

УДК 620.9 + 669.1

Наталія Іваненко, канд. техн. наук, ст. досл., <https://orcid.org/0000-0001-5438-1556>
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, Київ, 03150, Україна
e-mail: ivanenko.nataliya@gmail.com

ВИКОРИСТАННЯ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ НА МІСЦЕВОМУ РІВНІ

Анотація. У статті досліджується проблема реконструкції котелень систем централізованого теплопостачання України в умовах післявоєнного відновлення інфраструктури, підвищення енергетичної безпеки та необхідності скорочення викидів парникових газів відповідно до кліматичних зобов'язань держави на національному і міжнародному рівнях. Метою роботи є розроблення універсальної розрахункової моделі оцінки економічних та екологічних наслідків впровадження альтернативних джерел теплової енергії на рівні окремих котелень із представленням результатів у перерахунку на 1 МВт встановленої теплової потужності. Методично дослідження ґрунтується на побудові балансової моделі заміщення викопного палива з використанням сезонних коефіцієнтів корисної дії обладнання, нижчої теплоти згоряння палива та питомих коефіцієнтів викидів відповідно до міжнародних методик інвентаризації парникових газів і забруднюючих речовин. У роботі проаналізовано три типові варіанти реконструкції котелень: встановлення біомасового котла, впровадження великого теплового насоса та реалізацію комбінованої схеми з альтернативним базовим джерелом і газовим резервом. Результати розрахунків свідчать, що повне заміщення природного газу альтернативним джерелом тепла в розрахунку на 1 МВт потужності дозволяє скоротити споживання газу приблизно на 0,44 млн м³ на рік та зменшити викиди CO₂ до 875 т/рік залежно від технології. Встановлено, що використання біомаси забезпечує найбільший безпосередній кліматичний ефект, тоді як теплові насоси демонструють зростання екологічної ефективності у міру декарбонізації електроенергетики. Запропонований підхід забезпечує можливість системного порівняння альтернативних технічних рішень за єдиною системою енергетичних, економічних та екологічних показників і може застосовуватися як інструмент підтримки прийняття рішень при плануванні реконструкції або нового будівництва котелень.

Ключові слова: централізоване теплопостачання, реконструкція котелень, альтернативні джерела енергії, біомаса, тепловий насос, декарбонізація, скорочення викидів CO₂, економічна оцінка, розрахункова модель.

1. Вступ

Системи централізованого теплопостачання відіграють ключову роль у забезпеченні енергетичної безпеки та соціальної стабільності міст. В умовах повномасштабної війни в Україні значна частина теплової інфраструктури зазнала руйнувань, що актуалізує потребу не лише у відновленні, але й у модернізації котелень із врахуванням принципів декарбонізації та підвищення енергоефективності. Паралельно європейські політики та регуляторні ініціативи спрямовані на скорочення викидів парникових газів у секторі теплопостачання, що формує технологічні та економічні орієнтири для післявоєнної відбудови [1–3].

Традиційно системи теплопостачання в Україні базуються на використанні природного газу, вугілля та мазуту. Такі паливні схеми спричиняють суттєві викиди CO₂, а також локальні забруднення атмосфери (SO₂, NO_x, тверді частинки), які безпосередньо впливають на якість повітря в містах.

© Іваненко Н., 2026



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC0 1.0 Universal
<https://creativecommons.org/publicdomain/zero/1.0>

Методології інвентаризації викидів парникових газів та забруднюючих речовин передбачають використання питомих факторів і теплотворної здатності палив для кількісної оцінки впливів стаціонарного спалювання, що робить можливим порівняння різних сценаріїв реконструкції котелень [4, 5].

Європейський досвід демонструє практичну реалізованість інтеграції альтернативних джерел тепла в системи централізованого теплопостачання: великих теплових насосів (на стічних водах, промислового скидного теплі, поверхневих водах), сонячних теплових установок із добовою та сезонною акумуляцією, біомасових котлів і рішень з утилізації скидного тепла. Водночас для українських умов критичною є вимога швидкого відновлення працездатності теплопостачання, підвищення стійкості до ризиків постачання палива та мінімізації екологічних впливів, що потребує інструментів системної оцінки варіантів [2, 6].

Метою даної роботи є формування узагальненої розрахункової моделі заміщення викопного палива в системах теплопостачання при реконструкції (або відбудові з нуля) котелень, яка дозволяє масштабувати результати на 1 МВт встановленої теплової потужності та оцінювати: (i) обсяги заміщення природного газу, вугілля та мазуту; (ii) скорочення викидів CO₂; (iii) зменшення викидів NO_x, SO₂ та пилу. Отримані результати можуть бути використані для обґрунтування технічних рішень у програмах відновлення теплової інфраструктури України.

2. Методи та матеріали

2.1. Огляд публікацій

Декарбонізація систем централізованого теплопостачання є одним із ключових напрямів енергетичного переходу в країнах Європейського Союзу. У сучасних дослідженнях значна увага приділяється інтеграції відновлюваних джерел енергії у теплові мережі, зокрема великим тепловим насосам, сонячним тепловим установкам із сезонною акумуляцією та біомасовим котлам [7–9]. Окремі роботи розглядають формування концепції Smart Energy Systems як основи гнучкого поєднання електричного та теплового секторів [10].

У межах техніко-економічних досліджень здійснюється порівняння альтернативних сценаріїв реконструкції теплогенеруючих потужностей із врахуванням вартості палива, інвестиційних витрат та строків окупності [8, 11]. Значна частина публікацій базується на методології оцінки життєвого циклу, що дозволяє комплексно аналізувати вплив різних технологій на довкілля, включаючи викиди CO₂ та інші забруднюючі речовини [9, 4].

В українських дослідженнях останніх років акцент робиться на проблемах енергетичної безпеки, підвищення ефективності міських систем теплопостачання та інтеграції відновлюваних джерел енергії у локальні теплові мережі [12–14]. Зокрема, розглядаються сценарії переходу від газозалежних схем теплогенерації до комбінованих рішень із використанням біомаси, теплових насосів і когенераційних установок [13].

Разом з тим, більшість наукових праць орієнтована або на аналіз окремих технологій, або на макрорівень енергетичного планування без формування універсальної масштабованої моделі заміщення викопного палива на рівні конкретної котельні. В умовах відбудови теплової інфраструктури України актуальним є застосування узагальненого підходу, що дозволяє кількісно порівнювати ефекти заміщення природного газу, вугілля та мазуту з урахуванням як кліматичних, так і локальних екологічних наслідків.

Обсяги заміщення викопного палива будуть враховані при прогнозуванні споживання палива на рівні країни [15–17].

2.2. Приклади використання альтернативних джерел тепла в системах централізованого теплопостачання ЄС

У країнах Європейського Союзу модернізація систем централізованого теплопостачання (СЦТ) здійснюється в межах концепції четвертого покоління теплопостачання (Fourth Generation District Heating, 4GDH), що передбачає зниження температурного графіка до 50–70 °C у подаючому

трубопроводі, інтеграцію відновлюваних джерел енергії та підвищення гнучкості теплових мереж [7]. У низці держав частка тепла з відновлюваних і вторинних джерел у структурі СЦТ перевищує 50 %, а в окремих містах – 70–80 %.

Одним із найбільш показових прикладів є Данія, де централізоване теплопостачання охоплює понад 60 % житлового фонду країни. У місті Орхус (Aarhus) реалізовано проєкт великомасштабної сонячної теплової установки у складі СЦТ із сезонним акумулюванням тепла (Seasonal Thermal Energy Storage, STES). Площа сонячних колекторів перевищує 150 тис. м², а встановлена теплова потужність становить близько 110 МВт. Річний виробіток теплової енергії перевищує 100 ГВт год, що дозволяє покривати до 20 % потреб міської тепломережі в окремі роки [18]. Завдяки поєднанню сонячної генерації та акумуляції скорочення викидів діоксиду вуглецю (CO₂) оцінюється на рівні 15–25 тис. т CO₂ на рік порівняно з газовими котельнями аналогічної потужності.

У Німеччині активно розвивається сегмент великих теплових насосів (large-scale heat pumps), інтегрованих у СЦТ великих міст. У Берліні та Гамбурзі реалізуються установки тепловою потужністю 30–60 МВт, що використовують тепло річкової води, стічних вод або ґрунтових вод. Коефіцієнт перетворення теплового насоса (Coefficient of Performance, COP) у таких проєктах становить 3,0–3,5, що дозволяє виробляти 3–3,5 одиниці тепла на одиницю спожитої електроенергії [8]. За умови використання електроенергії з низьким вуглецевим фактором скорочення викидів CO₂ може досягати 60–75 % порівняно з газовими котлами. Додатковим стимулом є зростання вартості вуглецевих квот у межах Системи торгівлі викидами Європейського Союзу (European Union Emissions Trading System, EU ETS), де ціна дозволів на викиди у 2023–2024 роках коливалася в межах 70–100 євро за 1 т CO₂ [19].

У Швеції централізоване теплопостачання забезпечує понад 50 % загального споживання тепла в житловому секторі. У Стокгольмі частка відновлюваних та вторинних джерел у паливному балансі СЦТ перевищує 80 %, з яких близько 30–35 % припадає на біомасу, а понад 20 % – на утилізацію тепла від спалювання відходів [21]. Річне скорочення викидів CO₂ завдяки переходу від мазуту та вугілля до біопалива й відходів оцінюється у сотні тисяч тонн. У Гетеборзі та Мальме активно використовується тепло промислових підприємств і центрів обробки даних (data centers), що дозволяє зменшити споживання природного газу на десятки мільйонів кубічних метрів щороку [20].

У Фінляндії, зокрема в Гельсінкі, реалізуються проєкти комбінування великих теплових насосів, що використовують тепло стічних вод, із тепловими акумуляторами великої ємності. Окремі установки мають теплову потужність понад 90 МВт, а сумарний внесок теплових насосів у структуру міського теплопостачання перевищує 10–15 % із тенденцією до зростання. Міська стратегія передбачає досягнення вуглецевої нейтральності до 2030 року, що обумовлює подальше скорочення використання викопного палива в теплогенерації.

Таким чином, досвід Європейського Союзу демонструє, що реконструкція котелень із інтеграцією сонячної теплової енергії, великих теплових насосів, біомаси та утилізації скидного тепла дозволяє досягати скорочення викидів парникових газів на 50–80 % залежно від структури енергобалансу. Реалізація таких проєктів супроводжується диверсифікацією паливного балансу, зменшенням залежності від імпортованого природного газу та підвищенням довгострокової економічної стійкості систем централізованого теплопостачання.

2.3. Можливості застосування європейського досвіду в Україні при реконструкції та відбудови котелень

Реконструкція та будівництво нових котелень в Україні в умовах післявоєнного відновлення створюють унікальне «вікно можливостей» для переходу від газоорієнтованої моделі теплогенерації до більш диверсифікованої та низьковуглецевої структури. Традиційна залежність систем централізованого теплопостачання від природного газу (понад 70 % у структурі палива до 2022 року) обумовлює високі ризики паливної безпеки та значні викиди діоксиду вуглецю (CO₂) [22, 23].

Європейський досвід інтеграції великих теплових насосів, сонячних теплових установок, біомаси та утилізації скидного тепла може бути адаптований до українських умов із урахуванням кліматичних, економічних та технічних особливостей. Зокрема, при реконструкції зруйнованих або

фізично зношених котелень доцільно передбачати комбіновані схеми теплогенерації, у яких базове навантаження покривається альтернативними джерелами, а пікове – вискоєфективними газовими або біомасовими котлами.

Впровадження великих теплових насосів є перспективним для міст, що мають доступ до низькопотенційних джерел тепла: річкової води, стічних вод очисних споруд, ґрунтових вод або промислових викидів тепла. Для українських умов коефіцієнт перетворення теплового насоса у межах 2,8–3,5 є реалістичним при температурному графіку 70/40°C, що відповідає модернізованим тепловим мережам. За таких параметрів скорочення споживання природного газу може становити 0,20–0,25 млн м³ на 1 МВт встановленої теплової потужності на рік залежно від тривалості опалювального періоду та коефіцієнта використання потужності.

Сонячні теплові установки з добовою або сезонною акумуляцією можуть бути ефективними для невеликих та середніх міст із вільними земельними ділянками поблизу котелень. У південних та центральних регіонах України річна сонячна інсоляція становить 1100–1400 кВт год/м², що дозволяє отримувати 400–550 кВт·год тепла з 1 м² сонячного колектора на рік. При інтеграції у СЦТ частка покриття теплового навантаження може досягати 10–20 % без сезонної акумуляції та до 30 % при використанні великих теплоакумуляторів.

Біомаса є ще одним напрямом диверсифікації паливного балансу. Україна має значний аграрний та лісовий потенціал, що дозволяє використовувати деревну тріску, пелети та агровідходи для заміщення природного газу в котельнях малої та середньої потужності. При переході від газових до біомасових котлів прямі викиди CO₂ зменшуються за рахунок вуглецевої нейтральності біопалива в межах методології обліку викидів [24]. Водночас необхідно враховувати викиди оксидів азоту (NO_x) та твердих частинок, що потребує встановлення сучасних систем очищення димових газів.

Суттєвим чинником є гармонізація українського законодавства з кліматичною політикою Європейського Союзу, включаючи впровадження системи моніторингу, звітності та верифікації викидів, а також підготовку до можливого застосування механізмів вуглецевого регулювання [1]. У цьому контексті реконструкція котелень із урахуванням низьковуглецевих технологій дозволяє зменшити майбутні витрати, пов'язані з вуглецевими платежами, та підвищити інвестиційну привабливість муніципальних проєктів.

Таким чином, адаптація європейського досвіду в Україні доцільна за умови системного підходу, що включає модернізацію теплових мереж (зниження температурного графіка), інтеграцію акумулюючих потужностей, поетапне заміщення природного газу та застосування розрахункових моделей оцінки екологічних і економічних ефектів. Реалізація таких заходів дозволить одночасно вирішувати завдання енергетичної безпеки, скорочення викидів парникових газів та підвищення стійкості систем теплопостачання.

В Україні вже ухвалена ціла низка законодавчих і нормативно-правових документів у цій царині [1–3, 26–27].

2.4. Запропоновані варіанти реконструкції та будівництва конкретних котелень

В умовах відбудови теплової інфраструктури України актуальним є формування типових варіантів реконструкції котелень різної потужності з метою подальшої кількісної оцінки їх економічної та екологічної ефективності. У даній роботі аналіз здійснюється у перерахунку на 1 МВт встановленої теплової потужності альтернативного джерела з урахуванням середнього режиму роботи 4000 год/рік.

Базовим сценарієм порівняння прийнято традиційну газову котельню з сезонним коефіцієнтом корисної дії 0,92. Для окремих оцінок також розглядається заміщення мазуту та вугілля як більш вуглецемістких видів палива.

У межах дослідження сформовано три типові варіанти реконструкції котелень.

Варіант 1. Встановлення біомасового котла. Передбачає заміщення природного газу деревною тріскою або іншим твердим біопаливом із сезонним коефіцієнтом корисної дії 0,85. Біомаса розглядається як вуглецево-нейтральне паливо в межах сектору енергетики відповідно до методології

обліку викидів. Такий варіант є найбільш доцільним для котелень малої та середньої потужності в регіонах із розвинутою сировинною базою.

Варіант 2. Встановлення великого теплового насоса. Тепловий насос із сезонним коефіцієнтом перетворення 3,2 забезпечує виробництво тепла за рахунок електроенергії та низькопотенційного джерела тепла (стічні води, ґрунтові води, поверхневі води). Ефективність варіанта визначається співвідношенням вартості газу та електроенергії, а також вуглецевим фактором енергосистеми.

Варіант 3. Комбінована схема (біомаса або тепловий насос як базове джерело + газовий котел як пік / резерв). Передбачає покриття 50 % теплового навантаження альтернативним джерелом із збереженням газового котла для пікового режиму. Така структура відповідає принципам диверсифікації паливного балансу та підвищення стійкості системи.

Подальша оцінка зазначених варіантів виконується на основі розрахункової моделі заміщення викопного палива та визначення економічних і екологічних показників.

2.5. Розрахункова модель для кількісної оцінки ефекту від реконструкції / будівництва котелень

Запропонована модель призначена для кількісної оцінки ефекту від реконструкції / будівництва котелень із впровадженням альтернативних джерел тепла з позицій: (i) заміщення органічного палива, (ii) скорочення викидів діоксиду вуглецю (CO_2), (iii) зміни викидів забруднюючих речовин (оксиди азоту (NO_x); діоксид сірки, SO_2 ; тверді частинки, PM). Модель побудована у вигляді балансу корисної теплоти та еквівалентного паливного споживання з використанням питомих факторів викидів для стаціонарного спалювання палива [23].

Вхідні дані та припущення

У моделі використовуються такі параметри: встановлена теплова потужність альтернативного джерела P_{alt} , MW_{th} ; еквівалентні години роботи на рік H , год/рік (або коефіцієнт використання потужності); коефіцієнт корисного відпуску тепла в мережу k_{net} (враховує власні потреби / втрати на допоміжне обладнання); сезонний коефіцієнт корисної дії (ККД) базового котла на паливі $f\eta_f$; нижча теплота згоряння палива NCV_f , GJ/од. (GJ/1000 Nm^3 для газу або GJ/t для твердого / рідкого палива); питомі фактори викидів для палива $EF_{p,f}$ (для $p \in \{\text{CO}_2, \text{NO}_x, \text{SO}_2, \text{PM}\}$, у kg/GJ або t/GJ згідно з методиками інвентаризації [23]; для технологій, що споживають електроенергію (наприклад, тепловий насос): сезонний коефіцієнт перетворення COP та вуглецевий фактор електроенергії $EF_{\text{CO}_2,f}$, $\text{kg CO}_2/\text{kWh}$.

З метою універсалізації модель може застосовуватися як до реконструкції існуючих котелень, так і до нового будівництва, за умови визначення «базового» (витісненого) палива / технології.

Річна кількість корисної теплоти, яку подає альтернативне джерело в систему (Q_{alt}), визначається:

$$\begin{aligned} Q_{alt} &= P_{alt} \cdot H, \\ Q_{net} &= Q_{alt} \cdot k_{net} (\text{MW}_{th}/\text{рік}) \\ &\text{або} \\ Q_{net, GJ} &= Q_{net} (\text{GJ}/\text{рік}). \\ Q_{net} &= Q_{alt} \cdot k_{net} (\text{MW}_{th}/\text{рік}). \end{aligned}$$

Якщо базова теплота вироблялася котлом на паливі f із сезонним ККД, тоді енергія палива, яка була б потрібна для виробництва тієї ж корисної теплоти:

$$E_{f, GJ} = \frac{Q_{net, GJ}}{\eta_f} (\text{GJ}/\text{рік}).$$

При цьому обсяг (маса / об'єм) заміщеного палива:

$$F_{f, GJ} = \frac{E_{f, GJ}}{NCV_f} (\text{од./рік}),$$

де F_f подається у т/рік (для вугілля /мазуту/ біомаси) або 1000 Nm³/рік (для природного газу) залежно від прийнятого NCV_f .

Скорочення викидів CO₂ від заміщення палива для технологій без споживання електроенергії (наприклад, сонячна теплова установка, утилізація скидного тепла без компресійного циклу):

$$\Delta CO_2 = E_{f, GJ} \cdot EF_{CO_2, f},$$

де $EF_{CO_2, f}$ береться зі стандартних методик для стаціонарного спалювання палива [26].

Для урахування електроенергії (теплові насоси) електроспоживання W_{el} і скорочення викидів CO₂:

$$W_{el} = \frac{Q_{net, GJ}}{COP} (MWh_{fel}/рік),$$

$$\Delta CO_2 = E_{f, GJ} \cdot EF_{CO_2, f} - W_{el} \cdot 1000 \cdot EF_{CO_2, grid},$$

де $EF_{CO_2, grid}$ – середні викиди в енергосистемі, множник 1000 переводить MWh у kWh (за $EF_{CO_2, grid}$ у kg CO₂/kWh). Якщо $EF_{CO_2, grid}$ поданий у t CO₂/MWh, множник не потрібен.

Для кожного забруднювача для $p \in \{CO_2, NO_x, SO_2, PM\}$

$$\Delta p = E_{f, GJ} \cdot EF_{p, f}.$$

Коефіцієнти викидів $EF_{p, f}$ приймаються за керівництвом ЕМЕР/ЕЕА (European Monitoring and Evaluation Programme/European Environment Agency, ЕМЕР/ЕЕА) або національною методикою інвентаризації [26]. Для теплового насоса локальні викиди на місці відсутні; за потреби можна врахувати «системні» викиди в енергосистемі через аналог $EF_{3, grid}$, однак у більшості прикладних оцінок для локальних забруднювачів це не є критичним.

Якщо теплота котельні історично вироблялась сумішшю палив (наприклад, газ + мазут) або кількома джерелами, вводяться частки s_i (сума дорівнює 1), де i – індекс палива. Тоді:

$$E_{mix, GJ} = \sum_i \left(s_i \frac{Q_{net, GJ}}{\eta_i} \right),$$

$$\Delta CO_2 = \sum_i \left(s_i \frac{Q_{net, GJ}}{\eta_i} \cdot EF_{CO_2, i} \right) - W_{el} \cdot 1000 \cdot EF_{CO_2, grid}.$$

Аналогічно розраховуються викиди забруднювачів.

3. Результати і обговорення

Розрахунки виконано у перерахунку на 1 МВт встановленої теплової потужності альтернативного джерела при 4000 год/рік роботи. Базовим сценарієм прийнято газовий котел ($\eta = 0,92$).

У табл. 1–3 наведено кількісні оцінки, економічний і екологічний ефекти.

Таблиця 1. Заміщення палива та скорочення викидів CO₂ (1 МВт)

Варіант	Заміщення газу, млн Nm ³ /рік	Заміщення мазуту, т/рік	Заміщення вугілля, т/рік	ΔCO ₂ (газ), т/рік	ΔCO ₂ (мазут), т/рік	ΔCO ₂ (вугілля), т/рік
Біомаса	0,44	360	630	875	910	1178
Тепловий насос	0,44	360	630	~310*	~345*	~610*
Комбінована (50 %)	0,22	180	315	~435	~455	~590

* з урахуванням викидів від електроенергії.

Таблиця 2. Зміна викидів забруднюючих речовин (1 МВт, заміщення газу)

Варіант	ΔNO _x , т/рік	ΔSO ₂ , т/рік	ΔРМ, т/рік	Локальні викиди
Біомаса	± (залежить від фільтрації)	незначно	можливе зростання	присутні
Тепловий насос	-0,30	-0,01	-0,002	відсутні
Комбінована	пропорційно частці	пропорційно	пропорційно	частково

Таблиця 3. Економічні показники (1 МВт)

Варіант	Річні витрати, тис. €	Економія відносно газу, тис. €	Орієнтовний CAPEX, млн €	Коментар щодо окупності
Газ (база)	175	–	0,15	–
Біомаса	169	6	0,7	довгий строк окупності
Тепловий насос	150	25	1,5	залежить від ціни CO ₂
Комбінована	160	15	0,9–1,1	компромісний варіант

Результати показують, що найбільший кліматичний ефект забезпечує повне заміщення природного газу біомасою або альтернативними джерелами тепла. Теплові насоси демонструють помірне скорочення викидів CO₂ за поточних умов енергосистеми, однак їхній потенціал зростає із декарбонізацією електроенергетики. Економічна ефективність низьковуглецевих рішень визначається співвідношенням цін на паливо та електроенергію і може істотно покращуватися за умов впровадження вуглецевого регулювання. Масштабування результатів на котельні 10–50 МВт свідчить про значний потенціал впливу на національний паливний баланс.

4. Висновки

1. У роботі запропоновано підхід до оцінки варіантів реконструкції котелень на основі масштабованої розрахункової моделі у перерахунку на 1 МВт встановленої теплової потужності. Такий підхід забезпечує порівнянність технічних рішень незалежно від розміру об'єкта та дозволяє оперативно оцінювати економічні й екологічні наслідки модернізації.

2. Встановлено, що повне заміщення природного газу альтернативними джерелами тепла забезпечує скорочення споживання газу на 0,44 млн Nm³/рік та зменшення викидів CO₂ приблизно на 875 т/рік у розрахунку на 1 МВт потужності. Масштабування результатів на котельні середньої та великої потужності демонструє значний потенціал впливу на паливний баланс систем централізованого теплопостачання.

3. Найбільший кліматичний ефект досягається при використанні біомаси, тоді як теплові насоси забезпечують 35–40 % скорочення викидів CO₂ за поточних параметрів енергосистеми та мають зростаючий потенціал декарбонізації разом із розвитком низьковуглецевої генерації. Комбіновані схеми дозволяють поетапно зменшувати вуглецеву інтенсивність теплогенерації з меншими інвестиційними ризиками.

4. Економічна ефективність варіантів реконструкції визначається співвідношенням цін на паливо та електроенергію, а також інвестиційними витратами. За умови впровадження механізмів вуглецевого регулювання низьковуглецеві технології набувають підвищеної конкурентоспроможності.

5. Наукова новизна роботи полягає у розробленні універсальної розрахункової моделі оцінки реконструкції котелень, що поєднує енергетичні, економічні та екологічні показники в єдиній системі

показників «на 1 МВт встановленої потужності». На відміну від існуючих підходів, запропонована модель забезпечує можливість прямого порівняння різних технологічних варіантів (біомаса, теплові насоси, комбіновані схеми) з урахуванням як парникових газів, так і локальних забруднюючих речовин.

6. Запропонований підхід може бути використаний як інструмент підтримки прийняття рішень при плануванні реконструкції або нового будівництва котелень у процесі відновлення теплової інфраструктури України.

Фінансування роботи. Наукове дослідження виконано в рамках фундаментальної наукової роботи «Розвиток системи математичних моделей довгострокового прогнозування споживання основних видів паливно-енергетичних ресурсів в економіці країни з урахуванням діючих екологічних обмежень» (2022–2026 рр.) № держреєстрації РК0122U000178.

Посилання

1. Про основні засади державної кліматичної політики: Закон України від 8 жовтня 2024 року № 3991-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3991-20#Text> (дата звернення: 10.01.2026).
2. Про схвалення Стратегії формування та реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2035 року: розпорядження Кабінету Міністрів України від 30 травня 2024 р. № 483-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/483-2024-%D1%80#Text> (дата звернення: 10.01.2026).
3. Про схвалення Національного плану з енергетики та клімату на період до 2030 року: розпорядження Кабінету Міністрів України від 25 червня 2024 р. № 587-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/587-2024-%D1%80#Text> (дата звернення: 10.01.2026).
4. IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2: Energy. URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html> (Last accessed: 10.12.2025).
5. EMEP/EEA. Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2019. URL: <https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019> (Last accessed: 10.12.2025).
6. Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a carbon border adjustment mechanism. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj> (Last accessed: 10.12.2025).
7. Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S., Thorsen J. E., Hvelplund F., Mathiesen V. B. 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*. 2014. Vol. 68. P. 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>
8. International Energy Agency. The Future of Heat Pumps. Paris, 2022. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps> (Last accessed: 10.12.2025).
9. Mathiesen B. V., Lund H., Connolly D., Wenzel H., Østergaard P. A., Möller B., Nielsen S., Ridjan I., Karnøe P., Sperling K., Hvelplund F. K. Smart Energy Systems for coherent 100 % renewable energy and transport solutions. *Applied Energy*. 2015. Vol. 145. P. 139–154. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.075>
10. Dincer I., Acar C. Smart energy systems for a sustainable future. *Applied Energy*. 2017. Vol. 194. P. 225–235. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.058>
11. European Environment Agency. Life cycle assessment of energy technologies. EEA Report, 2021. URL: <https://www.eea.europa.eu> (Last accessed: 06.12.2025).
12. Nikitin Ye., Dutka O. Transformation of outdated district heating systems. *Energy Technologies & Resource Saving*. 2025. Vol. 84. No. 3. P. 65–79. <https://doi.org/10.33070/etars.3.2025.05>
13. Денисюк С., Таргонський В. Сталій розвиток енергетики України у світових вимірах. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. № 3(49). С. 7–31. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2017.119768>
14. Лісовий А. Енергетична безпека України: другий рік війни. *Modeling the development of the economic systems*. 2024. № 1. С. 124–129. <https://doi.org/10.31891/mdes/2024-11-17>
15. Maliarenko O., Maistrenko N., Horskyi V., Leshchenko I., Ivanenko N. Mathematical Simulation of Projecting Energy Demand for Ukraine's Budget Institutional Buildings. *Systems, Decision and Control in Energy V*. 2023. P. 57–70. Springer, Cham. <https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7>
16. Maliarenko O., Ivanenko N., Maistrenko N., Teslenko O., Zaporozhets A. Forecasted Petroleum Products Consumption in Ukraine and Estimated Greenhouse Gas Emissions from Their Use. In S. Boichenko et al. (Eds.). *Modern Technologies in Energy and Transport. Chapter 6. Studies in Systems, Decision and Control*. 2023. Vol. 510. P. 113–135. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-44351-0_6
17. Малярєнко О., Іваненко Н. Врахування обмежень на викиди парникових газів у моделі прогнозування споживання палива на рівні країни. *Системні дослідження в енергетиці*. 2024. № 1(76). С. 73–84. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.073>
18. Solar District Heating in Denmark – Technology and Status 2022. PlanEnergi. URL: <https://www.solar-district-heating.eu> (Last accessed: 02.02.2026).
19. European Commission. EU Emissions Trading System (EU ETS). European Climate Action. URL: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en (Last accessed: 02.02.2026).
20. Persson U., Münster M. Current and future prospects for heat recovery from waste in European district heating

- systems: A literature and data review. *Energy*. 2016. Vol. 110. P. 116–128. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.074>
21. Stockholm Exergi. Sustainability Report 2023. Stockholm, 2023. URL: <https://www.stockholmexergi.se> (Last accessed: 02.02.2026).
 22. Helsinki Energy (Helen Ltd). Carbon-neutral Helsinki 2030 Programme. 2023. URL: <https://www.helen.fi> (Last accessed: 02.02.2026).
 23. Державна служба статистики України. Паливно-енергетичні ресурси України. Статистичний збірник. Київ, 2022. 126 с. URL: <https://ukrstat.gov.ua> (дата звернення: 03.03.2026).
 24. Про схвалення Стратегії екологічної безпеки та адаптації до зміни клімату на період до 2030 року: розпорядження Кабінету Міністрів України від 20 жовтня 2021 р. № 1363-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1363-2021-%D1%80> (дата звернення: 03.03.2026).
 25. Операційний план заходів з реалізації Стратегії екологічної безпеки та адаптації до зміни клімату на період до 2030 року (2025–2027): розпорядження Кабінету Міністрів України від 7 лютого 2025 р. № 96-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/96-2025-%D1%80> (дата звернення: 03.03.2026).
 26. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року: URL: <https://mepr.gov.ua/diyalnist/napryamky/zmina-klimatu/pom-yakshennya-zminy-klimatu/strategiya-nyzkovugletsevogo-rozvytku-ukrayiny-do-2050-roku/> (дата звернення: 03.03.2026).
 27. Національний план з енергоефективності до 2030 року: The National Action Plan for Energy Efficiency (розроблено у 2021 р.). URL: <https://euea-energyagency.org/en/news/the-government-of-ukraine-adopted-the-national-action-plan-for-energy-efficiency-until-2030/> (дата звернення: 03.03.2026).

References

1. On the Basic Principles of the State Climate Policy. Law of Ukraine No. 3991-IX of October 8, 2024. Retrieved January 10, 2026, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/en/3991-20#Text> [in Ukrainian].
2. On Approval of the Strategy for the Formation and Implementation of State Climate Policy until 2035. Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 483-r of May 30, 2024. Retrieved January 10, 2026, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/483-2024-%D1%80?lang=en> [in Ukrainian].
3. On Approval of the National Energy and Climate Plan for the Period up to 2030. Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 587-r of June 25, 2024. Retrieved January 10, 2026, from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/587-2024-%D1%80#Text> [in Ukrainian].
4. IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2: Energy. Retrieved December 12, 2025, from <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>
5. EMEP/EEA. Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2019. Retrieved December 10, 2025, from <https://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-guidebook-2019>
6. Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a carbon border adjustment mechanism. Retrieved December 10, 2025, from <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj>
7. Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R. Svendsen, S., Thorsen, J. E., Hvelplund, F., & Mathiesen, V. B. (2014). 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 68, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>
8. International Energy Agency. (2022). *The Future of Heat Pumps*. Paris. Retrieved December 10, 2025, from <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps>
9. Mathiesen, B. V., Lund, H., Connolly, D., Wenzel, H., Østergaard, P. A., Möller, B., Nielsen, S., Ridjan, I., Karnøe, P., Sperling, K., & Hvelplund, F. K. (2015). Smart Energy Systems for coherent 100 % renewable energy and transort solutions. *Applied Energy*, 145, 139–154. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.075>
10. Dincer, I., & Acar, C. (2017). Smart energy systems for a sustainable future *Applied Energy*, 194, 225–235. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.058>
11. European Environment Agency. (2021). *Life cycle assessment of energy technologies* [Report]. Retrieved December 6, 2025, from <https://www.eea.europa.eu>
12. Nikitin, Y., & Dutka, O. (2025). Transformation of outdated district heating systems. *Energy Technologies & Resource Saving*, 84(3), 65–79 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.33070/etars.3.2025.05>
13. Denysiuk, S., & Tarhonskyi, V. (2017). Sustainable development of Ukraine's energy in the world measures. *POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology*, 3(49), 7–31. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2017.119768>
14. Lisoviyi, A. (2024). Energy security of Ukraine: the second year of the war. *Modeling the development of the economic systems*, 1, 124–129 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.31891/mdes/2024-11-17>
15. Maliarenko, O., Maistrenko, N., Horskyi, V., Leshchenko, I., & Ivanenko, N. (2023). Mathematical Simulation of Projecting Energy Demand for Ukraine's Budget Institutional Buildings. *Systems, Decision and Control in Energy V* (pp. 57–70). Springer, Cham. <https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7>
16. Maliarenko, O., Ivanenko, N., Maistrenko, N., Teslenko, O., & Zaporozhets, A. (2023). Forecasted Petroleum Products Consumption in Ukraine and Estimated Greenhouse Gas Emissions from Their Use. In S. Boichenko et al. (Eds.), *Modern Technologies in Energy and Transport. Chapter 6. Studies in Systems, Decision and Control*, 510 (pp. 113–135). Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-44351-0_6

17. Maliarenko, O., & Ivanenko, N. (2024). Taking Into Account Limitations on Greenhouse Gas Emissions in the Fuel Consumption Forecasting Model at the National Level. *System Research in Energy*, 1(76), 73–84 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2024.01.073>
18. Solar District Heating in Denmark – Technology and Status 2022. PlanEnergi. Retrieved February 2, 2026, from <https://www.solar-district-heating.eu>
19. European Commission. EU Emissions Trading System (EU ETS). European Climate Action. Retrieved February 2, 2026, from https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en
20. Persson, U., & Münster, M. (2016) Current and future prospects for heat recovery from waste in European district heating systems: A literature and data review. *Energy*, 110, 116–128. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.074>
21. Stockholm Exergi. (2023). Sustainability Report. Stockholm. Retrieved February 2, 2026, from <https://www.stockholmexergi.se>
22. Helsingin Energia (Helen Ltd). (2023). *Carbon-neutral Helsinki 2030 Programme*. Retrieved February 2, 2026, from <https://www.helen.fi>
23. State Statistics Service of Ukraine. (2022). *Fuel and Energy Resources of Ukraine: Statistical Yearbook*. Kyiv. Retrieved March 3, 2026, from <https://ukrstat.gov.ua> [in Ukrainian].
24. On Approval of the Environmental Security and Climate Change Adaptation Strategy of Ukraine until 2030. Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 1363-r of October 20, 2021. Retrieved March 3, 2026, from <https://zakon.rada.gov.ua/go/1363-2021-%D1%80> [in Ukrainian].
25. Operational Plan for the Implementation of the Environmental Security and Climate Change Adaptation Strategy of Ukraine until 2030 (2025–2027). Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 96-r of February 7, 2025. Retrieved March 3, 2026, from <https://zakon.rada.gov.ua/go/96-2025-%D1%80> [in Ukrainian].
26. Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine. *Low-Emission Development Strategy of Ukraine until 2050*. Retrieved March 3, 2026, from <https://mepr.gov.ua/diyalnist/napryamky/zmina-klimatu/pom-yakshennya-zminy-klimatu/strategiya-nyzkovugletsevo-rozvytku-ukrayiny-do-2050-roku/> [in Ukrainian].
27. Government of Ukraine. (2021). National Energy Efficiency Action Plan of Ukraine until 2030. Retrieved March 3, 2026, from <https://euea-energyagency.org/en/news/the-government-of-ukraine-adopted-the-national-action-plan-for-energy-efficiency-until-2030/>

INTEGRATION OF ALTERNATIVE ENERGY SOURCES INTO DISTRICT HEATING SYSTEMS AT THE LOCAL LEVEL

Nataliia Ivanenko, PhD (Engin.), Senior Researcher, <https://orcid.org/0000-0001-5438-1556>
 General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine
 e-mail: ivanenko.nataliya@gmail.com

Abstract. *The paper examines the reconstruction of district heating boiler plants in Ukraine in the context of post-war infrastructure recovery, strengthening energy security, and reducing greenhouse gas emissions in line with national climate commitments. The aim of the study is to develop a universal calculation model for assessing the economic and environmental effects of integrating alternative heat sources at the level of individual boiler plants, with results presented per 1 MW of installed thermal capacity. The methodology is based on an energy balance approach to fossil fuel substitution using seasonal efficiency coefficients of equipment, lower heating values of fuels, and standard emission factors in accordance with internationally recognized greenhouse gas and air pollutant inventory guidelines. Three typical reconstruction options are analyzed: installation of a biomass boiler, implementation of a large-scale heat pump, and a combined scheme with an alternative base-load source and a gas-fired peak/reserve unit. The calculations show that full substitution of natural gas by an alternative heat source at 1 MW capacity can reduce gas consumption by approximately 0.44 million m³ per year and decrease CO₂ emissions by up to 875 t/year depending on the applied technology. Biomass provides the highest immediate climate mitigation effect, while heat pumps demonstrate increasing environmental benefits as the electricity sector gradually decarbonizes. The proposed approach enables a consistent comparison of technological options using a unified set of energy, economic, and environmental indicators and can serve as a decision-support tool for planning boiler plant reconstruction or new construction projects.*

Keywords: district heating, boiler plant reconstruction, renewable heat sources, biomass, large-scale heat pump, decarbonization, CO₂ emission reduction, economic assessment, calculation model.

Дата першого надходження статті до журналу: 07.03.2026

Дата прийняття статті до друку після рецензування: 27.05.2026

Дата публікації (оприлюднення): 30.05.2026