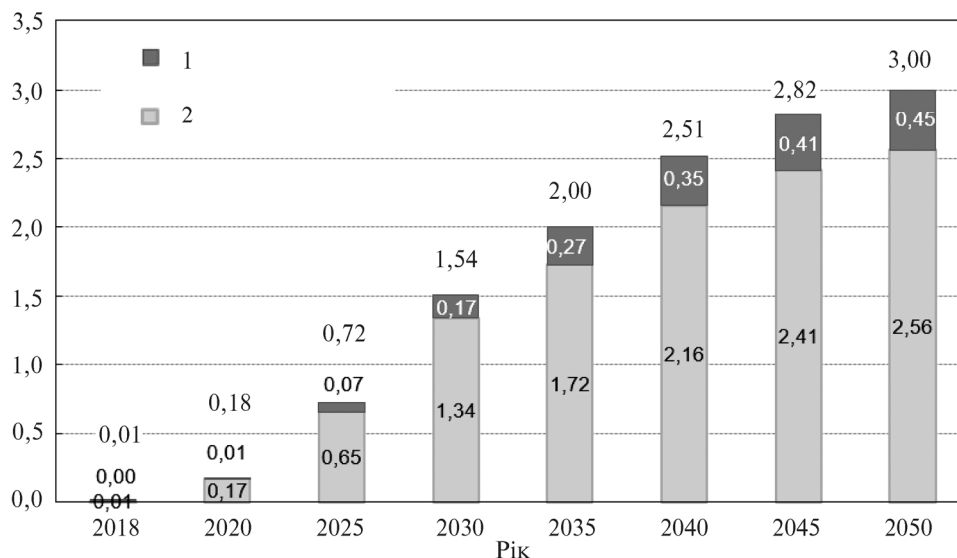


Рис. 3.5.9. Прогноз структури використання твердих біопалив для виробництва ТЕ в Україні у різних секторах, млн т н. е.: 1 — ЦТ і бюджетна сфера; 2 — промисловість; 3 — населення; числа над стовпчиками відповідають сумам за секторами



**Рис. 3.5.10.** Прогноз структури використання твердих біопалив для виробництва електричної енергії в Україні у різних секторах, млн т н. е.: 1 — ЦТ і бюджетна сфера; 2 — промисловість; числа над стовпчиками відповідають сумам за секторами

**Передбачене Дорожньою картою біоенергетичне обладнання та інвестиції, необхідні для його впровадження.** Прогнозується, що загальна встановлена потужність біоенергетичного обладнання у 2050 р. становитиме близько 50 ГВт<sub>т</sub> і 5,2 ГВт<sub>ел</sub>, а загальне споживання біопалив — 23 млн т н. е./рік, що фактично відповідає поточному потенціалу біомаси в Україні (див. табл. 3.5.1).

У табл. 3.5.3 подано розподіл обладнання за секторами у 2050 р.: побутовий сектор (побутові котли, пічки на твердому біопаливі), ЦТ і бюджетна сфера (котли і ТЕЦ на твердому біопаливі), промисловість (котли, ТЕЦ, ТЕС, ТЕС ORC на твердому біопаливі, ТЕЦ на біогазі (біометані), ТЕЦ на біогазі, отриманому з відходів).

Попередні експертні оцінки свідчать про те, що реалізація Дорожньої карти потребує інвестицій порядку 23—38 млрд євро залежно від вартості впроваджуваного обладнання. Орієнтовний розподіл інвестицій за видами біоенергетичного обладнання (технологій) наведено в табл. 3.5.4.

Очікуваними джерелами фінансування можуть бути приватні інвестиції, кредити (гранти) українських та міжнародних фінансових установ і програм (Укргазбанк, EBRD, GEF, IFC, USAID, GIZ, NEFCO, UNDP тощо), а також державні кошти в рамках відповідних програм підтримки.

**Узагальнені показники Дорожньої карти розвитку біоенергетики України до 2050 р.** Розвиток біоенергетики в Україні згідно з прогнозом, наведеним у Дорожній карті, може зумовлювати заміщення близько 20 млрд м<sup>3</sup>/рік природного газу, 1 млн т/рік нафтового пального, зменшення викидів парникових газів на більш ніж 60 млн т CO<sub>2-ек</sub>/рік і створення понад 188 тис. робочих місць до 2050 р. (табл. 3.5.5).

### 3.5. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.

Таблиця 3.5.3. Прогноз встановленої потужності біоенергетичного обладнання в Україні у 2050 р.

Вид обладнання	Загальна встановлена потужність	
	МВт <sub>т</sub>	МВт <sub>ел</sub>
<b>Побутовий сектор</b>		
Побутові котли, пічки на деревній біомасі (дрова, гранули, брикети)	5285	—
Побутові котли на агробіомасі (гранули, брикети, малі тюки)	7500	—
Побутові котли на енергетичних рослинах (гранули, тріска)	6000	—
<b>ЦТ + бюджетна сфера</b>		
Котли (деревна біомаса)	600	—
Котли (первинні с/г залишки)	12750	—
Котли (вторинні с/г залишки)	900	—
Котли (енергетичні рослини)	2750	—
ТЕЦ (деревна біомаса)	225	75
ТЕЦ (первинні с/г залишки)	1500	500
ТЕЦ (енергетичні рослини)	2250	750
<b>Промисловість</b>		
Котли (деревна біомаса)	1400	—
Котли (первинні с/г залишки)	3000	—
Котли (вторинні с/г залишки)	300	—
ТЕЦ (деревна біомаса)	240	80
ТЕЦ (первинні с/г залишки)	1520	475
ТЕЦ (вторинні с/г залишки)	300	100
ТЕЦ (біогаз, біометан)	2870	2040
ТЕС (первинні с/г залишки)	—	380
ТЕС (вторинні с/г залишки)	—	160
ТЕС (деревна біомаса)	—	55
ТЕС (енергокультури)	—	340
ТЕС ORC (первинні с/г залишки)	—	25
ТЕЦ на біогазі з відходів (полігони ТПВ, МБО відходів, стічні води)	265	250
<b>З а г а л о м</b>	<b>49655</b>	<b>5230</b>

Таблиця 3.5.4. Інвестиції, необхідні для реалізації Дорожньої карти розвитку біоенергетики України до 2050 р.

Вид біоенергетичного обладнання / технологія	Питомі капітальні витрати*	Необхідні інвестиції, млрд євро
Побутові котли, пічки на твердій біомасі	50—100 євро/кВт <sub>т</sub>	0,9—1,9
Котли на твердій біомасі	200—300 євро/кВт <sub>т</sub>	4,3—6,5
ТЕЦ/ТЕС на твердій біомасі	2500—4000 євро/кВт <sub>ел</sub>	7,4—11,8
ТЕЦ на біогазі/біометані (с/г залишки, полігони ТПВ, МБО відходів, стічні води)	2500—4000 євро/кВт <sub>ел</sub>	5,7—9,1
Виробництво біометану (моторне паливо)	10000—16000 євро/(м <sup>3</sup> СН <sub>4</sub> /год)	1,1—1,8
Виробництво рідких біопалив I покоління	837—1648 євро/тис. т н. е.	2,6—5,1
Виробництво рідких біопалив II покоління	2346—4246 євро/тис. т н. е.	0,8—1,5
<b>З а г а л о м</b>		<b>22,8—37,7</b>

\* Наведено усереднені значення. Питомі капітальні витрати залежать від потужності конкретного типу обладнання, виду застосованої технології й використовуваної біомаси. Вони поступово зменшуватимуться до 2050 р.

Таблиця 3.5.5. Узагальнені показники Дорожньої карти розвитку біоенергетики України до 2050 р.

Рік	Встановлена потужність		Споживання біопалива*, млн т н. е.	Заміщення природного газу, млрд м <sup>3</sup>	Заміщення бензину та дизельного пального, млн т	Зменшення викидів CO <sub>2</sub> , млн т/рік	Інвестиції, млрд євро		Створення робочих місць, од.
	МВт <sub>г</sub>	МВт <sub>ел</sub>					min	max	
2020	8206	202	3,99	4,34	0,38	9,26	1,70	2,88	19077
2025	12276	844	6,15	6,35	0,56	14,91	3,97	6,53	34552
2030	19087	1846	9,32	9,11	1,12	22,85	7,63	12,56	61800
2035	30237	2804	13,23	12,62	1,69	32,87	11,65	19,19	98411
2040	39338	3609	16,78	15,77	2,29	42,17	15,37	25,29	132010
2045	45351	4299	19,67	17,98	2,94	50,20	18,39	30,30	159351
2050	49655	5230	22,86	19,92	3,74	60,14	21,73	35,83	188448

\* Включно з рідкими та газоподібними біопаливами для транспорту.

Найбільшим у ці показники є внесок сегмента твердої біомаси: заміщення 17,9 млрд м<sup>3</sup>/рік природного газу, зменшення на 35 млн т CO<sub>2</sub>/рік і створення понад 107 тис. робочих місць у 2050 р. (табл. 3.5.6). За рахунок виробництва і споживання біогазу (біометану) буде додатково заміщено 2,1 млрд м<sup>3</sup>/рік природного газу і 0,4 млн т/рік бензину та дизельного пального (табл. 3.5.7, 3.5.8). Внесок сегмента рідких моторних біопалив у загальні

Таблиця 3.5.6. Прогноз розвитку сектору біоенергетики до 2050 р. щодо твердого біопалива

Рік	Встановлена потужність		Споживання біопалива, млн т н. е.	Заміщення природного газу, млрд м <sup>3</sup>	Зменшення викидів CO <sub>2</sub> , млн т/рік	Інвестиції, млрд євро		Створення робочих місць, од.
	МВт <sub>г</sub>	МВт <sub>ел</sub>				min	max	
2020	8103	105	3,57	4,33	8,49	1,14	1,85	13334
2025	11955	552	5,18	6,29	12,32	2,74	4,39	23284
2030	18465	1295	7,36	8,94	17,53	5,24	8,39	39853
2035	29173	1908	10,06	12,22	23,95	7,90	12,64	64023
2040	37854	2421	12,40	15,06	29,51	10,28	16,41	85987
2045	43307	2738	13,85	16,82	32,97	11,75	18,75	99755
2050	46520	2940	14,71	17,86	35,01	12,63	20,15	107543

Таблиця 3.5.7. Прогноз розвитку сектору біоенергетики до 2050 р. щодо біогазу

Рік	Встановлена потужність		Споживання біопалива, млн т н. е.	Заміщення природного газу, млрд м <sup>3</sup>	Зменшення викидів CO <sub>2</sub> , млн т/рік	Інвестиції, млрд євро		Створення робочих місць, од.
	МВт <sub>ел</sub>	МВт <sub>г</sub>				min	max	
2020	97	104	0,03	0,00	0,11	0,24	0,39	1843
2025	292	321	0,40	0,06	1,46	0,73	1,17	5547
2030	551	622	0,80	0,16	2,96	1,38	2,21	10474
2035	896	1064	1,39	0,35	5,13	2,24	3,58	17026
2040	1188	1484	1,94	0,59	7,16	2,97	4,75	22564
2045	1561	2044	2,61	0,91	9,63	3,90	6,24	29655
2050	2286	3135	3,89	1,54	14,36	5,72	9,14	43434



### 3.5. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.

Таблиця 3.5.8. Прогноз розвитку сектору біоенергетики до 2050 р. щодо газоподібного біопалива

Рік	Виробництво біопалива		Заміщення моторних палив, у т. ч.			Зменшення викидів CO <sub>2</sub> , млн т/рік	Інвестиції, млрд євро		Створення робочих місць, од.
	млн т	млн т н. е.	Природний газ, млрд м <sup>3</sup>	Бензин, дизельне пальне, млн т	Загалом, млн т н. е.		min	max	
2020	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	—
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	8
2030	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,05	0,02	0,03	47
2035	0,05	0,06	0,05	0,02	0,06	0,21	0,08	0,12	224
2040	0,14	0,16	0,12	0,06	0,16	0,58	0,21	0,34	609
2045	0,32	0,36	0,24	0,15	0,36	1,31	0,47	0,76	1377
2050	0,75	0,83	0,52	0,40	0,83	3,05	1,10	1,76	3195

Примітка. Тут і далі у т. ч. — у тому числі.

Таблиця 3.5.9. Прогноз розвитку сектору біоенергетики до 2050 р. щодо рідкого біопалива

Рік	Виробництво рідкого біопалива				Заміщення бензину та дизельного пального		Зменшення викидів CO <sub>2</sub> , млн т/рік	Інвестиції, млн євро		Створення робочих місць, од.
	Загалом, млн т	У т. ч. біопалива II покоління, млн т	Загалом, млн т н. е.	У т. ч. біопалива II покоління, млн т н. е.	млн т	млн т н. е.		min	max	
2020	0,61	0,00	0,39	0,00	0,38	0,39	0,66	327	643	3900
2025	0,89	0,02	0,57	0,01	0,56	0,57	1,12	496	971	5713
2030	1,77	0,05	1,14	0,03	1,11	1,14	2,32	1008	1972	11426
2035	2,65	0,07	1,71	0,05	1,67	1,71	3,58	1513	2958	17139
2040	3,51	0,17	2,29	0,14	2,23	2,29	4,92	2120	4121	22851
2045	4,36	0,29	2,86	0,23	2,78	2,86	6,30	2737	5300	28564
2050	5,22	0,43	3,43	0,34	3,34	3,43	7,72	3387	6538	34277

показники Дорожньої карти у 2050 р. є доволі помітним і полягає в заміщенні більше ніж 3,3 млн т/рік бензину і дизельного пального, зменшенні викидів парникових газів на 7,7 млн т CO<sub>2</sub>/рік, а також створенні понад 34 тис. робочих місць (табл. 3.5.9).

## **ЗАКОНОДАВЧЕ РЕГУЛЮВАННЯ ВИРІШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОБЛЕМ МУНІЦИПАЛЬНОЇ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ**

Підприємства муніципальної теплоенергетики, автомобільний транспорт і підприємства добувної й переробної промисловості в місцях їх розташування є основними забрудниками атмосферного повітря та джерелами викидів парникових газів у містах України.

Незважаючи на певний спад економічної діяльності в Україні в останні роки під впливом політичних чинників і пандемії коронавірусу, рівень забруднення атмосферного повітря великих міст і промислових регіонів країни залишається стабільно високим.

Відповідно до Закону України «Про Основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2030 року»<sup>1</sup>, «Метою державної екологічної політики є досягнення доброго стану довкілля шляхом запровадження екосистемного підходу до всіх напрямів соціально-економічного розвитку України з метою забезпечення конституційного права кожного громадянина України на чисте та безпечне довкілля, впровадження збалансованого природокористування і збереження та відновлення природних екосистем». Для поліпшення якості атмосферного повітря та посилення реагування на наслідки зміни клімату, а також для досягнення цілей сталого низьковуглецевого розвитку всіх галузей економіки в Україні потрібно забезпечити виконання ратифікованих міжнародних документів щодо протидії зміні клімату та поліпшення якості атмосферного повітря.

Законодавство України у сфері охорони навколишнього природного середовища спрямоване на досягнення національних пріоритетів і прагне наблизитися до відповідних директив Європейського Союзу щодо впровадження багатосторонніх екологічних угод (конвенцій, протоколів тощо), стороною яких є Україна, і має бути адаптоване до законодавства ЄС.

### **4.1. ОГЛЯД РЕГУЛЯТОРНИХ ДОКУМЕНТІВ ЄВРОПЕЙСЬКОГО СОЮЗУ**

#### **4.1.1. Обмеження викидів забруднювальних речовин в атмосферу**

Засади нормативно-правової бази країн ЄС у сфері забруднення атмосфери промисловими викидами було закладено понад 30 років тому, і їх постійно удосконалюють. Кожну нову редакцію регуляторного акту або новий документ розробляють на підставі ретельного аналізу виконання попе-

<sup>1</sup> <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2697-19> - Text

#### 4.1. Огляд регуляторних документів Європейського Союзу

---

редніх документів, оцінки найкращих доступних технологій та методів керування, а також зважаючи на можливості й економічні наслідки для промислового бізнесу.

Наведемо основні законодавчі акти ЄС, направлені на скорочення викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря:

1. Директива 88/609/ЄС від 24.11.1988 р. про обмеження викидів окремих забруднювальних речовин в атмосферне повітря<sup>1</sup>. Перший документ Євросоюзу, в якому встановлювалися нормативи викидів забруднювальних речовин для наявних і нових великих спалювальних установок. Відповідно до положень цієї Директиви всі країни-члени зобов'язані підготувати плани зменшення викидів для існуючих об'єктів до 01.07.1990 р.

2. Директива 96/61/ЄС від 24.09.1996 р. щодо всеохоплювального запобігання і контролю забруднень<sup>2</sup>. Передбачені механізми, запроваджено з метою запобігання або, де такої можливості не передбачається, зменшення викидів у атмосферу, воду та ґрунт, спричинених наслідками промислової діяльності.

3. Директива 2001/80/ЄС Європейського парламенту та Ради Європейського Союзу (далі — Рада) від 23.10.2001 р. про обмеження викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря від великих спалювальних установок<sup>3</sup>. Встановлено вимоги для теплосилових установок, вхідна теплова потужність яких перевищує 50 МВт. Цю директиву зазвичай називають Директивою LCP (Large Combustion Plant — велика спалювальна установка (далі — ВСУ)). Мета впровадження Директиви — насамперед, зменшення викидів оксидів сірки, оксидів азоту та пилу від ВСУ, досягти виконання міжнародних договорів, укладених країнами ЄС, зокрема, Гетеборзького протоколу від 01.12.1999 р. і виконання вимог Конвенції Європейської економічної комісії ООН щодо широкомасштабного транскордонного забруднення повітря з метою зменшення рівня ацидифікації, евтрофікації й озону в приземних рівнях.

4. Директива 2001/81/ЄС Європейського парламенту та Ради від 23.10.2001 р. про встановлення національних граничних обсягів викидів окремих забруднювальних речовин в атмосферне повітря<sup>4</sup>. Метою є встановлення граничних обсягів викидів діоксиду сірки (SO<sub>2</sub>), оксидів азоту (NO<sub>x</sub>), легких органічних сполук (VOC) та аміаку (NH<sub>3</sub>) на період до 2010 р.

5. Директива 2010/75/ЄС Європейського парламенту та Ради від 24.11.2010 р. «Про промислові викиди (комплексне запобігання і контроль забруднень)»<sup>5</sup>.

6. Директива 2015/2193/ЄС від 25.11.2015 р. «Про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферне повітря від середніх спалювальних установок»<sup>6</sup>.

---

<sup>1</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A31988L0609>

<sup>2</sup> [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994\\_497#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_497#Text)

<sup>3</sup> [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994\\_913#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_913#Text)

<sup>4</sup> <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2001:309:0022:0030:EN:PDF>

<sup>5</sup>

<sup>6</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015L2193>

Основні положення Директив 2001/80/ЄС, 2010/75/ЄС та ЄС 2015/2193, які мають важливе значення для муніципальної теплоенергетики України, нижче розглянуто детальніше; конкретні значення обмежень концентрацій викидів забруднювальних речовин наведено в підрозд. 4.2.1 у порівнянні з відповідними параметрами нормативних документів України.

Директивою 2001/80/ЄС «Про обмеження викидів деяких забруднювальних речовин в атмосферу від великих спалювальних установок» від 23.10.2001 р. встановлюються обмеження гранично допустимих концентрацій у димових газах таких забруднювальних речовин, як діоксид сірки ( $\text{SO}_2$ ), оксиди азоту ( $\text{NO}_x$ ) та пил (в українському законодавстві — речовини у вигляді суспензованих твердих частинок, недиференційованих за складом). Дія цієї Директиви розповсюджується на спалювальні установки номінальною потужністю понад 50 МВт.

У країнах ЄС вимоги цієї Директиви здебільшого практично виконано у 2010—2012 рр. З метою запобігання, зменшення та, наскільки це можливо, усунення забруднення, що виникає внаслідок промислової діяльності, на 11-му засіданні Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства (23.10.2013 р.) було прийнято рішення замінити Директиву 2001/80/ЄС на Директиву 2010/75/ЄС, яка містить значно жорсткіші вимоги до обмеження викидів забруднювальних речовин.

Під дію Директиви 2010/75/ЄС Європейського парламенту та Ради від 24.11.2010 р. «Про промислові викиди (комплексне запобігання і контроль забруднень)» підпадають спалювальні установки, сукупна номінальна ефективна теплова потужність яких дорівнює або перевищує 50 МВт, незалежно від використовуваного типу палива.

Відповідно до термінології цієї Директиви «установка» — це стаціонарна технічна одиниця, в межах якої виконуються один або кілька видів діяльності, наведених у додатку I до Директиви (зокрема, 1.1. Спалювання палив в установках із сукупною номінальною ефективною тепловою потужністю 50 МВт або більше), та будь-які безпосередньо пов'язані із цим види діяльності у тому самому місці, що мають технічний зв'язок із діяльністю, поданою в цих додатках, і які можуть впливати на викиди та забруднення.

«Спалювальна установка» — будь-який технічний агрегат, в якому здійснюється окиснення палива з метою використання виробленої таким чином теплоти.

Директивою встановлено нове правило групування викидів — підхід «єдиної димової труби», тобто якщо відхідні гази двох або більше спалювальних установок випускаються через єдину спільну витяжну систему з одним або кількома димоходами, які забезпечують відведення відхідних газів, то комбінація, утворена такими установками, вважається однією спалювальною установкою, а їх потужності підсумовуються для розрахунку сукупної номінальної ефективної теплової потужності.

Слід враховувати, що для розрахунку сукупної номінальної ефективної теплової потужності комбінації спалювальних установок не враховують спалювальні установки з номінальною ефективною тепловою потужністю до 15 МВт.

#### 4.1. Огляд регуляторних документів Європейського Союзу

---

Відповідно до Директиви (п. 1 статті 4) жодну спалювальну установку не можна експлуатувати без спеціального дозволу.

«Дозвіл» — письмова санкція на експлуатацію всієї або частини установки.

«Експлуатуюча організація» означає будь-яку фізичну або юридичну особу, яка здійснює експлуатацію або контроль за всією чи частиною установки або, якщо це передбачено національним законодавством, якій делеговано вирішальні економічні повноваження щодо технічного функціонування установки.

До заяви на надання дозволу, крім іншого, має бути включено опис характеру та кількість очікуваних викидів із установки у кожне з середовищ і визначення значних впливів викидів на навколишнє середовище, а також опис запропонованої технології та інших технік для запобігання викидам або, якщо це неможливо, для зменшення викидів з установки (п. 1 статті 12).

До дозволу мають бути включені усі заходи, необхідні для дотримання відповідності граничних обсягів викидів для забруднювальних речовин, наведених у додатку II до Директиви (зокрема, оксиди азоту та інші сполуки азоту, а також оксид вуглецю) (п. 1 статті 14).

«Викид» — безпосереднє або опосередковане вивільнення речовин, вібрацій, теплоти або шуму з окремих або рознесених джерел в установці в повітря, воду або ґрунт.

«Граничний обсяг викидів» означає масу, виражену відносно конкретних параметрів, концентрацію та/або рівень викиду, який не слід перевищувати протягом одного або кількох періодів часу.

**Установки централізованого теплопостачання.** У статті 35 Директиви 2010/75/ЄС передбачено деякі послаблення для спалювальних установок централізованого теплопостачання. Так, до 31.12.2022 р. спалювальній установці може надаватись пільга щодо дотримання відповідності граничним обсягам викидів, встановленим Директивою, за таких умов:

а) сукупна номінальна ефективна теплова потужність спалювальної установки не перевищує 200 МВт;

б) установці перший дозвіл надано до 27.11.2002 р. або її експлуатуюча організація подала повну заяву на надання дозволу до вказаної дати за умови, що установку введено в експлуатацію не пізніше за 27.11.2003 р.;

в) принаймні 50 % корисного виробництва теплоти установкою, як ковзне середнє протягом 5 років, видається у формі пари або гарячої води в громадську мережу для централізованого теплопостачання;

г) граничні обсяги викидів для діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу, встановлені у дозволі, застосовні на 31.12.2015 р., відповідно, зокрема, до вимог Директив 2001/80/ЄС та 2008/1/ЄС, підтримуються як мінімальні до 31.12.2022 р.

Експлуатуюча організація має проводити моніторинг викидів (п. 1—3 частини 3 додатка V) відповідно до таких умов:

1. Концентрації  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  і пилу у відхідних газах з кожної спалювальної установки із сукупною номінальною ефективною тепловою потужністю 100 МВт або більше вимірюють постійно.

Концентрацію CO у відхідних газах із кожної спалювальної установки, що працює на газоподібних видах палива, із сукупною номінальною ефективною тепловою потужністю 100 МВт або більше вимірюють постійно.

2. Компетентний орган влади може вирішити не вимагати постійного вимірювання, зазначеного у п. 1, для:

а) спалювальних установок, тривалість експлуатації яких становить менше ніж 10 000 робочих годин;

б) SO<sub>2</sub> і пил зі спалювальних установок, що спалюють природний газ.

3. Якщо постійні вимірювання не є обов'язковими, потрібно вимірювати SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, пил та для установок, що працюють на газі, також CO, принаймні кожні 6 місяців.

У випадку постійних вимірювань встановлені граничні обсяги викидів вважаються такими, відповідність яким забезпечено, якщо оцінювання результатів вимірювання свідчать, що для робочих годин протягом календарного року виконано всі наведені вимоги (п. 1 частини 4 додатка V):

- жодне з дійсних помісячних середніх значень не перевищує відповідних встановлених граничних обсягів викидів;

- жодне з дійсних поденних середніх значень не перевищує 110 % відповідних встановлених граничних обсягів викидів;

- 95 % усіх затверджених погодинних середніх значень за рік не перевищують 200 % відповідних встановлених граничних обсягів викидів.

Країни-члени встановлюють систему екологічних перевірок установок, спрямованих на дослідження повного спектра їх впливів на навколишнє середовище, включно з виїздами на об'єкти, взяттям проб і збором будь-якої необхідної інформації (п. 1 статті 23).

У випадку порушення умов, наведених у дозволі, в Директиві (п. 2 статті 8) передбачається, що експлуатуюча організація має негайно вживати заходів для забезпечення відновлення відповідності впродовж найкоротших можливих строків, інакше експлуатація установки тимчасово припиняється.

Вимоги Директиви для нових спалювальних установок набули чинності в країнах ЄС з 01.01.2016 р.

Однак для наявних установок передбачено деякі особливі умови. Згідно зі статтею 32 Директиви протягом періоду з 01.01.2016 р. до 30.06.2020 р. країни-члени можуть скласти та впровадити перехідний національний план щодо викидів забруднювальних речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки та твердих часток), чинний і для спалювальних установок, яким було надано перший дозвіл на викиди до 27.11.2002 р., за умови, що установку було введено в експлуатацію не пізніше за 27.11.2003 р. При цьому граничні обсяги викидів діоксиду сірки, оксидів азоту та твердих часток (пилу), встановлені у дозволі для спалювальної установки, застосовні на 31.12.2015 р., є максимальними для дотримання.

Для кожної з забруднювальних речовин у перехідному національному плані встановлено верхню межу, що визначає максимальне сукупне значення викидів за рік для всіх установок, охоплених планом, із урахуванням сукупної номінальної ефективної теплової потужності кожної установки на 31.12.2010 р., її фактичного графіка роботи та палива, що використовується на ній, усереднене за останні 10 років експлуатації до та включно з 2010 р.

Перехідний національний план також повинен містити положення щодо моніторингу та звітності, які відповідають правилам впровадження, встановленим відповідно до частини (b) статті 41 Директиви, а також заходи, пе-

#### 4.1. Огляд регуляторних документів Європейського Союзу

редбачені для кожної із установок, з тим, щоб забезпечити вчасну відповідність щодо граничних обсягів викидів.

Країни-члени передають свої перехідні національні плани Комісії, яка їх оцінює та приймає рішення про прийняття або не прийняття плану кожної країни.

На період дії НПСВ відповідність встановленим обмеженням на рівні окремих енергетичних установок не вимагається, натомість на національному рівні для сукупності всіх великих спалювальних установок встановлюються загальні ліміти валових викидів забруднювальних речовин. Відповідні ліміти розраховуються з огляду на граничні значення викидів згідно з Директивою.

Поступово такі обмеження Європейського Союзу поширилися і на спалювальні установки середньої потужності. Під дію Директиви 2015/2193/ЄС від 25.11.2015 р. «Про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферне повітря від середніх спалювальних установок» підпадають спалювальні установки потужністю 1—50 МВт.

Граничні концентрації забруднювальних речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки і твердих частинок) в димових газах під час спалювання твердого, рідкого та газоподібного палива, встановлені для наявних і нових установок відповідно до вимог Директиви 2015/2193/ЄС, наведено в табл. 4.1.1.

У Директиві 2015/2193/ЄС також передбачено тимчасові послаблення для спалювальних установок централізованого теплопостачання. Так, держава може звільнити наявні установки спалювання з номінальною тепловою потужністю понад 5 МВт від дотримання встановлених граничних значень викидів до 01.01.2030 р., якщо щонайменше 50 % виробленої нею корисної теплоти як середньої за п'ять років доставляється у вигляді пари або гарячої води в мережу ЦТ. У разі такого звільнення порогові значення викидів, встановлені компетентним органом, не повинні перевищувати 1100 мг/м<sup>3</sup> для SO<sub>2</sub> і 150 мг/м<sup>3</sup> для твердих частинок.

Оператор має здійснювати моніторинг викидів: кожні три роки для установок спалювання з номінальною тепловою потужністю, що дорівнює або більша ніж 1 МВт і менша ніж або дорівнює 20 МВт; щороку для установок спалювання з номінальною тепловою потужністю понад 20 МВт.

Таблиця 4.1.1. Граничні концентрації забруднювальних речовин у димових газах середніх спалювальних установок

Забруднювальна речовина	Сукупна номінальна ефективна теплова потужність, МВт	Наявні установки					Нові установки (з 20.12.2018 р.)				
		Тверде паливо		Рідкі види палива	Природний газ	Газоподібне паливо	Тверде паливо		Рідкі види палива	Природний газ	Газоподібне паливо
		Вугілля	Біомаса				Вугілля	Біомаса			
NO <sub>x</sub>	1—5 5—50	650	650	650	250	250	300	300	300	100	200
SO <sub>2</sub>	1—5 5—50	1100 400	200	350	—	35	400	200	350	—	35
Тверді частинки	1—5 5—50	50 30	50 30	50 30	— —	— —	20 —	20 —	20 —	— —	— —

#### 4.1.2. Запобігання глобальній зміні клімату

Світовою спільнотою визнано, що зміна клімату є однією з головних проблем світового розвитку з потенційно серйозними загрозами для глобальної економіки та міжнародної безпеки внаслідок підвищення прямих і непрямих ризиків, пов'язаних із енергетичною безпекою, забезпеченням продовольством і питною водою, стабільним існуванням екосистем, ризиками для здоров'я та життя людей. Засади для вирішення цієї проблеми визначено Рамковою конвенцією Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату (РКЗК ООН)<sup>1</sup>. Кількісні цілі зі скорочення викидів парникових газів на період до 2020 р. для розвинених країн і країн із перехідною економікою та конкретні інноваційні способи їх виконання визначено Кіотським протоколом до РКЗК ООН<sup>2</sup>. Зокрема, в ньому прописано гнучкі механізми зменшення викидів парникових газів завдяки ринковій міжнародній співпраці:

- спільне впровадження (СВ) (стаття 6) — це сумісне впровадження проектів та виконання зобов'язань зі скорочення та обмеження викидів згідно з додатком В (кількісні значення) Сторонами, які включені до додатка І до РКЗК ООН (перелік розвинених країн та країн з перехідною економікою);

- механізм чистого розвитку (МЧР) (стаття 12); мета МЧР — допомогти Сторонам, які не включені до додатка І, забезпечити сталий розвиток, а також країнам, які включені до додатка І, дотримуватися зобов'язань зі скорочення викидів; це дасть змогу промислово розвиненим країнам фінансувати проекти, спрямовані на зниження викидів у країнах, що розвиваються;

- режим торгівлі квотами на викиди (стаття 17) дає можливість країнам, які включені до додатка І, дотримуватися зобов'язань; він має бути додатковим заходом до зменшення викидів.

Дію Кіотського протоколу продовжено до 2020 р. завдяки Дохській поправці від 2012 р. (після 2020 р. його дію припинено).

У грудні 2015 р. у Парижі було прийнято нову глобальну кліматичну Паризьку угоду<sup>3</sup> (далі — Угода) у рамках РКЗК ООН (далі — РКЗК) щодо регулювання заходів зі зменшення викидів діоксиду вуглецю, починаючи з 2020 р. Метою цієї Угоди є «підсилення впровадження» Рамкової конвенції ООН про зміну клімату за рахунок:

- а) стримання підвищення середньої світової температури на рівні, значно нижчому ніж 2 °С, понад доіндустріальні рівні та докладання зусиль для обмеження зростання температури до 1,5 °С понад доіндустріальні рівні, оскільки це суттєво знизить ризики та наслідки зміни клімату;

- б) підвищення здатності до адаптування до несприятливих наслідків зміни клімату, а також сприяння опірності до зміни клімату та низьковуглецевому розвитку так, щоб не виникла загроза виробництву продовольства;

- в) забезпечення узгодженості фінансових потоків із напрямом низьковуглецевого та опірного до зміни клімату розвитку.

<sup>1</sup> [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995\\_044#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_044#Text)

<sup>2</sup> [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995\\_801#Text](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_801#Text)

<sup>3</sup> [https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995\\_161#n3](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_161#n3)



#### 4.1. Огляд регуляторних документів Європейського Союзу

---

Принципово новою в Угоді є динамічна система зобов'язань. Участь кожної країни в досягненні світової мети, тобто дотримання в міру сил власного рівня обмежень обсягів викидів парникових газів, визначається нею індивідуально на добровільних засадах і називається «національно визначеним внеском» (НВВ) (nationally determined contribution — NDC). З огляду на Угоду така участь має бути «амбітною» та встановленою «з метою досягнення цілі Угоди». Кожна Сторона повинна повідомляти свій НВВ раз на 5 років і реєструвати його в публічному реєстрі, що підтримується секретаріатом Рамкової конвенції. Кожен наступний НВВ має бути амбітнішим, ніж попередні.

Рівень НВВ кожної країни встановлює зобов'язувальну ціль для неї, як було і в Кіотському протоколі. Однак механізми, які змушують країну встановити ціль у її національно визначеному внеску до певної дати чи певних наслідків, якщо такої цілі не досягнуто, не визначено, означено лише систему «іменування та осоромлення».

Для досягнення цілей, як і у випадку Кіотського протоколу, країни можуть кооперуватися та поєднувати свої національно визначені внески.

Визначений в статті 6 Паризької угоди механізм внеску до зменшення викидів парникових газів і підтримки сталого розвитку має на меті:

- а) сприяння пом'якшенню наслідків викидів парникових газів, стимулюючи сталий розвиток;
- б) заохочення та забезпечення участі державних і приватних суб'єктів, уповноважених Стороною, у пом'якшенні наслідків викидів парникових газів;
- в) внесок у зменшення рівнів викидів у приймальної Сторони, яка отримуватиме вигоду від дій з пом'якшення зміни клімату. Результатом цього є скорочення викидів, які інша Сторона використовуватиме для виконання свого національно визначеного внеску;
- г) досягнення загального зменшення глобальних викидів.

Передача на міжнародному рівні результатів із запобігання змінам клімату однією країною іншій для виконання НВВ має здійснюватись на добровільних засадах у рамках спільних підходів із запобігання змінам клімату і сприяння сталому розвитку, а також забезпечення екологічної цілісності та прозорості. При цьому необхідним є надійний облік із запобіганням подвійного обрахунку.

Таким чином, Паризька угода практично продовжує легітимність започаткованої Кіотським протоколом діяльності з торгівлі квотами на викиди парникових газів.

Торгівля дозвільними одиницями (квотами) на викиди (яку часто спрощено іменують «торгівлею викидами») являє собою програму економічного стимулювання, за якою джерелам певних забруднень урядом країни надаються дозволи на викиди певної кількості тонн забрудників. Уряд видає лише обмежену кількість дозволів, що відповідає бажаному рівню викидів. Власники цих дозволів можуть викидати дозволену кількість забруднювальних речовин або, зменшивши обсяги власних викидів, продати утворені надлишки цих дозволів. Вже сам факт, що дозволи мають товарну вартість, стимулює власника до зменшення викидів.

Першу модель системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди розроблено в США з метою регулювання та обмеження викидів діоксиду сірки. Принципові елементи такої моделі для обмеження викидів парникових газів (ПГ) в енергетиці та промисловості вперше застосовано в країнах ЄС, а згодом — в Швейцарії, Казахстані, окремих штатах США та провінціях Канади.

Системи торгівлі викидами ПГ впроваджено в багатьох країнах світу. Очікується, що до 2030 р. вони стануть основним інструментом регулювання викидів ПГ в енергетиці та промисловості в усіх країнах, крім найбільш розвинутих країн Африки та Азії.

Метою запровадження таких систем є розподіл відповідальності за викиди ПГ між бізнесом та державою. При цьому держави покладають на бізнес повну відповідальність за дотримання ліміту та «оплату» викидів ПГ в енергетиці та промисловості. Водночас відповідальність за дотримання граничних викидів ПГ у домогосподарствах, на транспорті, в малих підприємствах, у сільському господарстві, в секторах поводження з відходами та землекористування залишається за державами.

Європейську систему торгівлі викидами (ЄСТВ) ПГ запроваджено з 2005 р. Учасниками системи є понад 12 тис. підприємств енергетики та промисловості країн Європейського Союзу, а вуглецевий ринок ЄС є найбільшим у світі. Його оборот у 2008—2012 рр. сягав 120 млрд євро (або 85 % світового вуглецевого ринку).

Схема торгівлі викидами парникових газів Європейського Союзу:

- є найпотужнішою за кількістю суб'єктів — понад 12 тис. установок;
- охоплює більше ніж 45 % обсягу викидів парникових газів у ЄС;
- поширюється на 33 країни;
- є найбільш нормативно та методично розробленою (понад 10 нормативних актів ЄС та 30 методичних роз'яснень);
- має триваліший практичний досвід функціонування з 2006 р.

Багато експертів прогнозують у перспективі до 2030 р. створення внаслідок об'єднання регіональних і національних систем, попередньо скомпонованих між собою в 2020—2030 рр., єдиної секторальної системи торгівлі.

Система торгівлі викидами спрямована, насамперед, на обмеження і зниження викидів діоксиду вуглецю (CO<sub>2</sub>) — основного парникового газу, викиди якого в енергетиці та промисловості становлять 90 %. Викиди CO<sub>2</sub> зумовлені переважно спалюванням викопного палива або використанням у промислових процесах сировини, що містить вуглець.

Базовим нормативним актом ЄС, яким регулюється діяльність Європейської СТВ та в якому наведено основні положення щодо механізму її функціонування, є Директива 2003/87/ЄС Європейського парламенту та Ради від 13.10.2003 р. про встановлення схеми торгівлі викидами парникових газів у рамках Співтовариства та внесення змін і доповнень до Директиви Ради 96/61/ЄС, що містить зміни і доповнення<sup>1</sup>.

Директивою 2003/87/ЄС визначається механізм реалізації положень Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату на

<sup>1</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20140430>

#### 4.1. Огляд регуляторних документів Європейського Союзу

рівні Європейського Співтовариства в тій частині, що стосується торгівлі квотами на викиди ПГ (один з гнучких механізмів Кіотського протоколу).

Директива 2003/87/ЄС — це своєрідна «конституція» системи торгівлі викидами ЄС, вона містить основні положення, що регламентують діяльність такої системи.

У ній передбачається встановлення загального обмеження на викиди ПГ для установок, які відповідають критеріям, наведеним у додатку I до неї. Кожна установка-учасник СТВ отримує індивідуальне обмеження на викиди в рамках загального обмеження країни, тобто певну кількість дозволів на викиди ПГ (один дозвіл надає право на викид однієї тонни діоксиду вуглецю ( $\text{CO}_{2\text{-ек}}$ )). Після закінчення звітного періоду та визначення викидів ПГ за звітний період оператор кожної установки зобов'язаний здати відповідному регуляторному органу ту кількість дозволів, яка відповідає цим обсягам здійснених викидів ПГ. У випадку, коли викиди за звітний період перевищують отримане індивідуальне обмеження, оператор установки зобов'язаний виконати хоча б одне з наступного:

- 1) закупити недостачу дозволів на вуглецевому ринку;
- 2) покрити недостачу за рахунок закупівлі одиниць скорочень викидів, згенерованих у рамках проектних механізмів, визнаних регуляторним органом як взаємозамінні з дозволами на викиди;
- 3) оплатити штрафні санкції;
- 4) скоротити обсяги викидів ПГ до встановленого рівня — індивідуального обмеження.

У випадку, коли викидів за звітний період менше ніж отримане індивідуальне обмеження, оператор має право продати залишкові дозволи на вуглецевому ринку.

Для оплати викидів у системах торгівлі випускають в обіг спеціальні вуглецеві одиниці.

Вуглецева одиниця — це неподільне реєстроване пред'явницьке майнове право, засіб звітування за викиди однієї тонни парникових газів у еквіваленті діоксиду вуглецю, випущене в бездокументарній формі, індивідуально-визначене унікальним серійним номером, що має в межах одного випуску однорідні ознаки та реквізити, знаходиться в обігу на підставі єдиних для цього випуску умов, існує у формі електронного запису лише на одному рахунку тримання в одному реєстрі вуглецевих одиниць.

Дозвільна одиниця — це спеціальна вуглецева одиниця системи торгівлі викидами. Викиди установки можна оплачувати (компенсувати) тільки дозвільними одиницями. Маючи одну таку одиницю, оператор має право компенсувати викиди парникових газів у обсязі 1 т  $\text{CO}_{2\text{-ек}}$ . У системі ЄС ці одиниці називають «European Allowance Unit» (EAU), а також квотами на викиди.

Вимоги до заяви оператора на надання дозволів на викиди ПГ встановлені статтею 5 Директиви. Заява повинна включати в себе опис установки, її джерел викидів та матеріальних потоків, які призводять до викидів. У ній також повинен міститися опис заходів, які плануються для моніторингу та звітності про викиди ПГ, вимоги до яких встановлюються рішеннями Європейської комісії на виконання статті 14 і додатка 4 до Директиви.

У статті 4 є посилання на статтю 6, якою визначаються умови надання та зміст дозвільного документа. Цей документ видають лише в разі, коли дозвільний орган переконується, що оператор здатний здійснювати моніторинг і звітність за викидами ПГ від установки. Обсяг викидів ПГ у цьому документі безпосередньо не лімітується (на відміну від дозволів на викиди забруднювальних речовин). Наведемо умови видання дозволу:

- виконання плану моніторингу протягом звітного року;
- передача дозвільному органу до 31 березня року, наступного за звітним, верифікованого річного звіту про викиди;
- оплата дозвільними одиницями викидів до 30 квітня року, наступного за звітним, у кількості, яка відповідає річним викидам, верифікованим згідно зі статтею 15.

Стаття 4 містить посилання на статтю 27, якою визначаються умови тимчасового вилучення установок невеликої потужності зі схеми торгівлі викидами. Таке тимчасове вилучення можливе в разі, якщо установка, охоплена іншими інструментами політики обмеження викидів, здійснює моніторинг, звітність і забезпечує верифікацію на умовах, еквівалентних для включених до схеми торгівлі установок, а також на неї поширюється дія санкцій, еквівалентних для включених установок.

У статті 7 визначається обов'язок оператора інформувати уповноважений орган про будь-які зміни в установці, які потребують оновлення дозволу. В разі заміни оператора уповноважений орган оновлює дозвіл у частині ідентифікації нового оператора.

Стаття 8 містить вказівки на необхідність узгодження процедур видачі дозволу на викиди ПГ з процедурою видачі інтегрованого дозволу на промислові викиди, зокрема їх інтеграцію.

Додаток I до Директиви вміщує перелік видів діяльності, цензи потужності та види парникових газів, які є критеріями віднесення технічних одиниць до установок як об'єктів регулювання. Для повноти інформації можна додати, що до Директиви 2003/87/ЄС було внесено додаткові зміни<sup>1</sup>, які стосуються окремих аспектів і не впливають на її загальні положення (табл. 4.1.2).

Таблиця 4.1.2. Директива 2003/87/ЄС і зміни до неї

Документ	Дата	Предмет
Директива 2003/87/ЄС Директива 2004/101/ЄС	Від 13.10.2003 р. Від 27.10.2004 р.	Основний документ Встановлює схему для СТВ і проектних механізмів за Кіотським протоколом
Директива 2008/101/ЄС Регламент (ЄС) № 219/2009	Від 19.11.2008 р. Від 11.03.2009 р.	Включення авіації до СТВ Адаптація інструментів СТВ до процедур Рішення 1999/468/ЄС
Директива 2009/29/ЄС Рішення № 1359/2013/ЄС Регламент (ЄС) № 421/2014	Від 23.04.2009 р. Від 17.12.2013 р. Від 16.04.2014 р.	Вдосконалення та розширення СТВ Уточнення положень про терміни аукціонів Зміни в СТВ у зв'язку із застосуванням до 2020 р. єдиного глобального ринку емісій міжнародної авіації

<sup>1</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:02003L0087-20180408 & from-EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:02003L0087-20180408&from-EN)

#### 4.1. Огляд регуляторних документів Європейського Союзу

---

*Керівництво з інтерпретації додатка I до Директиви.* Керівний документ з інтерпретації додатка I до Директиви [17] підготовлено консультантами в тісній співпраці зі спеціалістами з країн-членів та Єврокомісії. В ньому враховано підсумки обговорення протягом кількох засідань робочих груп (РГ) Комітету зі зміни клімату (ССС) та письмові зауваження, отримані від зацікавлених сторін та експертів з країн-членів. Це керівництво погоджено на засіданні Комітету зі зміни клімату 18.03.2010 р. та відображає його позицію.

Документ дає рекомендації з інтерпретації додатка I Директиви. Він стосується стаціонарних установок.

*Керівні документи про гармонізований порядок безоплатного розподілу дозвільних одиниць.* Групу керівних документів призначено для підтримки країн-членів та їхніх компетентних органів у когерентній реалізації методології розподілу дозвільних одиниць, встановленій Рішенням Комісії 2011/278/ЄС «Перехідні повністю гармонізовані правила для всього Співтовариства щодо впровадження статті 10а(1) Директиви 2003/87/ЄС» (СІМs) [3], та в розробленні національних заходів із упровадження наведених вище заходів із безоплатного розподілу дозвільних одиниць (NIMs) [4–13]. Керівництва не є офіційною позицією Комісії та не є юридично обов'язковими.

Ці керівництва базуються на проекті, розробленому консорціумом консультантів (Ecofys NL, Fraunhofer ISI, Entec). Вони враховують підсумки обговорення протягом кількох засідань неофіційної Технічної робочої групи з бенчмаркінгу — підгрупи РГІІІ Комітету зі зміни клімату (ССС), а також письмові зауваження, отримані від зацікавлених сторін та експертів із країн-членів. На засіданні Комітету зі зміни клімату 14.04.2011 р. погоджено, що ці керівництва відображують позицію Комітету, а також, що підходи до встановлення меж їх застосування можуть розрізнятися для різних країн-членів ЄС.

У СІМs визначено теми, які заслуговують подальшого пояснення або потребують керівництва. Керівні документи СІМ повинні вирішувати ці питання конкретно і чітко, наскільки це можливо.

Керівні документи СІМ спрямовано на досягнення узгодженості в інтерпретації СІМs, для сприяння гармонізації та запобіганню можливим зловживанням чи спотворенням. Перелік основних документів наведено нижче:

- Керівний документ № 1 — загальне керівництво: дає загальне уявлення про процеси розподілу та пояснює основи методології розподілу.
- Керівний документ № 2 — керівні вказівки з методологій розподілу: пояснює, як методологія розподілу застосовується та її основні характеристики.
- Керівний документ № 3 — керівництво зі збору даних: пояснює, які дані необхідні від операторів для подання в компетентні органи і як їх збирати. Це керівництво відображає структуру шаблону збору даних, представленого ЄС.
- Керівний документ № 4 — керівництво з перевірки даних із NIMs: пояснює процес верифікації відносно збору даних для здійснення національного розподілу.
- Керівний документ № 5 — керівництво щодо витоку вуглецю: ідентифікує проблему витоку вуглецю і пояснює, як вона впливає на розрахунок розподілу безоплатних дозвільних одиниць.

- Керівний документ № 6 — керівництво з розподілу теплових потоків: пояснює застосування методології розподілу теплових потоків у разі передачі теплової енергії за межі установки або між частинами установки.

- Керівний документ № 7 — керівництво щодо нових учасників і закриття: призначене для пояснення правил розподілу дозвільних одиниць, що стосуються нових учасників, а також закриття установок.

- Керівний документ № 8 — керівництво щодо відхідних газів і викидів від процесів субустановок: надає пояснення методології розподілу дозвільних одиниць стосовно викидів від процесів субустановок, зокрема щодо використання відхідних газів.

- Керівний документ № 9 — керівництво для окремих секторів: забезпечує детальний опис показників виробництва продукції, а також межі кожного з показників виробництва продукції, перелічених у CIMs.

- Керівний документ № 10 — керівні вказівки з розподілу дозвільних одиниць для об'єднаних та розділених установок.

Цей список документів доповнює інші керівні документи, видані Європейською комісією, пов'язані з ЄСТВ, зокрема:

- Керівництво з інтерпретації додатка I до Директиви.

- Керівний документ для ідентифікації генераторів електроенергії.

**Нормативні акти ЄС про тимчасовий порядок безоплатного розподілу дозвільних одиниць для виробництва електроенергії.** Ці документи є керівництвом для країн-членів для визначення генераторів електроенергії, застосування методології щодо порядку безоплатного розподілу дозвільних одиниць для виробництва електроенергії, застосування відповідних еталонних значень ефективності виробництва електричної та теплової енергії для ТЕЦ тощо. Правильне визначення та узгодження генераторів електроенергії вважається ключовим у розрахунку кількості дозвільних одиниць, які розподіляються безоплатно та продаються з аукціону.

Незалежно від того факту, що установку можна кваліфікувати як генератор електроенергії, не виключено, що вона може отримати безоплатні дозвільні одиниці на підставі статті 10а(4): «Безоплатний розподіл буде наданий установкам централізованого тепlopостачання та високоефективної когенерації, відповідно до обґрунтованих вимог, по відношенню до виробництва теплоти або холоду».

**Поняття базової лінії та базового рівня.** Базова лінія — це низка історичних даних і прогнозованих оцінок енергоспоживання, економічної діяльності та викидів парникових газів або інших екологічних показників за тривалий проміжок часу.

Базову лінію викидів парникових газів використовують як основу системи оцінювання для розуміння внеску в глобальне потепління, а також для відстеження прогресу щодо скорочення викидів парникових газів, виробництва екологічно чистої енергії та інших цілей розвитку. Базова лінія включає в себе інформацію про джерело та кількість викидів парникових газів, про чинники, що зумовлюють такий рівень викидів, а також може містити рекомендації щодо пріоритетів пом'якшення наслідків у рамках моделі розвитку звичайного ходу діяльності (business as usual — BAU).

#### 4.1. Огляд регуляторних документів Європейського Союзу

---

Базову лінію викидів будують, ґрунтуючись на низці визначальних чинників викидів парникових газів, а саме: річні обсяги виробництва, споживання первинних енергоресурсів, нетто-виробництво, втрати під час транспортування та розподілу, попит (роздрібний продаж) та ін. Усі ці показники застосовують для оцінювання споживання (не тільки фактичного, а й належного) первинних енергоресурсів, результати якого в свою чергу використовують з метою оцінювання належних викидів парникових газів.

Побудова базової лінії передбачає необхідність проведення аналізу наведених вище та деяких інших чинників, а також прийняття низки рішень щодо вибору того, що слід у неї включати.

Для побудови базової лінії доцільно побудувати прогноз для проведення оцінювання ймовірних шляхів та темпів зростання викидів. У деяких випадках короткострокові прогнози можна готувати за даними відстеження останніх історичних тенденцій видів діяльності у базовій лінії.

На підставі базової лінії діяльності підприємства за базовий період визначають **базовий рівень** викидів ПГ, який є тією вихідною точкою, стосовно якої можна оцінювати майбутні цілі щодо скорочення викидів. Моніторинг викидів та інші допоміжні дані допоможуть побачити прогрес у напрямі досягнення цієї цілі.

**Вибір базового періоду.** Базою для розподілу квот є історичний рівень діяльності підприємства, або базовий рівень діяльності, який підлягає визначенню на основі базової лінії діяльності підприємства за базовий період, та відповідний цьому рівню діяльності базовий рівень викидів парникових газів. Правила визначення конкретного базового періоду для підприємств України ще офіційно не визначено, але найвірогідніше він охоплюватиме 3- або 5-річний період перед впровадженням системи розподілу квот на викиди або перед визначенням базового рівня.

У системі розподілу квот в ЄС базовий період можна вибрати з декількох варіантів. У Рішенні Комісії 2011/278/ЄС (стаття 9.1 CIMs) вказано два конкретні варіанти вибору базового періоду застосовно до країн ЄС: або період 2005—2008 рр., або період 2009—2010 рр. Вибирають той, де вищий рівень діяльності.

Однак зазначимо, що ці часові рамки визначено за смисловим значенням відповідно до періодів фаз ЄСТВ: з початку впровадження системи торгівлі дозволами на викиди (2005 р.) до початку першого періоду відповідальності за Кіотським протоколом (2007 р.) — Фаза I ЄСТВ; з початку першого періоду відповідальності за Кіотським протоколом (2008 р.) до моменту прийняття цих Рішень (квітень 2011 р.) — Фаза II ЄСТВ (2008—2012 рр.).

Ці періоди принципово розрізняються за порядком розподілу дозволів на викиди. Протягом Фази I ЄСТВ розподіл дозволів установкам здійснювався на безоплатній основі з урахуванням історичних трендів викидів установки (*grandfathering*).

У Фазі II ЄСТВ вимоги до обмеження викидів ПГ посилено; розподіл дозволів передбачав створення умов для проведення аукціонів на закупівлю дозволів (до 5 % їх загального об'єму) та встановлення жорсткіших цілей з обмеження викидів ПГ.

У Фазі III ЄСТВ (2013—2020 рр.) акцент методології розподілу дозволів зміщується в бік проведення аукціонів. Так, для установок енергетичного сектору, що виробляють електроенергію, розподіл дозволів, за деякими винятками відповідно до статті 10(с) Директиви (принцип дерогації), здійснюють через аукціони, а промислові установки отримують (повністю або частково) безоплатні дозволи, обсяги яких розподіляються за принципом бенчмаркінгу (benchmarking), зокрема з урахуванням питомих викидів ПГ 10 % компаній, що виробляють аналогічну продукцію, з найнижчими питомими викидами в рамках кожного сектору або підсектору (стаття 10(a)2 Директиви). Частка безоплатних дозволів до розподілу кожного року зменшується.

У принципі, базовий період можна обрати так, щоб він характеризувався найвищим історичним рівнем виробництва [5]. При цьому для різних субустановок часові періоди з найвищим історичним рівнем виробництва можуть розрізнятися, але для установки в цілому, включно з усіма субустановами, потрібно обрати один базовий період.

Перелік основних документів, які регулюють визначення базової лінії для підприємств та порядок безоплатного розподілу дозвільних одиниць, наведений нижче:

***Директива 2003/87/ЄС та її консолідовані й переглянуті версії***

1. *DIRECTIVE 2003/87/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC:*

*<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32003L0087>.*

2. *DIRECTIVE 2003/87/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, Amended by:*

*Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council of 27 October 2004:*

*<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32004L0101>.*

3. *DIRECTIVE 2003/87/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, Amended by:*

*Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council of 27 October 2004,*

*Directive 2008/101/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008,*

*Regulation (EC) No 219/2009 of the European Parliament and of the Council of 11 March 2009,*

*Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009:*

*<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02003L0087> - 20090625.*



#### 4.1. Огляд регуляторних документів Європейського Союзу

---

4. *DIRECTIVE 2003/87/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, Amended by:*

*Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council of 27 October 2004,*

*Directive 2008/101/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008,*

*Regulation (EC) No 219/2009 of the European Parliament and of the Council of 11 March 2009,*

*Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009,*

*DECISION No 1359/2013/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 17 December 2013,*

*REGULATION (EU) No 421/2014 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 16 April 2014:*

*<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20140430>.*

#### **Супутні документи до Директиви 2003/87/ЄС**

5. *Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments (Text with EEA relevance) 2015/148 (COD) (переклад тільки нормативної частини документа Європейської комісії. С. 12—26):*

*[http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision/docs/com\\_2015\\_337\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision/docs/com_2015_337_en.pdf).*

6. *Guidance on Interpretation of Annex I of the EU ETS Directive (excl. aviation activities).*

#### **Нормативні акти та регуляторні документи ЄС**

***про гармонізований порядок безоплатного розподілу дозвільних одиниць для виробництва теплової енергії та промислової продукції на 2013–2020 рр.***

7. *COMMISSION DECISION (2011/278/EU) of 27 April 2011 determining transitional Union-wide rules for harmonised free allocation of emission allowances pursuant to Article 10a of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (CIM decision).*

8. *COMMISSION DECISION of 24 December 2009 determining, pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, a list of sectors and subsectors which are deemed to be exposed to a significant risk of carbon leakage (2010/2/EU), Amended by Commission Decisions: C (2013) 9186, C (2012) 5715, 2011/745/EU.*

9. *2013/447/EU — Commission Decision on the standard capacity utilisation factor pursuant to Article 18(2) of Decision 2011/278/EU.*

10. *General Guidance for allocations (GDI).*

11. *Guidance on allocation methodologies (GD2).*

12. *Data collection guidance (GD3).*
13. *Data collection template.*
14. *Methodology report template for the data collection.*
15. *Verification of NIMs Baseline Data Reports and Methodology Reports Verification of NIMs Baseline Data (GD4).*
16. *Guidance on carbon leakage (GD5).*
17. *Cross-boundary heat flows (GD6).*
18. *Guidance document on New Entrants and closures updated with Annex I (GD7).*
19. *Waste gases and process emissions sub-installation (GD8).*
20. *Sector-specific guidance (GD9).*
21. *Guidance document on allocation for mergers and splits (GD10).*
22. *Questions & Answers on the harmonised free allocation methodology for the EU-ETS post 2012.*
23. *Questions and Answers on the Commission's decision on national implementation measures (NIMs), on the cross-sectoral correction factor (CSCF), on the impact of the NIMs decision on auction volumes, and on the Commission's decision on standard capacity utilisation factors (SCUFs).*
24. *New entrants and closures Template (NE&C template).*
25. *Example procedure for monitoring activity levels and significant capacity changes for the purpose of Article 24(1) of the CIMs.  
Example procedure Template.*
26. *Example procedure for monitoring activity levels and significant capacity changes for the purpose of Article 24(1) of the CIMs.  
Example procedure Template.*
27. *Calculations for the determination of the cross-sectoral correction factor in the EU ETS in 2013 to 2020.*

**Нормативні акти та регуляторні документи ЄС  
про тимчасовий порядок безоплатного розподілу дозвільних одиниць  
для виробництва електроенергії установками, на яких не здійснюється  
іншої діяльності, крім спалювання палива, на 2013–2020 рр.**

28. *COMMISSION DECISION of 29.3.2011 on guidance on the methodology to transitionally allocate free emission allowances to installations in respect of electricity production pursuant to Article 10c(3) of Directive 2003/87/EC.*
29. *COMMISSION IMPLEMENTING DECISION of 19 December 2011 establishing harmonised efficiency reference values for separate production of electricity and heat in application of Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council and repealing Commission Decision 2007/74/EC (2011/877/EU).*
30. *Guidance document on the optional application of Article 10c of Directive 2003/87/EC (COMMUNICATION FROM THE COMMISSION 2011/C 99/03).*
31. *Guidance on the methodology to transitionally allocate free emission allowances to installations in respect of electricity production under Article 10c(3) of Directive 2003/87/EC (COMMUNICATION FROM THE COMMISSION C(2011) 1983).*
32. *Guidance to identify electricity generators revised v2.*
33. *Recommended template for the application for transitional free allocation under Article 10c(5) of Directive 2003/87/EC.*

## 4.2. ОГЛЯД РЕГУЛЯТОРНИХ ДОКУМЕНТІВ УКРАЇНИ

Основним регуляторним документом в Україні щодо впливу на навколишнє повітряне середовище є Закон про охорону атмосферного повітря<sup>1</sup>, прийнятий в першій редакції в 1992 р., який зазнав численних змін, спрямований на збереження та відновлення природного стану атмосферного повітря, створення сприятливих умов для життєдіяльності, забезпечення екологічної безпеки та запобігання шкідливому впливу атмосферного повітря на здоров'я людей і навколишнє природне середовище, а також визначає правові й організаційні засади та екологічні вимоги в галузі охорони атмосферного повітря.

З метою забезпечення екологічної безпеки, створення сприятливого середовища життєдіяльності, запобігання шкідливому впливу атмосферного повітря на здоров'я людей та довкілля здійснюється регулювання викидів найпоширеніших і найнебезпечніших забруднювальних речовин (стаття 11). До найпоширеніших забруднювальних речовин належать: оксиди азоту; свинець та його сполуки; формальдегід та інші, а до найнебезпечніших — метали та їх сполуки; органічні аміни; хлор, бром та їхні сполуки; фреони тощо. КМ України переглядає перелік забруднювальних речовин не менше ніж один раз на п'ять років за пропозицією спеціально уповноваженого центрального органу виконавчої влади з питань охорони навколишнього природного середовища та спеціально уповноваженого центрального органу виконавчої влади з питань охорони здоров'я. За поданням обласних, а також Київської та Севастопольської міських державних адміністрацій, органу виконавчої влади Автономної Республіки Крим з питань охорони навколишнього природного середовища та центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення, органи місцевого самоврядування з урахуванням особливостей екологічної ситуації регіону, населеного пункту можуть додатково встановлювати перелік забруднювальних речовин, за якими здійснюється регулювання їхніх викидів на відповідній території. За поданням обласних, Київської, Севастопольської міських державних адміністрацій, органу виконавчої влади Автономної Республіки Крим з питань охорони навколишнього природного середовища і центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення, органи місцевого самоврядування у разі перевищення нормативів екологічної безпеки на відповідній території затверджують згідно з законом програми оздоровлення атмосферного повітря та здійснюють заходи щодо зменшення його забруднення.

Відповідно до статті 11 викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами можуть здійснюватися після отримання дозволу, виданого суб'єкту господарювання, об'єкт якого належить до другої або третьої групи, обласними, Київською та Севастопольською міськими державними адміністраціями, органом виконавчої влади Автономної Республіки Крим з питань охорони навколишнього природного середови-

---

<sup>1</sup> <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2707-12#Text>

ща за погодженням з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення.

Викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами можуть здійснюватися на підставі дозволу, виданого суб'єкту господарювання, об'єкт якого належить до першої групи, суб'єкту господарювання, об'єкт якого знаходиться на території зони відчуження, зони безумовного (обов'язкового) відселення території, що зазнала радіоактивного забруднення внаслідок Чорнобильської катастрофи, центральним органом виконавчої влади, який реалізує державну політику у сфері охорони навколишнього природного середовища, за погодженням з центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері санітарного та епідемічного благополуччя населення.

До першої групи належать об'єкти, що знаходяться на державному обліку та мають виробництва або технологічне устаткування, на яких повинні впроваджуватися екологічно безпечні технології та методи керування. Другу групу утворюють об'єкти, що взяті на державний облік і не мають виробництв або технологічного устаткування, на яких повинні впроваджуватися екологічно безпечні технології та методи керування. До третьої групи належать об'єкти, які не входять ні до першої, ні до другої групи.

Строк дії дозволу на викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами, виданого суб'єкту господарювання, об'єкт якого належить до першої групи, суб'єкту господарювання, об'єкт якого знаходиться на території зони відчуження, зони безумовного (обов'язкового) відселення території, що зазнала радіоактивного забруднення внаслідок Чорнобильської катастрофи, — сім років, об'єкт якого належить до другої групи, — десять років, об'єкт якого належить до третьої групи, — необмежений.

Відповідно до статті 35 Україна бере участь у міжнародній співпраці в галузі охорони атмосферного повітря згідно з законодавством України. Якщо міжнародним договором з Україною, згоду на обов'язковість якого надано Верховною Радою України, встановлено інші норми, ніж ті, що передбачені цим Законом, то застосовують норми міжнародного договору.

Концепцією реалізації державної політики щодо скорочення викидів забруднювальних речовин в атмосферне повітря, які призводять до підкислення, евтрофікації та утворення приземного озону, схваленою розпорядженням КМ України від 15.10.2003 р. № 610-р<sup>1</sup>, передбачається розроблення заходів щодо гармонізації природоохоронного законодавства України із законодавством ЄС щодо зменшення викидів забруднювальних речовин, зокрема:

- удосконалення чинного природоохоронного законодавства, що регулює діяльність, яка призводить до підкислення, евтрофікації та підвищення вмісту приземного озону;
- розроблення нормативів, технічних регламентів, які обмежують викиди забруднювальних речовин, і вимог до якості продуктів, що їх містять, з

<sup>1</sup> <https://www.kmu.gov.ua/npas/3104971>

урахуванням директив ЄС і Протоколу про боротьбу з підкисленням, евтрофікацією та приземним озоном до Конвенції про транскордонне забруднення атмосферного повітря на великі відстані 1979 р.

Після приєднання України у 2011 р. до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства (ратифіковано Законом України від 15.12.2010 № 2787-VI) та підписання у 2014 р. Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії та їхніми країнами-членами, з іншої сторони (ратифіковано 16.09.2014 р.), Україна взяла курс на системне реформування і впровадження європейських стандартів, у тому числі й екологічних. Прагнення до ЄС зобов'язало нашу країну до гармонізації нормативно-правової бази щодо стандартів ЄС.

Відповідно до Угоди про асоціацію з ЄС (статті 360—363, 365, 366 додатка ХХХ; ці статті та додаток підлягають тимчасовому застосуванню за винятком статті 361, п. с статті 362 (1) та пп. а і с статті 365) в Україні було розроблено План заходів із імплементації Угоди про асоціацію на 2014—2017 рр., затверджений Розпорядженням КМ України від 17.09.2014 р. № 847-р. «Про імплементацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, на 2014—2017 роки».

Згідно з цим документом у галузі охорони навколишнього природного середовища повинні бути імплементовані основні положення низки Директив ЄС, у тому числі в галузі обмеження викидів забруднювальних речовин і парникових газів у атмосферне повітря.

#### 4.2.1. Обмеження викидів забруднювальних речовин в атмосферу

Приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства відкрило певні перспективи для розвитку та модернізації вітчизняного енергетичного комплексу. Але поряд з цим Україна прийняла дуже відповідальні зобов'язання щодо радикального скорочення викидів шкідливих речовин (золи, оксидів сірки та азоту) від теплосилових установок. Це зумовлено тим, що повноправне членство в Енергетичному Співтоваристві передбачає однакові умови генерації електроенергії та теплоти, зокрема виконання до 31.12.2017 р. вимог Директиви Європейського парламенту та Ради 2001/80/ЄС «Про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферу від великих спалювальних установок» від 23.10.2001 р. стосовно обмеження цих шкідливих викидів, наприклад їх гранично допустимих концентрацій у димових газах. Дія цієї Директиви розповсюджується на спалювальні установки номінальною потужністю понад 50 МВт.

Імплементація цієї Директиви є однією з вимог Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства і передбачена п. 9 Розпорядження КМ України від 03.08.2011 р. № 733-р «Про затвердження плану заходів щодо виконання зобов'язань в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства».

Зауважимо, що в Україні є чинним Наказ Мінприроди України від 27.06.2006 р. № 309 «Про затвердження нормативів граничнодопустимих

викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел»<sup>1</sup>, яким обмежено масову концентрацію забруднювальних речовин в організованих викидах стаціонарних джерел. Обмеження застосовуються як для чинних стаціонарних джерел, так і для тих, що проєктуються, будуються або модернізуються. Відповідно до п. 1.4 наказу № 309, якщо для стаціонарного джерела встановлено нормативи ГДВ і технологічні нормативи допустимого викиду, застосовується технологічний норматив допустимого викиду.

Технологічні нормативи затверджуються для кожного виду установок. Для великих спалювальних установок відповідні технологічні нормативи затверджено Наказом Мінприроди України від 22.10.2008 р. № 541 «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт»<sup>2</sup> (зарєєстровано в Міністерстві юстиції України від 17.11.2008 р. № 1110/15801). У цьому наказі в рамках гармонізації українського природоохоронного законодавства з європейським практично повністю враховано вимоги Директиви 2001/80/ЄС.

Виконання цих вимог становило серйозну проблему для України, як за термінами, так і за необхідними інвестиціями. Поточний стан обладнання наявних великих спалювальних установок, великий обсяг робіт та обмежені фінансові ресурси операторів, які обслуговують спалювальні установки, не дали змоги в Україні виконати вимоги Директиви 2001/80/ЄС у встановлений термін. Іншими словами, такі спалювальні установки необхідно закрити через недотримання вимог екологічного законодавства.

У країнах Європейського Союзу, як зазначалося в п. 4.1.1, ці вимоги здебільшого майже виконані, і було прийнято рішення «замінити» Директиву 2001/80/ЄС на Директиву 2010/75/ЄС, яка містить значно жорсткіші вимоги до обмеження викидів забруднювальних речовин; ці вимоги набули чинності в країнах ЄС для нових спалювальних установок з 01.01.2016 р.

Згідно з Планом заходів з імплементації Угоди про асоціацію з ЄС у галузі викидів забруднювальних речовин в Україні потрібно імплементувати основні положення Директиви 2010/75/ЄС Європейського парламенту та Ради від 24.11.2010 р. «Про промислові викиди (комплексне запобігання і контроль забруднень)». План імплементації Директиви 2010/75/ЄС затверджено Розпорядженням КМ України № 371-р від 15.04.2015 р. Строк виконання основних організаційних заходів, встановлений цим Планом, — це серпень 2016 р..

Метою є наближення законодавства України до вимог цієї Директиви щодо:

- використання інтегрованого підходу до оцінювання негативного впливу планованої діяльності у процесі надання дозволу;
- використання особами, які здійснюють певні види господарської діяльності, найкращих з доступних технологій та методів керування (далі — НДТ);
- прозорості процедури надання інтегрованого дозволу;
- доступу до інформації про плановану діяльність;

<sup>1</sup> <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z0912-06>

<sup>2</sup> <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z1110-08>

#### 4.2. Огляд регуляторних документів України

---

- участі зацікавленої громадськості у процесі надання інтегрованого дозволу,
  - доступу до правосуддя з питань надання інтегрованого дозволу.
- Головними завданнями є впровадження положень Директиви щодо:
- інтегрованого підходу до оцінювання планованої діяльності;
  - обов'язку особи, яка звертається для отримання інтегрованого дозволу, використовувати НДТ;
  - відкритості процесу прийняття рішення про надання дозволу.

З огляду на імплементацію Директиви потрібно забезпечити зменшення негативного антропогенного впливу на здоров'я людини та на довкілля, зменшуючи викиди та скиди забруднювальних речовин, а також інші різновиди негативного впливу встановленням обов'язку суб'єктів господарювання, які планують здійснювати екологічно-небезпечні види діяльності, використовувати НДТ.

В Україні вимоги Директиви 2010/75/ЄС набули чинності для *нових* установок з 01.01.2018 р. Проте за останні роки в Україні не будували спалювальні установки, які б підлягали дії цієї Директиви.

Щодо *наявних установок*, то згідно зі статтею 32 Директиви Україна, як і країни ЄС, отримала можливість відстрочити обов'язкове виконання вимог Директив 2001/80/ЄС та 2010/75/ЄС унаслідок реалізації Національного плану скорочення викидів (НПСВ) від великих спалювальних установок. Для України в теперішніх умовах таку можливість можна вважати порятунком.

На період дії НПСВ відповідність встановленим обмеженням на рівні окремих енергетичних установок не вимагається, натомість на національному рівні для сукупності всіх великих спалювальних установок встановлюються загальні ліміти валових викидів забруднювальних речовин (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, пил). Відповідні ліміти розраховують за граничними значеннями викидів, встановлених Директивою.

Встановлений строк подання Україною Національного плану скорочення викидів до Секретаріату Енергетичного Співтовариства — до 31.12.2015 р. У березні 2015 р. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України на своєму офіційному сайті оприлюднило проект Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок<sup>1</sup>.

НПСВ охоплює великі спалювальні установки загальною номінальною тепловою потужністю 50 МВт і більше, дозвіл на викиди для яких видано до 31.12.2015 р. Їх оператори вирішили брати участь у такому механізмі відступу від негайного виконання вимог щодо граничних значень викидів, зазначених у Директивах 2001/80/ЄС та 2010/75/ЄС. Участь у НПСВ є добровільною. В Україні на час складання проекту НПСВ налічувалося 147 великих спалювальних установок (після групування на одне джерело викидів (димову трубу)) загальною номінальною тепловою потужністю 105,965 ГВт.

НПСВ уведено в дію з 01.01.2018 р., його робота зі скорочення викидів SO<sub>2</sub> та пилу триватиме до 31.12.2028 р., а скорочення викидів NO<sub>x</sub> через високу складність і вартість впровадження відповідних заходів — до 31.12.2033 р. Такі строки базуються на Розпорядженні КМ України від

---

<sup>1</sup> <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245000380>

24.07.2013 р. № 1071р про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р., в якій заплановано повну реконструкцію всієї енергетичної галузі. Однак для забезпечення безперебійного надійного енергопостачання з 90 енергоблоків ТЕС України з найбільшими спалювальними установками щорічно одночасно з експлуатації для реконструкції чи заміни може виводитися до 5 енергоблоків.

Протягом дії НПСВ (до 31.12.2033 р.) реалізуються заходи зі скорочення викидів оксидів азоту через дуже високу складність і вартість їх впровадження. У випадку викидів пилу та діоксиду сірки термін дії НПСВ є меншим — до 31.12.2028 р. У кінці термінів дії НПСВ усі спалювальні установки повинні задовольняти вимоги Директиви 2010/75/ЄС щодо викидів таких забруднювальних речовин.

Для певних спалювальних установок, визначених операторами, дозволяється протягом обмеженого періоду часу (20 тис. год або 40 тис. год, починаючи з 01.01.2018 р.) дотримуватися граничних значень викидів, встановлених дозволами, які є чинними на 31.12.2015 р. При цьому проведення заходів зі зменшення викидів забруднювальних речовин на цих установках не вимагається, тому не є економічно доцільним. Після завершення цього періоду такі спалювальні установки слід вивести з експлуатації або замінити на нові спалювальні установки, які мають задовольняти вимоги Директиви 2010/75/ЄС.

У НПСВ передбачено такі основні технічні заходи:

- модернізація наявних спалювальних установок з метою підвищення ефективності використання енергії палива;
- спільне спалювання біомаси з твердим паливом (вугіллям);
- заміна наявних зололовлювачів на нові апарати пилоочищення димових газів (електрофільтри, тканинні фільтри);
- будівництво установок сіркоочищення димових газів; для установок муніципальної теплоенергетики номінальною тепловою потужністю від 50 МВт до максимальної наявної доцільно використовувати вугілля з низьким вмістом сірки та будувати установки напівсухої чи мокрої десульфуризації димових газів залежно від індивідуальних умов.

До 2020 р. включно передбачалося здійснювати здебільшого первинні заходи щодо викидів  $\text{NO}_x$  і  $\text{SO}_2$  — удосконалення процесів горіння палива з підвищенням ефективності його використання та зниженням питомого споживання.

Вторинні заходи — будівництво установок очищення димових газів — слід здійснювати в цей період лише на окремих установках для зменшення викидів пилу (в українському законодавстві — «речовини у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом»).

Підставами для розроблення НПСВ є принципи, які регулюються статтею 4 Директиви 2001/80/ЄС. Однак протягом часу дії НПСВ (16 років) в Україні, починаючи з 01.01.2018 р., планувалося вийти на виконання вимог Директиви 2010/75/ЄС безпосередньо без проміжного виконання Директиви 2001/80/ЄС.

Україною представлено проєкт НПСВ на засіданні Робочої групи з питань охорони довкілля при секретаріаті Енергетичного Співтовариства 03.06.2015 р. Відповідно до тексту цього документа викладено бажання відстрочити термін зменшення викидів небезпечних речовин із теплових електростанцій з 2027 р. на 2033 р. та встановити 2030 р. як граничний термін



#### 4.2. Огляд регуляторних документів України

---

для остаточного закриття найбільш зношених та забруднювальних електростанцій замість 2023 р.

Проте міжнародні експерти розкритикували таку версію НПСВ для України через намагання «увічнити» функціонування парку старих і «надзвичайно брудних» вугільних ТЕС, замість сприяння перспективним інвестиціям і реформування енергетичного сектору та зменшенню забруднення довкілля. Крім того, не прописано конкретні заходи та терміни, джерела фінансування й очікувані результати їх виконання для конкретних спалювальних установок. Експерти Європейського Екологічного Бюро та Національного екологічного центру України зійшлися у поглядах, що цей НПСВ не відповідає ні міжнародним зобов'язанням, ні національним інтересам України, оскільки фактично перешкоджає зниженню викидів забруднювальних речовин в Україні, які в рази перевищують чинні норми ЄС та є загрозливими для життя населення.

На 39-му засіданні Постійної групи високого рівня та 13-му засіданні Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства (15–16 жовтня 2015 р., м. Тирана, Албанія) Українській стороні вдалося відстояти як виняток для країни необхідність збільшення термінів виконання зобов'язань зі зменшення концентрацій забруднювальних речовин у димових газах до 2029–2033 рр. (замість 2018, 2024 рр. для інших країн-членів ЄС) та збільшення граничного часу експлуатації до 40 тис. год (замість 20 тис. год) для енергоблоків ТЕС, що не підлягають модернізації через велику зношеність<sup>1</sup>.

У грудні 2016 р. на засіданні круглого столу «Європейські реформи в екологічному законодавстві України: бути чи не бути?» було презентовано оновлену версію проекту НПСВ.

Згідно з цією версією на сьогодні в Україні працює 223 великі спалювальні установки потужністю понад 50 МВт. Переважно це ТЕЦ та ТЕС загальною номінальною потужністю 115,894 ГВт. До НПСВ включено 91 велику спалювальну установку загальною номінальною тепловою потужністю 64,814 ГВт.

До версії проекту НПСВ від 2016 р. включено більшість спалювальних установок підприємств муніципальної теплоенергетики потужністю не менше ніж 50 МВт.

Зазначимо, що Україна, незалежно від НПСВ, може поряд з країнами ЄС використовувати визначені у статті 35 Директиви 2010/75/ЄС деякі послаблення для спалювальних установок централізованого тепlopостачання (ЦТ) тепловою потужністю не більше ніж 200 МВт, яким перший дозвіл на викиди було надано до 27.11.2002 р. та які було введено в експлуатацію не пізніше за 27.11.2003 р. Таким установкам до 31.12.2022 р. може надаватися пільга щодо дотримання відповідності граничним обсягам викидів, наведеним у частині 2 статті 30, та показникам десульфурізації, поданим у статті 31, за умови, що граничні обсяги викидів для діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу, встановлені у дозволі, застосовні на 31.12.2015 р., підтримуються як максимальні до 31.12.2022 р.

Граничні концентрації в димових газах забруднювальних речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки і твердих частинок) під час спалювання твердого, рідкого і

---

<sup>1</sup> [http://www.kmu.gov.ua/control/en/publish/article?art\\_id=248560444&cat\\_id=244276429](http://www.kmu.gov.ua/control/en/publish/article?art_id=248560444&cat_id=244276429)

газоподібного палива, встановлені для наявних, нових та модернізованих установок потужністю від 50 МВт відповідно до вимог Директив 2001/80/ЄС і 2010/75/ЄС та Наказу Мінприроди України № 541, наведено в табл. 4.2.1.

Усі граничні обсяги викидів розраховують за температури 273,15 К, тиску 101,3 кПа та після поправки на вміст водяної пари у відхідних газах і стандартизований вміст  $O_2$  у 3 % для спалювальних установок, що працюють на газоподібних видах палива (п. 1 частини 1 додатка V).

Наведемо формулу для розрахунку концентрації викидів за стандартного відсоткового співвідношення концентрації кисню (частина 7 додатка VI):

Таблиця 4.2.1. Граничні концентрації забруднювальних

Наявні								
Забруднювальна речовина	Сукупна номінальна ефективна теплова потужність, МВт	Директива 2001/80/ЄС (установки введено в експлуатацію до 27.11.2003 р.)			Наказ Мінприроди України № 541 від 22.10.2008 р. (установки введено в експлуатацію до 01.01.2009 р.; поточні технологічні нормативи дійсні до 31.12.2017 р.)			
		Тверде паливо: вугілля, лігніт інші	Рідке паливо	Газоподібне паливо	Тверде паливо		Рідке паливо	Газоподібне паливо
					кам'яне, буре вугілля	антрацит (А), пісне (П)		
NO <sub>x</sub>	50—100	600 ( $P < < 500$ МВт)	450 ( $P < < 500$ МВт)	300 ( $P < < 500$ МВт)	700—2000 (залежно від шлаковидання)	1300—1800 (ЦКШ 400)	500	500
	100—300	200 ( $P > = > = 500$ МВт)	400 ( $P > = > = 500$ МВт)	200 ( $P > = > = 500$ МВт)				
	>300							
SO <sub>2</sub>	50—100	2000	1700	35 (5 — зріджений газ) (800 — сірко-вмісний газ)	3400 — факельне спалювання 4500 — пісне вугілля 5100 — кам'яне та буре вугілля (400 ЦКШ)	3100	35 (800 — сірко-вмісний газ)	
	100—300	2000—400 (лінійно зменшується до 500 МВт)						1700—400 (лінійно зменшується до 500 МВт)
	>300							
Тверді частинки	50—100	100 ( $P < < 500$ МВт)	50	5 (10 — доменний газ)	400—1000 — електрофільтр 1300 — мокрі золо-ловлювачі 2000 — батареїні циклони	50—100 (від вмісту золи)	0 (50 — доменний газ)	
	100—300	50 ( $P > = = 500$ МВт)						
	>300							
CO	—	—	—	—	250			

#### 4.2. Огляд регуляторних документів України

$$E_s = \frac{21 - O_s}{21 - O_m} E_m, \quad (4.1)$$

де  $E_s$  — розрахована концентрація викидів за стандартного відсоткового співвідношення концентрації кисню;  $E_m$  — виміряна концентрація викидів;  $O_s$  — стандартна концентрація кисню;  $O_m$  — виміряна концентрація кисню.

Граничні обсяги викидів для забруднювальних речовин застосовуються у точці, в якій викиди залишають установку, а будь-яке розрідження до цієї точки в ході визначення таких значень не враховується (п. 1 статті 5).

#### речовин у димових газах великих спалювальних установок

установки										
Директива 2010/75/ЄС (частина 1 додатка V; установки введено в експлуатацію не пізніше 07.01.2014 р.)						Директива 2010/75/ЄС (частина 2 додатка V)				
Тверде паливо			Рідке паливо	Газоподібне паливо		Тверде паливо			Рідке паливо	Газо-подібне паливо
вугілля, лігніт інші	біомаса	торф		природ- ний газ	газ з домен- них та коксових печей	вугілля, лігніт інші	біомаса	торф		
300 (450 — лігніт)	300		450	100	200	300 (400 лігніт)	250		300	100
200	250		200			200	150			
0	200		150			150 (200 лігніт)	150	100		
400	200	300	350	35 (5 — зрідже- ний газ)	400 — коксо- вий газ, 200 — домен- ний газ	400	200	300	350	35 (5 — зрідже- ний газ, 400 — коксовий газ, 200 — домен- ний газ)
250	200	300	250			200	200	300 (250 — ЦКШ)	250	
200	200	200	200			150 (200 ЦКШ)	150	150 (200 — ЦКШ)	200	
30	30		30	5 (10 — доменний газ)		20	20		—	5 (10 — домен- ний газ)
25	20		25				—			
20	20		20				10	20	—	
—	—	—	—	100	—	—	—	—	—	100

Забруднювальна речовина	Сукупна номінальна ефективна теплова потужність, МВт	Модернізовані установки		
		Наказ Міністерства природи України № 541 від 22.10.2008 р.		
		Тверде паливо: вугілля	Рідкі види палива	Газоподібне паливо
NO <sub>x</sub>	50—100	600 ( $P < < 500$ МВт) 200 ( $P > = > = 500$ МВт)	450 ( $P < < 500$ МВт) 400 ( $P > = > = 500$ МВт)	300 ( $P < < 500$ МВт) 200 ( $P > = > = 500$ МВт)
	100—300			
	>300			
SO <sub>2</sub>	50—100	2000	1700	35 (5 — зріджений газ) (800 — сірковмісний газ)
	100—300	2000—400 (лінійно зменшується до 500 МВт)		
	>300		1700—400 (лінійно зменшується до 500 МВт)	
Тверді частинки	50—100	100 ( $P < < 500$ МВт) 50 ( $P > = > = 500$ МВт)	50—100 (від вмісту золи)	5 (10 — доменний газ)
	100—300			
	>300			
CO	—	250		

#### 4.2.2. Запобігання глобальній зміні клімату

Відповідно до положень Паризької угоди, ратифікованої Законом України «Про ратифікацію Паризької угоди»<sup>1</sup>, Україна як сторона угоди зобов'язана зробити свій національно-визначений внесок для досягнення цілей сталого низьковуглецевого розвитку всіх галузей економіки та для підвищення здатності адаптуватися до несприятливих наслідків зміни клімату, зокрема зменшенням обсягу викидів парникових газів.

Згідно з п. 6 статті 4 Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (РКЗК) сторонам, включеним у додаток I, що здійснюють процес переходу до ринкової економіки, надається певний ступінь гнучкості під час виконання зобов'язань. Україна в міжнародних переговорах отримала статус країни, в якій відбувається

<sup>1</sup> <https://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1469-19/para2#n2>

#### 4.2. Огляд регуляторних документів України

Закінчення табл. 4.2.1

Нові установки (введено в експлуатацію після 01.01.2009 р.)				Нові установки (введено в експлуатацію з 27.11.2003 р.)				
(перспективні технологічні нормативи)				Директива 2001/80/ЄС				
Тверде паливо		Рідкі види палива	Газоподібне паливо	Тверде паливо		Рідкі види палива	Газоподібне паливо	
вугілля	біомаса			вугілля	біомаса			
400	400	400	150	400	400	400	150	
200	300	200		200	300	200		
	200		100		200		100	
850	200	850	35 — загальний випадок 5 — зріджений газ 400 — коксовий газ 200 — доменний газ	850	200	850	35 — загальний випадок 5 — зріджений газ 400 — коксовий газ 200 — доменний газ	
200		400—200		200		200		400—200
		200						200
50		50	5 (10 — доменний газ)	50		50	5 (10 — доменний газ)	
30		30		30		30		
250				250				

процес переходу до ринкової економіки. Проте в Паризькій кліматичній угоді відсутні положення щодо країн, в яких відбувається процес переходу до ринкової економіки.

Україною практично вичерпано інвестиційний потенціал таких гнучких механізмів Кіотського протоколу, як спільне впровадження та продаж квот для фінансування екологічних («зелених») інвестицій. Системи торгівлі викидами не тільки сприяють обмеженню викидів ПГ, а й стимулюють капіталовкладення в нові технології для зменшення викидів ПГ і підвищення енергоефективності.

Відновлення вуглецевого фінансування для підприємств промисловості та енергетики можливе тільки в межах національної системи торгівлі викидами ПГ, пов'язаної договірними відносинами з потужнішими системами торгівлі.

Україна належить до 20 країн з найвищими абсолютними викидами ПГ та до 10 країн з найвищими енергетичною інтенсивністю та інтенсивністю

викидів парникових газів на одиницю валового внутрішнього продукту. Без посилення внутрішньої кліматичної політики в Україні й після 2021 р. будуть ризику викидів ПГ без обмежень.

Згідно з п. 259 Плану заходів з імплементації Угоди про асоціацію з ЄС із огляду на виконання статей 360—363, 365, 366 та додатків XXX, XXXI Угоди в галузі запобігання глобальній зміні клімату в Україні повинні бути імплементовані основні положення Директиви 2003/87/ЄС про встановлення схеми торгівлі квотами на викиди парникових газів, що запроваджує систему торгівлі дозвільними одиницями (квотами) на викиди з метою стимулювання зниження викидів парникових газів від великих стаціонарних джерел економічно ефективним та низьковитратним способом.

**Упровадження системи торгівлі викидами в Україні (УСТВ).** Термін «упровадження» системи торгівлі викидами в Україні охоплює правову транспозицію та практичне застосування — так звану повну імплементацію. Правову транспозицію положень Директиви до законодавства України потрібно здійснити протягом двох років з моменту тимчасового застосування.

Основними завданнями плану імплементації Директиви є впровадження визначених в Угоді положень Директиви:

- установити систему моніторингу, звітування та верифікації обсягів викидів парникових газів;
- установити загальнодержавне обмеження викидів парникових газів;
- створити Національний план розподілу викидів;
- розробити методологію реалізації проектів, які дають можливість отримати квоти на нереалізовані викиди, та реєстр таких проектів.

З моменту повної імплементації жодна діяльність, вказана в додатку 1 до Директиви, не повинна здійснюватися без отримання спеціального екологічного дозволу на викиди парникових газів. Умовами такого дозволу передбачається обов'язок операторів установок здійснювати моніторинг та щорічну звітність про викиди ПГ, а також компенсувати («оплатити») свої викиди за звітний рік спеціальними платіжними інструментами — вуглецевими одиницями СТВ.

Відповідно до розділу «Зміна клімату та захист озонового шару» додатка XXX до глави 6 «Навколишнє природне середовище» розділу V «Економічне і галузеве співробітництво» Угоди про асоціацію між Україною та ЄС положення Директиви 2003/87/ЄС про встановлення схеми торгівлі викидами парникових газів у рамках Європейського Співтовариства мають бути впроваджені протягом двох років з дати набрання чинності цієї Угоди, тобто до 2017 р. Україна мала впровадити, зокрема, Національний план розподілу та систему торгівлі дозволами на викиди парникових газів серед підприємств країни. Для забезпечення можливості досягнення цього не пізніше 2016 р. слід було сформувати нормативну базу та визначити кількісно обсяги дозволів, потрібні для виробничої діяльності підприємств. Необхідна передумова цього — офіційне визначення базового рівня викидів парникових газів підприємством.

Відповідно до п. 259 «Плану заходів з імплементації Угоди про асоціацію між Україною та ЄС», затвердженого розпорядженням КМ України від

17.09.2014 р. № 847-р, та «Плану імплементації Директиви 2003/87/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 13 жовтня 2003 р. про встановлення схеми торгівлі викидами парникових газів у рамках Співтовариства та внесення змін і доповнень до Директиви Ради 96/61/ЄС зі змінами і доповненнями, внесеними Директивою 2004/101/ЄС», затвердженого Розпорядженням КМ України від 15.04.2015 р. № 371-р, основні організаційні заходи, в тому числі проведення розподілу квот на викиди парникових газів, мали відбутися до серпня 2016 р.

Однак в Україні навіть на сьогодні немає затверджених національних регуляторних документів щодо запровадження дозвільної системи на викиди парникових газів, а також плану розподілу квот на викиди та системи торгівлі такими квотами.

Мінприроди України розробило проект Концепції впровадження в Україні системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди парникових газів відповідно до Директиви 2003/87/ЄС.

Згідно з цією Концепцією з урахуванням передбачених термінів імплементації Директиви УСТВ мала функціонувати з 2017 р. Перший чотирирічний звітний (торгівельний) період УСТВ повинен був розпочатися в 2017 р., а завершитися в 2020 р. одночасно із закінченням другого періоду дії зобов'язань за Кіотським протоколом (2013—2020 рр.), без застосування штрафних санкцій до установок у разі перевищення викидів ПГ обсягу наданих дозволів на викиди ПГ за пілотний період.

У 2021 р. розпочався період виконання Україною, як й іншими 195 країнами — Сторонами Рамкової конвенції ООН про зміну клімату, міжнародних зобов'язань щодо обмеження викидів ПГ згідно з новою міжнародною кліматичною угодою, прийнятою на 21-й Конференції Сторін Рамкової конвенції ООН про зміну клімату та 11-й Зустрічі Сторін Кіотського протоколу (COP21, Париж, Франція, грудень 2015 р.). Нова кліматична Угода має стати новим витком розвитку міжнародної співпраці у сфері глобального запобігання зміні клімату після Кіотського протоколу, зокрема, як очікується, у галузі подальшого розвитку та розширення міжнародної системи торгівлі дозволами на викиди ПГ.

Концепцією впровадження в Україні системи торгівлі дозвільними одиницями передбачається максимально можливе прийнятне для умов України започаткування європейської моделі організації системи торгівлі викидами (ЄСТВ) з урахуванням її десятирічного досвіду функціонування, нормативної й методичної бази, оскільки ЄСТВ є найстаршою та найбільшою у світі, а всі її елементи є взаємопов'язаними та вдосконалювалися протягом строку функціонування.

Нормативне регулювання ЄС можна розподілити на три основні рівні. На першому, найвищому, знаходяться базові директиви ЄС. На другому — нормативні акти ЄС, які розвивають окремі норми актів першого рівня, це зазвичай постанови та регламенти Єврокомісії. На третьому — роз'яснення та методичні керівництва ЄК.

Регуляторна база ЄСТВ тільки на рівні ЄС налічує понад 100 нормативних актів і методичних інструментів (керівництв, шаблонів документів

тощо). Зокрема, схему торгівлі квотами на викиди парникових газів встановлено Директивою 2003/87/ЄС, а основні засади її застосування прописані у Рішенні Єврокомісії 2011/278/EU («Transitional community-wide and fully harmonised implementing measures pursuant to Article 10a(1) of the EU ETS Directive» (CIMs) and developing the National Implementation Measures (NIMs)) та в Керівних документах до цього Рішення № 1–10 (Guidance Documents 1–10) і шаблоні збору даних (Data collection template) до нього.

Моніторинг та звітність операторів установок про викиди парникових газів має здійснюватися згідно з принципами, вказаними у статті 14(1) Директиви 2003/87/ЄС та деталізованими у Регламенті Комісії (ЄС) № 601/2012 (COMMISSION REGULATION (EU) N 601/2012) від 21.06.2012 р., з моніторингу та звітності операторів установок, які включено до системи торгівлі викидами, та Керівними документами до цього Регламенту. За реалізацію плану моніторингу відповідають оператори установок.

Додаток 1 до Директиви містить перелік видів діяльності та парникових газів, а також рівні потужності, які є критеріями віднесення технічних одиниць до *установок* — об'єктів дозвільної системи. Зазначимо, що ці види діяльності не відповідають класифікації видів економічної діяльності (КВЕД), прийнятій в Україні. Наприклад, діяльність зі спалювання палива на стаціонарних установках може відбуватися в межах будь-якого виду економічної діяльності.

Для установок, на яких здійснюється діяльність, передбачена у додатку 1 до Директиви, запроваджують спеціальний (дозвільний) режим природокористування.

Екологічний дозвіл видається на підставі заяви оператора, до якої додається План моніторингу викидів ПГ установки.

На відміну від негайного застосування встановленого у додатку 1 до Директиви кількісного критерію потужності установок спалювання, які підпадають під її дію (теплова потужність на вході більше ніж 20 МВт), у Концепції пропонується поетапне поширення дозвільного порядку на різні категорії установок в Україні залежно від територіального розташування та потужності. На першому етапі УСТВ має охопити середні та великі установки спалювання (тепловою потужністю на вході 50 МВт і більше), а також усі середні та великі установки промислових процесів. Лише після цього пропонується поширити дозвільний порядок на малі установки спалювання (від 20 до 50 МВт) та малі установки промислових процесів.

З огляду на відтермінування часу включення малопотужних установок до УСТВ значно зменшиться навантаження на дозвільний орган та на операторів на початкових стадіях впровадження дозвільного порядку, а також можна буде детальніше відпрацювати та апробувати як регуляторні, так і технічні аспекти системи торгівлі дозволами на викиди.

Очікується, що кількість середніх та великих установок спалювання в Україні не перевищуватиме 100 од. (якщо ТЕС і ТЕЦ кожна є в цілому однією установкою). У штаті підприємств — власників установок — здебільшого сформовано підрозділи, які відповідають за охорону навколишнього середовища та енергозбереження. Завдяки таким підрозділам вирішується багато проблем, пов'язаних із запровадженням нового дозвільного механізму.



#### 4.2. Огляд регуляторних документів України

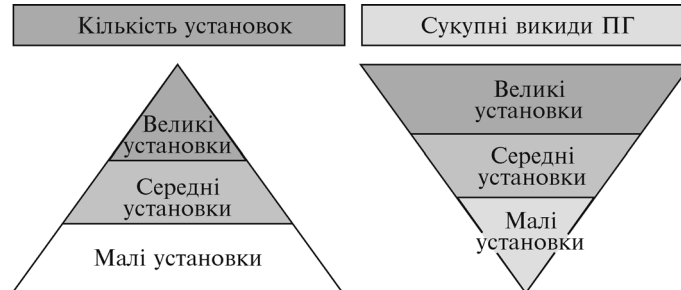


Рис. 4.2.1. Співвідношення кількості та сукупного обсягу викидів ПГ установками різної потужності

І навпаки, кількість малопотужних установок буде великою, а їхні сукупні викиди — незначними (рис. 4.2.1).

Орієнтовна кількість установок спалювання, які обов'язково охоплюватимуться УСТВ відповідно до вимог Директиви, становить щонайменше 400 од.

У документі MARKET READINESS PROPOSAL України (MRP UA)<sup>1</sup>, розробленому Держекоінвестагентством України з огляду на велику кількість установок, що очікується в Україні, пропонується секторальна етапність впровадження, згідно з якою перевага надається стаціонарним установкам спалювання палива.

**Плата за викиди ПГ.** Плату можна забезпечувати, запроваджуючи або обов'язкові системи обмеження викидів та торгівлі дозвільними одиницями, або високий податок на викиди ПГ.

У складній ситуації, яка на сьогодні склалася в Україні, додаткове фінансове навантаження на підприємства через запровадження високих ставок вуглецевого податку або 100% закупівлі дозволів на викиди ПГ на аукціонах перешкоджатиме підвищенню ефективності функціонування підприємств та призведе до негативних наслідків для економіки України.

Запровадження та функціонування системи торгівлі дозвільними одиницями на викиди ПГ повинне забезпечити:

1) встановлення загального граничного обсягу викидів ПГ від стаціонарних джерел енергоємних галузей економіки;

2) помірне та економічно виправдане зниження інтенсивності викидів ПГ на одиницю готової продукції підприємств енергетики та промисловості;

3) оптимальне регуляторне навантаження на операторів установок, яке передбачає:

- переважно безоплатний розподіл дозвільних одиниць,
- гнучкий графік впровадження вимог до моніторингу та звітності, передбачених нормативними актами ЄС, з урахуванням чинників технічної здійсненності та виправданості витрат;

<sup>1</sup> MARKET READINESS PROPOSAL Under the Partnership for Market Readiness Programme / UKRAINE / State Environmental Investment Agency / Kiev, 2014. [https://www.thepmr.org/system/files/documents/Final%20MRP%20Ukraine\\_29-08-2014.pdf](https://www.thepmr.org/system/files/documents/Final%20MRP%20Ukraine_29-08-2014.pdf)

4) формування національного вуглецевого ринку, який відповідає правилам ринків фінансових інструментів ЄС.

На перших етапах в УСТВ планується дотримуватись 90%-вого рівня безоплатного надання дозвільних одиниць і 10%-вого рівня продажу їх через аукціон.

*Вартість дозвільних одиниць в Україні.* Необхідно та доцільно забезпечити ринковими методами послідовне зростання ціни на українську дозвільну одиницю до величини, зіставної з ціною в ЄС. Наприклад, від 1 євро (або іншої величини — бухгалтерської вартості при оприбуткуванні безоплатно наданої державою дозвільної одиниці на баланс оператора) у 2017 р. до 5—7 євро в 2020 р. (біржова або аукціонна ціна).

*Штрафні санкції.* У статті 16 Директиви 2003/87/ЄС передбачається встановлення на законодавчому рівні відповідальності операторів за порушення вимог щодо компенсації викидів установки дозвільними одиницями та штрафних санкцій — 100 євро за кожну непокриту тонну еквіваленту діоксиду вуглецю. Протягом трирічного періоду з 01.01.2005 р., тобто протягом першої фази ЄСТВ, застосовували нижчий штраф, який сягав 40 євро за кожну тонну CO<sub>2-ек.</sub> Сплата штрафу не звільняє оператора від обов'язку надалі компенсувати викиди дозвільними одиницями. Зазначимо, що адміністративна практика в країнах ЄС щодо цієї санкції практично відсутня, оскільки діє спеціально створений механізм самозапозичення дозвільних одиниць (використання оператором дозвільних одиниць наступного року для покриття зобов'язань за звітний рік).

*Оподаткування CO<sub>2</sub>.* В Угоді про Асоціацію є положення про необхідність імплементації в Україні Директиви 2003/96/ЄС про реструктуризацію системи з оподаткування продуктів енергії та електроенергії.

Окремі українські неурядові організації (наприклад, Національний екологічний центр) пропонують замість упровадження системи торгівлі викидами (СТВ) значно підвищити ставку чинного податку на викиди вуглекислого газу. Експерти вказують на те, що в США на федеральному рівні заплановано запровадити вуглецевий податок. Така пропозиція розглядається Бюджетним офісом Конгресу США<sup>1</sup>. Але в дослідженні Бюджетного офісу зазначено ризики, пов'язані із застосуванням податкового інструменту регулювання викидів ПГ.

Підвищення вуглецевого податку в Україні як форма «carbon pricing» теоретично може бути прийнятною для міжнародних партнерів. Проте слід враховувати, що справедливою платою за викиди буде приведена вартість майбутньої шкоди від зміни клімату (monetized damages). Американські наукові джерела оцінюють референтне значення соціальної вартості викидів (Social Cost of Carbon — SCC) для 2015—2020 рр. як 5—35 дол. США за одну тонну CO<sub>2</sub><sup>1, 2, 3</sup>. Директива встановлює мінімальні рівні оподаткування

<sup>1</sup> Effects of a Carbon Tax on the Economy and the Environment. CONGRESS OF THE UNITED STATES. CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE. MAY 2013. [http://www.cbo.gov/sites/default/files/cbofiles/attachments/44223\\_Carbon\\_0.pdf](http://www.cbo.gov/sites/default/files/cbofiles/attachments/44223_Carbon_0.pdf)

<sup>2</sup> Fiscal Policy to Mitigate Climate Change: A Guide for Policymakers. Ruud A de Mooij, Michael Keen, Ian W H Parry. <http://www.imfbookstore.org/ProdDetails.asp?ID=DFPMET>

<sup>3</sup> «Fiscal Policy to Mitigate Climate Change. A Guide for Policymakers». (Pre-Publication Copy). <http://dropbox.curry.com/ShowNotesArchive/2012/06/NA-418-2012-05-17/Assets/Agenda%2021/IMFclimateBook.pdf>

щодо різних видів палива, вугілля, природного газу та електричної енергії, а також передбачає умови застосування пільгових ставок оподаткування стосовно цих продуктів. Директива змінила чинне законодавство. Її положення охоплюють не тільки нафтопродукти (як це було раніше), а й природний газ, вугілля та електроенергію. Проте акцизний збір до цих продуктів не застосовується, якщо їх використовують як сировину в електролітичних чи металургійних процесах.

Відповідно до стратегії «Європа-2020», якою визначалися обов'язкові кліматичні й енергетичні цілі, передбачалося введення структури оподаткування CO<sub>2</sub> на внутрішньому ринку та встановлення вартості викидів CO<sub>2</sub>, які не регулюються СТВ, на рівні як мінімум 20 євро за одну тунну CO<sub>2-ек.</sub>

У разі запровадження такої системи оподаткування викидів CO<sub>2</sub> в Україні викиди ПГ від джерел, не включених до УСТВ, підлягатимуть обов'язковому оподаткуванню, при цьому від держави неможливо буде отримати безоплатні дозвільні одиниці навіть для компенсації частини викидів ПГ такими джерелами.

Крім того, запровадження аналогічної до СТВ системи моніторингу, звітності та верифікації для екологічного податку буде надмірним навантаженням не лише на платників податку, а й на державний екологічний контроль. Органи екологічного контролю повинні будуть боротись з фактами заниження бази оподаткування, навіть у разі, якщо ця база буде верифікованою. Коли оператори розумітимуть, що дані моніторингу та звітності для оподаткування, запровадженні СТВ, надалі будуть використовуватися як базова лінія для надання установці дозвільних одиниць, з'явиться ризик навмисного завищення базового рівня викидів ПГ. В Україні альтернативи для системи торгівлі викидами ПГ, як політики обмеження викидів від потужних стаціонарних джерел, на сьогодні не існує. З таким твердженням погоджується переважна більшість експертів.

**Об'єднання підходів до розрахунків викидів парникових газів об'єктами.** Як зазначалося, консолідована версія Директиви 2003/87/ЄС зі змінами та доповненнями<sup>1</sup>, внесеними Директивою 2004/101/ЄС від 27.10.2004 р., яку потрібно було імплементувати в Україні з 2017 р., була основним регуляторним документом у Європейській системі торгівлі дозволами на викиди (ЄСТВ) у першій (2005—2007 рр.) та другій (2008—2012 рр.) фазах. З 2013 р. в ЄСТВ розпочалася третя фаза, для якої прийняли чіткіші та жорсткіші вимоги щодо виконання зобов'язань підприємствами стосовно викидів парникових газів внесенням відповідних змін до Директиви 2003/87/ЄС, а саме до Директиви 2008/101/ЄС Європейського парламенту та Ради від 19.11.2008 р., Регламенту (ЄС) 219/2009 Європейського парламенту та Ради від 11.03.2009 р. і Директиви 2009/29/ЄС Європейського парламенту та Ради від 23.04.2009 р. (Переглянута Директива 2003/87/ЄС)<sup>2</sup>.

Хоча у перший торговельний період УСТВ обов'язковій імплементації в Україні підлягала Директива в редакції 2004 р., а виконання вимог Переглянутої Директиви 2003/87/ЄС не було обов'язковим, проте в 2021 р. роз-

<sup>1</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20140430>

<sup>2</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20090625>

почався період виконання Україною, як і іншими країнами-підписантами, міжнародних зобов'язань щодо обмеження викидів ПГ згідно з новою Паризькою міжнародною кліматичною угодою.

З метою максимальної адаптації участі підприємств комунальної теплоенергетики країни у СТВ, як у перший торговельний період УСТВ, так і надалі, вірогідно, в європейській та, можливо, навіть в єдиній світовій системі торгівлі дозволами на викиди, пропонується розглянути та використовувати підходи до визначення установок, базової лінії та потенційної кількості безоплатних дозвільних вуглецевих одиниць відповідно до Переглянутої Директиви 2003/87/ЄС, але при цьому застосовувати менш жорсткі обмеження та зобов'язання, встановлені Консолідованою версією Директиви 2003/87/ЄС (у редакції 2004 р.), а також розробити та використовувати власні корегувальні коефіцієнти, зокрема ті, що враховують національну специфіку України.

*Підходи до розрахунку базових викидів парникових газів у УСТВ.* Нині в Україні офіційно ще не визначено підходи до встановлення базового періоду, базової лінії та базового рівня обсягів викидів парникових газів, а також підходи до розрахунку кількості безоплатних дозвільних одиниць відповідно, тому тут запропоновано та застосовано декілька підходів.

*Сценарії вибору базових років.* Усі розрахунки за різними підходами виконані для низки сценаріїв, які розрізняються обраним базовим періодом, що суттєво впливає на вибір використовуваних вихідних даних і відповідно на кінцеві результати. Можуть застосовуватися різні варіанти сценаріїв базових років:

Сценарій 1 — за цим сценарієм за базовий період обирається п'ять останніх років роботи підприємства.

Сценарій 2 — аналогічно до європейської методології, коли підприємство може обрати один з двох варіантів базового періоду — в ЄС це або період 2005—2008 рр., або період 2009—2010 рр., кожен з яких характеризується найвищим історичним рівнем виробництва, в Україні можуть бути аналогічні періоди.

*Підходи до розрахунку базового рівня викидів ПГ під час виробництва теплової енергії.* Для оцінювання розрахунку базового рівня викидів ПГ під час виробництва ТЕ можна застосовувати такі підходи:

Підхід 1. Визначаючи базовий рівень викидів парникових газів і розраховуючи відповідну кількість безоплатних дозвільних одиниць за цим підходом, враховують вимоги<sup>1</sup> Переглянутої Директиви 2003/87/ЄС. Базовий рівень викидів ПГ розраховують методом бенчмаркінгу з визначенням рівня діяльності через медіанне значення.

Підхід 2. Для розрахунку базових обсягів викидів парникових газів та кількості безоплатних дозвільних одиниць застосовують історичний метод. Обсяги викидів парникових газів визначають за медіаною історичних викидів.

Підхід 3. З метою розрахунку базових обсягів викидів парникових газів і кількості безоплатних дозвільних одиниць використовують історичний метод. Обсяги викидів парникових газів знаходять за середньою величиною історичних викидів.

<sup>1</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02003L0087-20090625>

### 4.3. Перспективи розвитку регуляторних документів України

---

Підхід 4. Базові обсяги викидів парникових газів і кількість безоплатних дозвільних одиниць розраховують історичним методом. Обсяги викидів парникових газів визначають за найвищою величиною історичних викидів.

Підхід 5. Для розрахунку базових обсягів викидів парникових газів застосовують метод лінійної екстраполяції даних на наступні роки.

Підхід 6. За цим підходом виконано розрахунки базових обсягів викидів парникових газів із застосуванням методу розподілу викидів парникових газів окремо для виробництва теплоти відповідно до додатка ПА Рішення Європейської комісії від 29.03.2011 р. [16]. Для визначення базових викидів ПГ у рамках цього підходу використовують лише історичний метод.

Підхід 7. Базові обсяги викидів парникових газів розраховують із застосуванням елементів схваленої методології для проєктів за механізмом чистого розвитку в рамках Кіотського протоколу АМ0014 «Пакетна когенерація на природному газі» (версія 04), відповідно до якої базові викиди пропорційні до споживання базового палива (природного газу) для тепло- та електропостачання. Їх визначають як функцію енергоспоживання для окремого виробництва теплоти та електроенергії в обсягах, які відповідають обсягам, компенсованим за рахунок виробництва ТЕЦ, та належним коефіцієнтам емісії.

Оскільки відповідно до додатка 1 Директиви тільки викиди діоксиду вуглецю мають належати до СТВ, базові викиди для ТЕЦ включають у себе два з п'яти компонентів, визначених методологією АМ0014:

а) викиди  $\text{CO}_2$ , що відповідають спалюванню базового палива, яке мало б використовуватися на інших джерелах теплоти за умови, що б ТЕЦ не постачає теплоту до тепломережі;

е) викиди  $\text{CO}_2$ , пов'язані з виробництвом електроенергії на інших джерелах, до загальнодержавної електромережі, якби ТЕЦ не постачала електроенергію.

Підходи 6 і 7 є актуальними лише для ТЕЦ, оскільки вони застосовні саме для установок комбінованого виробництва теплової та електричної енергії.

### 4.3. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ РЕГУЛЯТОРНИХ ДОКУМЕНТІВ УКРАЇНИ

На сьогодні Україна не прийняла на себе міжнародних зобов'язань щодо обмеження концентрацій забруднювальних речовин у продуктах горіння спалювальних установок потужністю до 50 МВт. Однак слід очікувати, що в процесі подальшого просування на шляху європейської інтеграції Україна повинна виконувати вимоги також інших, крім безпосередньо вказаних в Угоді про асоціацію з ЄС, нормативних документів ЄС, у тому числі Директиви ЄС 2015/2193 від 25.11.2015 р. «Про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферне повітря від середніх спалювальних установок»<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Directive (EU) 2015/2193 of the European Parliament and of the Council of 25 November 2015 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015L2193>

Директива ЄС 2015/2193 набула чинності 18.12.2015 р., і країни-члени ЄС мали узгодити своє законодавство з нею до 19.12.2017 р. Ця Директива регулює викиди забруднювальних речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки та пилу; окремими положеннями Директиви встановлюються також правила моніторингу викидів оксиду вуглецю CO) від спалювання палива в установках (включаючи їх комбінації) з номінальною тепловою потужністю, що дорівнює або більша ніж 1 МВт і менша ніж 50 МВт («спалювальні установки середньої потужності»), незалежно від того, який тип палива вони використовують (включаючи біомасу; детальніші вимоги і параметри встановлені у статті 2 Директиви). Фактично вона є доповненням та подальшим розвитком вимог Директиви 2010/75/ЄС на установки середньої потужності і разом з останньою охоплює щонайменше 80 % виробничих потужностей підприємств централізованого теплопостачання країни.

Граничні концентрації в димових газах забруднювальних речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки і твердих частинок) під час спалювання твердого, рідкого і газоподібного палива, встановлені для наявних і нових установок відповідно до вимог Директиви 2015/2193/ЄС, наведені в табл. 4.1.

У Директиві 2015/2193/ЄС передбачено тимчасові послаблення для спалювальних установок централізованого теплопостачання. Так, держава може звільнити наявні установки спалювання з номінальною тепловою потужністю понад 5 МВт від дотримання встановлених граничних значень викидів до 01.01.2030 р., якщо щонайменше 50 % виробленої установкою корисної теплоти як середнє за п'ять років доставляється у вигляді пари або гарячої води в мережу ЦТ. У такому разі порогові значення викидів, встановлені компетентним органом, не повинні перевищувати 1100 мг/м<sup>3</sup> для SO<sub>2</sub> і 150 мг/м<sup>3</sup> для твердих частинок.

Оператор має здійснювати моніторинг викидів: кожні три роки для установок спалювання з номінальною тепловою потужністю, що дорівнює або більша за 1 МВт і менша ніж або дорівнює 20 МВт; щороку для установок спалювання з номінальною тепловою потужністю понад 20 МВт.

Зауважимо, що робота з вирішення проблем, пов'язаних зі скороченням викидів від спалювального обладнання, за результатами якої отримали можливість прийняти адекватні нормативи викидів, закріплені у розглянутих вище Директивах ЄС, в європейських країнах за значних капіталовкладень триває кілька десятиліть.

В Україні проблемам забруднення довкілля досі приділяється недостатньо уваги. Так, на вітчизняних пилувугільних спалювальних установках дотепер димові гази очищують практично тільки від золи (з усередненою ефективністю до 95 %). Димові гази не очищають від оксидів сірки. Викиди оксидів азоту регулюють лише режимно-технологічними методами, а їх доочищення гомогенним чи каталітичним відновленням не використовують.

Практично відсутнім є досвід проектування та будівництва сірко- та азотоочисних установок, немає виробничих потужностей для їх виробництва. Крім того, відсутні проектні рішення щодо утилізації продуктів цих газоочисних установок.

Наявна останнім часом в Україні тенденція заміщення використання природного газу, особливо в комунальній теплоенергетиці, переведенням

### 4.3. Перспективи розвитку регуляторних документів України

---

газових котлів на спалювання твердого палива, зокрема вугілля та різних видів місцевого твердого палива, включно з біомасою, торфом тощо, а також у невеликих обсягах на спалювання рідкого палива та іншого газоподібного (доменний, коксовий газ тощо) палива, ще більше загострює ситуацію з викидами до атмосфери і зумовлює встановлення додаткових систем очищення від твердих часток та оксиду сірки.

Потрібно чітко усвідомлювати, що для досягнення відповідності газових викидів від усіх спалювальних установок, особливо твердопаливних котлів (на вугіллі, біомасі, ТПВ чи іншому твердому паливі), екологічним нормативам України (Наказу Мінприроди України № 541), а тим більш для виконання екологічних зобов'язань України відповідно до Угоди про асоціацію України та ЄС, зокрема вимог Директиви 2010/75/ЄС та потенційно Директиви 2015/2193, ці викиди повинні бути очищені від наднормативного вмісту оксидів азоту, оксидів сірки та пилу.

Недотримання наведених у цих документах нормативних показників граничнодопустимих концентрацій викидів забруднювальних речовин в атмосферу спалювальними установками підприємств країни може призвести до серйозних фінансових втрат, як передбачено зобов'язаннями України в рамках Угоди про асоціацію з ЄС. Крім того, може виникнути питання навіть щодо обмеження участі України в Європейському Енергетичному Співтоваристві, що дуже не бажано.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

### До розділу 1

1. Ющенко Н.Л., Міщенко А.М. Моделі і методи аналізу вигід і витрат у прийнятті рішень. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2016. Т. 1, № 2.
2. Програма обліку доходів та витрат для будь-якого підприємства [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://tradesoft.com.by/products/other/udir/>
3. Engineering Solutions On-Line [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://engineeringsolutions.homestead.com>.
4. Сайт компанії Intaver Institute Inc. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://intaver.com/products/riskyproject-professional>
5. Мережева модель в ГІС і інженерні мережі [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://wiki.gis-lab.info/w/>
6. Огляд ГІС платформ від начальника відділу автоматизації проектування ПК «ДПІ Челябінскгражданпроект». Д.Ю. Мильнікова. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [https://www.politerm.com/articles/comnet/obzor\\_gis/?sphrase\\_id=20219](https://www.politerm.com/articles/comnet/obzor_gis/?sphrase_id=20219)
7. Саричев Д.С. Сучасні інформаційні системи для інженерних мереж. *Вісник ТГУ*. 2003. № 280. С. 358—361.
8. Сайт компанії ESRI [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://edndoc.esri.com>.
9. Сайт компанії ARCGIS [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://enterprise.arcgis.com>.
10. Сайт компанії Neplan AG [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.neplan.ch>.
11. Сайт компанії Globema Sp.z.o. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.globema.pl>.
12. Сайт компанії «Сіріус» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.tgid.kz>.
13. Сайт компанії Planora Oy [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://planora.fi>.
14. Сайт компанії Ortep [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.ortep.cz>.
15. ПЗ ГІС Trimble NIS [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://utilities.trimble.com/>
16. Рекомендації щодо порівняльного аналізу (бенчмаркінгу) підприємств у сфері теплопостачання у межах кластерів: звіт, підготовлений у рамках Проекту USAID «Муниципальная энергетическая реформа в Украине» (серпень 2017 р.).
17. Правила організації звітності, що подається суб'єктами господарювання у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення до Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг: Постанова НКРЕКП від 31.05.2017 р. № 717.
18. Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності у сфері теплопостачання: Постанова НКРЕКП від 22.03.2017 р. № 308.
19. Про затвердження Порядку формування тарифів на транспортування теплової енергії магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами на принципах стимулюючого регулювання: Постанова НКРЕКП від 27.07.2017 № 967.
20. Про затвердження Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій, що провадять (мають намір провадити) господарську діяльність з транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами: Постанова НКРЕКП від 27.07.2017 № 966.



## Список літератури

21. Про встановлення регуляторної норми доходу на регуляторну базу активів для суб'єктів, що провадять (мають намір провадити) господарську діяльність з транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами: Постанова НКРЕКП від 27.07.2017 № 965.

22. Про затвердження Процедури встановлення тарифів на транспортування теплової енергії магістральними і місцевими (розподільчими) тепловими мережами на принципах стимулюючого регулювання: Постанова НКРЕКП від 27.07.2017 № 964.

23. Рекомендації щодо визначення ключових показників діяльності у сфері теплопостачання та первинних даних для їхнього розрахунку: звіт, підготовлений у рамках Проекту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні» (серпень 2017 р.).

### До розділу 2

1. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions. The European Green Deal. COM/2019/640 final [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>

2. Директива 2012/27/EU Європейського парламенту та Ради від 25 жовтня 2012 р. про енергоефективність, яка змінює Директиви 2009/125/ЄС та 2010/30/EU і скасовує Директиви 2004/8/ЄС та 2006/32/ЄС (Дія Директиви поширюється на ЄЕЗ). Переклад на українську [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://saee.gov.ua/sites/default/files/UKR\\_Directive\\_27\\_2012\\_2.doc](http://saee.gov.ua/sites/default/files/UKR_Directive_27_2012_2.doc)

3. Директива Європейського парламенту та Ради 2009/28/ЄС від 23 квітня 2009 року про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел та якою вносяться зміни до, а в подальшому скасовуються Директиви 2001/77/ЄС та 2003/30/ЄС. Переклад на українську [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://saee.gov.ua/documents/dyrektyva\\_2009\\_28.pdf](http://saee.gov.ua/documents/dyrektyva_2009_28.pdf)

4. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) (Recast) [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0075&from=EN>

5. Heat pumps barometer. Eurobserv'er. 2016 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.eurobserv'er.com/BaroPAC-GB-Corrige2.pdf>

6. Nowak T., Westring P. Growing for good? The European Heat Pump Market — Status and outlook. 12th IEA Heat Pump Conference. 2017. К.2.1.1. Р. 1—10.

7. Європейська асоціація теплових насосів (ЕНПА). Офіційний сайт [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.ehpa.org/market-data/>

8. Підручник з використання інструмента SHARES. Версія 2013.50204. Європейська комісія. Євростат. Директорат Е: Секторальна і регіональна статистика. Підрозділ Е-5: Енергія. Share-2015-detailed — results [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>

9. Про ринок електричної енергії [Електронний ресурс]: Закон України. Режим доступу: <https://ips.ligazakon.net/document/t172019?an=2>

10. Про теплопостачання [Електронний ресурс]: Закон України. Відомості Верховної Ради України. 2005. № 28. С. 373. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2633-15#Text>

11. Про електроенергетику [Електронний ресурс]: Закон України (документ 575/97-вр, чинний, поточна редакція— втрата чинності крім окремих положень від 11.06.2017). Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>

12. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2017 р. Київ, 2018.

13. Про затвердження Порядку надання тимчасової підтримки виробникам, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях [Електронний ресурс]: Постанова КМ України від 18 квітня 2018 р. № 324 зі змінами і доповненнями, внесеними постановою Кабінету Міністрів України від 22 липня 2020 року. № 718. Режим доступу: [http://search.ligazakon.ua/l\\_doc2.nsf/link1/KP180324.html](http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/KP180324.html)

## Список літератури

14. Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу [Електронний ресурс]: Закон України. Відомості Верховної Ради України. 2005. № 20. С. 278. Режим доступу: [https://ips.ligazakon.net/document/view/t052509?an=87&ed=2017\\_04\\_13](https://ips.ligazakon.net/document/view/t052509?an=87&ed=2017_04_13)
15. Про внесення змін до Закону України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу щодо розвитку високоефективної когенерації» [Електронний ресурс]: Законопроект. Режим доступу: <http://www.drs.gov.ua/wp-content/uploads/2020/08/5210-ob.pdf>
16. Енергетична стратегія України до 2035 року [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245214949>
17. Про ринок електричної енергії [Електронний ресурс]: Закон України (документ 2019-19, чинний, поточна редакція від 13.04.2017). Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/main/2019-19>
18. Про природні монополії [Електронний ресурс]: Закон України (документ 1682-14, чинний, поточна редакція від 11.06.2017). Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1682-14>
19. Про енергозбереження [Електронний ресурс]: Закон України (документ 74/94-вр, чинний, поточна редакція від 09.05.2015). Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/74/94-%D0%B2%D1%80>
20. Національний план скорочення викидів великих спалюючих установок [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=245255506&cat\\_id=245255478](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245255506&cat_id=245255478)
21. Про державне регулювання у сфері комунальних послуг [Електронний ресурс]: Закон України. Відомості Верховної Ради України. 2010. № 49. С. 571. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2479-17#Text>
22. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг [Електронний ресурс]: Закон України (документ 1540-19, чинний, поточна редакція від 11.06.2017). Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1540-19>
23. Басок Б.И., Дубовской С.В. Методологические особенности оценки располагаемой мощности тепловых насосов в Украине. *Насосы и оборудование*. 2017. № 3. С. 42—44.
24. Басок Б.І., Дубовський С.В. Стан, особливості та результати обліку теплових насосів як джерел відновлюваної енергії у країнах європейського союзу. *Теплові насоси в Україні. Інформаційний бюлетень*. 2018. Вип. 1. С. 23—29.
25. Басок Б.І., Дубовський С.В. Укрупнена оцінка теплової потужності та обсягів виробництва відновлюваної енергії тепловими насосами в Україні. *Теплові насоси в Україні. Інформаційний бюлетень*. 2019. № 1. С. 2—6.
26. Дубовський С.В. Енергоекономічний аналіз сполучених систем генерації електричної енергії і теплоти. Київ: Наукова думка, 2014. С. 186.

### До розділу 3

1. Статистичний звіт Європейської біоенергетичної асоціації (Bioenergy Europe). 2018. Режим доступу: <http://achbiom.cl/wp-content/uploads/2019/02/STATISTICAL-REPORT-2018.pdf>
2. АЕВІОМ. European Bioenergy Outlook. 2017. P. 215.
3. Banja Manjola, Sikkema Richard, Jégard Martin, Motola Vincenzo, Dallemand Jean-François. Biomass for energy in the EU — The support framework. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421519302873?via%3Dihub>
4. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-eeg-feed-in-tariff/lastp/135/>
5. <https://www.e-tar.lt/portal/lt/legalAct/TAR.A516DE6B7EC2>
6. <https://www.e-tar.lt/portal/legalAct.html?documentId=TAR.5FE9EF156CB6>
7. <https://www.baltpool.eu/ru/>
8. <https://biomasspool.com/>
9. <https://finbex.fi/>

## Список літератури

10. Korhonen Harri-Pekka. Overview of DH pricing and regulation in Europe. Fortum, 2012. [http://www.lsta.lt/files/events/121204\\_FORTUM/10\\_Overview%20of%20DH%20pricing%20and%20regulation%20in%20Europe\\_H-P%20Korhonen.pdf](http://www.lsta.lt/files/events/121204_FORTUM/10_Overview%20of%20DH%20pricing%20and%20regulation%20in%20Europe_H-P%20Korhonen.pdf)
11. <https://e-seimas.lrs.lt/portal/legalAct/lt/TAD/TAIS.211524>
12. <https://e-seimas.lrs.lt/portal/legalAct/lt/TAD/TAIS.398874>
13. [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/775243/nonfood-statsnotice2017-31jan19i.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/775243/nonfood-statsnotice2017-31jan19i.pdf)
14. [http://adlib.eversite.co.uk/resources/000/030/119/grants\\_energy.pdf](http://adlib.eversite.co.uk/resources/000/030/119/grants_energy.pdf)
15. <https://www.zakon.hr/z/1001/Zakon-o-drvenastim-kulturama-kratkih-ophodnji>
16. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/ireland/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-renewable-energy-feed-in-tariff-refit/lastp/147/>
17. <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/switzerland/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-1/lastp/396/>
18. <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/montenegro/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-14/lastp/482/>
19. <https://www.govinfo.gov/content/pkg/PLAW-113publ79/html/PLAW-113publ79.htm>
20. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15>
21. Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії [Електронний ресурс]: Закон України. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text>
22. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1391-14#Text>
23. [http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4\\_1?pf3511=68617](http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=68617)
24. [http://search.ligazakon.ua/l\\_doc2.nsf/link1/MU09267.html](http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/MU09267.html)
25. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/287-19>
26. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2633-15>
27. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/679-2017-%D0%BF#Text>
28. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/869-2011-%D0%BF#Text>
29. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1856-12>
30. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17>
31. <https://www.gpee.com.ua/main/news?id=374>
32. <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/approved>
33. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/faq/faq.html>
34. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-hc/t/promotion/aid/tax-regulation-mechanism-energy-tax/lastp/199/>
35. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/united-kingdom/single/s/res-e/t/promotion/aid/tax-regulation-mechanism-carbon-price-floor/lastp/203/>
36. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/single/s/res-hc/t/promotion/aid/tax-regulation-mechanism-9/lastp/96/>
37. <https://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1959-19>
38. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/569-2017-%D1%80>
39. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2628-19>
40. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2768-14>
41. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/161-14>
42. <https://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/587-2005-%D0%BF#n12>
43. <https://www.kmu.gov.ua/news/minagropolitiki-silgospvirobnikam-bude-kompensovano-majzhe-120-mln-grn-za-pridbanij-sadivnij-material>
44. <http://www.uabio.org/news/61-uabio-news/3589-uabio-letter-on-necessary-subsidy-for-energy-crops>
45. <https://www.minregion.gov.ua/base-law/grom-convers/elektronni-konsultatsiyi-z-gromadskisty/proekt-zakonu-ukrayini-pro-vnesennya-zmin-do-deyakih-zakonodavchih-aktiv-ukrayini-shhodo-rozvitku-torgivli-tverdimi-biologichnimi-vidami-paliva-4/>
46. <https://sae.gov.ua/uk/content/konkurentne-teplopostachannya>
47. 2018 р. дані Енергетичного балансу України за 2018 рік (Державна служба статистики України).

## Список літератури

48. 2018 рік — дані Держенергоефективності по частці ВДЕ у споживанні електроенергії, теплової енергії, а також енергії з ВДЕ у транспортному секторі.
49. Lithuania's National Energy Independence Strategy. [http://enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/National\\_energy\\_independence\\_strategy\\_2018.pdf](http://enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/National_energy_independence_strategy_2018.pdf)
50. ABOUT DH SECTOR. <https://lsta.lt/en/about-dh-sector/>
51. FAOSTAT. Crops <http://www.fao.org/faostat/en/#data/QC>
52. Bioenergy Europe Statistical Report on Biomass Supply. <https://bioenergyeurope.org/article/178-biomass-supply-report.html>
53. Можливості заготівлі деревного палива в лісах України [Електронний ресурс]: Аналітична Записка UABIO № 19. 2018. Режим доступу: <https://uabio.org/wp-content/uploads/2018/01/position-paper-uabio-19-ua.pdf>
54. Енергетичний баланс України за 2019 рік. <http://www.ukrstat.gov.ua/express/expr2020/11/148.pdf>

### До розділу 4

1. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2697-19> - Text
2. Про охорону атмосферного повітря [Електронний ресурс]: Закон України № 2707-XII від 16.10.1992 р. Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2707-12/page>
3. Про затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел [Електронний ресурс]: Наказ Міністерства охорони природного середовища № 309 від 27.06.2006. Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/z0912-06>.
4. Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт [Електронний ресурс]: Наказ Міністерства охорони природного середовища №541 від 22.10.2008 р. Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/z1110-08>
5. Порядок проведення та оплати робіт, пов'язаних з видачею дозволів на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами, обліку підприємств, установ, організацій та громадян-підприємців, які отримали такі дозволи, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 13.03.2002 № 30 [Електронний ресурс]: Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/302-2002-%D0%BF>
6. Інструкція про загальні вимоги до оформлення документів, у яких обґрунтовуються обсяги викидів, для отримання дозволу на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами для підприємств, установ, організацій та громадян-підприємців, затвердженої наказом Мінприроди України від 09.03.2006 № 108 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z0341-06>
7. Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності [Електронний ресурс]: Закон України від 05.04.2007 №877-V. Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/877-16>
8. Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants. J OL 309, 27.11.2001. Режим доступу: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2001:309:0001:0021:EN:PDF>
9. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control). 24.10.2010. Режим доступу: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:334:0017:0119:en:PDF>
10. Про імплементацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, на 2014–2017 роки (п. 259) [Електронний ресурс]: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 17 вересня 2014 р. № 847-р. Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/847-2014-%D1%80>
11. План імплементації Директиви 2010/75/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 24 листопада 2010 року про промислові викиди (комплексне запобігання і контроль забруднень) (переглянута). [Електронний ресурс]. Режим доступу: [www.kmu.gov.ua/document/248103087/Dir\\_2010\\_75.pdf](http://www.kmu.gov.ua/document/248103087/Dir_2010_75.pdf)

### Список літератури

---

12. Про схвалення розроблених Міністерством екології та природних ресурсів планів імплементації деяких актів законодавства ЄС [Електронний ресурс]: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15 квітня 2015 р. № 371-р. Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/371-2015-%D1%80>

13. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245000380>

14. [http://www.kmu.gov.ua/control/en/publish/article?art\\_id=248560444&cat\\_id=244276429](http://www.kmu.gov.ua/control/en/publish/article?art_id=248560444&cat_id=244276429)

15. <http://www.menr.gov.ua/press-center/news/123-news/4814-ministr-ekolohii-ta-pryrodnykh-resursiv-ostap-semerak-ministerstvo-ta-sekretariat-enerhetychnoho-spivtovarystva-spilno-pratsiuvatymut-nad-pryiniattiam-proektu-zakonu-ukrainy-pro-otsinku-vplyvu-na-dovkillia>

16. [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=245164706&cat\\_id=35109](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245164706&cat_id=35109)

17. Directive (EU) 2015/2193 of the European Parliament and of the Council of 25 November 2015 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants. Режим доступу: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015L219>

## ДОДАТКИ

### **Додаток 1. Загальний перелік даних для бенчмаркінгу з розрахунком ключових показників діяльності (KPI) у сфері теплопостачання**

Назва показника	Одиниці виміру	Код рядка	Номер граfi
<b>Форма № 1-НКП-тепло (місячна)</b>			
<b>«Звіт про виробництво теплової енергії та використання енергетичних ресурсів»</b>			
Витрати умовного палива, всього	т	110	5
Обсяг відпуску теплової енергії з колекторів	Гкал	225	2
Витрати умовного палива на 1 Гкал теплової енергії	кг ум. п./Гкал	295	2
Витрати електроенергії на технологічні потреби	тис. кВт · год	305	2
<b>Форма № 2-НКП-тепло (місячна)</b>			
<b>«Звіт про виробництво теплової енергії та використання енергетичних ресурсів»</b>			
Фактичний корисний відпуск теплової енергії, всього (за період із початку року)	Гкал	005	3
Фактичний корисний відпуск теплової енергії, всього (за приладами обліку)	Гкал	005	4
Фактичний загальний обсяг надходження теплової енергії до власної теплової мережі ліцензіата (за період із початку року)	Гкал	210	3
Фактичні втрати теплової енергії в теплових мережах ліцензіата (за період із початку року)	Гкал	230	3
Загальна протяжність трубопроводів теплових мереж (на кінець звітнього періоду)	км	345	2
Загальні фактичні витрати води на підживлення теплових мереж (за період із початку року)	м <sup>3</sup>	395	2
Фактичні загальні витрати електроенергії на транспортування теплової енергії (за приладами обліку)	тис. кВт · год	415	2
<b>Форма № 7-НКП-тепло (місячна)</b>			
<b>«Звіт про виробництво теплової енергії та використання енергетичних ресурсів»</b>			
Загальна сума фінансування за інвестиційною програмою з початку дії програми без ПДВ (фактична)	тис. грн	545	5
<b>Форма № 8-НКП-тепло (місячна)</b>			
<b>«Звіт про виробництво теплової енергії та використання енергетичних ресурсів»</b>			
Витрати на паливо	тис. грн	020	4
Витрати на електроенергію (на технологічні потреби; виробництво теплової енергії, крім ТЕЦ, ТЕС, АЕС, КГУ та установок НПДЕ)	тис. грн	025	4
Витрати на електроенергію (на технологічні потреби; транспортування теплової енергії)	тис. грн	025	8
Витрати на покупну теплову енергію	тис. грн	035	4

**Додаток 1. Загальний перелік даних для бенчмаркінгу з розрахунком ключових показників ...**

Закінчення додатка 1

Назва показника	Одиниці виміру	Код рядка	Номер граfi
Повна собівартість, за вирахуванням витрат рядків 200 і 340 (виробництво теплової енергії, крім ТЕЦ, ТЕС, АЕС, КГУ та установок НПДЕ)	тис. грн	345	4
Повна собівартість, за вирахуванням витрат рядків 200 і 340 (транспортування теплової енергії)	тис. грн	345	8
Повна собівартість, за вирахуванням витрат рядків 200 і 340 (постачання теплової енергії)	тис. грн	345	10
Кількість працівників у еквіваленті повної зайнятості (виробництво теплової енергії, крім ТЕЦ, ТЕС, АЕС, КГУ та установок НПДЕ)	осіб	645	4
Кількість працівників у еквіваленті повної зайнятості (транспортування теплової енергії)	осіб	645	8
<b>Форма № 10-НКП-тепло (місячна)</b>			
<b>«Звіт про виробництво теплової енергії та використання енергетичних ресурсів»</b>			
Фактичні річні втрати теплової енергії (загалом)	%		725
<b>Показники відсутні у формах регуляторної звітності дані</b>			
Контрольовані операційні витрати (виробництво теплової енергії, крім ТЕЦ, ТЕС, АЕС, КГУ та установок НПДЕ)	тис. грн	—	—
Неконтрольовані операційні витрати (виробництво теплової енергії, крім ТЕЦ, ТЕС, АЕС, КГУ та установок НПДЕ)	тис. грн	—	—
Контрольовані операційні витрати (транспортування теплової енергії)	тис. грн	—	—
Неконтрольовані операційні витрати (транспортування теплової енергії)	тис. грн	—	—
Чисельність виробничого персоналу, безпосередньо залученого до технологічного процесу транспортування теплової енергії	осіб	—	—
Кількість одиниць ремонтної складності (транспортування теплової енергії)	од.	—	—
Повна собівартість продукції (послуг) (централізоване опалення)	тис. грн	—	—
Повна собівартість продукції (послуг) (централізованого постачання гарячої води)	тис. грн	—	—
Обсяг теплової енергії, використаної для надання послуг (централізоване опалення)	Гкал	—	—
Обсяг реалізації послуг із ЦПГВ	м <sup>3</sup>	—	—
Кількість працівників у еквіваленті повної зайнятості, безпосередньо задіяних у постачанні ТЕ	осіб	—	—
Кількість абонентів з постачання ТЕ	осіб	—	—
Кількість працівників у еквіваленті повної зайнятості, безпосередньо задіяних у наданні послуг з ЦО	осіб	—	—
Кількість абонентів послуг з ЦО	осіб	—	—
Кількість працівників у еквіваленті повної зайнятості, безпосередньо задіяних у наданні послуг з ЦПГВ	осіб	—	—
Кількість абонентів послуг з ЦПГВ	осіб	—	—

**Додаток 2. Перелік загальних даних  
для підприємств у сфері теплопостачання**

Назва	Одиниці виміру
Назва підприємства	Текст
Форма власності	Текст
ЄДРПОУ	Число
Область (регіон)	Текст
Юридична адреса	Текст
Фактична адреса	Текст
Директор	Текст
Контактна особа	Текст
Види ліцензованої діяльності	В; Т; П; В/Т; Т/П; В/П; В/Т/П
Надає послуги централізованого опалення	Так; Ні
Надає послуги централізованого постачання гарячої води	Так; Ні

*Примітка.* В — виробництво; Т — транспортування; П — постачання ТЕ;  
ЄДРПОУ — Єдиний державний реєстр підприємств та організацій України  
(код).



### Додаток 3. Перелік КРІ та алгоритм їхнього розрахунку

Номер КРІ	Назва показника	Одиниці виміру	Формула розрахунку	
			описова за рядками форми звітності	за рядками форми звітності
<b>Загальні КРІ у сфері теплопостачання</b>				
<b>Фінансово-економічні показники</b>				
№ 1.1	Обсяг фінансування інвестиційної програми у розрахунку на 1 Гкал корисного відпуску ТЕ	грн/Гкал	(Обсяг фінансування (профінансовано, стан виконання (зі зростаючим підсумком)) × 1000) / Корисний відпуск ТЕ, усього (за період із початку року)	(р. 095 гр. 10 Ф7 НКРЕКП × 1000) / р. 005 гр. 3 Ф2 НКРЕКП
<b>КРІ з виробництва ТЕ (крім виробництва теплової енергії ТЕЦ, ТЕС, АЕС і когенераційними установками)</b>				
<b>Технічні показники</b>				
№ 2.1	Питомі витрати умовного палива на 1 Гкал відпущеної з джерел ТЕ	кг ум. п. / Гкал	(Витрати умовного палива × 1000) / Обсяг відпуску ТЕ з колекторів	(р. 005 гр. 5 Ф1 НКРЕКП × 1000) / р. 315 гр. 2 Ф1 НКРЕКП
№ 2.2	Питомі витрати електроенергії на виробництво 1 Гкал відпущеної з джерел ТЕ	кВт × год / Гкал	(Витрати електроенергії на технологічні потреби виробництва теплової енергії, усього × 1000) / Обсяг відпуску ТЕ з колекторів	(р. 405 гр. 2 Ф1 НКРЕКП × 1000) / р. 315 гр. 2 Ф1 НКРЕКП
<b>Фінансово-економічні показники</b>				
№ 2.3	Повна собівартість, за вирахуванням витрат на паливо та електроенергію для технологічних потреб, на придбання теплової енергії, 1 Гкал відпущеної з джерел ТЕ	грн/Гкал	((Повна собівартість продукції (послуг), за вирахуванням витрат рядка 255 – Паливо для технологічних потреб – Електроенергія для технологічних потреб – Придбання теплової енергії в інших суб'єктів господарювання) × 1000) / Обсяг відпуску ТЕ з колекторів	((р. 490 гр. 4 Ф8 НКРЕКП – р. 020 гр. 4 Ф8 НКРЕКП – р. 025 гр. 4 Ф8 НКРЕКП – р. 045 гр. 4 Ф8 НКРЕКП) × 1000) / р. 315 гр. 2 Ф1 НКРЕКП
№ 2.3.1	Контрольовані операційні витрати на 1 Гкал, відпущеної з джерел ТЕ	грн/Гкал	(Контрольовані операційні витрати з виробництва ТЕ × 1000) / Обсяг відпуску ТЕ з колекторів	(– × 1000) / р. 315 гр. 2 Ф1 НКРЕКП
№ 2.3.2	Неконтрольовані операційні витрати на 1 Гкал, відпущеної з джерел ТЕ	грн/Гкал	(Неконтрольовані операційні витрати з виробництва ТЕ × 1000) / Обсяг відпуску ТЕ з колекторів	(– × 1000) / р. 315 гр. 2 Ф1 НКРЕКП

**Додатки**

*Продовження додатка 3*

Номер КРІ	Назва показника	Одиниці виміру	Формула розрахунку	
			описова за рядками форми звітності	за рядками форми звітності
№ 2.4	Продуктивність праці персоналу	тис. Гкал/особа	(Обсяг відпуску ТЕ з колекторів/1000)/Середня кількість усіх працівників у еквіваленті повної зайнятості	(р. 315 гр. 2 ФІНКРЕКП/1000)/р. 845 гр. 4 Ф8НКРЕКП
<b>КРІ транспортування ТЕ</b>				
<i>Технічні показники</i>				
№ 3.1	Питомі витрати електроенергії на транспортування 1 Гкал надходження ТЕ до теплових мереж	кВт × год/Гкал	(Фактичні витрати електроенергії на транспортування ТЕ × 1000)/Загальний обсяг надходження ТЕ до власних теплових мереж ліцензіата	(р. 470 гр. 3 Ф2НКРЕКП × × 1000)/р. 245 гр. 3 Ф2НКРЕКП
№ 3.2	Відсоток втрат ТЕ в мережах	%	(Втрати ТЕ в теплових мережах ліцензіата/Загальний обсяг надходження ТЕ до власних теплових мереж ліцензіата) × 100 %	(р. 265 гр. 3 Ф2НКРЕКП/р. 245 гр. 3 Ф2НКРЕКП) × × 100 %
№ 3.3	Питомі витрати води на підживлення теплових мереж на 1 Г кал відпущеної з мереж ТЕ	м <sup>3</sup> /Гкал	(Фактичні витрати води на підживлення теплових мереж × 1000)/(Загальний обсяг надходження теплової енергії до власних теплових мереж ліцензіата – Втрати ТЕ в теплових мережах ліцензіата)	(р. 450 гр. 3 Ф2НКРЕКП × × 1000)/(р. 245 гр. 3 Ф2НКРЕКП – р. 265 гр. 3 Ф2НКРЕКП)
<b>Фінансово-економічні показники</b>				
№ 3.4	Повна собівартість, за вирахуванням витрат на електроенергію для технологічних потреб, 1 Гкал відпущеної з мереж ТЕ	грн/Гкал	((Повна собівартість продукції (послуг), за вирахуванням витрат рядка 255 – Електроенергія для технологічних потреб) × × 1000)/(Загальний обсяг надходження ТЕ до власних теплових мереж ліцензіата – Втрати ТЕ в теплових мережах ліцензіата)	((р. 490 гр. 8 Ф8НКРЕКП – р. 025 гр. 8 Ф8НКРЕКП) × × 1000)/(р. 245 гр. 3 Ф2НКРЕКП – р. 265 гр. 3 Ф2НКРЕКП)
№ 3.4.1	Контрольовані операційні витрати на 1 Гкал відпущеної з мереж ТЕ	грн/Гкал	(Контрольовані операційні витрати з транспортування ТЕ × 1000)/(Загальний обсяг надходження ТЕ до власних теплових мереж ліцензіата – Втрати ТЕ в теплових мережах ліцензіата)	(– × 1000)/(р. 245 гр. 3 Ф2НКРЕКП – р. 265 гр. 3 Ф2НКРЕКП)

**Додаток 3. Перелік КРІ та алгоритм їхнього розрахунку**

*Продовження додатка 3*

Номер КРІ	Назва показника	Одиниці виміру	Формула розрахунку	
			описова за рядками форми звітності	за рядками форми звітності
№ 3.4.2	Неконтрольовані операційні витрати на 1 Гкал відпущеної з мереж ТЕ	грн/Гкал	(Неконтрольовані операційні витрати з транспортування ТЕ × 1000)/(Загальний обсяг надходження ТЕ до власних теплових мереж ліцензіата – Втрати ТЕ в теплових мережах ліцензіата)	$(- \times 1000) / (\text{р. 245 гр. 3 } \Phi 2\text{НКРЕКП} - \text{р. 265 гр. 3 } \Phi 2\text{НКРЕКП})$
№ 3.5	Чисельність персоналу у розрахунку на 10 км мереж ТЕ	осіб/10 км	Середня кількість усіх працівників у еквіваленті повної зайнятості/(Загальна протяжність трубопроводів теплових мереж на кінець звітного періоду в однотрубному вимірі/10)	$\text{р. 845 гр. 8 } \Phi 8\text{НКРЕКП} / (\text{р. 375 гр. 2 } \Phi 2\text{НКРЕКП} / 10)$
№ 3.5.1	Чисельність виробничого персоналу, безпосередньо залучено до технологічного процесу транспортування ТЕ, у розрахунку на 1 тис. одиниць ремонтної складності	осіб/тис. од.	Чисельність виробничого персоналу, безпосередньо залучено до технологічного процесу транспортування ТЕ/(Кількість одиниць ремонтної складності/1000)	
<b>КРІ з постачання ТЕ</b>				
<i>Технічні показники</i>				
№ 4.1	Відсоток корисного відпуску ТЕ за приладами обліку	%	(Корисний відпуск ТЕ, всього (у тому числі за приладами обліку)/Корисний відпуск ТЕ, всього (за період із початку року)) × 100 %	$(\text{р. 005 гр. 4 } \Phi 2\text{НКРЕКП} / \text{р. 005 гр. 3 } \Phi 2\text{НКРЕКП}) \times 100 \%$
№ 4.1.1	Відсоток корисного відпуску ТЕ за приладами дистанційного обліку	%	(Корисний відпуск ТЕ, усього (у тому числі за приладами дистанційного обліку)/Корисний відпуск ТЕ, всього (за період із початку року)) × 100 %	$(- / \text{р. 005 гр. 3 } \Phi 2\text{НКРЕКП}) \times 100 \%$
<i>Фінансово-економічні показники</i>				
№ 4.2	Повна собівартість 1 Гкал корисного відпуску ТЕ	грн/Гкал	(Повна собівартість продукції (послуг), за вирахуванням витрат рядка 255 × 1000)/Корисний відпуск ТЕ, всього (за період із початку року)	$(\text{р. 490 гр. 10 } \Phi 8\text{НКРЕКП} \times 1000) / \text{р. 005 гр. 3 } \Phi 2\text{НКРЕКП}$

**Додатки**

Закінчення додатка 3

Номер КРІ	Назва показника	Одиниці виміру	Формула розрахунку	
			описова за рядками форми звітності	за рядками форми звітності
№ 4.3	Чисельність персоналу в розрахунку на 100 абонентів	осіб/100 абон.	Кількість працівників в еквіваленті повної зайнятості, безпосередньо задіяних у постачанні ТЕ/(Кількість абонентів з постачання ТЕ/100)	
<b>КРІ послуг з ЦО</b>				
<b>Фінансово-економічні показники</b>				
№ 5.1	Повна собівартість, за вирахуванням витрат на теплову енергію, 1 Гкал ТЕ, використаної для надання послуг із ЦО	грн/Гкал	(Повна собівартість продукції (послуг) – Вартість ТЕ для надання комунальних послуг, усього (послуги з централізованого опалення))/(Обсяг ТЕ, використаної для надання послуг з ЦО)	(р. 1330 гр. 1.2 розд. 2 Ф8НКРЕКП – гр. 1.2 розд. 2 Ф8НКРЕКП)/р. 1340 розд. 2 Ф8НКРЕКП
№ 5.2	Чисельність персоналу з ЦО у розрахунку на 100 абонентів	осіб/100 абон.	Кількість працівників у еквіваленті повної зайнятості, задіяних у наданні послуг — абонентської служби (послуги з ЦО)/(Кількість абонентів, яким надаються послуги з ЦО/100)	р. 1495 гр. 1.2 розд. 2 Ф8НКРЕКП/ (р. 1385 гр. 1.2 розд. 2 Ф8НКРЕКП/100)
<b>КРІ послуг з ЦПГВ</b>				
<b>Фінансово-економічні показники</b>				
№ 6.1	Повна собівартість, за вирахуванням витрат на ТЕ та холодну воду, 1 м <sup>3</sup> гарячої води	грн/м <sup>3</sup>	(Повна собівартість продукції (послуг) – Вартість ТЕ для надання комунальних послуг, усього (послуги з ЦПГВ) – Витрати на питну воду для надання послуг з ЦПГВ)/ (Обсяг реалізації послуг з ЦПГВ)	(р. 1330 гр. 1.3 розд. 2 Ф8НКРЕКП – – р. 1270 гр. 1.3 розд. 2 Ф8НКРЕКП – – р. 1315 гр. 1.3 розд. 2 Ф8НКРЕКП)/ (р. 1380 гр. 1.3 розд. 2 Ф8НКРЕКП)
№ 6.2	Чисельність персоналу з ЦПГВ у розрахунку на 100 абонентів	осіб/100 абон.	Кількість працівників у еквіваленті повної зайнятості, задіяних у наданні послуг — абонентської служби (послуги з ЦПГВ)/(Кількість абонентів, яким надаються послуги з ЦПГВ/100)	р. 1495 гр. 1.3 розд. 2 Ф8НКРЕКП/ (р. 1385 гр. 1.3 розд. 2 Ф8НКРЕКП/100)

## **Додаток 4. Методика обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел**

### ***1. Загальні положення***

1. Ця Методика встановлює порядок обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні.

Методику використовують під час формування Звіту для Енергетичного Співтовариства про досягнутий прогрес у сприянні та використанні енергії з відновлюваних джерел відповідно до вимог Директиви Європейського парламенту та Ради 2009/28/ЄС (далі — Звіт).

2. Скорочення та терміни, що використовуються у цій Методиці, вживаються у таких значеннях:

- базовий період — період часу, що передує звітному періоду і включає в себе повні календарні роки, починаючи з 2001 р. і закінчуючи роком, що передує звітному;

- додана маса теплових насосів — загальна маса теплових насосів, що надійшла в Україну впродовж облікового періоду або звітного періоду, яку визначають за даними Державної фіскальної служби України;

- додана потужність теплових насосів — сумарна теплова потужність теплових насосів, які ввозять в Україну в кожному році звітного і базового періодів;

- ефективна потужність теплових насосів — розрахункова частка наявної потужності теплових насосів, яку використовують для обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні у кожному році звітного і базового періодів;

- ефективна теплова потужність теплових насосів — частина наявної потужності, що складається з потужності теплових насосів, які відповідають визначеним вимогам щодо мінімального значення середнього коефіцієнта продуктивності, і використовується для обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні;

- звітний період — календарний рік, щодо якого обчислюють частку енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні;

- класифікаційна група теплових насосів — окрема група теплових насосів однакового призначення та з однаковими видами теплоносіїв для підведення та відведення теплової енергії;

- наявна потужність теплових насосів — розрахункова теплова потужність теплових насосів, яку використовують для обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні;

- реверсивні кондиціонери — окрема група теплових насосів, що відрізняється від інших за основним призначенням і яку позначають окремим товарним кодом УКТ ЗЕД;

- *SPF* — мінімальне значення середнього коефіцієнта продуктивності теплового насоса (коефіцієнт продуктивності).

Інші терміни, які використано в цій Методиці, вживають у значеннях, наведених у Законі України «Про альтернативні джерела енергії».

3. Обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні за цією Методикою базується на визначенні обсягів доданої теплової потужності теплових насосів кожної класифікаційної групи.

Класифікаційні групи теплових насосів та їх розрахункові показники наведено в додатку 4.1.

4. Для обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні Державна фіскальна служба до 01.04.2018 р. надає Держенергоефективності України інформацію щодо обсягів імпорту на територію України теплових насосів та комплектувальних за формою, наведеною у додатку 4.2, за кожен рік з 2001 р. до 2017 р. і до 01.04. кожного наступного року — за попередній рік.

## II. Оцінка доданої потужності теплових насосів

1. Додану потужність теплових насосів класифікаційних груп повітря—повітря (реверсивні кондиціонери) та повітря—вода (реверсивні кондиціонери) у кожному році базового та звітнього періодів визначають за формулами

$$Q_{3I} = \frac{M_{1I}}{p_1},$$
$$Q_{4I} = 0,$$

де  $Q_{3I}$  — додана потужність теплових насосів класифікаційної групи повітря—повітря (реверсивні кондиціонери);  $Q_{4I}$  — додана потужність теплових насосів класифікаційної групи повітря—вода (реверсивні кондиціонери);  $I$  — відповідний рік базового та звітнього періодів, щодо якого проводять розрахунок;  $M_{1I}$  — додана маса теплових насосів класифікаційних груп повітря—повітря (реверсивні кондиціонери) та повітря—вода (реверсивні кондиціонери) у кожному році, яку визначають як суму загальної маси товарів за кодами товару згідно з УКТ ЗЕД 8415 81 00 10 та 8415 81 00 90 (у разі відсутності відповідних даних її знаходять як загальну масу товару за кодом товару згідно з УКТ ЗЕД 8415 81 00);  $p_1$  — масова характеристика реверсивних кондиціонерів, яка приймається такою, що дорівнює 12 кг/кВт.

2. Додану потужність теплових насосів усіх класифікаційних груп, крім груп повітря—повітря (реверсивні кондиціонери) та повітря—вода (реверсивні кондиціонери), у кожному році базового та звітнього періодів визначають так:

$$Q_{j,I} = \frac{M_{2I}}{p_2} \cdot \frac{V_j}{100},$$

де  $Q_{J,I}$  — додана потужність теплових насосів;  $J$  — індекс кваліфікаційної групи;  $I$  — відповідний рік базового та звітних періодів, щодо якого проводиться розрахунок;  $M_{2I}$  — додана маса теплових насосів, яку визначають як загальну масу товару за його кодом згідно з УКТ ЗЕД 8418 61 00 00;  $V_j$  — питома вага у загальній потужності кожної класифікаційної групи теплових насосів, крім реверсивних кондиціонерів, %;  $p_2$  — масова характеристика теплових насосів, яка приймається такою, що дорівнює 7,5 кг/кВт.

### **III. Розрахунок наявної потужності теплових насосів**

Наявну потужність теплових насосів кожної класифікаційної групи у кожному році звітних та базових періодів визначають за формулою

$$P_{J,I} = \sum_{I=2001}^I (Q_{J,I} - Q_{J(I-T_0)}),$$

де  $P_{J,I}$  — наявна потужність теплових насосів кожної класифікаційної групи у кожному році звітних та базових періодів;  $Q_{J,I}$  — додана потужність теплових насосів;  $I$  — відповідний рік базового та звітних періодів, щодо якого проводиться розрахунок;  $J$  — індекс кваліфікаційної групи;  $T_0$  — розрахунковий термін експлуатації теплових насосів, який приймається таким, що дорівнює 15 років;  $Q_{J(I-T_0)}$  — додана потужність теплових насосів кожної класифікаційної групи, що вибуває з експлуатації через закінчення терміну експлуатації.

### **IV. Оцінка ефективної потужності теплових насосів**

Ефективну потужність теплових насосів, яку враховують в обчисленнях частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні визначають так:

$$N_{J,I} = P_{J,I} \cdot \frac{K_J}{100},$$

де  $N_{J,I}$  — ефективна потужність теплових насосів кожної класифікаційної групи у кожному році звітних та базових періодів;  $P_{J,I}$  — наявна потужність теплових насосів кожної класифікаційної групи у кожному році звітних та базових періодів;  $K_J$  — відсоток наявної потужності теплових насосів кожної класифікаційної групи, які відповідають вимогам коефіцієнта продуктивності  $SPF$ . Для теплових насосів з електричним приводом  $SPF = 2,5$ ; для теплових насосів з паливним приводом  $SPF = 1,15$ .

### **V. Обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні**

1. Частку енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні в кожному році у загальному кінцевому обсязі її споживання обчислюють

за формулою

$$X_I = \frac{E_I}{E_I^0},$$

де  $X_I$  — частка енергії, вироблена тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні у відповідному році;  $E_I^0$  — загальний кінцевий обсяг споживання енергії в Україні у відповідному році, ГВт · год, приймається за даними Держстату України;  $E_I$  — загальний обсяг виробництва енергії тепловими насосами з відновлюваних джерел, ГВт · год, у відповідному році.

2. Загальний обсяг виробництва енергії тепловими насосами з відновлюваних джерел у відповідному році визначають так:

$$E_I = E_I^A + E_I^G + E_I^W,$$

де  $E_I$  — загальний обсяг виробництва енергії тепловими насосами з відновлюваних джерел у відповідному році;  $I$  — відповідний рік базового та звітного періодів, щодо якого проводять розрахунок;  $E_I^A$  — обсяг виробництва енергії тепловими насосами з використанням аеротермальної енергії;  $E_I^G$  — обсяг виробництва енергії тепловими насосами з використанням геотермальної енергії;  $E_I^W$  — обсяг виробництва енергії тепловими насосами з використанням гідротермальної енергії.

3. Обсяг виробництва енергії тепловими насосами з використанням джерел аеротермальної, геотермальної і гідротермальної енергії визначають із урахуванням рекомендованих середніх значень коефіцієнта продуктивності  $SPF$  та кількості годин використання встановленої потужності  $H$  теплових насосів з електричним приводом, наведених у додатку 4.3, за формулами

$$E_I^A = \sum_{J=1}^6 N_{I,J} H_J \cdot \left(1 - \frac{1}{SPF_J}\right),$$

$$E_I^G = \sum_{J=7}^8 N_{I,J} H_J \cdot \left(1 - \frac{1}{SPF_J}\right),$$

$$E_I^W = \sum_{J=9}^{10} N_{I,J} H_J \cdot \left(1 - \frac{1}{SPF_J}\right),$$

де  $E_I^A$  — обсяг виробництва енергії тепловими насосами з використанням аеротермальної енергії;  $E_I^G$  — обсяг виробництва енергії тепловими насосами з використанням геотермальної енергії;  $E_I^W$  — обсяг виробництва енергії тепловими насосами з використанням гідротермальної енергії;  $I$  — відповідний рік базового та звітного періодів, щодо якого проводиться розрахунок;  $J$  — індекс класифікаційної групи теплових насосів, що використовують аеротермальну, геотермальну та гідротермальну енергію;  $N_{I,J}$  — ефективна потужність теплових насосів кожної класифікаційної групи у



кожному році базового та звітнього періодів;  $H_j$  — кількість годин використання ефективної потужності теплових насосів кожної класифікаційної групи;  $SPF_j$  — мінімальне середнє значення коефіцієнта продуктивності теплових насосів кожної класифікаційної групи.

### **VI. Використання результатів обчислень**

Результати обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні за кожний звітний період мають містити:

- ефективну потужність теплових насосів кожної класифікаційної групи, наведену в одиницях ГВт;
- обсяг виробництва енергії тепловими насосами з використанням джерел аеротермальної, геотермальної і гідротермальної енергії;
- загальний обсяг енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел;
- загальний кінцевий обсяг споживання енергії в Україні у звітному періоді за даними Держстату України;
- частку енергії, вироблену тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні у звітному періоді.

Обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел енергії, у загальному кінцевому обсязі її споживання в Україні здійснюється в Держенергоефективності України.

Заступник директора  
Департаменту систем  
життєзабезпечення та житлової політики

*В.В. Токаренко*

*Додаток 4.1*  
до Методики обчислення частки енергії,  
виробленої тепловими насосами з віднов-  
люваних джерел

**КЛАСИФІКАЦІЙНІ ГРУПИ**  
**теплових насосів та їх розрахункові показники**

Вид теплоносіїв для видуження/віддачі теплоти	Індекс кваліфікаційної групи $J$	Питома вага у загальній потужності $V_p$ , %	Питома вага ефективної потужності $K_p$ , %
Повітря—повітря	1	4,65	25
Повітря—вода	2	18,26	20
Повітря—повітря (ревер- сивні кондиціонери)	3	0	20
Повітря—вода (реверсив- ні кондиціонери)	4	0	20
Вентиляційне повітря— повітря	5	0	30
Вентиляційне повітря— вода	6	0	30
Ґрунт-повітря	7	0	80
Ґрунт-вода	8	39,29	80
Вода-повітря	9	0	50
Вода—вода	10	37,80	50

*Додаток 4.2*  
до Методики обчислення частки енергії,  
виробленої тепловими насосами з від-  
новлюваних джерел

**ІНФОРМАЦІЯ**  
**щодо обсягів імпорту на територію України теплових насосів**  
**та комплектувальних за \_\_\_\_\_ рік**

№ з/п	Код товару згідно з УКТ ЗЕД	Найменування	Загальна маса, т/загальна кількість, шт.	Загальна вартість, тис. грн	Примітки
1	2	3	4	5	6
1	8418610000	Теплові насоси, крім установок для кондиціонування повітря товарної позиції 8415			
2	84158100	Установки для кондиціонування повітря, до складу яких входять вентилятори з двигуном та прилади для змінювання температури і вологості повітря, включаючи кондиціонери, в яких вологість не регулюється окремо: з вмонтованою холодильною установкою та приладом, який забезпечує перемикання режимів «холод—тепло»:			
2.1	8415810010	із споживчою потужністю понад 5 кВт, але не більш як 50 кВт			
2.2	8415810090	інші			

Додаток 4.3  
до Методики обчислення частки енергії,  
виробленої тепловими насосами з віднов-  
люваних джерел

**РЕКОМЕНДОВАНІ СЕРЕДНІ ЗНАЧЕННЯ**  
**коефіцієнта продуктивності *SPF* та кількості годин використання**  
**встановленої потужності *H* теплових насосів з електричним приводом**

Джерело відновлюваної енергії	Вид теплоносіїв для вилучення/віддачі теплоти	Індекс Класифікаційної групи <i>J</i>	Кількість годин використання ефективної потужності <i>H</i> , год/рік	Коефіцієнт продуктивності <i>SPF</i>
Аеротермальна енергія	Повітря—повітря	1	1970	2,5
	Повітря—вода	2	1710	2,5
	Повітря—повітря (реверсивні кондиціонери)	3	1970	2,5
	Повітря—вода (реверсивні кондиціонери)	4	1710	2,5
	Вентиляційне повітря—повітря	5	600	2,5
	Вентиляційне повітря—вода	6	600	2,5
Геотермальна енергія	Ґрунт—повітря	7	2470	3,2
	Ґрунт—вода	8	2470	3,5
Гідротермальна теплота	Вода—повітря	9	2470	3,2
	Вода—вода	10	2470	3,5

## ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА (Карп І.М.) .....	3
СПИСОК СКОРОЧЕНЬ .....	4
<b>Р о з д і л 1. ІНСТРУМЕНТИ РОЗРОБКИ ПЛАНІВ ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ (Нікітін Є.Є., Дутка О.В., Комков І.С., Тарновський М.В., Силакін О.Е.)</b> ....	5
1.1. Метод аналізу витрат і вигід .....	5
1.2. Геоінформаційні системи .....	11
1.3. Енергетичний менеджмент .....	22
1.4. Бенчмаркінг .....	35
<b>Р о з д і л 2. ЗАКОНОДАВЧА ТА НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧНА БАЗА РОЗВИТКУ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ І ТЕПЛОАСОСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ У СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ (Бабін М.Є., Басок Б.І., Дубовський С.В.)</b> .....	42
2.1. Європейський досвід законодавчої підтримки енергоефективних технологій теплопостачання .....	42
2.2. Нормативна регламентація розвитку комбінованого виробництва електричної та теплової енергії в Україні .....	53
2.3. Нормативна регламентація розвитку теплонасосних технологій в Україні .....	65
<b>Р о з д і л 3. ЗАКОНОДАВЧЕ РЕГУЛЮВАННЯ ТА ДЕРЖАВНА ПОЛІТИКА У СФЕРІ БІОЕНЕРГЕТИКИ (Гелетуха Г.Г., Желізна Т.А., Пастух А.В.)</b> .....	74
3.1. Законодавче регулювання та державна політика у сфері біоенергетики в світі .....	74
3.2. Законодавче регулювання та державна політика у сфері біоенергетики в Україні .....	81
3.3. Проблеми розвитку біоенергетики в Україні .....	86
3.4. Пропозиції щодо вирішення проблем розвитку біоенергетики в Україні .....	90
3.5. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р. ....	101
<b>Р о з д і л 4. ЗАКОНОДАВЧЕ РЕГУЛЮВАННЯ ВИРІШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОБЛЕМ МУНІЦИПАЛЬНОЇ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ (Сігал О.І., Падерно Д.Ю., Плашихін С.В., Нижнік Н.А.)</b> .....	114
4.1. Огляд регуляторних документів Європейського Союзу .....	114
4.1.1. Обмеження викидів забруднювальних речовин в атмосферу .....	114
4.1.2. Запобігання глобальній зміні клімату .....	120
4.2. Огляд регуляторних документів України .....	131
4.2.1. Обмеження викидів забруднювальних речовин в атмосферу .....	133
4.2.2. Запобігання глобальній зміні клімату .....	140
4.3. Перспективи розвитку регуляторних документів України .....	149
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ .....	152
<b>Д О Д А Т К И</b> .....	158
<i>Додаток 1.</i> Загальний перелік даних для бенчмаркінгу з розрахунком ключових показників діяльності (КРІ) у сфері теплопостачання (Силакін О.Е.) .....	158
<i>Додаток 2.</i> Перелік загальних даних для підприємств у сфері теплопостачання (Силакін О.Е.) .....	160
<i>Додаток 3.</i> Перелік КРІ та алгоритм їхнього розрахунку (Силакін О.Е.) .....	161
<i>Додаток 4.</i> Методика обчислення частки енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел (Дубовський С.В.) .....	165



*Наукове видання*

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ГАЗУ  
ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ

КАРП Ігор Миколайович,  
НІКІТІН Євген Євгенович,  
БАСОК Борис Іванович та інші

**СТАН ТА ШЛЯХИ РОЗВИТКУ  
СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО  
ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ**

У ДВОХ КНИГАХ  
КНИГА 2

Київ, Науково-виробниче підприємство  
«Видавництво “Наукова думка” НАН України», 2022

Художній редактор *І.П. Савицька*  
Технічний редактор *Т.С. Березяк*  
Оператор *В.Г. Каменькович*  
Комп’ютерна верстка *Л.В. Багненко*

Підп. до друку 30.06.2022. Формат 70×100/16. Папір офс. № 1.  
Гарн. Таймс. Друк. офс. Фіз. друк. арк. 11,0 + 0,125 арк. вкл. на крейд. пап.  
Ум. друк. арк. 14,46. Обл.-вид. арк. 15,0. Тираж 150 прим. Зам. №

Оригінал-макет виготовлено  
у НВП «Видавництво “Наукова думка” НАН України»  
Свідоцтво про внесення суб’єкта видавничої справи  
до Державного реєстру видавців, виготівників  
і розповсюджувачів видавничої продукції  
серія ДК № 2440 від 15.03.2006.  
01601 Київ 1, вул. Терещенківська, 3

ПП «Видавництво “Фенікс”»  
03680 Київ 680, вул. Шутова, 136  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру  
серія ДК № 271 від 07.12.2000 р.

