



# ПРОБЛЕМИ ЕКОЛОГІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

Київ-2023

МІНІСТЕРСТВО РОЗВИТКУ ГРОМАД,  
ТЕРИТОРІЙ ТА ІНФРАСТРУКТУРИ УКРАЇНИ  
МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ  
МІНІСТЕРСТВО ЗАХИСТУ ДОВКІЛЛЯ  
ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ  
ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ  
ВСЕУКРАЇНСЬКА ЕНЕРГЕТИЧНА АСАМБЛЕЯ

# **ПРОБЛЕМИ ЕКОЛОГІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ**

*Збірник праць*

*За редакцією  
кандидата технічних наук  
О. І. Сігала*

КИЇВ  
ІВЦ АЛКОН  
2023

*Редакційна колегія:*

*канд. тех. наук О. І. Сігал,  
канд. тех. наук Н. Ю. Павлюк,  
канд. фіз.-мат. наук Д. Ю. Падерно*

**Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики :**

П 78 Збірник праць / за ред. к.т.н. О. І. Сігала; Інститут промислової екології. –  
К. : ІВЦ АЛКОН НАН України, 2023. – 198 с.  
ISBN 978-966-8449-71-0

В збірнику розміщені праці учасників XXXII Міжнародної онлайн-конференції «Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики» (20–21 вересня 2022 року, м. Київ), а також інші статті, надіслані до оргкомітету фахівцями галузі.

Статті присвячені загальним проблемам скорочення споживання природного газу та заміщення його іншими викопними, відновлювальними та альтернативними видами палива в комунальній теплоенергетиці, експлуатації об'єктів промислової та муніципальної енергетики, сучасним екологічно чистим і енергозберігаючим технологіям спалювання палив, енергозбереженню в муніципальній теплоенергетиці, екологічним проблемам енергетики відповідно до вимог Директив ЄС, процесам управління твердими побутовими відходами.

**УДК 504.03+620.9**

## З М І С Т

**Сігал О. І.**

ЗМІНА ПРІОРИТЕТІВ РОЗВИТКУ ЕНЕРГОКОМПЛЕКСІВ МІСТ  
УКРАЇНИ ВІД ЕКОНОМІКИ ТА ЕКОЛОГІЇ ДО БЕЗПЕКИ ..... 8

**Снежкін Ю. Ф.**

АНТРОПОГЕННИЙ ВПЛИВ ТЕС І АЕС  
НА «ПАРНИКОВИЙ ЕФЕКТ»..... 15

**Poget Jean-Luc.**

МЕХАНІЗМИ КОРИГУВАННЯ ВУГЛЕЦЮ НА КОРДОНІ  
ЄВРОПЕЙСЬКОГО СОЮЗУ: ВПРОВАДЖЕННЯ В УКРАЇНІ, –  
КРАЇНІ-КАНДИДАТІ, ТА ПЕРШИЙ КРОК ДО ІНТЕГРАЦІЇ  
У СИСТЕМУ ТОРГІВЛІ ВИКИДАМИ  
ЄВРОПЕЙСЬКОГО СОЮЗУ – ETS ЄС ..... 17

**Нікітін Є. Є.**

КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ЩОДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ  
ТА ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ  
ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ..... 30

**Фіалко Н. М., Тимченко М. П., Шеренковський Ю. В.**

ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО  
ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ ЯК ІНСТРУМЕНТА  
ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПЕРЕХОДУ ..... 33

**Греховодов О. М., Гуля О. М.**

ТИПОВІ ПРОЄКТИ ВІДНОВЛЕННЯ ДЖЕРЕЛ  
ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТ УКРАЇНИ,  
ЩО ПОТЕРПІЛИ ВНАСЛІДОК ВІЙСЬКОВИХ ДІЙ ..... 37

**Падерно Д. Ю.**

ЧАСТКА ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ВІД КОГЕНЕРАЦІЇ  
ТА ВДЕ В СИСТЕМІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ:  
АЛГОРИТМ ВИЗНАЧЕННЯ..... 40

**Сігал О. І., Падерно Д. Ю., Ніжник Н. А.**

СИСТЕМА ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ  
МІСТА ЖИТОМИРА І КОНЦЕПТУАЛЬНІ РІШЕННЯ  
ЩОДО ЇЇ РОЗВИТКУ ..... 44

**Тесленко О. І.**

ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ  
КОТЕЛЕНЬ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ  
УКРАЇНИ В УМОВАХ ВОЄННОЇ АГРЕСІЇ..... 49

<b>Сігал І. Я., Сміхула А. В., Марасін О. В., Горбунов О. В., Мігалін С. В.</b> КОНЦЕПЦІЯ ЗНИЖЕННЯ ВИКИДІВ ОКСИДІВ АЗОТУ ІСНУЮЧИМИ ГАЗОВИМИ КОТЛАМИ УКРАЇНИ, ЩО ВХОДЯТЬ ДО СКЛАДУ LCP .....	51
<b>Абдулін М. З., Сірий О. А., Куник А. А.</b> ПІДВИЩЕННЯ РЕАКЦІЙНОЇ ЗДАТНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ПРОПАН-БУТАНУ .....	57
<b>Сігал І. Я., Сміхула А. В., Марасін О. В., Домбровська Е. П.</b> ДОСВІД СПАЛЮВАННЯ БІОГАЗУ В ІСНУЮЧИХ ПАРОВИХ ТА ВОДОГРІЙНИХ КОТЛАХ .....	63
<b>Vuinevicius K., Jancauskas A.</b> COMBUSTION PERFORMANCE OF OAT HULLS PELLETS .....	67
<b>Козлов І. Л., Ковальчук В. І., Сова К. О., Козлов О. І.</b> НАПРЯМКИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА ЗМЕНШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ РЕГІОНАЛЬНОГО ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ .....	70
<b>Колієнко А. Г.</b> ВЗАЄМОЗАМІННІСТЬ ГОРЮЧИХ ГАЗІВ ПРОМИСЛОВОГО І КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВОГО ПРИЗНАЧЕННЯ .....	76
<b>Фіалко Н. М., Мєранова Н. О., Юрчук В. Л., Рокитько К. В., Кліщ А. В., Малецька О. Є., Дашковська І. Л., Ольховська Н. М.</b> ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОЧОГО ПРОЦЕСУ МІКРОФАКЕЛЬНИХ ПАЛЬНИКІВ ШЛЯХОМ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ГОРІННЯ .....	80
<b>Кравченко В. П., Оверченко А. О., Козлов І. Л., Ковальчук В. І., Головін М. О., Козлов О. І.</b> ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ АТОМНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ .....	84
<b>Звягінцев В. Л., Івченко О. В.</b> ТЕПЛОВИЙ БАЛАНС ВІДПУЩЕНОЇ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ВІД ТЕЦ, КОТЕЛЬНІ ТА ТЕПЛОВІ ВТРАТИ ЗАКРИТИХ ТА ВІДКРИТИХ СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛЬНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ .....	88
<b>Бикоріз Є. Й., Плашихін С. В., Маєра Ю. М., Ніжник Н. А., Селіванов В. І.</b> ОСОБЛИВОСТІ ПАЛЬНИКА З НАДНИЗЬКОЮ ЕМІСІЄЮ ОКСИДІВ АЗОТУ .....	99

<b>Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Шевчук С. І., Степанова А. І., Гнедаш Г. О.</b> ЕФЕКТИВНІСТЬ КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК З РЕЦИРКУЛЯЦІЄЮ ТА ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЄЮ ДИМОВИХ ГАЗІВ.....	103
<b>Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Шевчук С. І., Сбродова Г. О.</b> ЗАСТОСУВАННЯ ПОВІТРЯНОГО МЕТОДУ ЗАХИСТУ ДИМОВИХ ТРУБ ВОДОГРІЙНИХ УСТАНОВОК ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ .....	106
<b>Бикоріз Є. Й., Плашихін С. В., Магєра Ю. М., Ніжник Н. А., Селіванов В. І.</b> ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПАЛЬНИКІВ З НИЗЬКОЮ ЕМІСІЄЮ ОКСИДІВ АЗОТУ .....	110
<b>Бикоріз Є. Й., Плашихін С. В., Магєра Ю. М., Ніжник Н. А.</b> СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ОКСИДІВ АЗОТУ ПРИ СПАЛЮВАННІ ОРГАНІЧНИХ ПАЛИВ У КОТЛАХ .....	113
<b>Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Гнедаш Г. О., Шевчук С. І., Новаківський М. О.</b> ВИКОРИСТАННЯ ВОДЯНОГО КОНДЕНСАТУ ЗА УМОВ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ У ГАЗОСПОЖИВАЛЬНИХ КОТЕЛЬНЯХ .....	116
<b>Фіалко Н. М., Степанова А. І., Навродська Р. О., Шевчук С. І., Сбродова Г. О.</b> ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКСЕРГЕТИЧНИХ ВТРАТ У КОМБІНОВАНІЙ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНІЙ СИСТЕМІ КОТЕЛЬНОЇ УСТАНОВКИ.....	120
<b>Фіалко Н. М., Степанова А. І., Навродська Р. О., Шевчук С. І., Новаківський М. О.</b> АНАЛІЗ ЕКСЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОУТИЛІЗАТОРІВ СКЛОВАРНИХ ПЕЧЕЙ .....	124
<b>Тимченко М. П., Фіалко Н. М.</b> ЕНЕРГЕТИЧНА ФУНКЦІОНАЛЬНІСТЬ БАГАТОКВАРТИРНИХ БУДИНКІВ ЯК ОСНОВИ ЖИТЛОВОГО ФОНДУ .....	128
<b>Басок Б. І., Мороз М. В., Лисенко О. М., Данішевський А. В.</b> АНАЛІЗ РИНКУ СУЧАСНИХ ТЕПЛОІЗОЛЯЦІЙНИХ МАТЕРІАЛІВ УКРАЇНИ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ ДЛЯ ІЗОЛЯЦІЇ СТІНОВИХ ОГОРОДЖУВАЛЬНИХ КОНСТРУКЦІЙ .....	132

<b>Тарадай О. М., Бугай В. С., Гвоздецький О. В., Дяченко С. В.</b> ЕКОНОМІЯ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМ ПОКВАРТИРНОГО СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОЇ ЕНЕРГІЇ .....	136
<b>Фіалко Н. М., Дінжос Р. В., Меранова Н. О., Шеренковський Ю. В., Прокопов В. Г., Федосенко Л. П., Хміль Д. П., Попружук І. О., Сороковий Р. Я.</b> ЕНЕРГООЩАДНІ СЦЕНАРІЇ ТЕХНОЛОГІЙ ОДЕРЖАННЯ ПОЛІМЕРНИХ НАНОКОМПОЗИТІВ ДЛЯ ЕЛЕМЕНТІВ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	142
<b>Павлюк Н. Ю.</b> ПРОВІДНІ ТЕХНОЛОГІЇ СПАЛЮВАННЯ ТПВ.....	145
<b>Кобзар С. Г., Гапонич Л. С.</b> ПЕРСПЕКТИВИ СУМІСНОГО СПАЛЮВАННЯ SRF З МЕТАНОМ В ТОПЦІ КОТЛА КВГМ 20 .....	149
<b>Сатін І. В., Панченко О. С., Хитрук С. В.</b> РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ФОРМУЛЮВАННЯ ПІДХОДІВ ДО РОЗШИРЕННЯ РОЗДІЛЬНОГО ЗБОРУ ВТОРИННОЇ СИРОВИНИ (на прикладі м. Ужгород).....	156
<b>Павлюк Н. Ю.</b> ВИДИ ВТОРИННОГО ПАЛИВА, ОТРИМАНОГО З ЗАЛИШКОВИХ ТПВ .....	160
<b>Павлюк Н. Ю.</b> ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ УСТАНОВОК WASTE TO ENERGY .....	163
<b>Панченко О. С.</b> РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИЗНАЧЕННЯ КРИТЕРІЇВ ПРОВЕДЕННЯ ОЦІНКИ СТАНУ ВОДОВІДВЕДЕННЯ ТА ЯКОСТІ ОЧИЩЕННЯ СТІЧНИХ ВОД.....	166
<b>Респкін О. О.</b> ВИДОБУТОК ВОДНЮ З ЗЕМЛІ ТА ПРОБЛЕМАТИКА ЕКОЛОГІЇ .....	170

## **НА ПРАВАХ РЕКЛАМИ**

- РОБОТИ, ЯКІ ВИКОНУЄ ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ .... 175
- КОТЕЛ ВОДОГРІЙНИЙ ВОДОТРУБНИЙ, ПРАЦЮЮЧИЙ  
НА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ НИЗЬКОГО ТИСКУ,  
ТЕПЛОПРОДУКТИВНІСТЮ 2,0 МВт (КВВ-2,0 Гн)..... 178
- КОТЕЛ ВОДОГРІЙНИЙ ВОДОТРУБНО-ДИМОГАРНИЙ  
ТЕПЛОПРОДУКТИВНІСТЮ 0,63 МВт (КВВД-0,63 Гн)..... 179
- УТИЛІЗАЦІЯ ТЕПЛОТИ І ЗНИЖЕННЯ ВИКИДІВ ОКСИДІВ АЗОТУ  
КОТЛАМИ З ВИКОРИСТАННЯМ КОНТАКТНОЇ КОМБІНОВАНОЇ  
ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ..... 181
- МОДЕРНІЗОВАНИ ПОДОВІ ПАЛЬНИКИ ТИПУ МПІГ  
ДЛЯ КОТЛІВ ПРОДУКТИВНІСТЮ ДО 10 Гкал/год ..... 183
- ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ТОПКОВОГО ТЕПЛООБМІНУ В КОТЛАХ  
ШЛЯХОМ ВСТАНОВЛЕННЯ ВТОРИННИХ (ПРОМІЖНИХ)  
ВИПРОМІНЮВАЧІВ ..... 185
- РЕЦИРКУЛЯЦІЯ ПРОДУКТІВ ЗГОРЯННЯ..... 187
- МОДЕРНІЗАЦІЯ КОТЛІВ ПТВМ-50 ..... 188
- ЕКОНОМІЯ ГАЗУ ТА ПРОДОВЖЕННЯ РЕСУРСУ  
КОТЛІВ ТВГ-8, ТВГ-8М, КВГ-7,56..... 190
- ПЕРЕОБЛАДНАННЯ ІСНУЮЧИХ ПАЛЬНИКІВ КОТЛІВ  
ТИПУ ДЕ ТА ДКВР З МЕТОЮ ЗНИЖЕННЯ ВИТРАТИ  
ПРИРОДНОГО ГАЗУ (ОСОБЛИВО В ОСІННЬО-ВЕСНЯНИЙ  
ПЕРІОД) ..... 191
- КОНДЕНСАЦІЙНИЙ ТЕПЛОУТИЛІЗАТОР УТКП-0,7.  
КОНТАКТНА КОМБІНОВАНА ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНА  
УСТАНОВКА ..... 192
- ЗНИЖЕННЯ ВИТРАТ РІДКОГО ПАЛИВА НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ  
КОТЕЛЬНІ ЗА РАХУНОК ПІДГРІВУ ПАЛИВА ДИМОВИМИ  
ГАЗАМИ ..... 194
- ВІДЦЕНТРОВИЙ ФІЛЬТР ..... 195
- ВИПРОБУВАЛЬНА ЛАБОРАТОРІЯ ІТТФ НАН УКРАЇНИ..... 197



## **ЗМІНА ПРІОРИТЕТІВ РОЗВИТКУ ЕНЕРГОКОМПЛЕКСІВ МІСТ УКРАЇНИ ВІД ЕКОНОМІКИ ТА ЕКОЛОГІЇ ДО БЕЗПЕКИ**

Зима 2023–2024 року в Україні не обіцяє бути легшою за попередню. Резервів потужності в системі все менше, а ворог стає досвідченим в енергетичному протистоянні. Епіцентр боротьби зміщується з загальнодержавного на місцевий рівень, тобто кожне місто та ОТГ намагається забезпечити себе теплом та електрикою, а значною мірою і пальним, самостійно.

Під час війни, за опалювальний сезон пошкоджено 24 об'єкти генерації (електричні станції). На сьогодні залишаються пошкодженими енергоблоки ТЕС потужністю 3,8 ГВт, та 1 ГВт великих ТЕЦ. З того, що використовуються для регулювання та зараз втрачено, це 540 МВт ГЕС та 650 МВт ГАЕС; окуповано 51% потужності ТЕЦ – це біля 1,5 ГВт, та 74% потужності ТЕС, а це біля 7 ГВт.

Отож, для регулювання енергетики необхідно замінити біля 6 ГВт зруйнованих потужностей та до 8,5 ГВт окупованих. З урахуванням втрачених територій та мобілізацій резервів необхідний обсяг розподіленої генерації можна оцінити у ~30%, тобто близько 5 ГВт.

Виходячи з того, що на тепло та енергозабезпечення населення витрачається більше половини енергоресурсів Держави, проблема крім технологічної складової має і значну економічну, а також потребує комплексного підходу та нормативно-правового регулювання.

Одним з таких, а саме основним регулюючим документом є Схема теплопостачання населеного пункту, – документ, що містить технічне та економічне обґрунтування будівництва, реконструкції (розширення, технічного переоснащення) та модернізації об'єктів у сфері теплопостачання з урахуванням перспективи розвитку населеного пункту, а також заходи щодо забезпечення енергоефективного, якісного, безпечового, екологічного та надійного функціонування системи теплопостачання населеного пункту.

Схема теплопостачання підлягає погодженню Центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері житлово-

комунального господарства (Міністерством розвитку громад, територій та інфраструктури України), а також затвердженню відповідним органом місцевого самоврядування (міською адміністрацією).

Регуляторними документами також є Закон України «Про теплопостачання» де:

- у Стаття 6 викладено, що Державна політика у сфері теплопостачання базується на принципах оптимального поєднання систем централізованого та автономного теплопостачання відповідно до затверджених місцевими органами виконавчої влади схем теплопостачання з періодом перегляду п'ять років;
- у Статті 7 показано, що основними напрямками розвитку систем теплопостачання є планування теплопостачання, розроблення та реалізація схем теплопостачання міст та інших населених пунктів України, на основі оптимального поєднання централізованих та автономних систем теплопостачання;
- у Статті 26 викладено, що проєктування, будівництво, реконструкція об'єктів у сфері теплопостачання здійснюються на основі схем теплопостачання, державних будівельних норм та нормативно-правових актів на проведення будівельних робіт. Реконструкція (розширення, технічне переоснащення), нове будівництво та модернізація теплогенеруючих об'єктів і теплових мереж здійснюються на основі оптимального поєднання централізованого та автономного теплопостачання.

Методика розроблення схем теплопостачання населених пунктів України затверджена наказом Міністерства розвитку громад та територій України 02.10.2020 року № 235. Методика встановлює вимоги до розроблення схем теплопостачання населених пунктів з кількістю жителів більш як 20 тисяч, їх змісту, форми, порядку розроблення.

Схема теплопостачання є інструментом довгострокового планування теплопостачання населених пунктів, який сформовано за результатами комплексного розгляду та аналізу існуючих і очікуваних об'єктів у сфері теплопостачання та будівель. Розроблення схеми теплопостачання забезпечує відповідний орган місцевого самоврядування (Замовник).

Схема теплопостачання населеного пункту розробляється на розрахунковий період 10 років. Періодичний перегляд схеми теплопостачання здійснюється щонайменше один раз на 5 років.

При розробленні схем теплопостачання визначаються зони застосування систем централізованого, автономного та індивідуального теплопостачання.

Порядок погодження Мінінфраструктурою схем теплопостачання населених пунктів з кількістю жителів більш як 20 тисяч осіб та регіональних програм модернізації систем теплопостачання затверджений наказом Міністерства розвитку громад та територій України 28.04.2020 року № 101.

Інші документи міського планування у сфері теплопостачання, наприклад, Енергоплан, Стратегія розвитку енергетики, План відновлення енергетичної інфраструктури тощо, можуть бути лише додатковими матеріалами.

Розробляючи схему теплопостачання, необхідно виділити пріоритети розвитку енергетичної інфраструктури. Якщо це економіка через енергоефективність, то у цьому випадку є ресурс для покриття витрат через економію.

Відповідно до Методики розроблення схем теплопостачання, метою розроблення схеми теплопостачання населеного пункту є планування найбільш економічно ефективного теплопостачання населеного пункту, що у порівнянні з базовим сценарієм зменшує обсяг використання енергетичних ресурсів, необхідних для виробництва, транспортування та постачання одиниці теплової енергії споживачам та дозволяє досягнути цільових (перспективних) показників стану теплопостачання населеного пункту.

Створення «Ефективної системи теплопостачання» відповідно до критеріїв Директиви 2012/27/ЄС «Про енергоефективність» та Закону України «Про енергетичну ефективність» – це створення системи централізованого теплопостачання, що використовує мінімум 50% відновлюваної енергії, або 50% скидної теплової енергії, або 75% теплової енергії, виробленої у процесі когенерації, або 50% сукупності такої енергії та теплоти.

Якщо пріоритетом є екологія то слід мати на увазі, що кліматична нейтральність може збігатися з задачею енергоефективності, тобто через енергоефективність можливо знизити викиди CO<sub>2</sub>, але зниження викидів токсичних речовин (виконання НПСВ) потребує додаткових витрат, для яких невизначені джерела фінансування. В інших країнах зміна пріоритетів з економіки та енергоефективності на екологію веде до доступу до великих екологічних фондів, звідки і компенсуються витрати на досягнення цілей зі зниження впливу на довкілля та адаптацію до кліматичних змін.

Основні вимоги природоохоронного законодавства, які слід врахувати викладені у: Директиві 2010/75/ЄС «Про промислові викиди», Директиві 2003/87/ЄС «Про створення системи торгівлі квотами на викиди

парникових газів»; Наказі Мінприроди від 22.10.2008 року № 541 «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт» (оновлений Редакція від 10.04.2018 року); Наказі Мінприроди від 27.06.2006 року № 309 «Про затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел», Директиві ЄС 2015/2193 «Про обмеження викидів у повітря певних забруднювачів від середніх спалювальних установок»; Національному плані скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ), що схвалений розпорядженням Кабінету Міністрів України від 08.11.2017 року № 796-р.

Встановлення жорстких нормативів гранично допустимих викидів забруднюючих речовин (оксидів азоту  $\text{NO}_x$ , оксиду вуглецю  $\text{CO}$ , діоксиду сірки  $\text{SO}_2$ , речовин у вигляді суспендованих твердих частинок) від спалювальних установок змушує вкладати великі кошти у модернізацію існуючих теплоенергетичних установок та комплексів, що створює непосильний тягар для небагатої держави, що до того ж знаходиться у війні.

Не зважаючи на те, що прийняття вуглецевого податку має суттєвий перехідний період, але впровадження «вуглецевого податку» (механізму транскордонного вуглецевого коригування – СВАМ) щодо викидів діоксиду вуглецю  $\text{CO}_2$  на товари, що імпортуються до ЄС (з 1 жовтня 2023 року з перехідним періодом до 31 грудня 2025 року, протягом якого імпортери будуть зобов'язані лише подавати звітність) неодмінно погіршить ситуацію українських виробників на європейському ринку.

В Україні і перший (енергозбереження), і другий (екологічний) пріоритети посунув пріоритет безпековий.

Це будівництво та утримання резервних потужностей – низькоефективних малих котелень та взаємне резервування (кільцювання) теплових джерел та мереж (будівництво/відновлення перетинок); розосереджена генерація електричної та теплової енергії, пересувні котельні та когенерація на газі, біометан та сонячні електростанції.

Забезпечення безпеки та надійності теплопостачання в умовах воєнного стану – це розосереджена генерація електричної та теплової енергії; використання автономних джерел, зокрема пересувних блочно-модульних котелень; взаємне резервування (кільцювання) теплових джерел та мереж (будівництво/відновлення перетинок); залишення у використанні/резерві низькоефективних малих котелень.

Щодо обладнання для такої безпекової модернізації, яке майже все купується за кордоном, що зрозуміло, бо більшим чином це кошти кре-

дитів чи грантів, що звідти і надходять, але це шлях гарантованого вбивства Українських енергетичних виробників: знищення вітчизняної енергетичної науки.

Враховуючи, що життєвий цикл об'єктів енергетики складає 30–100 років і на протязі всього часу вони повинні бути конкурентоздатні на внутрішньому та зовнішньому ринках, без належної державної підтримки пілотних проривних проєктів та впровадження проривних технологій, які покладені в їх основу, їх реалізувати неможливо.

Отож, необхідно організувати розроблення Методики визначення вартості життєвого циклу нового будівництва, заміщення, реконструкції об'єктів енергетики та теплопостачання з урахуванням вартості:

- технічного обслуговування, ремонту, зняття з експлуатації;
- впливу на навколишнє природне середовище та здоров'я населення;
- резервування та страхування;
- мультиплікативного ефекту на різні галузі економіки, включаючи розвиток наукових шкіл, ВВП.

Організувати впровадження в Україні європейських стандартів в теплоенергетиці, включаючи використання та врахування ефективності використання енергоносіїв та обладнання на принципах другого начала термодинаміки (ентропія, ексергія).

Окремою проблемою став вимушений розвиток когенерації. Тут теж слід відзначити, що введення значних когенераційних потужностей, в тому числі в ЖКГ, не призвело, нажаль, до завантаження роботою єдиного в Україні спеціалізованого підприємства «Первомайськдизельмаш».

Зважаючи на те, що найбільш типовими газопоршневими машинами є машини з встановленою потужністю 300 кВт–3,5 МВт, а в сегменті великих установок 4–16 МВт, осереднено потрібно встановити від 800 до 1200 машин, щоб замінити біля 5 ГВт.

А чи є де встановлювати? Електричний ККД газопоршневих машин становить 40–45%, тобто необхідно мати 16 МВт теплової потужності, щоб встановити перед нею 12 МВт когенераційну машину.

У містах Київ, Харків, Львів, Одеса маємо понад 100 котелень, де можна встановити когенераційні машини, усереднено по дві машини на котельні, і це біля 200 машин усередненою встановленою потужністю біля 10 МВт, загальною встановленою потужністю біля 2 ГВт.

Всі обласні міста мають можливість поставити когенерацію в обсязі біля 20 машин до 5 МВт потужності, це до 400 машин з загальною встановленою потужністю біля 2 ГВт.

Як бачимо, маємо можливість, що майже достатні для забезпечення потреби.

Тепер перейдемо до необхідних капіталовкладень.

1 МВт електричної когенераційної потужності, в залежності від обладнання і виробника, вартує 700–900 тис. дол. США. Відповідно 4 ГВт – коштуватиме біля 3 млрд дол. США.

Щодо терміну окупності, то, якщо в балансуєчому ринку у нас навіть куплять електрику по 8 грн. за кВт·год (припущення), тобто по 0,2 дол., а газ для виробництва нададуть безкоштовно (припущення), то прибуток складе 0,1 дол. за кВт/год, тобто окупність – 8000 год. Але при ціні газу, навіть для населення близько 0,2 дол./м<sup>3</sup>, це 23% (1 м<sup>3</sup> газу це 9 кВт·год) від 0,1 дол. потрібно віднести на пальне, тоді окупність біля 10 400 годин роботи, тобто біля двох опалювальних сезонів. При можливій ціні газу (біогазу) 0,8–1,0 дол./1 м<sup>3</sup> строк окупності сягає дуже великих термінів.

Очевидно, що маючи можливість заробляти на балансуєчому ринку електроенергії, доцільно використовувати обладнання впродовж всього року, але це зможуть реалізувати лише ті підприємства теплопостачання, що мають гаряче водопостачання (ГВП), чи будь-яких користувачів влітку. Саме тому буде доцільно поновити гаряче водопостачання в невеликих обсягах для деяких, найближчих до джерел користувачів, як систему утилізації теплоти та охолодження води для когенераційних установок.

Доцільно розглянути дисконтування такої теплоти на ГВП для користувачів хоча б до 70% від вартості тієї ж гарячої води, що готується у квартирному бойлері. Фактично підприємства теплових мереж будуть покривати ці 30% з прибутку, отриманого від продажу електрики на балансуєчому ринку, що все одно є доцільним.

В технічному плані така розподілена електрогенерація не є когенерацією, бо когенерація – це вироблення електрики на тепловому споживанні. Тобто ми виробляємо електрики стільки і коли можемо, відповідно до доміантної потреби в теплопостачанні. Розподілена електрогенерація – це вироблення електрики для потреб регулювання енергосистеми з виробленням теплоти за принципом скиду у систему теплопостачання, як у великий акумулятор теплоти.

Звісно, це завдасть додаткового клопоту фахівцям, бо утримувати систему по двох параметрах і на двох ринках одночасно буде складніше.

В екологічному плані слід відмітити, що машини розподіленої генерації будуть встановлювати у першу чергу на великих котельнях, багато яких увійшли до переліку Національного плану скорочення викидів

від великих спалювальних установок (НПСВ). Тобто, взяли на себе зобов'язання знизити викиди оксидів азоту до  $100 \text{ мг/м}^3$ . Незважаючи на те, що при виробництві електрики обсяг газу, що використовується, зростає на 40–50%, «запасу» по дозволам на викиди (які розраховані на роботу на максимальній потужності) було б достатньо, якщо б не значні концентрації  $\text{NO}_x$ , що утворюються у двигуні внутрішнього згоряння (ДВЗ) під тиском ( $200\text{--}500 \text{ мг/м}^3$ ). З урахуванням цього, виконання Україною вимог за НПСВ, і так проблематичне, ще більш ускладнюється.

Крім того, вже після перших 200 год використання ДВЗ концентрація  $\text{CO}$  у вихідних газах часто збільшується до понаднормативних значень. Тож потрібно шукати ефективні екологічні рішення для забезпечення відповідності вимогам діючого екологічного законодавства, дозволів та НПСВ. І такі технологічні рішення є. Вони вже біля 30 років розробляються та впроваджуються нашими фахівцями і можуть бути рекомендовані до широкого застосування у ситуації, що склалася.

І декілька міркувань щодо фінансування безпекової складової розвитку систем теплопостачання.

Ціна природного газу, що закачується у сховища для використання взимку –  $270 \text{ \$/тис. м}^3$ , а біометану –  $800 \text{ \$/тис. м}^3$ .

Ціна електроенергії з ОЕС (для бізнесу, з 1.07.2023 року) –  $2,714/5,428 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$ , а від «зелених» джерел –  $6\text{--}8 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$ .

Кліматичний податок становить  $87\text{--}89 \text{ \$/т CO}_2$ .

Вартість очищення від оксидів азоту  $\text{NO}_x$  – близько  $200 \text{ \$/кВт}$  встановленої потужності.

Заборгованість підприємств ТКЕ до НАК «Нафтогаз» – більше 100 млрд грн (вимагають терміново сплатити), а заборгованість держбюджету за різницю в тарифах відповідно Меморандуму, яка складає близько тієї ж суми, Держава не виплачує. Джерела фінансування навіть ремонтних робіт відсутні, то ж єдине можливе джерело фінансування безпекової складової – місцеві бюджети, на які тільки і можемо сподіватися.

Нажаль, як екологія, так і безпека дуже не дешево задоволення, навіть деякі країни Європи та Китай не можуть собі цього дозволити. Сьогодні повний перехід на альтернативну енергетику в Європі та Китаї цілком можливий, але економічно непосильний для їхнього населення.

Ну і на останок слід сказати, що в рамках підвищення надійності для бідної країни на підприємства ПЕК заходять кредити, які вони не мають, та не будуть надалі мати чим віддавати, та інвестиції, що забирають енергетичний сектор України назавжди, а це, нагадаємо, основа економіки.

**АНТРОПОГЕННИЙ ВПЛИВ ТЕС І АЕС  
НА «ПАРНИКОВИЙ ЕФЕКТ»**

Весь світ зайнятий проблемою глобального потепління на планеті. Очевидно, що якщо потепління збільшується, то концентрація водяної пари обов'язково буде підвищуватись. Водяна пара, як відомо, відноситься до парникових газів, тоді виходить, що концентрація парникових газів в атмосфері буде весь час збільшуватись. В той же час значна частина екологів ігнорує важливу роль водяної пари в приземному шарі атмосфери тим самим – суттєвим антропогенним вкладом в розвиток «парникового ефекту» на землі. Хоча цифри кажуть про інше. Так відносна кількість водяної пари в атмосфері землі біля 0,3%. Наступний по значенню парниковий газ це діоксид вуглецю ( $\text{CO}_2$ ) з відносною кількістю біля 0,03%. Відносна кількість всіх інших парникових газів не перевищує  $3 \times 10^{-4} \%$  [1].

Що таке «парниковий ефект»? Він обумовлений наявністю в приземному шарі атмосфери (це частина шару атмосфери, яка знаходиться в кількох десятків метрів від поверхні землі) багатоатомних газів (парів  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ), непроникних до теплового випромінювання. Таким чином «парниковий ефект» це підвищення температури низинних шарів земної атмосфери.

В 1978 р. видатний вчений Флінт Р. Ф. заявив, що водяна пара являє собою найбільш активний парниковий газ. Її вклад в загальний «парниковий ефект» складає 20,2%, в той час як вклад  $\text{CO}_2$  всього 7,2%.

В наш час «парниковий ефект» в середньому до 78% обумовлений водяними парами і тільки 22% вуглекислим та іншими газами [2].

Борисенков Е. П. виклав ідеї Вернадського В. І. про неосферу і біохімічних циклах та їх сучасне значення при вивченні процесів, які відбуваються в кліматичній системі і в суспільстві. Він наголошує, що суттєвий вплив на функціонування біосфери і кліматичної системи в цілому призводить цикл водяної пари. Є достатня кількість моделей вологообертання, які є головною проблемою при моделюванні клімату і біосфери в широкому її розумінні. Але на одну особливість цього



циклу необхідно звернути особливу увагу. Антропогенна діяльність має суттєвий вплив і на цикл водяної пари.

Статистичні оцінки за 2015 рік показали, що тільки на побутові потреби людство використало біля 900 км<sup>3</sup> води на рік, з яких біля 20% (180 м<sup>3</sup>) надійшло в атмосферу у вигляді водяної пари. На промислові потреби було використано 4100 км<sup>3</sup>, теж біля 20% (815 км<sup>3</sup>) потрапило в атмосферу. Рахується, що для іригації використано біля 6000 км<sup>3</sup> води, з яких біля 90% (5400 км<sup>3</sup>) потрапило в атмосферу у вигляді водяної пари.

Наведені дані показують, що водяна пара має більш ніж в 3 рази більший «парниковий ефект» ніж ефект від CO<sub>2</sub>. Вплив антропогенної діяльності на колообірт водяної пари і її вклад в «парниковий ефект» може бути такий як вклад CO<sub>2</sub>. Поки роль водяної пари в цьому розумінні недооцінена [3].

Шляхом нескладних розрахунків відрховано викиди водяної пари на наших ТЕС і АЕС. Відомо, що в Україні до війни було 15 ТЕС, з яких 13 працювали на вугіллі, а 3 на вугіллі або на газу. Станом на 2013 р. понад 90% встановлених потужностей цих ТЕС знаходились за межами моторесурсу, а 60% взагалі за межами фізичного зносу. За статистичними даними працюючі в 2015 р. ТЕС мали встановлену потужність 25,5 ГВт і вони виробили 58 млрд кВт/год електроенергії. В той же період в Україні працювало 4 АЕС (15 ядерних реакторів) встановлена потужність яких 13,8 ГВт, але вони виробили 88 млрд кВт/год електроенергії [4]. Для відводу «викидного тепла» на ТЕС і АЕС використовують воду в градирнях. Відомо, що в градирнях ТЕС, працюючих на вугіллі, випаровувачів води становить 3,432 кг на кВт/год. В градирнях ТЕС, працюючих на газу, цей показник – 1,843 кг на кВт/год, а для градирень АЕС він становить 3,612 кг на кВт/год. Треба ще враховувати викиди води при спалюванні палива на ТЕС, працюючих на газу. Вони становлять 0,413 кг на кВт/год.

В результаті, в 2015 р. в атмосферу України, від працюючих ТЕС і АЕС надійшло понад 0,5 млрд т водяної пари. В теперішній час, враховуючи бойові дії в нашій країні, в результаті яких зруйновано частину ТЕС, а Запорізька АЕС не працює, цей показник менше, але все одно він значний.

В приземному шарі атмосфери, де реалізується «парниковий ефект» на 10 вагових частин водяної пари, які утворюють 78% «парникового ефекту» відповідає тільки 1 вагова частина вуглецевого газу, яка створює 22% «парникового ефекту». Таким чином, одна вагова частина вуглецевого газу в 2,82 рази більш ефективна в створенні «пар-

никового газу», ніж одна вагова частина водяної пари. Якщо це врахувати, то це дорівнює потраплянню в атмосферу країни понад 180 млн т вуглецевого газу.

Таким чином, ігноруючи вклад водяної пари в кількість парникових газів в атмосфері землі при виробництві електроенергії на ТЕС і АЕС означає ігнорування ролі антропогенного впливу таких виробництв на «парниковий ефект».

Проведення моніторингу антропогенних викидів в атмосферу газів, які мають парниковий вплив на атмосферу землі, що базується на врахуванні використання паливно-енергетичних ресурсів на підприємствах та транспорті, але не враховує антропогенні викиди водяної пари, не є достатньо ефективною з позиції оцінки глобальної зміни клімату.

### Список використаної літератури

1. Данілов-Даніляк В. І., Лосев К. С. Екологічні виклики і сталий розвиток. – М.: Прогрес-Традиція, 2000. – 416 с.
2. Флінт Р. Ф. Історія землі. – М.: Прогрес, 1978. – 340 с.
3. ([http://www.trinitas.ru\(rus/doc/0203/001f/2030016.htm\)](http://www.trinitas.ru(rus/doc/0203/001f/2030016.htm))
4. Дячук О. Чепельов М. та ін. Перехід України на відновлювальну енергетику до 2050 року. – К.: Арт книга, 2017. – 88 с.

УДК 502.5:504.38

**Jean-Luc. Poget**

*Eastern-Advisory, Франція*

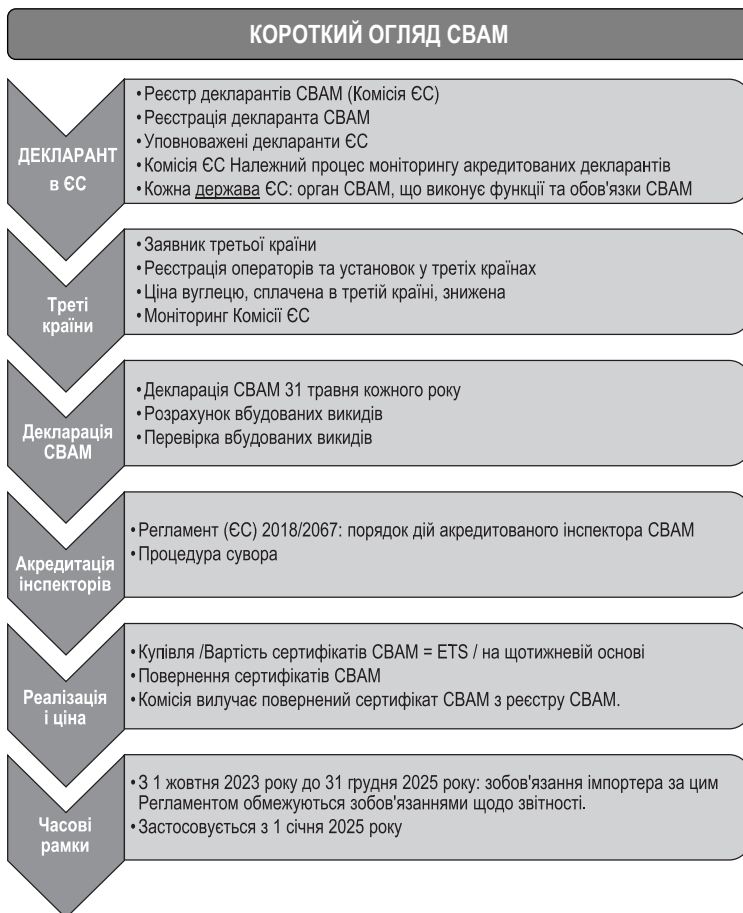
Перекладено з англійської Андрієм Андрусяком

## **МЕХАНІЗМИ КОРИГУВАННЯ ВУГЛЕЦЮ НА КОРДОНІ ЄВРОПЕЙСЬКОГО СОЮЗУ: ВПРОВАДЖЕННЯ В УКРАЇНІ, – КРАЇНІ-КАНДИДАТИ, ТА ПЕРШИЙ КРОК ДО ІНТЕГРАЦІЇ У СИСТЕМУ ТОРГІВЛІ ВИКИДАМИ ЄВРОПЕЙСЬКОГО СОЮЗУ – ETS ЄС**

*У цій статті подається короткий огляд РЕГЛАМЕНТУ (ЄС) 2023/956 ЄВРОПЕЙСЬКОГО ПАРЛАМЕНТУ ТА РАДИ від 10 травня 2023 року [1] про встановлення Механізму коригування вуглецю на кордоні [2].*

## Передумови та обґрунтування СВАМ

Ініціатива щодо Механізму коригування вуглецю на кордоні (Carbon Border Adjustment Mechanism – «СВАМ») входить до законодавчого пакета ЄС «Fit for 55». СВАМ має служити важливим елементом інструментарію ЄС у досягненні мети кліматичної нейтральності Європейського Союзу не пізніше 2050 року відповідно до Паризької угоди шляхом пом'якшення ризиків витоку вуглецю; це є результатом посилення кліматичних амбіцій ЄС. Очікується, що СВАМ також сприятиме декарбонізації в третіх країнах, і нам потрібно оцінити його вплив на Україну, включаючи дорожню карту для підготовки інфраструктури СВАМ з акредитованими інспекторами.



## **Чіткий шлях поступового подальшого розширення сфери застосування СВАМ на продукцію, сектори та підсектори товарів СВАМ**

Механізм коригування вуглецю на кордоні (СВАМ) (рис. 1) призначений для розв'язання проблеми викидів парникових газів, вбудованих у наступні товари та підсектори, що несуть в собі ризик витоку вуглецю:

- цемент;
- електроенергія;
- добрива<sup>1</sup>;
- залізо та сталь;
- алюміній;
- водень.

In the first phase CBAM would cover sectors with high carbon emissions and high risk of carbon leakage:



iron and steel



cement



fertilisers

The regulation will also cover certain precursors and downstream products (products that are above or below in the value chain of the products covered by CBAM)



aluminium



hydrogen production



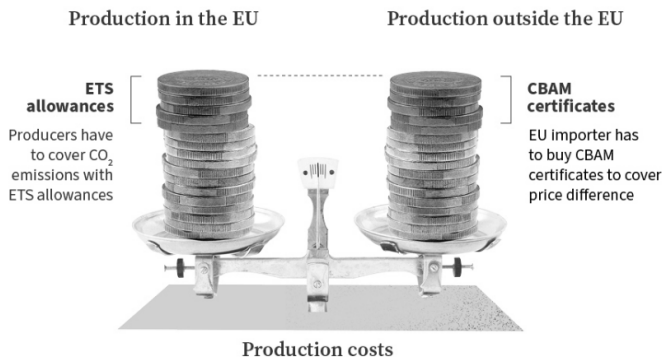
electricity

Indirect emissions would also be included in the regulation in a well-circumscribed manner.

**Рис. 1.** Перша фаза СВАМ.

### **Як працюватиме СВАМ?**

Схематично Ініціатива щодо механізму вуглецевого регулювання імпорту представлена на рис. 2.



**Рис. 2.** Схема роботи СВАМ.

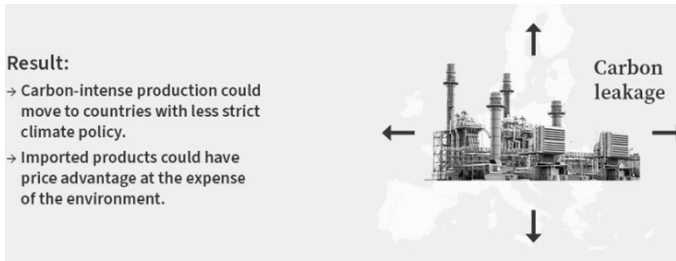
<sup>1</sup>Азотна кислота; сірчано-азотні кислоти; аміак, безводний або у водному розчині; нітрати калію; мінеральні або хімічні добрива, азотні; не застосовується до добрив, що містять лише фосфор та калій.

<b>ГРАФІК НАБРАННЯ ЧИННОСТІ СВАМ</b>			
<b>Регламент про СВАМ набуває чинності 17 травня 2023 року</b>	<b>Початок застосування – з 1 жовтня 2023 року</b>	<b>Поетапне впровадження положень Регламенту про СВАМ</b>	
		<b>Застосування з 31 грудня 2024 року</b>	<b>Застосування з 1 січня 2026 року</b>
		Заявка на авторизацію Декларанта СВАМ	Товари можуть бути ввезені у ЄС лише уповноваженим декларантом СВАМ
		Реєстрація операторів та установок у третіх країнах	Декларація СВАМ Розрахунок вбудованих викидів
		Реєстр СВАМ	Перевірка/підтвердження вбудованих викидів; Ціна вуглецю, сплачена в третій країні
		Рахунки в реєстрі СВАМ	Перегляд декларацій СВАМ
		Статус уповноваженого декларанта СВАМ визнається у всіх державах-членах	Продаж сертифікатів СВАМ
			Кожному сертифікату СВАМ присвоюється унікальний ідентифікаційний номер після його створення. Ціна сертифікатів СВАМ/ Повернення сертифікатів СВАМ/Викуп сертифікатів СВАМ/Анулювання сертифікатів СВАМ
			Правила, що застосовуються до імпорту товарів
			Штрафні санкції
Травень 2023 року	Жовтень 2023 р.	31 грудня 2024 р.	1 січня 2026 р.

**СВАМ має на меті запобігання ризику витоку вуглецю.** Метою СВАМ є запобігання ризику витоку вуглецю. СВАМ також заохочує виробників з третіх країн використовувати технології, які є більш ефективними у скороченні викидів парникових газів, щоб зменшити кількість викидів. Викиди парникових газів, які підпадають під дію СВАМ, повинні відповідати викидам парникових газів: двоокису вуглецю («CO<sub>2</sub>»), а також, де це доречно, закису азоту та перфторвуглеців.

- *СВАМ застосовується до прямих викидів* цих парникових газів з моменту виробництва товарів аж до імпорту цих товарів на митну територію Європейського Союзу, що віддзеркалює сферу застосування ETS ЄС для забезпечення відповідної послідовності.
- *СВАМ також застосовується до непрямих викидів*, тобто до викидів, що виникають внаслідок виробництва електроенергії, що використовується для виробництва товарів, до яких застосовується СВАМ.

Деякі напрями ухилення від СВАМ показані на рис. 3.



**Рис. 3.** Небезпека ухилення від СВАМ.

ETS ЄС та СВАМ мають спільну мету ціноутворення на вуглецеві квоти стосовно викидів парникових газів, що вбудовані в ті ж самі галузі або продукцію, шляхом використання спеціальних надбавок або сертифікатів. Обидві системи мають регуляторний характер і обґрунтовані необхідністю скорочення викидів парникових газів для зменшення чистих викидів парникових газів у Союзі щонайменше на 55% до 2030 року порівняно з рівнем 1990 року та з метою досягнення загальноєкономічної кліматичної нейтральності не пізніше 2050 року.

- ETS ЄС встановлює загальну кількість виданих дозволів («обмеження») на викиди парникових газів від видів діяльності, що перебувають у межах своєї сфери застосування та дозволяє торгувати дозволами («система обмеження та торгівлі»).

- СВАМ не встановлює кількісних обмежень на імпорт з метою запобігання обмеженням торговельних потоків.
- СВАМ відображає ціну ETS ЄС. Хоча на ринку ETS ЄС ціна квот, що випускаються на ринок, визначається через аукціони, вартість сертифікатів СВАМ повинна обґрунтовано відображати *ціну на таких аукціонів через середні значення, які розраховуються щотижня.*

Існують обмеження на можливості торгівлі сертифікатами СВАМ та їх продовження, що, таким чином, виправдані необхідністю уникнути підриву ефективності та недосягнення кліматичної мети СВАМ, а також щоб забезпечити рівномірне ставлення до операторів з різних країн.

СВАМ має спрощену процедуру: вона запроваджує просту та доступну декларативну систему, за допомогою якої імпортери повідомляють про загальні підтверджені викиди парникових газів, вбудовані в товари, імпортовані в даному календарному році, утім, це можливо лише через декларанта СВАМ та з обов'язковою перевіркою акредитованими інспекторами СВАМ, незалежною третьою стороною.

Незважаючи на те, що кінцевою метою СВАМ є ширше охоплення різних видів продукції, початок застосування є зваженим, оскільки спершу застосування здійснюється до певної кількості секторів з відносно однорідними товарами, в яких існує ризик витоку вуглецю. Однак зацікавлені сторони повинні розглянути можливість поступового розширення сфери застосування, в той час як терміни невідомі.

Зокрема, органічні хімічні речовини ще не включені до сфери дії СВАМ через технічні обмеження, які на момент прийняття Регламенту не дозволили чітко визначити вбудовані викиди в таких імпортованих товарах.

### **Водень**

На момент прийняття Регламенту СВАМ імпорт водню до Союзу є відносно низьким. Однак очікується, що ця ситуація значно зміниться в найближчі роки, оскільки пакет «Fit for 55» Союзу стимулює застосування відновлюваного водню. Включення водню в сферу застосування СВАМ є відповідним засобом для подальшого сприяння декарбонізації водню.

### **Уповноважений декларант СВАМ**

Митні органи держав-членів ЄС не повинні дозволяти імпортувати товари будь-якій особі, якщо вона не є *уповноваженим декларантом СВАМ*. Протягом перехідного періоду (жовтень 2023 р. – грудень

2025 р.) митні органи повинні інформувати митних декларантів про обов'язок повідомляти інформацію, щоб забезпечити збір інформації, а також стимулювати усвідомлення необхідності запитувати статус уповноважених декларантів СВAM, де це можливо. СВAM базується на декларативній системі, в якій уповноважений декларант СВAM, який може представляти більше одного імпортера, щорічно подаватиме декларацію про вбудовані викиди в товарах, імпортованих на митну територію Союзу, і повертатиме кількість сертифікатів СВAM, які відповідають цим заявленим викидам. Перша декларація СВAM стосовно 2026 календарного року повинна бути подана до 31 травня 2027 року. Уповноваженому декларанту СВAM має бути дозволено вимагати зменшення кількості сертифікатів СВAM, що підлягають поверненню, відповідно до вартості вуглецю, яка вже фактично сплачена за заявлені вбудовані викиди в країні походження. Задекларовані вбудовані викиди повинні бути перевірені/підтверджені особою, акредитованою призначеним національним органом з акредитації.

### **Ринки електроенергії**

Після того, як ринки електроенергії третіх країн тісно інтегруються в ринок Союзу через ринкову взаємодію, необхідно буде знайти технічні рішення для забезпечення застосування СВAM до електроенергії, що експортується з цих країн на митну територію Союзу. Якщо технічні рішення неможливо буде знайти, то треті країни, ринки яких поєднані з ринками Союзу, повинні будуть скористатися обмеженням у часі звільнення від СВAM до 2030 року виключно щодо експорту електроенергії, за умови виконання певних умов. Однак ці треті країни повинні розробити дорожню карту та взяти на себе зобов'язання щодо впровадження механізму ціноутворення на вуглець, що передбачає ціну, еквівалентну ETS ЄС, і повинні взяти на себе зобов'язання досягти вуглецевої нейтральності не пізніше 2050 року.

- Якщо третя країна або територія має ринок електроенергії, який інтегрований з внутрішнім ринком Союзу електроенергії через взаємозв'язок ринків, і не існує технічного рішення для застосування СВAM до імпорту електроенергії на митну територію Союзу з цієї третьої країни або території, такий імпорт електроенергії з цієї країни або території звільняється від застосування СВAM, за умови, що Комісія провела аналіз комплексу умов, що свідчать про те, що країна зобов'язується до 2050 року дотримуватися кліматичної нейтральності.



- Впровадження системи торгівлі викидами для електроенергії з ціною, еквівалентною ETS ЄС, має бути завершено до 1 січня 2030 року.

### *Порядок, ціна сертифікатів СВАМ, перевірка/підтвердження*

## **ОБОВ'ЯЗКИ ТА ПРАВА УПОВНОВАЖЕНИХ ДЕКЛАРАНТІВ СВАМ**

### **Імпорт товарів**

- Товари ввозяться на митну територію Союзу лише уповноваженим декларантом СВАМ. Порушення цього правила тягне за собою штрафні санкції.
- Будь-який імпортер, який має зареєстрований офіс у державі-члені, повинен, перед тим, як ввозити товари на митну територію Союзу, подати заявку на отримання статусу уповноваженого декларанта СВАМ.
- Компетентний орган держави-члена, в якій подана митна декларація, реєструє особу в реєстрі СВАМ.
- Декларанти СВАМ можуть бути акредитовані в третіх країнах.

### **Декларація СВАМ**

До 31 травня кожного року та вперше у 2027 році за 2026 рік кожен уповноважений декларант СВАМ повинен використовувати реєстр СВАМ для подання декларації СВАМ за попередній календарний рік.

Декларація СВАМ повинна містити наступну інформацію:

- загальна кількість кожного виду товарів, імпортованих протягом попереднього календарного року, виражена в мегават-годинах щодо електроенергії та в тоннах щодо інших товарів;
- загальні вбудовані викиди в товари, виражені в тоннах викидів CO<sub>2e</sub> на мегават-годину електроенергії або, по інших товарах, в тоннах викидів CO<sub>2e</sub> на тонну кожного виду товарів;
- загальна кількість сертифікатів СВАМ, що підлягають поверненню, що відповідає загальній кількості вбудованих викидів після зменшення кількості, що підлягає сплаті з урахуванням вартості вуглецю, сплаченої в країні походження.

### **Розрахунок вбудованих викидів**

- Вбудовані викиди в товарах, відмінних від електричної енергії, визначаються на основі фактичних викидів відповідно до методів, встановлених Регламентом СВАМ.

- Вбудовані викиди визначаються шляхом посилання на *значення за замовчуванням* відповідно до методів, викладених у Регламенті СВАМ.
- Уповноважений декларант СВАМ повинен вести облік інформації, необхідної для розрахунку вбудованих викидів. Уповноважений декларант СВАМ зберігає таку інформацію протягом 4 років.

### **Перевірка/підтвердження вбудованих викидів**

Уповноважений декларант СВАМ повинен забезпечити перевірку/підтвердження вбудованих викидів, задекларованих у декларації СВАМ, акредитованим інспектором, на основі принципів перевірки, відповідно до статті 18 Регламенту СВАМ, а точніше відповідно до «Імплементативного регламенту Комісії (ЄС) 2018/2067 від 19 грудня 2018 року про перевірку даних та акредитацію інспекторів відповідно до Директиви 2003/87/ЄС Європейського парламенту та Ради».

### ***Принципи підтвердження/перевірки та зміст звітності про підтвердження***

Застосовуються наступні принципи:

- інспектори повинні проводити перевірки з професійним скептицизмом;
- загальні вбудовані викиди, які повинні бути задекларовані в декларації СВАМ, вважаються підтвердженими, тільки якщо інспектор з обґрунтованою впевненістю виявить, що звіт про підтвердження не містить суттєвих викривлень та суттєвих невідповідностей у розрахунку вбудованих викидів.

### **Акредитація інспекторів**

- Акредитованим інспектором для цілей Регламенту СВАМ є будь-яка особа, акредитована відповідно до Імплементативного регламенту для відповідної групи видів діяльності.
- Національний орган з акредитації за запитом може акредитувати особу, яка стає інспектором СВАМ.

### **Ціна вуглецю, сплачена в третій країні**

- Уповноважений декларант СВАМ може вимагати в декларації СВАМ зменшення кількості сертифікатів СВАМ, які підлягають поверненню, щоб врахувати ціну вуглецю, сплачену в країні походження за заявлені вбудовані викиди. Зниження може бути заяв-

лено лише в тому випадку, якщо ціна на вуглець була фактично сплачена в країні походження.

- Інформація, що міститься в цій документації, повинна бути за-свідчена особою, яка є незалежною від уповноваженого декларанта СВAM та від органів влади країни походження.

### **Реєстрація операторів та установок у третіх країнах**

- Порядок є подібний до порядку, що застосовується до Декларанта в державі-члені.
- Статус уповноваженого декларанта СВAM визнається у всіх державах-членах.

### **Реєстр СВAM**

Комісія створює реєстр СВAM уповноважених декларантів СВAM у формі стандартизованої електронної бази даних, що містить дані про сертифікати СВAM цих уповноважених декларантів СВAM.

### **Продаж сертифікатів СВAM**

- Кожна держава-член продає сертифікати СВAM на загальній центральній платформі уповноваженим декларантам СВAM, зареєстрованим у цій державі-члені.
- Комісія створює спільну центральну платформу та здійснює керування нею після спільної процедури закупівель між Комісією та державами-членами.
- Сертифікати СВAM продаються уповноваженим декларантам СВAM за ціною, розрахованою відповідно до порядку СВAM.

### **Ціна сертифікатів СВAM**

- Комісія розраховуватиме вартість сертифікатів СВAM як середню ціну закриття квот ETS ЄС на платформі аукціону відповідно до порядку, встановленого для ETS ЄС, станом на кожен календарний тиждень.
- *До 31 травня кожного року та вперше в 2027 році за 2026 рік* уповноважений декларант СВAM повинен повернути через реєстр СВAM кількість сертифікатів СВAM, які відповідають заявленим та належним чином перевіреном вбудованим викидам за календарний рік, що передує поверненню. Комісія вилучає повернені сертифікати СВAM з реєстру СВAM. Уповноважений декларант СВAM повинен забезпечити наявність необхідної кількості сертифікатів СВAM на своєму рахунку в реєстрі СВAM.

- Уповноважений декларант СВAM повинен забезпечити, щоб кількість сертифікатів СВAM на його рахунку в реєстрі СВAM на кінець кожного кварталу відповідала щонайменше 80% вбудованих викидів, визначених шляхом з урахуванням значення за замовчуванням.

### **Викуп сертифікатів СВAM**

Якщо цього вимагає уповноважений декларант СВAM, держава-член, де цей уповноважений декларант СВAM має зареєстрований офіс, знову викупує надлишкові сертифікати СВAM, що залишаються на рахунку декларанта в реєстрі СВAM після повернення сертифікатів. Ціну викупу кожного сертифіката СВAM становить вартість, сплачена уповноваженим декларантом СВAM за цей сертифікат під час купівлі.

### **Анулювання сертифікатів СВAM**

1 липня кожного року Комісія анулює будь-які сертифікати СВAM, які були придбані протягом року, що передує попередньому календарному року, і які залишилися на рахунку уповноваженого декларанта СВAM в реєстрі СВAM. Ці сертифікати СВAM анулюються без будь-якої компенсації.

### **Правила, що застосовуються до імпорту товарів**

Митні органи не дозволяють ввезення товарів будь-якою іншою особою, крім уповноваженого декларанта СВAM.

### **Застосування положень та штрафні санкції**

- Уповноважений декларант СВAM, який не поверне до 31 травня кожного року кількість сертифікатів СВAM, що відповідає викидам, вбудованим у товари, імпортованим протягом попереднього календарного року, несе відповідальність і підлягає сплаті штрафних санкцій у сумі *100 євро за коженну тонну еквіваленту вуглекислого газу*.
- Якщо особа, яка не є уповноваженим декларантом СВAM, ввозить товари на митну територію Союзу без дотримання зобов'язань за цим Регламентом, така особа підлягає сплаті суми штрафних санкцій. Такі штрафні санкції повинні бути ефективними, пропорційними та діяти як фактор стримування і, в залежності, зокрема, від тривалості, тяжкості, обсягу, навмисного характеру та рецидиву такої невідповідності та рівня співпраці особи з компетентним органом, становитиме суму від трьох до п'яти сум штрафу, що становить *500 євро за коженну тонну еквіваленту вуглекислого газу*.

### Перегляд та звітність з боку Комісії

- Комісія зобов'язана здійснювати моніторинг та подавати звітність;
- Комісія має можливість розширити сферу застосування на:
  - вбудовані непрямі викиди в перший перелік товарів СВАМ;
  - вбудовані викиди при транспортуванні товарів та при наданні транспортних послуг;
  - товари, що несуть в собі ризик витоку вуглецю, крім тих, що зазначені в першому переліку, зокрема органічні хімічні речовини та полімери;
  - інші вхідні матеріали (прекурсори) для товару.

### ПЕРЕХІДНІ ПОЛОЖЕННЯ

#### Сфера застосування перехідного періоду

Протягом перехідного періоду з 1 жовтня 2023 року до 31 грудня 2025 року зобов'язання імпортера відповідно до цього Регламенту обмежуються зобов'язаннями щодо звітності відповідно до Регламенту СВАМ. Якщо імпортер має зареєстрований офіс у державі-члені та призначає непрямого митного представника.

#### Набуття чинності

- Цей Регламент СВАМ набуває чинності 17 травня 2023 року.
- Він застосовується з 1 жовтня 2023 року з наступним поступовим введенням (таблиця).

*Таблиця*

#### *Етапи Регламенту СВАМ*

<b>Застосовується з:</b>	<b>Статті</b>	<b>Темі</b>
31 грудня 2024 р.	5	Заявка на авторизацію Декларанта СВАМ
	10	Реєстрація операторів та установок у третіх країнах
	14	Реєстр СВАМ
	16	Рахунки в реєстрі СВАМ
	17	Дозвіл: Статус уповноваженого декларанта СВАМ визнається у всіх державах-членах
1 січня 2026 р.	4	Імпорт товарів: Товари ввозяться на митну територію Союзу лише уповноваженим декларантом СВАМ
	6–9	Декларація СВАМ Розрахунок вбудованих викидів

Застосовується з:	Статті	Темі
		Підтвердження вбудованих викидів Вартість вуглецю, сплачена в третій країні
	19	Перегляд декларацій СВAM
	Стаття 20 (1), (3), (4) та (5)	Реалізація сертифікатів СВAM: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Реалізувати сертифікати СВAM на загальній центральній платформі</li> <li>• Інформація про реалізацію, викуп та анулювання сертифікатів на загальній центральній платформі передається до реєстру СВAM</li> <li>• Сертифікати СВAM реалізуються уповноваженим декларантам СВAM за ціною, розрахованою відповідно до порядку</li> </ul> Комісія забезпечує присвоєння кожному сертифікату СВAM унікального ідентифікаційного номера після його створення
	21	Ціна сертифікатів СВAM
	22	Повернення сертифікатів СВAM
	23	Викуп сертифікатів СВAM
	24	Анулювання сертифікатів СВAM
	25	Правила, що застосовуються до імпорту товарів
	26	Штрафні санкції
	27	Обхід
	31	Безкоштовний розподіл квот за ETS ЄС та зобов'язання повернення сертифікатів СВAM

### Список використаної літератури

1. ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj>
2. <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/fit-for-55-cbam-carbon-border-adjustment-mechanism/>
3. Імплементатійний регламент Комісії (ЄС) 2018/2067 від 19 грудня 2018 року «Про перевірку даних та акредитацію інспекторів відповідно до Директиви 2003/87/ЄС Європейського парламенту та Ради» [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32018R2067#:~:text=with%20EEA%20relevance.-%2CCommission%20Implementing%20Regulation%20\(EU\)%202018%2F2067%20of%2019%20December,\(Text%20with%20EEA%20relevance.\)&text=Legal%20basis%3A,32003L0087%20%2D%20A10aP2%2032003L0087%20%2D%20A15P3](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32018R2067#:~:text=with%20EEA%20relevance.-%2CCommission%20Implementing%20Regulation%20(EU)%202018%2F2067%20of%2019%20December,(Text%20with%20EEA%20relevance.)&text=Legal%20basis%3A,32003L0087%20%2D%20A10aP2%2032003L0087%20%2D%20A15P3)

## **КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ЩОДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ ТА ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ**

Наряду з енергетичною ефективністю показники надійності та стійкості систем централізованого теплопостачання (СЦТ) набувають велику актуальність у зв'язку з військовим станом та можливістю збереження військово-політичної напруженістю тривалий період часу.

Поняття надійності та стійкості мають певні відмінності, а саме:

- надійність системи теплопостачання – властивість системи зберігати протягом встановленого часу значення параметрів теплопостачання в розрахункових режимах та умовах застосування, технічного обслуговування та зберігання;
- стійкість системи теплопостачання – властивість системи що дозволяє витримувати зміни умов та параметрів зовнішнього середовища, відмінних від розрахункових, та швидко відновлювати працездатний (частково працездатний) стан після зовнішнього впливу відмінного від розрахункового.

Таким чином визначення стійкості, на відміну від визначення надійності допускає певну вірогідність виникнення ситуацій які не були передбачені на етапі проектування технічної системи, але зараз прогнозування та аналіз таких ситуацій є актуальним.

Перелік вірогідних нерозрахункових ситуацій наведено в таблиці.

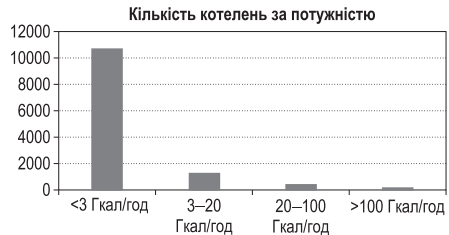
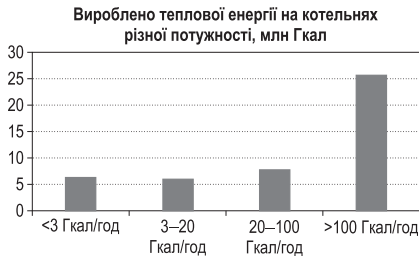
Більша частина (73%) теплової енергії в СЦТ населених пунктів України виробляється тепловими джерелами потужністю 20–>100 Гкал/год, кількість яких відносно невелика – біля 4% (рисунок).

Стійкість саме потужних теплових джерел буде значною мірою визначати спроможність СЦТ забезпечувати можливість теплозабезпечення населених пунктів в умовах нерозрахункових ситуацій.

Є три основних технічних рішення, широке впровадження яких дозволяє комплексно забезпечити енергетичну стійкість та ефективність СЦТ: когенерація, мультипаливність теплових джерел та інтеграція теплових мереж.

## Перелік вірогідних нерозрахункових ситуацій

Нерозрахункова ситуація	Експертна оцінка вірогідності виникнення	Можливості пом'якшення наслідків
Пошкодження джерела теплової енергії. Відсутність відпуску теплової енергії	Висока. Підвищується в залежності від потужності теплового джерела	Наявність перемичок (теплових мереж) між тепловими джерелами
Відсутність подачі електричної енергії на теплове джерело	Дуже висока. Наявні фактичні випадки	Наявність власного джерела електричної енергії на тепловому джерелі
Відсутність подачі природного газу на теплове джерело	Теоретично висока. Практичні випадки не виявлені	Мультипаливність теплового джерела
Відсутність подачі води на теплове джерело	Висока.	Наявність резервного джерела водопостачання
Пошкодження внутрішньобудинкових систем теплопостачання	Висока. Але стосується тільки окремого будинку	Наявність індивідуального опалення, наприклад, електричного опалення



**Рисунок.** Розподіл обсягів виробництва та кількості теплових джерел різної потужності.

**Поширення малої когенерації на газових котельнях.** Малі когенераційні установки електричної (КГУ) потужністю 50–1500 кВт встановлені на існуючих котельнях можуть забезпечити стійке функціонування СЦТ в умовах виникнення блекаутів в об'єднаній енергетичній



системи (ОЕС) України, або певних її частинах. Однак, загальна встановлена електрична (теплова) потужність малих КГУ в структурі СЦТ не перевищує 40(50) МВт. Для порівняння можна вказати, що встановлена потужність СЦТ становить близько 50 ГВт, тобто встановлена потужність КГУ становитиме приблизно 0,1% від загальної встановленої потужності. Одночасно з забезпеченням стійкості, когенерація може забезпечувати економію 10–30% первинного палива.

**Забезпечення мультипаливності теплових джерел.** Більш ніж 60% існуючих котелень СЦТ працюють на природному газі і не мають резервного палива. Є декілька технічних рішень щодо забезпечення існуючих котелень резервним паливом, а саме:

- Використання LPG та LNG на існуючих газових котельнях. Реалізація цього технічного рішення потребує обладнання котелень резервуарами для зберігання рідкого палива, обладнанням для його переведення у газоподібний стан, а також незначної модернізації існуючих пальникових пристроїв.
- Обладнання існуючих газових котелень системами рідкого резервного палива, включно резервуари для зберігання, трубопроводи та форсунки для його спалювання. У якості рідкого резервного палива може бути використаний традиційних мазут, а також інші види рідкого палива виробленого з біомаси та відходів.
- Використання твердого біопалива на газових котельнях. При цьому може бути реалізовано декілька технічних рішень: встановлення окремих біопаливних котлів на газових котельнях, модернізація існуючих газових котлів шляхом встановлення додаткових пристроїв для спалювання твердої біомаси, наприклад предтопки, газифікація біопалива на газових котельнях.
- Встановлення на газових котельнях електричних котлів та теплових водяних акумуляторів, що забезпечує можливість використання відносно дешевої непікової електричної енергії.

Реалізація заходів забезпечення мультипаливності потребує розробки попередніх техніко-економічних обґрунтувань. Важливим фактором економічної доцільності любого технічного рішення є річна тривалість його використання. Тому короткочасне використання пристрів для мультипаливності тільки в періоди виникнення нерозрахункових ситуацій є апіорі економічно не обґрунтованим. Економічно доцільними будуть тільки більш дешеві види палива та технічні пристрої в порівнянні з природним газом та звичайним газовими котлами. Підхід що до оцінки техніко-економічної обґрунтованості забезпечення стій-

кості СЦТ повинно бути удосконалено шляхом врахування вірогідного збитку пов'язаного з виникненням нерозрахункових ситуацій.

**Інтеграція теплових мереж** передбачає створення перемичок між тепловими мережами окремих теплових джерел, що забезпечує можливість постачання теплової енергії від найбільш ефективного теплового джерела функціонуючого в розрахунковому режимі. Реалізація цього технічного напрямку потребує відносно невеликих інвестицій, тому в окремих випадках може розглядатися як таке, що забезпечує одночасно підвищення енергетичної ефективності та стійкості.

УДК 697.27:621.365

**Н. М. Фіалко, М. П. Тимченко, Ю. В. Шеренковський**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ ЯК ІНСТРУМЕНТА ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПЕРЕХОДУ**

В роботі наведено результати аналізу низки наявних проблем практично для усього спектру складових систем централізованого теплопостачання (СЦТ) України. Розглянуто також шляхи вирішення цих проблем у контексті завдань енергетичного порядку денного Європи. За результатами виконаного аналізу можна виділити тенденцію основних напрямів розвитку СЦТ України як важливого інструмента енергетичного переходу.

Застосування у теплогенеруючих установках СЦТ переважно відновлюваних джерел енергії. При цьому йдеться про реалізацію сукупності систем децентралізованої і централізованої ВДЕ генерації. В найближчій перспективі основу енергобалансу ВДЕ генерації складатимуть СЕ на ВЕС, енергетичні профілі яких мають тренд до взаємодоповнення.

Міжгалузеве сполучення – стратегія, яка передбачає інтегровану цілісність різних систем. Ця стратегія полягає у створенні таких інтегрованих систем як енергоспоживання/енергопостачання, електроенер-

гетика/теплоенергетика, централізована/децентралізована генерація, смарт методи DMS/DSR (управління попитом та реагування та попит) тощо.

Щодо системи енергоспоживання/енергопостачання, то вона пов'язана з інтегруванням, з одного боку, виробництва енергії, з другого боку – споживання енергії з широким залученням до регуляції в часі кінцевих споживачів.

Галузеве сполучення електроенергетика/теплоенергетика в системі побутового енергопостачання (СППЕн) відповідає тісно зв'язаним системам побутового постачання теплової енергії (СПП-Т) та електроенергії (СПП-Е). СПЕн багато в чому носять віртуальний характер, оскільки свою функцію виконують за допомогою потоків енергії, теплоносії яких мають різні фізичні форми. Колективно налаштована поведінка дозволяє одержати максимальні енергетичні та економічні результати для кінцевих споживачів. Концепція інтеграції енергетичних (теплових та електричних) систем базується на інноваційній основі інтегрованих та оптимізованих інтелектуальних систем та смарт-методів DSM (управління попитом  $\equiv$  Demand Side Management) та DSR (реагування на попит  $\equiv$  Demand Side Response). Вона спрямована на забезпечення сталого, надійного та енергоефективного функціонування СПЕнУ. Донедавна вказані методи DSM/DSR орієнтувалися на кінцевих споживачів з метою мотивації: (1) підвищення енергоефективності в довгостроковому наближенні (DSM); (2) короткотермінової (до кількох годин на добу) зміни споживання енергії у відповідь на погодинні цінові сигнали з поточного ринку електроенергії або від його агрегатора (DSR); (3) відмови від викопних палив на користь альтернативних їх видів через не в останню чергу, спроби і намагання позбавитися дороговартісного імпорту дефіцитних для більшості країн енергетичних ресурсів. Наразі вказані методи набули значення універсального управління енергетичними системами.

Акумуляування різних видів енергії. Вищевказана стратегія міжгалузевого сполучення зумовлює потребу в акумуляуванні різних видів енергії (механічної, теплової, електричної, хімічної, електрохімічної, термохімічної, кінетичної, потенційної тощо) та в деяких випадках в її «ітераційній» трансформації. З огляду на це виникає необхідність у формуванні окремого сегмента енергетичної галузі – високоефективних накопичувачів енергії.

Застосування сучасних інформаційно-комунаційних технологій. Перспективні СЦТ пов'язані з застосуванням сучасних інформаційно-

комутаційних технологій, за допомогою яких здійснюється управління взаємодією між окремими елементами системи, багаторівнева диспетчеризація тощо.

Використання водню у СЦТ України на тлі інших альтернативних джерел. «Зелений водень» має розглядатися як складний біфункціональний енергетичний продукт. Його першою функцією є функція мультиваріантного електричного палива (e-палива) заміника традиційної паливно-вуглецевмісної тріади. Друга функція – це функція універсального накопичувача енергії у газоподібному або скрапленому стані (при криогенних температурах). Зауважимо стосовно більшості кольорових незелених видів водню («сірого», «блакитного», «бурого» та ін.) певна частина експертів вважає, що вони не повинні використовуватися допоки не пройдуть певний еколого-енергетичний контроль. Згідно з пп. 5, 6 «Ключових дій» та наступними відповідними заходами щодо реалізації цих дій у програмі «Водневої стратегії ЄС» запроваджуються «загальний поріг/стандарт з низьким рівнем викидів вуглецю для просування установок для виробництва водню на основі показників повного життєвого циклу парникових газів». Зараз запропоноване обмеження для низьковуглецевого водню вже включено до Директиви про внутрішній ринок водню.

Забезпечення високого ступеня «електрифікації» теплопостачання. Це передбачає інтеграцію електричних і теплових мереж у багаторівневу систему енергопостачання, розширення масштабів джоулевого обігріву за рахунок «зеленої» електроенергії тощо. Важливим є також повернення на новому технічному рівні до практики центральних станцій на базі потужних теплових насосів та розширення застосування індивідуальних джерел енергії на базі реверсних теплонасосних установок.

Застосування переважно низькотемпературних систем опалення при використанні води в системах теплопостачання. Тобто йдеться про системи теплопостачання четвертого і наступних поколінь – 4GDH та 4GDH+.

Основною відмінною рисою 4GDH є те, що в теплогенеруючих установках використовуються головних чином низькоенергетичні – відновлювані (сонячна, вітрова, біопаливна тощо) та нетрадиційна (скидна теплота, сміття) джерела енергії. Вважається, що 4GDH є високоефективними СЦТ. При цьому її робочі теплові та гідравлічні режими характеризуються помірними параметрами. Для регулювання теплопостачання, зокрема, – опалення використовуються кількісний, а в деяких випадках якісно-кількісний режими подачі теплоносія. 4GDH

є подальшою еволюцією 3GDH, яка вирізнялася температурою води в подавальній трубі набагато нижче 100 °С. Це дозволяє не тільки розширити спектр ВДЕ, але і використовувати сталеві попередньоізольовані труби з безканалною прокладкою теплотраси безпосередньо у ґрунті. Помітно знижена температура мережі підвищує ефективність розподілу за рахунок зниження температурного перепаду між теплоносієм і докільям. Доступним стає утилізація високотемпературної скидної теплоти від ВДЕ та від промислових процесів.

Модернізація наявного житлового фонду України – об'єктної основи систем теплопостачання. Цей фонд складається переважно з будівель масової забудови. Згідно з вказаною модернізацією житловий фонд має відповідати класу ефективності А і В із забезпеченням високого рівня комфортності, екологічності, цифровізації процесів енергоспоживання/енергопостачання.

Впровадження технологій уловлення накопичення та утилізації вуглецю (так званих технологій секвестрації вуглецю). Вказані технології призначені для уловлення та наступного тривалого захоронення (головним чином в геологічних формаціях) CO<sub>2</sub> поза «атмосферою» як резервуаром палинкових газів. Дані технології вважаються відносно новими, хоча практика так званого «третинного нафтовидобутку» нараховує десятки десятиріч. Зазвичай CO<sub>2</sub> уловлюють безпосередньо на місці великого джерела викидів газу (точковому джерелі), наприклад, ТЕС на біомасі. Хоча «висмоктування» CO<sub>2</sub> з повітря (де 78% баласту N<sub>2</sub> та менше 0,04% CO<sub>2</sub>) поки що не є комерційно привабливим, а кількість відомих демонстраційних проєктів не перевищує півтора десятка. Наразі актуальність секвестрації вуглецю з кожним роком зростає.

Розвиток АЕС нового покоління. Зважаючи на наявність в Україні потужної ядерної енергетики актуальною залишається проблема розвитку відповідних екологічно вдосконалених технологій.

## ТИПОВІ ПРОЄКТИ ВІДНОВЛЕННЯ ДЖЕРЕЛ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТ УКРАЇНИ, ЩО ПОТЕРПІЛИ ВНАСЛІДОК ВІЙСЬКОВИХ ДІЙ

У складній ситуації військового стану та часткової евакуації персоналу, виробничі підрозділи ТОВ «Котлотурбопром» ведуть роботу з відновлення основного генеруючого обладнання на ТЕЦ, великих котельних та теплових мережах в системі централізованого теплопостачання великих міст України.

Інжиніринговий центр ФХЦКБ «Енергопрогрес» має суттєві напрацювання з модернізацію парку існуючих парових та водогрійних котлів великої потужності, можливості для розробки та впровадження ефективних котельних технологій і програм направлених на відновлення парку котлів для централізованого теплопостачання.

**В якості типового рішення по відновленню водогрійних котлів серії ПТВМ встановлених на великих котельних і ТЕЦ, було розроблено серію нових водогрійних котлоагрегатів КВ-Г потужністю 30, 50, 100 Гкал на годину.**

Комплекс прийнятих рішень, спрямований на **створення сучасних газощільних котлоагрегатів в комірці існуючого котла.** Конструкцією нового котла передбачено ліквідацію конструктивних та схемних недоліків, виявлених в процесі експлуатації котлів ПТВМ, підвищення надійності та економічності, ліквідація обмежень по навантаженню, скорочення ремонтних витрат та покращення екологічних показників, підвищення ККД котла з 88,6% (заводський варіант) до 94%, досягнення низької генерації шкідливих викидів у навколишнє середовище, та збереження габаритних розмірів у обсязі комірці існуючих котлів.

**З метою отримання високих техніко-економічних показників та сучасних екологічних показників, впроваджено такі новації:**

1. Конвективні поверхні нагріву виготовлені з труб із зовнішнім мембранним поздовжнім ребренням (типу плавцевого економай-

- зера); використані труби збільшеного діаметра та товщини стінки (32×4 мм), для зменшення відкладень на внутрішній стінці труби.
2. Розроблено малотоксичні газо-мазутні вихрові пальники підвищеної одиничної потужності, знижено рівень розміщення пальників.
  3. Конструкцію топкової камери виконано газоцільною, із застосуванням легкої натрубної теплової ізоляції замість важкого обмуровування, що дозволяє довготривало виключити присоси в топкову камеру, зменшити втрати від неповного згоряння, а також збільшити міжремонтний період експлуатації котла.
  4. Збільшено радіаційну поверхню топки за рахунок додавання двосвітного екрану, що дозволило знизити температуру газів на виході з топки, збільшити обсяги теплосприйняття екранними трубами, та знизити генерацію оксидів азоту.
  5. Застосовано сучасну аеродинамічну схему з дуттьовими машинами великої одиничної продуктивності та регулюванням обертів, встановлено один вентилятор типу ВДН із частотним регулюванням.
  6. Встановлено обладнання для організації рециркуляції продуктів згоряння з метою зниження викидів оксидів азоту, а також калорифери підігріву дуттьового повітря до позитивної температури в зимовий період.
  7. Пропонується сучасна система АСК ТП, що забезпечує безпечну та надійну експлуатацію обладнання.
  8. Котли спроектовані для встановлення в існуючу комірку котлів ПТВМ, з максимальним використанням обладнання старого котла: це фундаменти, колони каркасу, сходи та майданчики, газопроводи до пальників, арматура газопроводів, арматура по входу–виходу мережної води в котел, фундаменти та розтяжки кріплення димової труби.

Об'єктами впровадження є великі водогрійні котли (близько 200 штук) в системах централізованого теплопостачання та теплових мереж великих міст України, які знаходяться в незадовільному стані через значний термін напрацювання та мають пошкодження через обстріли об'єктів критичної інфраструктури військами країни-агресора.

Наявність чітко визначених технічних рішень з відновлення таких котлів дозволяє в короткі терміни забезпечити опрацювання потреб з впровадження за умови виконання всього комплексу робіт за типовими проєктами. Типізація проєктів дозволить значно пришвидшити відновлення таких котлоагрегатів опрацювати велику кількість об'єктів відновлення, а також, за умови визначення джерел фінансу-

вання, заздалегідь виготовляти деталі сучасних котлоагрегатів на склад.

Ціллю програми, крім відновлення потужного енергетичного обладнання є перехід на якісно новий рівень експлуатації, підвищення економічності котлоагрегатів та доведення екологічних показників викидів в атмосферне повітря до рівня Європейських екологічних нормативів, імplementованих в Україні відповідно до Директиви 2010/75/EU, що забезпечить реалізацію «Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок».

### **Очікувані результати впровадження:**

- Зменшення споживання імпортованих енергоносіїв за рахунок економії природного газу. Економія спалювання природного газу до 10% (480 млн м<sup>3</sup> на рік, загальною вартістю близько 4,4 млрд грн/рік).
- Зменшення викидів оксидів азоту (NO<sub>x</sub>) – близько 8500 т/рік.
- Продовження ресурсу котлів до 25 років надійної експлуатації.
- Надходження податків в бюджети всіх рівнів – 34% від загальної вартості програми.
- Зменшення собівартості виробництва за рахунок економії природного газу, зменшення ремонтних витрат і штрафів за екологію та поступове зниження тарифів на теплову енергію для населення.
- Підтримка вітчизняних виробників, робочі місця (машинобудування, металургія, трубні підприємства).
- Покращення екологічної ситуації у великих містах. Поліпшення стану здоров'я населення (алергії, астми), в тому числі підвищення імунітету для боротьби із коронавірусом.

**Окупність** – близько 1–3 років тільки за рахунок економії природного газу.

Крім того, газощільні котлоагрегати після відновлення **можуть бути використані у Європейській програмі переходу до безвуглецевої енергетики за рахунок спалювання водневого палива** у спеціально розроблених екологічно ефективних пальниках, а також забезпечать перспективний перехід на системи теплопостачання з низькотемпературними графіками відпуску теплоти і використанням конденсаційної техніки.

Компанією «Котлотурбопром», також, ведеться робота по переведенню потужних ТЕЦ та котельних на спалювання вугілля, біомаси та твердих побутових відходів за сучасними екологічно ефективними технологіями з подальшим скороченням обсягів спалювання природного газу.



**Д. Ю. Падерно**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

*Інститут промислової екології, м. Київ*

## **ЧАСТКА ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ ВІД КОГЕНЕРАЦІЇ ТА ВДЕ В СИСТЕМІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ: АЛГОРИТМ ВИЗНАЧЕННЯ**

Розроблення схем теплопостачання населених пунктів України з кількістю жителів більш як 20 тисяч має здійснюватись відповідно до вимог «Методики розроблення схем теплопостачання населених пунктів України» [1]. Однією з основних вимог цієї Методики є (п. 6 розділу II):

«Довгострокове планування теплопостачання населеного пункту, за умови позитивного аналізу витрат та вигід, спрямовується на розвиток ефективних систем централізованого теплопостачання, з поступовим заміщенням традиційних джерел теплової енергії з використанням природного газу на:

- установки комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (когенераційні установки);
- установки, які використовують відновлювані джерела енергії;
- установки для використання скидної теплової енергії».

Термін «Ефективне централізоване теплопостачання» визначається відповідно до Директиви 2012/27/ЄС «Про енергоефективність» та Закону України «Про енергетичну ефективність»: «система централізованого теплопостачання, що використовує мінімум 50% відновлюваної енергії, або 50% скидної теплової енергії, або 75% теплової енергії, виробленої у процесі когенерації, або 50% сукупності такої енергії та теплоти».

Підтримка, зокрема фінансова, заходів з реконструкції та модернізації системи теплопостачання міста від міжнародних фінансових інституцій, можлива за виконання низки умов, однією з яких є обов'язковість системи централізованого теплопостачання в результаті впровадження заходів відповідати вказаним критеріям віднесення до «ефективних».

В той же час, алгоритм кількісного визначення часток використань відповідних видів енергії та теплоти для потреб СЦТ не прописаний ані у Законі України «Про енергетичну ефективність», ані у вказаній вище «Методиці розроблення схем тепlopостачання населених пунктів України», ані в інших доступних документах.

Визначення часток використання відповідних видів енергії та теплоти за попередні періоди може бути здійснено за фактичними даними, і є очевидним та однозначним.

Визначення ж таких часток в перспективі після впровадження запланованих заходів є непростим завданням, оскільки має бути основаним саме на перспективному використанні відповідних видів енергії та теплоти, а не на наприклад перспективних встановлених потужностях відповідних теплових джерел або інших майбутніх характеристиках.

Це зумовлене першочерговим завантаженням саме когенераційних теплогенеруючих потужностей, відновлюваних джерел і скидної теплоти, оскільки навіть при частці таких потужностей менше 50% від загальної встановленої теплової потужності теплоджерела, сукупна частка використання відновлюваної енергії, відпрацьованої (скидної) теплоти та теплоти від когенерації вочевидь може складати і більше 50%, навіть при роботі лише протягом опалювального періоду.

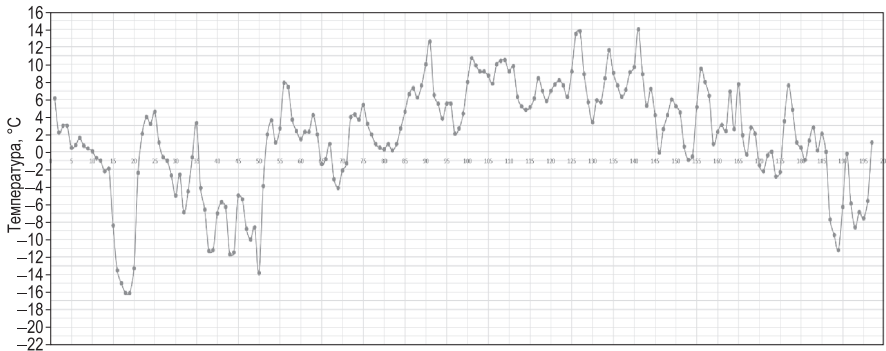
У разі роботи системи централізованого тепlopостачання на надання послуг гарячого водопостачання протягом цілого року, з огляду на першочергове завантаження саме «ефективних» теплогенеруючих потужностей, ця частка буде ще більшою.

Хоча достовірне визначення таких часток в перспективі і є практично неможливим, але визначення відповідності схеми тепlopостачання конкретного населеного пункту критеріям до «ефективної» можливо здійснити з достатнім ступенем вірогідності.

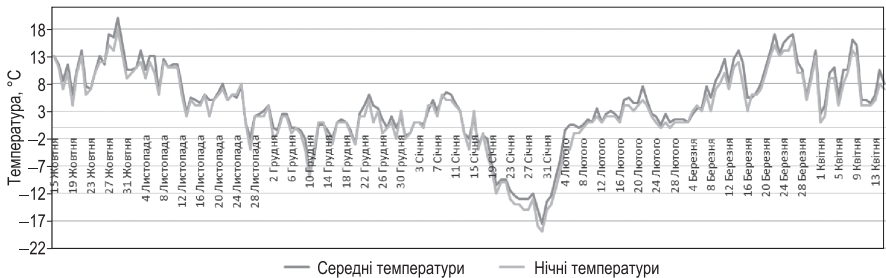
Для цього пропонується використати викладений нижче алгоритм.

Першим кроком має бути побудова графіку фактичних середньодобових температур протягом базового року або базового опалювального періоду. Приклади таких графіків наведені на рисунку. Як можна бачити з рисунку *б*, різниця між використанням для побудови графіку середньодобових температур та дещо холодніших нічних температур незначна, тому можливо використовувати саме значення середньодобових температур, які зазвичай реєструються тепlopостачальною організацією.

Загальна площа між цим графіком та лінією, що відповідає граничній температурі початку/закінчення опалювального періоду в Україні – 8 °С, буде характеризувати загальні витрати теплової енергії на опалення.



*a*



*б*

**Рисунок.** Приклад графіка фактичних середньодобових температур:  
*a* – протягом базового року; *б* – протягом базового опалювального періоду.

При цьому можна вважати, що робота системи опалення при температурах зовнішнього середовища вище  $8^{\circ}\text{C}$ , які трапляються протягом опалювального періоду, не потрібна і практично є надлишковою, навіть в разі якщо систему не виключають з різних міркувань у таких ситуаціях. Тому площу між графіком середньодобових температур та лінією, що відповідає температурі  $8^{\circ}\text{C}$ , при температурах вище  $8^{\circ}\text{C}$  з консервативних міркувань не слід враховувати.

Загальний розрахунковий температурний інтервал роботи системи тепlopостачання на опалення складає від  $8^{\circ}\text{C}$  до розрахункової температури для опалення згідно КТМ 204 України 244-94 «Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні» [2] та ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія» [3].

Перспективний відпуск теплової енергії від теплогерела можна оцінити за відомою кількістю відпущеної теплоенергії за базовий рік,

зміненою пропорційно зміні оціночного навантаження (методика визначення оціночного навантаження теплогерела наведена в [4]).

За даними щодо перспективного відпуску теплової енергії від  $i$ -го теплового джерела при розрахунковій зовнішній температурі та його перспективної корисної потужності на відпуск теплової енергії з використанням когенераційних установок, відновлюваних джерел енергії та скидної теплоти, у припущенні лінійної залежності навантаження (і відповідно потрібної задіяної потужності) від зовнішньої температури (що підтверджується на практиці), з застосуванням вказаного графіка та величини розрахункового температурного інтервалу роботи системи тепlopостачання, можна оцінити зовнішню температуру  $t_i$ , вище якої цієї потужності буде достатньо для забезпечення покриття навантаження.

Площа між лінією, що відповідає температурі  $8\text{ }^{\circ}\text{C}$  (з урахуванням лише площі при температурах нижче  $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), та лінією, що відповідає температурі  $t_i$ , або вказаним вище температурним графіком (що ближче до лінії, яка відповідає температурі  $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), буде характеризувати витрати на опалення теплової енергії, отриманої від когенерації та ВДЕ.

Відношення цієї площі до загальної площі між цим графіком та лінією, що відповідає температурі  $8\text{ }^{\circ}\text{C}$  (з урахуванням лише площі при температурах нижче  $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), і дорівнюватиме частці теплової енергії від когенераційних установок, відновлюваних джерел енергії та скидної теплоти, яка може бути використана для потреб опалення, відносно загальних витрат теплової енергії на опалення.

### **Список використаної літератури**

1. «Методика розроблення схем тепlopостачання населених пунктів України», затверджена наказом Міністерства розвитку громад та територій України від 02.10.2020 р. № 235. – <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1144-20#Text>.

2. КТМ 204 України 244-94 «Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні». – <http://document.ua/ktm-204-ukrayini-244-94-26quot-normi-ta-vkazivki-po-normuvan-srrsdoc-srh2040164862.html>.

3. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія». – <https://geodez.com.ua/pdf/dstu-n-b-v.1.1-27-2010.pdf>.

4. Падерно Д. Ю., Логвин В. О. Оціночне навантаження теплогерела: поняття та методика визначення // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: Сборник трудов / Институт промышленной экологии. – К.: ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2018. – С. 64–65.

**О. І. Сігал, Д. Ю. Падерно, Н. А. Ніжник**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

*Інститут промислової екології, м. Київ*

## **СИСТЕМА ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ МІСТА ЖИТОМИРА І КОНЦЕПТУАЛЬНІ РІШЕННЯ ЩОДО ЇЇ РОЗВИТКУ**

Місто Житомир є адміністративним, економічним та культурним центром Житомирської області, з населенням 261 358 осіб (станом на 1 січня 2022 року). Основним способом забезпечення споживачів міста Житомир тепловою енергією є централізоване тепlopостачання. В поточній структурі тепlopостачання міста задіяні комунальне підприємство «Житомиртеплокомуненерго» Житомирської міської ради (єдиний оператор централізованої системи тепlopостачання), автономні котельні бюджетних закладів, відомчі промислово-опалювальні котельні та індивідуальні системи тепlopостачання у садибній забудові міста. Основними споживачами теплової енергії є категорія «населення», що використовує близько 78% теплової енергії, яка виробляється в системі централізованого тепlopостачання («бюджет» та «інші» споживачі складають 17,1% і 4,9% відповідно).

До джерел КП «ЖТКЕ», які беруть участь у централізованому тепlopостачанні споживачів міста Житомира станом на базовий 2021 рік, відносяться 54 котельні, які розподілені на 13 діляниць. Загальна встановлена потужність теплоджерел складає 681,04 Гкал/год, підключене теплове навантаження (договірне) – 279,87 Гкал/год, підключене теплове навантаження (оціночне за фактичними даними за 2017–2022 рр.) – 285,86 Гкал/год. Розташування основних теплових джерел та теплових мереж системи централізованого тепlopостачання міста наведено на рисунку.

Всього в теплових джерелах КП «ЖТКЕ» встановлено 202 теплогенеруючих пристроїв, в т. ч. 197 котлів на природному газі, 2 електричні котли та 3 одиниці теплонасосного обладнання.

Більшість котлів відпрацювала понад 20 років, це обладнання є морально та фізично застарілим. З встановлених на теперішній час в

опалювальних котельнях котлів, 14 – це застарілі котли типу НІСТУ-5 та Факел, загальною встановленою потужністю 11,71 Гкал/год. З усіх встановлених котлів, 14 котлів уже знаходяться в резерві або у стані консервації і не використовуються для виробництва теплової енергії.



**Рисунок.** Розташування основних ТД та ТМ СЦТ міста Житомира.

Розвиток СЦТ має здійснюватись відповідно до положень чинних нормативних документів, які регламентують діяльність в сфері теплопостачання населених пунктів, в т. ч. Закону України «Про теплопостачання», а також нещодавно прийнятих Закону України «Про енергетичну ефективність» та «Методики розроблення схем теплопостачання населених пунктів України», затвердженої наказом Міністерства розвитку громад та територій України від 02.10.2020 р. № 235. Доцільні шляхи розвитку та напрями модернізації систем централізованого теплопостачання країни розглянуті в [1]. СЦТ має визначати «найбільш економічно ефективний сценарій теплопостачання населеного пункту, що сприяє наближенню існуючої системи до показників ефективного централізованого теплопостачання, сприяє зменшенню обсягу використання паливно-енергетичних ресурсів для виробництва, транспортування та постачання одиниці теплової енергії споживачам». При цьому визначення

ефективного централізованого теплопостачання в Законі «Про енергетичну ефективність» відповідає визначенню в Директиві 2012/27/ЄС «Про енергоефективність»: «система централізованого теплопостачання, що використовує мінімум 50 відсотків відновлюваної енергії, або 50 відсотків скидної теплової енергії, або 75 відсотків теплової енергії, виробленої у процесі когенерації, або 50 відсотків сукупності такої енергії та теплоти».

Відповідно до вимог вищевказаної «Методики розроблення схем теплопостачання населених пунктів України», схемою теплопостачання передбачається розроблення базового та не менше 2-х альтернативних сценаріїв розвитку системи теплопостачання.

Базовий сценарій передбачає продовження звичної діяльності, з підтримуванням працездатності існуючої системи теплопостачання на існуючому рівні, в якому враховані можливості заміни певних елементів системи теплопостачання відповідно до графіків ремонтів та реконструкцій без удосконалення технологій, та який не передбачає будь-яких радикальних змін її технологічної структури.

Розроблені та погоджені концептуальні напрямки альтернативних сценаріїв розвитку системи теплопостачання міста згруповані за основними складовими системи теплопостачання:

- система теплопостачання міста в цілому;
- система генерації теплової енергії;
- система транспортування теплової енергії;
- споживання теплової енергії.

### **Система теплопостачання міста в цілому:**

- збереження та розвиток системи централізованого теплопостачання міста Житомира як основного методу забезпечення споживачів міста тепловою енергією, з максимальним залученням та сприянням підключенню нових споживачів до централізованої системи теплопостачання;
- підвищення надійності теплопостачання споживачів міста, зокрема за рахунок створення взаємного резервування джерел та систем транспортування теплової енергії;
- зменшення забруднення навколишнього природного середовища та зниження екологічного тиску на населення від об'єктів СЦТ міст;
- формування балансу виробництва та споживання теплової енергії в місті на основі фактичних потреб споживачів;

- підвищення ефективності роботи всіх складових системи централізованого тепlopостачання міста;
- впровадження системи енергоменеджменту, а також комплексної автоматизації та диспетчеризації системи централізованого тепlopостачання міста Житомира.

### **Система генерації теплової енергії:**

- створення умов відповідності системи централізованого тепlopостачання міста вимогам Директиви 2012/27/ЄС «Про енергоефективність» та Закону України «Про енергетичну ефективність»;
- підвищення ефективності подальшого використання традиційних джерел енергії та видів палива;
- перерозподіл навантажень від низькоефективних котелень до потужніших та ефективніших;
- заміна на сучасне та модернізація теплогенеруючого обладнання;
- розширення впровадження технології утилізації скидної теплоти димових газів;
- розвиток виробництва теплової енергії з відновлюваних джерел;
- впровадження технологій використання енергетичного потенціалу твердих побутових відходів (ТПВ);
- будівництво джерел комбінованого виробництва електричної та теплової енергії (когенерації);
- розширення впровадження частотного регулювання електроприводів двигунів тягодуттьового та насосного обладнання котлоагрегатів зі змінною потужністю;
- розширення впровадження сучасних приладів та систем автоматки для діагностики та регулювання процесів спалювання палива;
- комплексне налагоджування котельного обладнання з використанням сучасних засобів регулювання та контролю;
- реконструкція та модернізація обладнання систем водопідготовки з підвищенням їх ефективності;
- реконструкція вузлів обліку витрат природного газу та відпуску теплової енергії на теплоджерелах;
- будівництво нових теплових джерел переважно з застосуванням технологій комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, використанням альтернативних палив та джерел енергії;
- обмеження використання локальних джерел теплової енергії.



### **Система транспортування теплової енергії:**

- система транспортування теплової енергії міста має бути закритою, з максимально можливим збільшенням частки незалежних ділянок;
- оптимізація системи транспортування теплоносія з прив'язкою до джерел генерації теплової енергії за результатами моделювання;
- усунення потенційно аварійних ділянок теплових мереж;
- підвищення надійності транспортування теплової енергії;
- реконструкція мереж з метою зменшення втрат теплової енергії в теплових мережах;
- ліквідація ділянок мереж із значними показниками аварійності;
- ліквідація критичних тисків теплоносія в теплових мережах;
- зменшення частки зношених теплових мереж;
- заміна магістральних теплових мереж з обмеженою пропускною здатністю;
- ліквідація порушень охоронних зон теплових мереж;
- використання сучасних технологій в будівництві та реконструкції теплових мереж.

### **Споживання теплової енергії:**

- проведення термомодернізації будівель;
- встановлення індивідуальних теплових пунктів;
- модернізація внутрішньобудинкових систем теплопостачання;
- створення та застосування стимулюючих механізмів у впровадженні заходів з енергозбереження.

### **Список використаної літератури**

1. Стан та шляхи розвитку систем централізованого теплопостачання в Україні. Кн. 1 / І. М. Карп, Є. Є. Нікітін, К. Є. П'яних, О. І. Сігал, Д. Ю. Падерно та ін. – К.: Наук. Думка, 2021. – 264 с.

## **ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОТЕЛЕНЬ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ В УМОВАХ ВОЄННОЇ АГРЕСІЇ**

З жовтня 2022 р. Об'єднана енергосистема України (ОЕС) наполегливо руйнується російським агресором, що обумовило довготривалі перерви електропостачання об'єктів критичної інфраструктури, підприємств та населення.

Одним із шляхів підвищення надійності ОЕС України є збільшення в її складі частки розподіленої генерації шляхом широкого впровадження електростанцій та ТЕЦ малої електричної потужності (до 5 МВт).

Концептуальною ідеєю вирішення цієї задачі є перетворення існуючих об'єктів критичної інфраструктури із споживачів електроенергії в її виробників – постачальників. Такими об'єктами можуть бути котельні систем централізованого теплопостачання (СЦТ) з їх існуючою інфраструктурою електропостачання (електромережі, розподільчі та трансформаторні підстанції).

Це дослідження спрямовано на попереднє визначення енергетичного потенціалу використання розподіленої генерації на існуючих котельнях СЦТ для подальшого планування заходів з екстреного підвищення надійності електропостачання об'єктів критичної інфраструктури України в умовах російської воєнної агресії.

Порівняльний аналіз доступних та апробованих технологій розподіленої генерації показав, що в умовах дефіциту часових, матеріальних та фінансових ресурсів під час воєнної агресії росії найбільш доцільним є швидке оснащення існуючих котелень СЦТ України, які є об'єктами критичної інфраструктури, когенераційними газопоршневими електрогенеруючими установками (КГПУ) модульного (контейнерного) типу.

Перевагами такого рішення є наявність відповідної інфраструктури на промислових майданчиках існуючих котелень: підведені лінії електропередач та наявні трансформаторні електростанції для видачі електроенергії до місцевих розподільчих електромереж з метою елект-

ропостачання інших об'єктів критичної інфраструктури та місцевого населення (не потребує додаткових витрат на їх будівництво); існуючі газогони постачання природного газу на ці котельні; висока енергоефективність завдяки когенераційній технології виробництва електричної та теплової енергії; стислі терміни проектування, постачання, монтажу та налагоджування устаткування; наявність високопрофесійного персоналу. В післявоєнній перспективі такі міні-ТЕЦ забезпечать підвищення гнучкості ОЕС України завдяки високій маневровій здатності КППУ.

За даними Державної статистичної служби України станом на 2015 р. в Україні налічувалось 30 992 котельні, з яких 2616 котелень тепловою потужністю від 3 до 20 Гкал/год, 443 котельні – від 20 до 100 Гкал/год та 161 котельня – від 100 Гкал/год і більше. Ці котельні майже всі споживають природний газ як паливо. Не зважаючи на деяку застарілість наведених даних (зміна потужності котелень, впровадження біопаливних котлів тощо) ці котельні є потенційними промисловими майданчиками для розташування КППУ.

Проведені розрахунки демонструють потенційну можливість забезпечити завдяки впровадженню КППУ на котельнях СЦТ додаткову розподілену генерацію загальною електричною потужністю до 2633 МВт, зокрема, 805 МВт на котельнях тепловою потужністю від 100 Гкал/год і більше (322 одиниць КППУ середньою одиничною електричною потужністю 2,5 МВт кожна); 886 МВт на котельнях від 20 до 100 Гкал/год (886 КППУ по 1,0 МВт кожна); 942 МВт на котельнях від 3 до 20 Гкал/год (5232 КППУ по 0,18 МВт кожна). Загальну електричну потужність цих КППУ можна збільшити до 3950 МВт, якщо використовувати одночасно дві існуючі електролінії постачання електроенергії на існуючі котельні (основну та резервну) для видачі електричної потужності до місцевої розподільчої електромережі (котельні СЦТ є споживачами електроенергії першої та другої категорії).

За умов 8-годинного на добу використання встановленої потужності КППУ на котельнях СЦТ щорічно буде вироблятися 6,643 млн МВт·год електроенергії (враховуючи споживання на власні потреби котелень та відпуск до електромережі іншим місцевим споживачам), 5,712 млн. Гкал теплової енергії та споживатись 59–1,6 млрд м<sup>3</sup> природного газу.

## **Висновки**

Підвищення надійності ОЕС України під час російської агресії може бути реалізовано шляхом збільшення в її складі частки розпо-

діленої генерації. Концептуальною ідеєю вирішення цієї задачі є перетворення існуючих об'єктів критичної інфраструктури із споживачів електроенергії в її виробників – постачальників. Такими об'єктами можуть бути котельні СЦТ з їх існуючою інфраструктурою електропостачання (електромережі, розподільчі та трансформаторні підстанції). В умовах дефіциту часових, матеріальних та фінансових ресурсів найбільш доцільним вирішенням цієї задачі є швидке оснащення існуючих котельнь СЦТ України когенераційними газопоршневими установками модульного типу.

Обрахований електроенергетичний потенціал впровадження таких КГПУ на існуючих котельнях України сягає до 2633 МВт.

УДК 621.18:632.15

**І. Я. Сігал, А. В. Сміхула, О. В. Марасін,  
О. В. Горбунов, С. В. Мігалін**

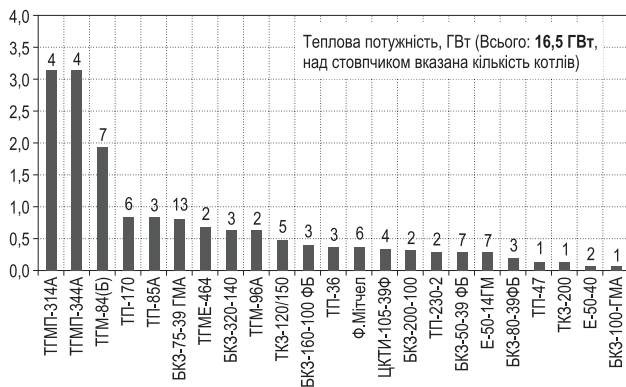
*Інститут газу НАН України, м. Київ*

## **КОНЦЕПЦІЯ ЗНИЖЕННЯ ВИКИДІВ ОКСИДІВ АЗОТУ ІСНУЮЧИМИ ГАЗОВИМИ КОТЛАМИ УКРАЇНИ, ЩО ВХОДЯТЬ ДО СКЛАДУ LCP**

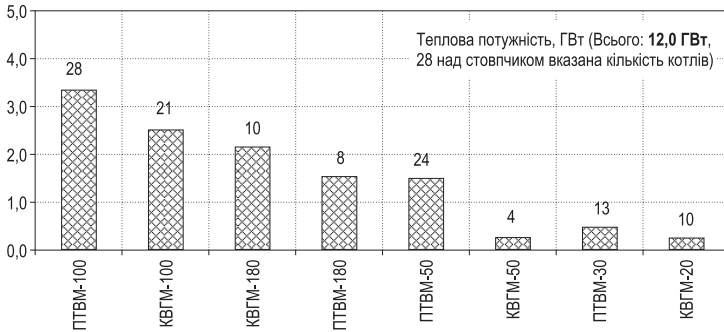
Всі підприємства, що мають в своєму складі або є LCP (Large Combustion Plants – ТЕС, ТЕЦ, промислові печі, котельні), які працюють в межах єдиного ринку Європейського Союзу, повинні дотримуватися узгоджених екологічних вимог, повинні отримати дозволи на викиди і здійснювати відповідний моніторинг викидів, що регламентується директивою ІРРС [1]. Особливістю законодавств ЄС є розгляд викидів не від одиничних котлоагрегатів, а безпосередніх джерел викидів – димових труб. Тобто якщо відхідні гази від двох або кількох окремих теплосилових установок викидаються через загальну димову трубу, то комбінація, утворена такими установками, розглядається як єдина теплосилова установка, а їх номінальні теплові потужності складаються з метою обчислення сукупної номінальної вхідної теплової потужності [2].

При вступі до Європейського енергетичного співтовариства Україна зобов'язалась привести своє законодавство у відповідності до директиви 2001/80/ЕС [3], яка в цілому врахована українськими нормами [2] і її положення діють до 31 грудня 2027 року. Далі починає діяти більш жорстка директива 2010/75/EU (the Industrial Emissions Directive, скорочено – IED) [4], яку Україна зобов'язалась виконувати при підписанні Асоціації з ЄС, хоча для більшої частини підприємств узгоджено план поступового досягнення вимог шляхом виконання спеціального плану НПСВ [5]. Його виконання щодо ТЕС та ТЕЦ, які використовують вугілля фактично вже зірвано, а при використанні газового чи рідкого палива досягти відповідних вимог ще цілком можливо [6]. З метою допомоги підприємствам у виконанні деяких директив, в ЄС створені відповідні довідкові бази даних BREF, щодо найкращих доступних технологій (BAT), які рекомендується впроваджувати для досягнення нормативних показників, зокрема, щодо зниження викидів від LCP і ці технології постійно удосконалюються та з'являються нові [7].

На рис. 1 наведено типи та кількість парових, а на рис. 2 водогрійних котлоагрегатів, які експлуатуються в Україні, використовують природний газ та підпадають під дію директиви IED [6]. Як ми бачимо, загальна теплова потужність котлоагрегатів, викиди яких повинні відповідати директиві IED складає  $16,5 + 12,0 = 28,5$  ГВт (при цьому, реально необхідна максимальна потужність, в більшості випадків, складає 60–70%).

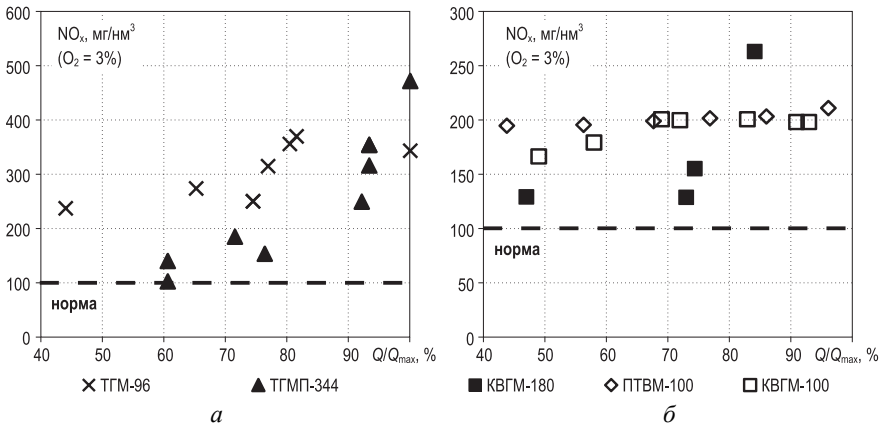


**Рис. 1.** Тип, кількість та загальна теплова потужність парових котлоагрегатів, що експлуатуються в Україні і спалюють природний газ.



**Рис. 2.** Тип, кількість та загальна теплова потужність водогрійних котлоагрегатів, що експлуатуються на ТЕЦ та котельних України.

На рис. 3, *а* приведено перевищення допустимих норм щодо викидів оксидів азоту при спалюванні природного газу в типових парових колах, а на рис. 3, *б* водогрійних в залежності від навантаження,  $Q/Q_{\max}$ , % [6].

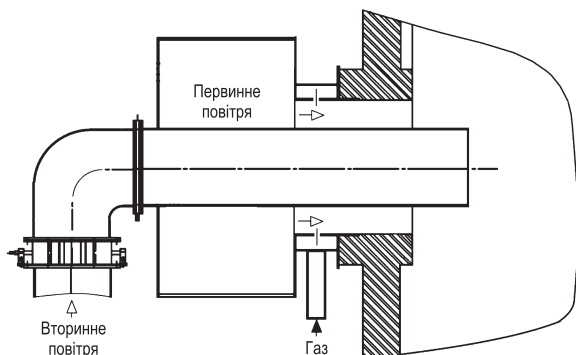


**Рис. 3.** Концентрація NO<sub>x</sub> в димових газах при спалюванні природного газу в існуючих типових парових та водогрійних котлах України.

Зважаючи на те, що потужні котлоагрегати в Україні відпрацювали більше 30 років (тобто призначений заводський ресурс), їх модернізація має бути малокоштовною, з урахуванням залишкового фізичного ресурсу елементів обладнання, що не може бути замінено або його заміна економічно співрозмірна з установкою нового котла (фундаменти під котлами, опорні конструкції, стан будівлі котельні тощо).

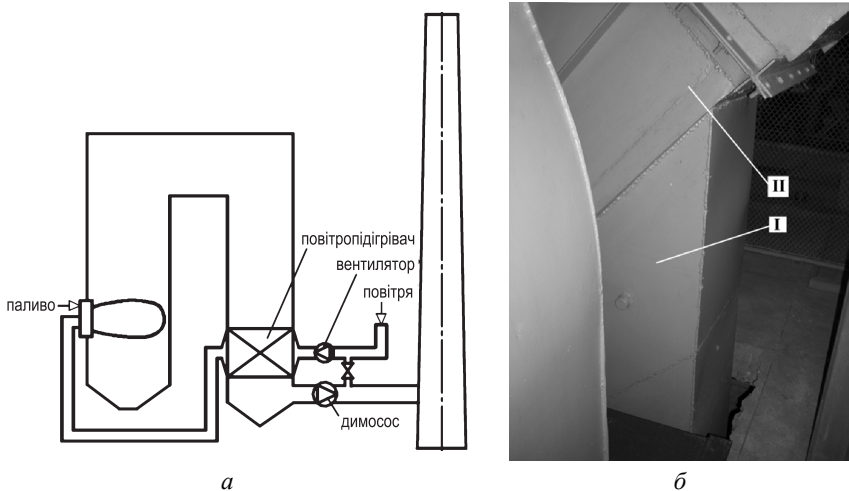
Нами пропонується, для котлів рис. 1–2 з урахуванням рекомендацій ВАР СС [7] та досвіду зниження викидів  $\text{NO}_x$  на потужних котлах застосування таких заходів: а) реконструкція всіх існуючих пальників в пальники ступеневого спалювання, що дозволить знизити викиди  $\text{NO}_x$  на 30–40% [8]; б) застосування саморециркуляції димових газів у дуттєве повітря пальників ступеневого спалювання, що дозволить знизити викиди  $\text{NO}_x$  ще близько на 50% при введенні близько 30% газів рециркуляційних газів [9]; в) для досягнення показників директиви ІЕД додатково (експериментально визначається для кожного котла) знизити його номінальну теплову потужність (теплонапругу топкового об'єму), як видно з рис. 3 при зменшенні потужності котлів, викиди  $\text{NO}_x$  зменшуються [8].

В Інституті газу НАН України під керівництвом І. Я. Сігала було розроблено одні з перших в Європі газомазутні пальники двоступеневого спалювання зі зниженим утворенням оксидів азоту (ГДС-100 і ГДС-50 для котлів ПТВМ-100 і ПТВМ-50, а також парових типу Е-50-140, БКЗ і ін.), які були доопрацьовані виготовлені, випробувані і встановлені при співробітництві з ВТІ [8], в Москві, Ленінграді, Вільнюсі, Ризі, Софії, більш ніж на 200 котлах ПТВМ-100 і ПТВМ-50 в Києві (районні котельні: «Нивки», «Відрадний», «Виноградар», «Борщагівка»), а також у Львові, Дніпропетровську, Харкові та ін. містах України. При цьому, будь-які вихрові пальники, що встановлені за часів СРСР можуть бути реконструйовані в пальники двоступеневого спалювання, наприклад, схема реконструкції з равликовим підведенням повітря, рис. 4.



**Рис. 4.** Схема реконструкції існуючих пальників з равликовим підведенням повітря в пальник двоступеневого спалювання.

На рис. 5, а показано схему саморециркуляції, що нами рекомендується до впровадження на газових котлах рис. 1, 2 та була нами випробувана на котлі ПТВМ-30М, рис. 5, б (у водогрійному котлі димові підмішуються до дуттьового повітря, яке надходить в пальники).



**Рис. 5.** Схема саморециркуляції, що нами рекомендується та фото застосування саморециркуляції на котлі ПТВМ-30М:

I – короб з газами рециркуляції, що йдуть з димососу; II – короб з холодним повітрям, що подається на дуттьовий вентилятор.

## Висновки

Для потужних котлів, що встановлені в Україні і працюють на природному газі та підпадають під дію директиви IED пропонується здійснити таку модернізацію з метою зниження викидів оксидів азоту до норм ЄС: а) реконструкція всіх існуючих пальників в пальники ступеневого спалювання, що дозволить знизити викиди  $\text{NO}_x$  на 30–40%; б) застосування саморециркуляції димових газів у дуттьове повітря пальників ступеневого спалювання, що дозволить знизити викиди  $\text{NO}_x$  ще близько на 50% при введенні близько 30% газів рециркуляційних газів; в) для досягнення показників директиви IED додатково (експериментально визначається для кожного котла) знизити його номінальну теплову потужність (теплонাপругу топкового об'єму).



## Список використаної літератури

1. Directive 2008/1/EC of the European parliament and of the council of 15 January 2008 concerning integrated pollution prevention and control: Official Journal of the European Union. 2008. 29 January. 22 p.

2. Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт: Наказ Міністерства охорони навколишнього природного середовища України від 22.10.2008 р. № 541. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1110-08>.

3. 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: Official Journal of the European Communities. 2001. 27 November. 21 p.

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): Official Journal of the European Union. 2010. 17 December. 119 p.

5. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 8.11.2017 р. № 796-р. 60 с. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-p>.

6. Сміхула А. В., Сігал І. Я., Бондаренко Б. І., Семенюк Н. І. Технології зниження шкідливих викидів до атмосфери тепловими електростанціями та котельними великої і середньої потужності України. – К.: ФОП Маслаков, 2019. – 108 с.

7. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants / Thierry Lecomte et al. Publications Office of the European Union, 2017. 986 p.

8. Сігал І. Я., Сміхула А. В., Сігал А. І. Опыт разработки горелочных устройств, топочных камер и технологий снижения выбросов оксидов азота при сжигании природного газа в котельных агрегатах // Енерготехнології та ресурсозбереження – 2019. – № 3. – С. 70–79. DOI: 10.33070/etars.3.2019.07.

9. Sigal I. Ya., Smikhula A. V., Marasin O. V., Gurevich M. O., Lavrentsov E. M. Methods to reduce NO<sub>x</sub> formation during gas combustion in boilers // Енерготехнології та ресурсозбереження – 2022. – № 4. – С. 62–72. DOI: 10.33070/etars.4.2022.06.

М. З. Абдулін, О. А. Сірий, А. А. Куник

Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ

## ПІДВИЩЕННЯ РЕАКЦІЙНОЇ ЗДАТНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ПРОПАН-БУТАНУ

Реакційна здатність палива визначається його хімічним складом, структурою та ступенем окиснення. Палива з вищим вмістом хімічних елементів з великою кількістю валентних електронів, що легко вступають в окисно-відновлювані реакції, як вуглець (С) чи водень (Н), зазвичай мають більшу реакційну здатність.

Основним компонентом природного газу є метан. З рис. 1 видно, що він має відносно не широкі межі пальних концентрацій у порівнянні з воднем. Слід врахувати, що природний газ не завжди належної якості, а також в ньому завжди є доволі велика кількість домішок. Що стосується пропан-бутану (який є сумішшю пропану та бутану в різних пропорціях), то пропан є більш реакційним ніж бутан, але обидва вони ще менш реакційні ніж метан та природний газ. [1]

Реакційна здатність палива є важливим фактором, яка визначається хімічними реакціями, що відбуваються під час процесу горіння:

1. Теплотворність: Чим більша реакційна здатність палива, тим зазвичай більше теплоти (відносно маси палива) виникає під час горіння.
2. Швидкість згоряння: Реакційна здатність палива зазвичай ви-

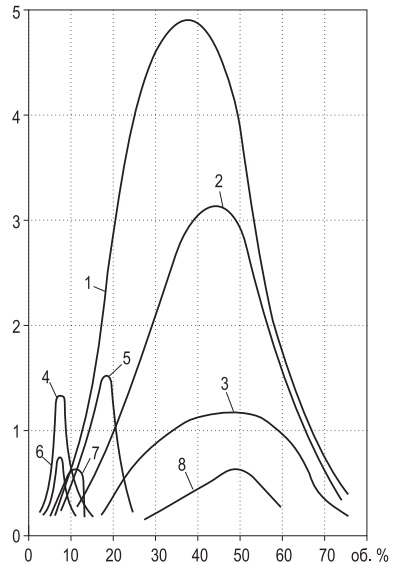


Рис. 1. Криві рівномірних швидкостей:

1 — водень; 2 — водяний газ; 3 — оксид вуглецю; 4 — етилен; 5 — коксовий газ; 6 — етан; 7 — метан; 8 — генераторний газ.

значає швидкість хімічних реакцій горіння. Палива з високою реакційною здатністю згоряють швидше, що дозволяє досягати більш стабільного та повного спалювання.

3. Стійкість горіння: Палива з високою реакційною здатністю вищий ступінь стійкості горіння.
4. Екологічний вплив: Реакційна здатність палива впливає на склад продуктів згорання. Палива з високою реакційною здатністю викликають більше окислювальних реакцій, що призводить до більших викидів оксидів азоту та інших забруднюючих речовин, що мають негативний вплив на навколишнє середовище, проте знижують викиди пов'язані з недопалом.

Враховуючи ці аспекти реакційної здатності палива, інженери, науковці та промисловість розробляють та поступово впроваджують палива, що сприяють сталому розвитку, мінімізують негативний вплив на навколишнє середовище та покращують продуктивність технологій згорання, при цьому звертаючи увагу на їх реакційну здатність.

Підвищення реакційної здатності палива може бути досягнуто за допомогою різних технологій і методів, що включають:

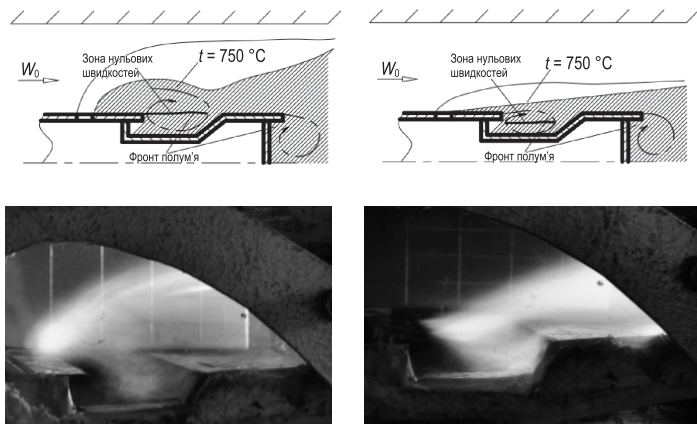
1. Каталіз: Використання каталізаторів може підвищити швидкість хімічних реакцій горіння. Каталізатори знижують активаційну енергію реакцій, дозволяючи їм відбуватися при нижчих температурах та ефективніше виділяти енергію, при цьому сам каталізатор не витрачається в ході реакції.
2. Збільшення кисневого вмісту: Збільшення відсоткового вмісту кисню в паливній суміші, або використання окиснювачів, які забезпечують більше кисню для реакцій, може підвищити реакційну здатність.
3. Змішування з іншими паливами: Комбінування палива з іншими більш реактивними паливами може створити синергетичний ефект і підвищити реакційну здатність.
4. Підвищення температури: Збільшення температури палива, за допомогою попереднього підігріву, може підвищити реакційну здатність палива та сприяти повнішому спалюванню.
5. Удосконалення технологій згорання: Використання високоефективних способів згорання, таких як ефективніша роздача палива та сумішоутворення, може покращити ефективність процесу спалювання.

Важливо враховувати, що підвищення реакційної здатності палива повинно бути супроводжене відповідними безпековими заходами та

контролем процесів згоряння, щоб уникнути небажаних наслідків, таких як збільшення викидів шкідливих речовин, та знизити рівень пожежовибухонебезпеки.

При розробленні струменево-нішевої технології в НТУУ «КПІ» велику увагу було приділено дослідженню та підвищенню реакційної здатності палив. Завдяки системі самоохолодження базового модуля пальникового приладу за рахунок охолодження сіток модуля паль, нагрівається паливо, завдяки чому, підвищується реакційна здатність. Окрім того, струменево-нишева технологія забезпечує роботу при широкому діапазоні надлишку та швидкості повітря. [2]

На сьогоднішній день, в рамках струменево-нишевої технології проводяться роботи по подальшому покращенню реакційної здібності палива, шляхом змішування основного палива з воднем та іншими високореакційними видами палива. Проведені ретельні дослідження сумішоутворення та стабілізації горіння в струменево-нишевій системі (див. рис. 2) дозволили детально дослідити структуру факелу.



**Рис. 2.** Розповсюдження полум'я у системі з нішею.

В результаті експериментів в струменево-нишевому модулі було відмічено, що на лобовій частині факелу утворюються зони з великою кількістю палива, що не зайнялось (див. рис. 3). [2]

Основною причиною можна вважати низьку реакційну здатність природного газу (див. табл. 1), недостатню для підтримання стабільно реакції горіння у віддалені від високотемпературних зон, де відбувається «зрив горіння» через високу ступінь аерації паливної суміші. [3]

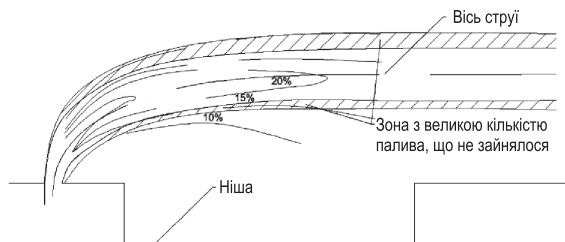


Рис. 3. Зони з паливом, що не зайнялося.

Таблиця 1

**Горючі характеристики метану,  $CH_4$  (як основного складника природного газу), та водню,  $H_2$  (за нормальних умов)**

Назва горючої характеристики	Од. вим.	Величина характеристики $CH_4$	Величина характеристики $H_2$
Нижча теплота згорання	МДж/м	335,88	10,79
Індекс Воббе (нижчій)	МДж/м	348,22	41,02
Межі спалахування у суміші з повітрям: – нижча, $X_n$ – вища, $X_n$	% об.	5,0 15,0	4,0 75,0
Теоретичні витрати повітря на горіння	$м^3/м^3$	9,52	2,38
Температура горіння (жаропродуктивність)	$^{\circ}C$	2043	2235
Об'єм продуктів згорання ( $\alpha = 1$ )	$м^3/м^3$	10,52	2,88
Максимальна швидкість розповсюдження (поширення) полум'я	м/с	0,37	2,67
Коефіцієнт надлишку повітря $\alpha$ на межах спалахування: – нижній межі спалахування – вищій межі спалахування		1,80 0,65	9,80 0,15
Теоретична потреба у повітрі для повного згорання (стехіометрична кількість повітря)	$м^3/м^3$	9,52	2,38
Щільність	$кг/м^3$	0,71	0,089

Цю проблему можна вирішити шляхом додавання в низькорекційне паливо, високореакційне – водень. Основним питанням у використанні таких сумішей є ефективна частка водню в них (див. табл. 2). Часто це є компромісом між намаганням покращити реакційну здатність палива, а з іншого боку забезпечити допустиму теплоту згорання та не порушити норми безпеки.

На думку багатьох авторів, реальним є використання сумішей з вмістом водню навіть у розмірі 50% і вище. [4]

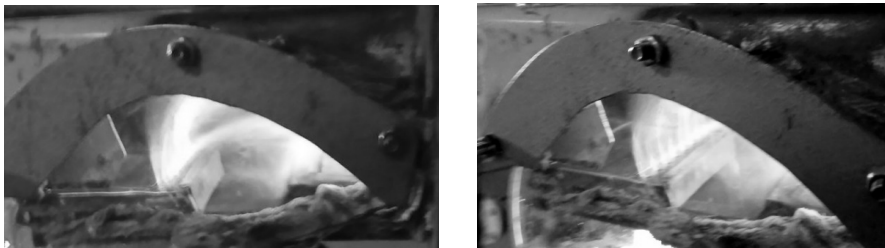
Таблиця 2

**Горючі характеристики сумішей природного газу і водню**

Найменування характеристики суміші	Од. вим.	Вміст H <sub>2</sub> у суміші, % об.		
		10	30	50
Щільність	кг/м <sup>3</sup>	0,65	0,52	0,4
Теплота згорання нижча	МДж/м <sup>3</sup>	33,38	28,36	23,33
Індекс Воббе за нижчою теплотою згорання	МДж/м <sup>3</sup>	46,95	44,37	41,81
Відмінність індексу Воббе суміші від індексу Воббе природного газу (48,22)	%	2,6	8,0	13,2
Межі спалахування: – нижня – верхня	% об.	4,9 16,3	4,6 19,7	4,4 25,0
Швидкість проскоку полум'я	м/с	0,19	0,26	0,37
Граничний коефіцієнт надлишку повітря на межі утворення жовтих проблесків полум'я		0,21	0,19	0,17
Теоретична потреба у повітрі для повного згорання (стехіометрична кількість повітря)	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	8,8	7,4	5,9
Об'єм продуктів повного згорання ( $\alpha = 1,15$ )	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	11,1	9,3	7,6
Склад продуктів повного згорання: водяна пара, H <sub>2</sub> O	% об.	16,1	18,2	19,8
азот, N <sub>2</sub>		72,3	71,8	71,2
кисень, O <sub>2</sub>		2,5	2,4	2,4
діоксид вуглецю, CO <sub>2</sub>		8,1	7,5	6,6

В роботах інших авторів, стверджується, про складність у використанні сумішей з концентрацією водню вище 20–25% в умовах реальних вогнетехнічних об'єктів у зв'язку з переходом суміші в режим проскоку полум'я в зону сумішоутворення в інжекційних пальникових приладах.

Проте досвід роботи з струменево-нишевыми пальниками, в яких реалізується мікродифузійний режим горіння, а також експерименти показують, що дані пальники здатні працювати стабільно і при більших концентраціях водню. На рис. 4 приведено фотографії горіння суміші природного газу з воднем в умовах струменево-нишевої системи. Як видно з рисунку, займання пальної суміші відбувається в усті газоподавальних отворів колектору, на відміну від горіння традиційного палива (рис. 2).



**Рис. 4.** Горіння суміші природного газу з воднем в СНС, об'ємне співвідношення водню 50%.

Крім того варто відмітити, що добавки водню є доцільними не тільки для підвищення реакційної здатності палив, але й також можуть використовуватися наприклад, в універсальних пальникових приладах. Так, за допомогою домішок водню, можна звести теплотворну здатність висококалорійних палив, як пропан-бутан, до параметрів менш калорійних палив, що дозволить спростити спалювання таких палив в універсальних пальниках.

### **Висновки**

1. Реакційна здатність палива є однією з важливих його характеристик, що є ключем до покращення робочого процесу пальникового приладу.
2. Найбільш простим методом підвищення реакційної здатності палива на даний момент є домішки високореакційних компонентів.
3. Завдяки перевагам струменево-нишевої технології (можливість роботи в широких концентраційних межах, попередній підігрів пали-

ва, ефективна роздача та сумішоутворення паливної суміші), застосування сумішей з вмістом водню до 50–70% по об'єму без зміни конструкції пальника але потребує подальших досліджень.

### Список використаної літератури

1. Колієнко А. Г. Використання суміші природного газу і водню як палива в комунально-побутових і промислових паливоспалювальних теплогенеруючих установках. – 2021. – <http://reposit.nupp.edu.ua/bitstream/PolNTU/10188/1/Колієнко.pdf>
2. Абдулін М. З., Шелешей Т. В., Куник А. А. Аналіз впливу топкового режиму на температуру відхідних газів в котлоагрегатах при їх модернізації на основі струменево-нішевої технології // Modern Scientific Researches. Volnat PE. – 2020. – Issue № 11. – Part 2. – С. 43–51.
3. Сірий О. А., Кобилянська О. О. «CFD-моделювання процесу спалювання суміші метан-водень в струменево-нішевому стабілізаторі полум'я» // Вчені записки Таврійського національного університету імені В. І. Вернадського. – 2022. – Т. 33 (72). – № 4. – С. 12–19.
4. Сорока Б. С., П'яних К. Є., Згурський В. О., Горупа В. В., Кудрявцев В. С. Енергетичні та екологічні характеристики побутових газових приладів при використанні метано-водневої суміші, як паливного газу // Нафтогазова галузь України. – № 6. – 2020. – С. 3–14. <https://www.naftogaz.com/files/journal/Journal-Naftogazova-galuz-06-2020.pdf>

УДК: 662.767.2:621.182.23

**І. Я. Сігал, А. В. Сміхула, О. В. Марасін, Е. П. Домбровська**

*Інститут газу НАН України, м. Київ*

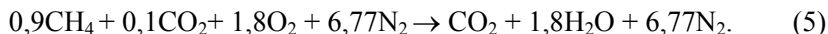
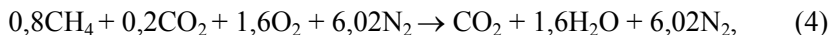
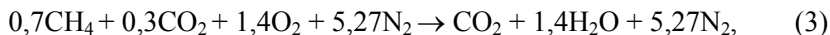
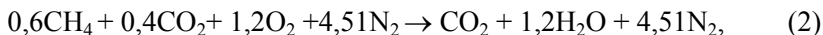
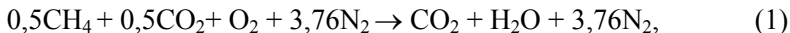
## **ДОСВІД СПАЛЮВАННЯ БІОГАЗУ В ІСНУЮЧИХ ПАРОВИХ ТА ВОДОГРІЙНИХ КОТЛАХ**

З підвищенням в біогазах різного походження головного баластного газу – діоксиду вуглецю стабілізація факелу при їх спалюванні в котлах чи на факельних установках, потребує особливої уваги. Так, біогази отримані на станціях аерації та сільськогосподарських фермах, в яких в якості сировини для виробництва біогазу використовується коров'ячий чи свинячий послід, є переважно з високою концентрацією  $\text{CH}_4$  в біогазі – 65–85% [1–2]. У той же час біогаз отриманий, наприк-

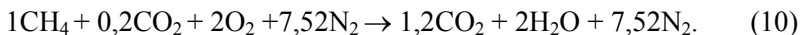
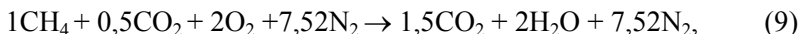
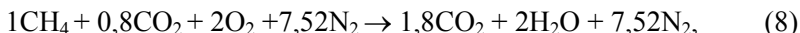
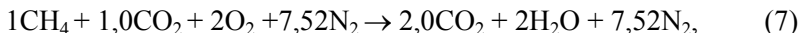
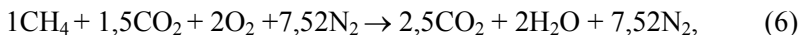


лад, з курячого посліду, як правило, має в своєму складі близько 45–55% діоксиду вуглецю і, відповідно, 45–55%  $\text{CH}_4$  і такий біогаз, для надійного та якісного його спалювання потребує спеціальних палинкових пристроїв з додатковими заходами щодо стабілізації факелу [3–4].

В залежності від змісту  $\text{CO}_2$  у біогазі процес горіння (окислення) метану можна записати однією з інтегральних реакцій (відповідно, 50–10%  $\text{CO}_2$  в біогазі):



Такі рівняння хоч і відображають необхідні відсоткові співвідношення  $\text{CH}_4:\text{CO}_2$ , але складно зрозуміти який об'єм продуктів хімічної реакції буде насправді отриманий при аналогічному тепловиділенні в топці котла чи на факельній установці, тому краще користуватись такими рівняннями (де 1 моль  $\text{CH}_4$  є сталою величиною, або в даному випадку можна рахувати на  $1 \text{ м}^3 \text{ CH}_4$ ):

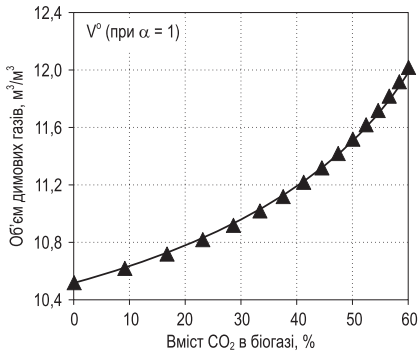


Відповідно, користуючись хімічними рівняннями (6)–(10) легко поррахувати як збільшується об'єм продуктів згоряння (при  $\alpha = 1,0$ ) в залежності від вмісту діоксиду вуглецю в паливі при спалюванні  $1 \text{ м}^3$  метану, рис. 1, а також можна розрахувати на скільки зменшиться ККД котлоагрегату за рахунок нагрівання баласту – діоксиду вуглецю до середньої прийнятої температури димових газів на виході з котла типу ДКВР чи ДЕ на номінальному навантаженні (складає близько –  $180 \text{ }^\circ\text{C}$ ) і викиду його до атмосфери через димар. Втрата теплоти (на  $1 \text{ м}^3$  метану) складе:

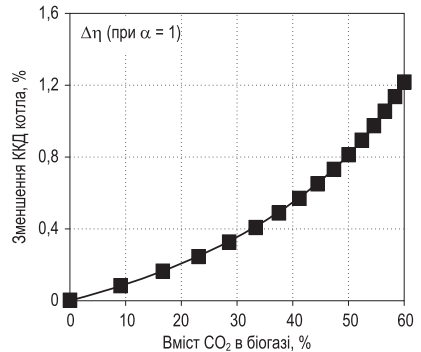
$$\Delta Q = V_{\text{CO}_2} \cdot C_p (t_{\text{ДГ}} - t_{\text{БЮ}}), \quad (11)$$

де  $t_{ДГ} = 180 \text{ }^\circ\text{C}$  (температура димових газів);  $t_{БЮ} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  (температура біогазу);  $C_{р(\text{CO}_2)}$  (теплоємність діоксиду вуглецю)  $\approx 1,69 \text{ кДж/м}^3\cdot\text{C}$ ;  $V_{\text{CO}_2}$ ,  $\text{м}^3$  – баластний діоксид вуглецю на  $1 \text{ м}^3$  метану в біогазі.

Далі з виділеної в топці теплоти можна вирахувати відсоток втраченої з нагрітим баластом (розрахованої по формулі (11)), рис. 2.



**Рис. 1.** Залежність теоретичного об'єму  $V^\circ$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$  димових газів від концентрації  $\text{CO}_2$  в біогазі, %.



**Рис. 2.** Залежність зменшення ККД котла ( $\Delta\eta$ ), % від концентрації  $\text{CO}_2$  в біогазі, %.

По нормативам котлобудування [5] димосос при комплектації котла вибирається з запасом не менше 20–30% по продуктивності, відповідно існуючий димосос будь-якого котла розраховано на додаткову кількість газів, що при навіть максимальній кількості  $\text{CO}_2$  в біогазі з умови можливості його спалювання 60%, складає 14,2%.

Як видно з рис. 2 навіть при найбільшій концентрації діоксиду вуглецю в біогазі 60%, максимальне зменшення ККД котла ( $\Delta\eta$ ) складає всього близько 1,2%.

При цьому, при експлуатації промислових парових котлоагрегатів і в лабораторних умовах встановлено, що довжина біогазових факелів палинкових пристроїв, як подових так і вихрових при спалюванні біогазу в котлах типів ДКВР-6,5-13, ДКВР-10-13 вихрових ДКВР-20-13, ДЕ-16-14 скорочується на близько 10%, що пояснюється тим, що баластні гази, які містяться в біогазі і мають початкову енергію руху при виході з сопел і також приєднують до біогазового струменя відповідну кількість повітря, але не вступають з ним в хімічну реакцію. Тобто, струмінь біогазу на тих же калібрах сопла  $L/d_0$  приєднує більшу кількість теоретично-необхідного повітря для згорання горючих складових ніж струмінь метану чи природного газу.

## Висновки

При максимальній кількості CO<sub>2</sub> в біогазі з умови можливості його спалювання 60%, розраховано максимальний відсоток збільшення об'єму димових газів, що складає близько 14,2%, відповідно існуючий димосос котла, що вибирається з запасом 20–30% по продуктивності, зможе забезпечити видалення димових газів на номінальній потужності котла.

Розраховано, що при найбільшій концентрації діоксиду вуглецю в біогазі 60%, максимальне зменшення ККД котла ( $\Delta\eta$ ) складає близько 1,2%.

Встановлено, що довжина біогазових факелів паливних пристроїв, як подових так і вихрових при спалюванні біогазу в котлах типів ДКВР-6,5-13, ДКВР-10-13 вихрових ДКВР-20-13, ДЕ-16-14 скорочується на близько 10%, що забезпечує повне спалювання біогазу в габаритах існуючих топків котлів.

## Список використаної літератури

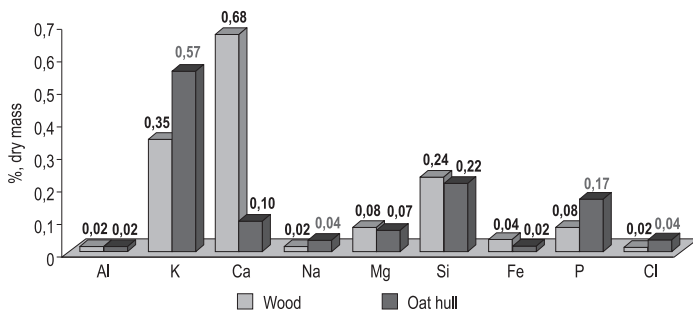
1. Жук Г. В., Іванов Ю. В., Онопа Л. Р., Крушневич С. П., Кубенко С. Б., Вербовський В. С., Малежик П. І. Перспективні газові технології для сучасної України: монографія / Інститут газу НАН України. – К.: Фенікс, 2022. – 290 с. ISBN 978-966-136-912-1.
2. Сігал І. Я., Сміхула А. В., Марасин А. В., Куц В. П., Домбровская Э. П., Колчев В. А., Кернажицкая Е. С. Экспериментальное исследование биогаза как топлива для котлов // Энерготехнологии и ресурсосбережение – 2013. – № 5. – С. 26–32.
3. Сігал І. Я., Сміхула А. В., Марасин О. В. Спалювання біогазу різного походження у котлах підприємств // Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: Сборник трудов / Інститут промислової екології. – К.: ИПЦ АЛКОН НАН України, 2021. – С. 65–68.
4. Сігал І. Я., Сміхула А. В., Сігал О. І., Марасин О. В. Дослідження горіння відірваних газових струменів при стабілізації фронту полум'я на вертикальній поверхні // Енерготехнології та ресурсозбереження – 2020. – № 4. – С. 29–38. DOI: 10.33070/etars.4.2020.03
5. Мейкляр М. В. Современные котельные агрегаты ТКЗ / 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1978. – 224 с.

*Energy Department of Kaunas University of Technology, Lithuania  
Laboratory of Combustion Processes, Lithuanian Energy Institute, Kaunas,  
Lithuania*

## COMBUSTION PERFORMANCE OF OAT HULLS PELLETS

The increasing amounts of agro-waste force to seek ways to utilize them. One of the options is to use these wastes for energy production. Thus, it allows for replacing wood fuel and protects forest resources. The main problem with most agro-waste is a low ash melting point. For proper boiler operation, some measures should be taken. The study investigates the possibility of using oat hull as a biofuel.

The chemical composition analysis of oat hull shows that it has more nitrogen, potassium and phosphorus than wood (Fig. 1). Potassium and phosphorus decrease the melting point of ashes. Nitrogen increases the amount of NO<sub>x</sub> concentrations in the flue gas. Although the quantities of chlorine and sulphur are low, they still increase flue gas corrosivity. A compound of Cl and K tends to form deposits on the boiler's surface.

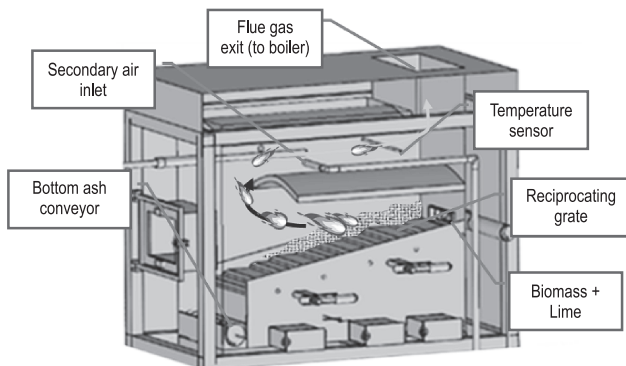


**Fig. 1.** Comparison of oat hull and wood chemical composition.

A comparison of combustion between oat hull and wood was conducted in a water-cooled boiler furnace model. The high combustion temperature inside the fuel layer has led to ash slagging. A slag over the grate disturbs an

appropriate combustion airflow and fuel supply. There are two methods to avoid ash slugging: the first one is keeping the combustion temperature below the melting point of ashes or increasing the melting point of ashes to prevent these problems. This method is complicated because of the oat hull ash's low melting temperature. The second method can be implemented by adding to the fuel some additives, thus increasing the ash melting temperature. The lime additive is suitable because it is cheap and readily available, increasing the ash melting temperature.

A combustion experiment was provided with three types of oat hulls, lime blend samples, and wood pellets to compare results. Oat hull was blended and pelletized with various amounts of lime: 3%, 4% and 5%. Experiments were performed using a 30 kW small-scale moving grate biofuel boiler (Fig. 2) experimental rig with two staged air inlets representing industrial boiler operating principles.



**Fig. 2.** Experimental reciprocating grate biomass boiler.

Laboratory research shows that temperature is crucial, and without any lime additives, oat hull ashes begin to deform at 750–800 °C. Further deformation leads to ash stickiness at 900–930 °C. The fuel feeding rate was the same in wood pellets and oat hull pellets cases. Boiler power changed slightly – from 13,8–14 kW (wood pellets) to 12,8–13,8 kW (oat hull pellets).

During oat hull and wood pellet burning, flue gas emissions are distinct, and it does not depend on lime additives quantity:

- $\text{NO}_x$  concentration increases from 140–180  $\text{mg}/\text{m}^3$  (wood pellets) to 300–400  $\text{mg}/\text{m}^3$  (oat hull pellets);
- $\text{SO}_2$  concentration increases from 0–10  $\text{mg}/\text{m}^3$  (wood pellets) to 110–120  $\text{mg}/\text{m}^3$  (oat hull pellets);

– CO concentration varies from 150–600 mg/m<sup>3</sup> to 50–150 mg/m<sup>3</sup> and poorly depends on fuel. Noted that there were high levels of CO during a short period of grates movements.

Considering oat hull chemical composition (Fig. 1), some combustion process results and emissions can be predicted (Table).

*Table*

***Prediction of combustion process and emissions***

<b>Influence of fuel chemical composition</b>	<b>Prediction</b>
$2S/Cl > 2,5$	Low possibility of high temperature corrosion.
$(K + Na)/(3 \cdot (2S + Cl)) < 1$	Possible that most of SO <sub>2</sub> and Cl will interact with K and Na. Therefore, SO <sub>2</sub> and HCl emissions should decrease relatively.
$Si/K < 1$	Low point of ash melting is likely. Ashes are lightweight and finely dispersed.
$(Si + P + K)/(Ca + Mg) > 1$	Low point of ash melting is likely.
$S > 0,01\%$	Low temperature corrosion is likely. Higher temperature of supplied water to the boiler are necessary.

**Conclusions**

1. It is recommended to control the temperature of the burning layer of oat hull biomass with specific technological means so as not to exceed the melting point of the ash.
2. Oat hulls have a low temperature of ash melting. For use as fuel, additives should be added to increase ash-melting temperature, i.e., lime, dolomite or limestone, which increase ash melting point and decrease agglomeration effect.
3. Studies on the combustion performance of oat hull pellets with 3, 4 and 5% lime additives show that 3% lime additive prevents vast agglomerates. 5% of lime additive decrease this to a minimum but is excessive.
4. A higher concentration (compared with wood) of NO<sub>x</sub> and SO<sub>2</sub> emission was measured. SO<sub>2</sub> emissions satisfy a new directive – Directive 2193/2015) for medium size combustion plants (1–50 MW). However, limits of NO<sub>x</sub> emissions can be exceeded if no NO<sub>x</sub> reduction measures are taken.
5. Combustion products have higher quantities of corrosive compounds. A higher supplied water temperature (above 95–100 °C) to the boiler is

necessary. Because of the increased risk of corrosion, using these pellets in ordinary boilers is not recommended if the supplied water temperature is 60–70 °C or below.

### References

1. Obernberger I. Strategy for the Application of Novel Characterization Methods for Biomass Fuels: Case Study of Straw // *Energy & Fuels*. – 2014. – Vol. 28. – No. 2. – P. 1041–1052.
2. Piotrowska P. Combustion Properties of Biomass Residues Rich in Phosphorus. Academic Dissertation, Abo Akademi University. 2012.
3. Phyllis, Database for Biomass and Waste / Energy Research Centre of the Netherlands. 2016-05-14 <https://www.ecn.nl/phyllis2/>

УДК 658.264

**І. Л. Козлов, В. І. Ковальчук, К. О. Сова, О. І. Козлов**

*Національний університет «Одеська політехніка», м. Одеса*

## **НАПРЯМКИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТА ЗМЕНШЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ РЕГІОНАЛЬНОГО ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ**

Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) є найважливішим елементом економічної системи держави в цілому та окремих регіонів, надаючи прямий вплив на її соціально-економічний розвиток та на національну безпеку. Основне завдання функціонування ПЕК полягає у забезпеченні населення та господарсько-економічного комплексу необхідними видами енергії [1].

ПЕК поєднує в собі видобуток, переробку та транспортування енергоресурсів, включаючи промисловість видобутку та переробки викопних енергоресурсів, переробку викопних та відновлюваних енергоресурсів у споживані види енергії, системи розподілу та транспортування споживаних видів енергії (таблиця).

Основні напрями розвитку ПЕК віддзеркалюють державні енергетичні стратегії. Особливе місце посідають проблеми формування регіо-

нальних енергетичних стратегій, які є основою енергетичної безпеки, як на регіональному, так і на національному рівні. Важливим показником, що характеризує роботу ПЕК, є енергетичний баланс (ЕБ) – співвідношення видобутку різних видів енергоресурсів, виробленої з них енергії та використання їх у господарстві [2].

Таблиця

### Паливно-енергетичний комплекс

Видобуток, транспортування та первинна переробка ресурсів	Перетворення енергоресурсів	Розподіл та транспортування споживаних видів енергії
Вугілля, нафта, торф, газ, сланець; рухомий транспорт, трубопроводи	Окисленням та ядерними реакціями; механічної гідро- та вітроенергії, променистої енергії сонця	Трубопроводи, лінії електропередач

Енергоефективність ПЕК, за існуючими стандартами [3], вимагає енергозабезпеченості на основі раціонального використання доступних ресурсів при наявному рівні розвитку техніки та технології з дотриманням вимог до охорони навколишнього середовища. Оцінку організаційно-екологічної ефективності організаційної структури (ОЕЕОС) відображають порівняльні показники [4, 5], запропоновані для окремих підприємства і галузей.

Енергетична стратегія України на період до 2035 року визначає низку проблем регіонального характеру, притаманну стану ПЕК України [6]. Неоднорідність природних, екологічних та інших факторів зумовлює потребу у розробці енергетичних стратегій на рівні кожного окремого регіону.

Комплексний показник загальної ефективності обладнання *OEE* (overall equipment effectiveness), запропонований Сеїті Накадзіма [7], в ідеї якого закладено алгоритм моніторингу та безперервного покращення, визначає можливість підвищення ефективності систем та способів її досягнення, набув широкого поширення у світовій практиці [8, 9].

У найзагальнішому вигляді показники *OEE* розраховуються за такою формулою:

$$OEE = A \cdot P \cdot Q, \quad (1)$$

де *A* – готовність; *P* – продуктивність; *Q* – якість.



Критерій доступності  $A$  аналізує втрати часу, виключаючи час планових зупинок ( $PSD$  – planned shut down), на позапланові зупинки ( $DTL = ST - PSD$ ,  $DTL$  – down time loss): поломки та відмови обладнання, зупинки через дефіцит сировини, відсутність місця для складування тощо. Розраховується як відношення операційного часу ( $OT = PPT - DTL$ ,  $OT$  – operating time), коли обладнання працювало і випускало продукцію, до планового часу випуску продукції, або планований виробничий час ( $PPT$  – planned production time)

$$A = \frac{OT}{PPT}. \quad (2)$$

Операційний час визначається як різниця між плановим виробничим часом  $PPT$  та часом позапланових зупинок  $DTL$ :

$$OT = PPT - DTL. \quad (3)$$

Критерій продуктивності  $P$  (Performance) враховує втрати, пов'язані з втратою швидкості випуску одиниць продукції (у нашому випадку, одиниць кількостей енергії)  $SL$  (speed loss) через знос обладнання, якості сировини, вплив людського фактора. Визначається відношенням фактичної кількості одиниць продукції  $TP$  (total pieces), випущеної за операційний час  $OT$  і максимально можливою кількістю продукції в одиницю часу  $IRR$  (ideal run rate):

$$P = \frac{TP}{OT \cdot IRR}. \quad (4)$$

Критерій якості  $Q$  (Quality) враховує втрати, пов'язані з низькою якістю продукції (quality loss) і визначається ставленням кількості придатної продукції  $GP$  (good pieces) до загальної кількості продукції  $TP$  (total pieces), випущеної за операційний час  $OT$

$$Q = \frac{GP}{TP}. \quad (5)$$

Усі розглянуті критерії є відносинами однорозмірних величин. При масових випробуваннях відношення позитивних наслідків до загальної кількості випробувань є ймовірність. Тому критерії можна вважати ймовірностями доступності, продуктивності та якості, а показник ефективності, відповідно, ймовірність настання події – ефективність системи [10].

В якості об'єктів розглянуті складові ПЕК: видобуток, переробка, перетворення, розподіл, транспортування.

Доступність систем перетворення первинних ресурсів у споживані форми енергії обчислена для кожного виду ресурсу.

Розрахунки показали, що найвища доступність характерна для систем прямого перетворення променистої енергії (98%). Дещо менша доступність (близько 95%) характерна для перетворення внутрішньої енергії шляхом ядерних реакцій, перетворення, засновані на окисленні органічних копалин, мають доступність менше 90%.

Розрахункове значення критерію готовності ПЕК загалом становило

$$A = 0,83494.$$

Критерії продуктивності для кожного виду ресурсу визначені з урахуванням їхнього вкладу як у встановлених потужностях, так і у виробленій енергії за операційний час.

Розрахунки показали, що найбільша відносна продуктивність характерна для атомних станцій ( $>0,6$ ), мінімальна – сонячним та біогазовим ( $<0,1$ ). Теплові, гідро- та вітростанції демонструють проміжні значення від 0,15 до 0,3.

Критерій продуктивності для всієї системи ПЕК становив  $P = 0,34533$ .

Найбільші значення критерію якості  $Q$  з урахуванням вагомості виявили атомні та теплові вугільні ресурси. Інтегральний критерій якості склав

$$Q = 0,99046.$$

У результаті показник ефективності ПЕК загалом становив:

$A$	$P$	$Q$	$OEE$
0,83494	0,34533	0,99046	0,285579

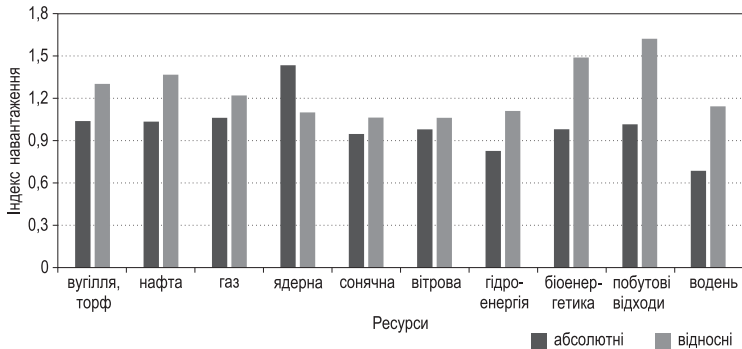
Для порівняльного аналізу впливу енергоресурсів та технологій на їх основі на біосферу розглянуто основні екологічні фактори – рівні викидів (тепла,  $CO_2$ ,  $NO_x$ ,  $SO_x$ , ПАВ, золи, сажі, рідких відходів), а також можливості локалізації, утилізації та зберігання відходів [11].

Інтегральний показник екологічного навантаження ресурсу на біосистему визначається вираженням:

$$П_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{B_i} \cdot \bar{B}_i}{n},$$

де  $P_{пр}$  – комплексний показник екологічного навантаження ресурсу.  $K_{вi}$  – коефіцієнт вагомості для  $i$ -ї групи факторів;  $B_i$  – середня бальна оцінка  $i$ -ї групи факторів,  $n$  – кількість  $i$ -х груп факторів.

Обробка первинних результатів полягала у визначенні абсолютних і відносних нормованих значень оцінки екологічного навантаження для кожного ресурсу (рисуюнок).



**Рисуюнок.** Показники екологічного навантаження середовища.

Абсолютні значення показників, близькі до одиниці, свідчать про незначний вплив ресурсу на навколишнє середовище. Відхилення менше одиниці характерний для посилення дії.

Мінімальним впливом відрізняються ядерна енергія та невикопні ресурси (сонячна, вітрова та гідроенергія). Інші ресурси мають значення, що наближаються до одиниці від менших 1 величин.

Результати оцінки показали, що перспективними, в порядку зменшення, є: ядерні, сонячні, вітрові та водневі енергоресурси.

Найбільший ступінь готовності виявлено в атомній (0,95) і сонячній (0,98) енергетиці. З урахуванням вагомості цих ресурсів найбільший внесок у загальну готовність галузі здійснює ядерний ресурс. Сонячний ресурс є перспективним при збільшенні його вагомості, тобто, встановлених потужностей. Гідро- та вітроресурси, зі ступенем готовності 0,92–0,93, є ефективними видами маневрових ресурсів.

Найбільша відносна продуктивність, характерна для атомних станцій ( $>0,6$ ), з урахуванням найнижчого екологічного навантаження на середовище регіону (1,4), свідчить про перспективність цього ресурсу для підтримання базового рівня енергозабезпечення.

Відновлювані ресурси з критерієм продуктивності менше 0,25 і порівнянним з традиційними ресурсами рівнями екологічного навантаження (~1) можуть розглядатися перспективними, за умови суттєвого нарощування потужностей. Високі ресурси з урахуванням підвищеного рівня екологічного навантаження слід розглядати як ті, що витісняються з галузі у віддаленій перспективі.

### Список використаної літератури

1. Топливо-энергетический комплекс Украины; <https://zn.ua> > Главная > Энергорынок
2. Энергетическая безопасность регионов; <http://www.economy.nauka.com.ua>
3. ГОСТ Р 51380-99
4. Энергетична стратегія України на період до 2035 року. – <https://ips.ligazakon.net> > doc..
5. Берстен Е. В., Егорова Т. А.; [www.e-rej.ru](http://www.e-rej.ru) > Articles > Bersten\_Yegorova. Оценка экологической эффективности организационной структуры промышленного предприятия.
6. Энергетична стратегія України на період до 2035 року – <https://ips.ligazakon.net> > doc..
7. Nakajima S., Introduction to TPM: Total Productive Maintenance, 1988. (Productivity Press Inc.: Cambridge, MA).
8. A. J. de Ron and J. E. Rooda. OEE and equipment effectiveness: An evaluation // International Journal of Production Research. – 2006. – Vol. 44, No. 23. – 4987-500.
9. de Ron A. J. and Rooda J. E. Equipment effectiveness: OEE revisited // IEEE Trans. Semicond. Manuf. – 2005. – 190–196.
10. Method of thermoeconomical optimization of energy intensive systems with linear structure on graphs / С. Wu, V. Nikulshin // International Journal of Energy Research. – 2000. – 24(7). – С. 615–623.
11. Гнеденко Б. В., Хинчин А. Я. Элементарное введение в теорию вероятностей. – М., Наука, 1970. – 168 с.
12. Артюхов И. П. Экспертные оценки: методология и практика применения / И. П. Артюхов, Н. А. Горбач, С. Л. Бакшеева // Фундаментальные исследования. – 2012. – № 10-1. – С. 11–15.

## **ВЗАЄМОЗАМІННІСТЬ ГОРЮЧИХ ГАЗІВ ПРОМИСЛОВОГО І КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВОГО ПРИЗНАЧЕННЯ**

При вивченні можливості використання горючих газів, відмінних від природного (наприклад водню) основним є питання про їх взаємозамінність. Вирішення цього питання є компромісом між намаганням з однієї сторони, збільшити частку газів-замінників природного, а з іншої – забезпечити основні принципи безпеки і ефективності використання палива, а також мінімізації інвестицій, котрі необхідні для переходу газоспалювальних і топкових пристроїв з чистого природного газу на інший газ. Питання взаємозамінності набуває актуальності, коли виникає реальна альтернатива використанню основного горючого газу, наприклад природного.

Під взаємозамінністю згідно вимог нормативів [1] розуміють можливість сталої, ефективної і безпечної роботи газоспалювального обладнання при заміні горючих газу без внесення будь яких змін в конструкцію пальника і іншого обладнання, а також без зміни режиму роботи і налаштувань його роботи.

Таким чином, лише для взаємозамінних газів існує можливість переходу з одного горючого газу на інший із збереженням наступних характеристик процесу горіння:

- заявленої паспортної номінальної теплової потужності паливоспалювального агрегату,  $N$ , кВт;
- ефективності або коефіцієнту корисної дії роботи агрегату,  $\eta$ , %;
- стабільної роботи газопальникового пристрою із запобіганням явищ проскоку або відриву полум'я;
- повноти згорання палива (забезпечення допустимої концентрації продуктів хімічного недопалу палива у продуктах згорання);
- запобігання виникнення жовтих проблисків полум'я, і утворення сажистих частинок в полум'ї.

Згідно [2, 3] на території України характерним є використання в основному природного газу другої категорії групи L або E. Індекс взаємозамінності Воббе за нижчою теплою згорання для газів групи L повинен мати значення від мінімального 39,1 МДж/м<sup>3</sup> до максимального 44,8 МДж/м<sup>3</sup>.

Визначення індексу Воббе виконується згідно залежності:

$$W_i = \frac{H_i}{\sqrt{d}} = \frac{H_i}{\sqrt{\frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{пов}}}}},$$

де  $H_i$  – нижча теплота згорання горючого газу<sup>1</sup>, МДж/м<sup>3</sup>;

$d$  – відносна щільність горючого газу;

$\rho_{\Gamma}, \rho_{\text{пов}}$  – щільність горючого газу і повітря на горіння за однакових умов, кг/м<sup>3</sup>.

Тотожність (точна або приблизна) індексу Воббе  $W_1 = W_2 \pm 5\%$  для двох газів означає, що газові прилади будуть ефективно і безпечно працювати за сталої потужності без будь яких змін в конструкції газопальникових і топкових пристроїв і без коригування режимних параметрів роботи газоспалювальної техніки.

Крім того, згідно вимог [2, 3], обладнання, повинно пройти випробування на випробувальних газах (табл. 1), кожен із яких за своїм складом є критичним с точки зору забезпечення зазначених характеристик роботи обладнання. Отже індекс Воббе є не єдиним критерієм взаємозамінності газів. Тотожність індексу Воббе для двох газів є необхідною, але не достатньою умовою для забезпечення взаємозамінності газів.

Як видно із табл. 1 для випробування на наявність проскоку пропонується газова суміш з умістом водню до 23%. Таким чином, уміст водню у 23% у суміші з природним газом згідно з вимогами ДСТУ ГОСТ EN 437:2014 є критичним з точки зору втрати стабільності факелу і виникнення явища проскоку полум'я.

Водень, як горючий газ, має різко відмінні характеристики від природного газу.

Індекс Воббе для метану і водню відрізняються на 15%, що у 3 рази перевищує нормовану величину 5%. Забезпечити перехід роботи пальника з природного газу на водень без змін у конструкції пальника і без втрати теплової потужності установки неможливо.

<sup>1</sup> Можливим є також визначення індекса Воббе за величиною вищої теплоти згорання.

Тип, склад і характеристики випробувальних газів

Група мережного горючого газу	Назва випробувальної характеристики роботи газоспалювального обладнання		
	Проскок полум'я	Відрив полум'я	Повнота згорання палива і сажоутворення (жовті пробіски полум'я)
Друга категорія, група L	—	G27 Склад: CH <sub>4</sub> – 82% об. C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – 18% об. W <sub>i</sub> = 35,17 МДж/м <sup>3</sup> H <sub>i</sub> = 27,89 МДж/м <sup>3</sup>	G26 Склад: CH <sub>4</sub> – 80% об. C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – 7% об. N <sub>2</sub> – 13% об. W <sub>i</sub> = 40,52 МДж/м <sup>3</sup> H <sub>i</sub> = 33,36 МДж/м <sup>3</sup>
Друга категорія, група E	G222 Склад: CH <sub>4</sub> – 77% об. H <sub>2</sub> – 23% об. W <sub>i</sub> = 42,87 МДж/м <sup>3</sup> H <sub>i</sub> = 28,53 МДж/м <sup>3</sup>	G231 Склад: CH <sub>4</sub> – 85% об. C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – 15% об. W <sub>i</sub> = 36,82 МДж/м <sup>3</sup> H <sub>i</sub> = 28,91 МДж/м <sup>3</sup>	G21 Склад: CH <sub>4</sub> – 87% об. C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – 13% об. W <sub>i</sub> = 49,60 МДж/м <sup>3</sup> H <sub>i</sub> = 41,01 МДж/м <sup>3</sup>

Тому актуальності набуває питання про використання суміші водню і природного газу і про допустимий уміст водню у такій горючій суміші. Для суміші природного газу і водню було виконано розрахунки основних групових характеристик. Результати розрахунків подано у табл. 2.

Як видно із даних табл. 2 нормативна вимога про досягнення допустимих змін індексу Воббе не дотримується уже для суміші з об'ємним умістом водню 20%. Аналіз інших нормованих за [2, 3] критеріїв і індексів взаємозамінності – індексів Кноу, Даттона, Вівера, методів AGA і Дельбурга свідчить про факт відсутності взаємозамінності природного газу і його суміші з воднем за умови ще меншого об'ємного умісту водню – близько 15–20% об.

Досягти можливості роботи установок, що призначені для природного газу, на сумішах його з воднем у кількості більше 20–25% можна лише за умови зміни конструкції пальника. Для інжекційних пальників низького тиску побутових газових приладів для цього необхідно змінити як діаметр сопла, так і тиск газу у газопроводах розподільних мереж. У разі використання дуттьових пальників – необхідна заміна кон-

струкції пальників і їх стабілізаторів. При цьому доцільно використання існуючого досвіду такого спалювання, що існує в Україні при спалюванні газів високо- і середньотемпературної перегонки твердого і рідкого палива, а також біогазу [4].

Таблиця 2

**Горючі характеристики суміші природного газу і водню**

Найменування характеристики суміші	Од. вим.	Уміст Н <sub>2</sub> у суміші, % об.		
		10	30	50
Щільність	кг/м <sup>3</sup>	0,65	0,52	0,40
Теплота згорання нижча	МДж/м <sup>3</sup>	33,38	28,36	23,33
Індекс Воббе за нижчою теплотою згорання	МДж/м <sup>3</sup>	46,95	44,37	41,81
Відмінність індексу Воббе суміші від індексу Воббе природного газу (48,22)	%	2,6	8,0	13,2
Межі спалахування:				
– нижня	% об.	4,9	4,6	4,4
– верхня		16,3	19,7	25,0
Коефіцієнт надлишку повітря на межах спалахування:				
– на нижній межі спалахування	–	2,20	2,70	3,62
– на верхній межі спалахування		0,58	0,55	0,50
Швидкість проскоку полум'я	м/с	0,19	0,26	0,37
Граничний коефіцієнт надлишку повітря на межі утворення жовтих пробісків полум'я	–	0,21	0,19	0,17
Теоретична потреба у повітрі для повного згорання (стехіометрична кількість повітря)	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	8,8	7,4	5,9
Об'єм продуктів згорання ( $\alpha = 1,15$ )	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	11,1	9,3	7,6

**Висновок.** Заміна одного горючого газу іншим на існуючому газоспалювальному обладнанні є складним інженерним процесом, який потребує детального розгляду. Питання зводиться до безпеки і ефективності використання горючого газу. Виходячи із нормативних індексів взаємозамінності граничним умістом водню у горючій суміші з природним газом є його уміст, що не перевищує 15–20% об.



## Список використаної літератури

1. Halchuk-Harrington R. and Wilson R. AGA Bulletin#36 and Weaver Interchangeability Methods: Yesterday's Research and Today's Challenges, AGA Gas Operations Conference, May 2–4, 2006.
2. ДСТУ ГОСТ EN 437:2018. Випробувальні гази. Випробувальний тиск. Категорії приладів. ДП «Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості» (ДП «УкрНДНЦ»). – К., 2018.
3. ДСТУ ISO 13686:2015. Природний газ. Показники якості. (ISO 13686:2013, IDT). ДП «УкрНДНЦ»), 2016.
4. Сигал И. Я. Особенности горения и опыт сжигания биогаза в промышленных котлах [Электронный ресурс] / Сигал И. Я., Марасин А. В. // 10-а міжнародна конференція «Енергія біомаси», Київ, 23–24 вересня 2014 р. – К., 2014.

УДК 662.61:621

**Н. М. Фіалко, Н. О. Меранова, В. Л. Юрчук, К. В. Рокитько,  
А. В. Кліщ, О. Є. Малецька, І. Л. Дашковська, Н. М. Ольховська**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОЧОГО ПРОЦЕСУ МІКРОФАКЕЛЬНИХ ПАЛЬНИКІВ ШЛЯХОМ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ГОРІННЯ**

Один із способів підвищення ефективності робочого процесу горіння полягає у застосуванні різних засобів його інтенсифікації.

Необхідність інтенсифікації горіння стосується, насамперед, вогнетехнічних об'єктів малої та середньої потужності, які вимагають короткого факелу полум'я з огляду на їх порівняно невеликі розміри. Інтенсифікація процесу горіння полягає у підвищенні швидкості перебігу і більшій завершеності його основних стадій – стадії сумішоутворення палива і окиснювача, запалювання і власне процесу горіння. Вказані основні стадії процесу горіння визначають перебіг інших елементів робочого процесу, а саме, стабілізацію факела, стійкість горіння на різних режимах роботи, зовнішній і внутрішній теплообмін, утворення токсичних складових в продуктах згоряння тощо. Отже, підвищення інтенсивності спалювання палива є комплексною пробле-

мою, пов'язаною з усіма процесами, що мають місце у топковому просторі.

Інтенсифікація процесу спалювання здійснюється перш за все шляхом збільшення фронту полум'я в одиниці об'єму. Це реалізується, зокрема, за рахунок застосування мікрофакельних пальникових пристроїв стабілізаторного типу.

Мікрофакельні пальники, як засоби інтенсифікації процесів горіння, характеризуються підвищеною економічністю та екологічністю. Щодо підвищення економічності, то тут, насамперед, звертають на себе увагу такі фактори. По-перше, інтенсифікація робочого процесу даних пальників створює умови, за яких забезпечується висока повнота вигорання палива, усувається так званий «лисячий хвіст» – хвостова зона факела, в якій відбувається догорання палива, що не вступило в реакцію окислення на основній ділянці зони горіння. Дійсно, саме у хвостових зонах факела, що мають велику протяжність, з'являються продукти неповного згорання у відхідних газах. По-друге, підвищення економічності спалювання палива пов'язано з низькими втратами тиску на пальнику через реалізацію прямої аеродинамічної схеми течії окиснювача. І по-третє, інтенсифікація горіння у вказаних пальниках супроводжується використанням палива в якості охолоджувального агента для стабілізаторів полум'я, нагріванням палива перед його надходженням на горіння, а відтак і підвищенням економічності даних пальників.

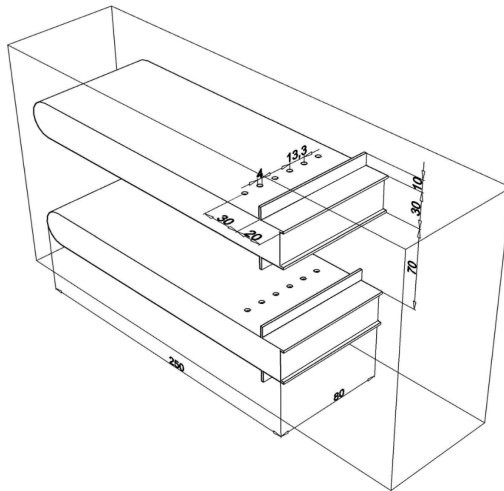
Перехід до високоінтенсивного спалювання палива в мікрофакельних пальниках, як правило, не пов'язаний зі зниженням їх екологічності. Тут, насамперед, слід відзначити, що застосування пальників даного типу забезпечує високу ступінь гомогенізації зони горіння. Це є одним із ефективних засобів зниження емісії оксидів азоту. Крім того за рахунок інтенсифікації процесів переносу в зоні горіння різко скорочується час перебування палива в зоні високих температур, що також сприяє зменшенню утворення оксидів азоту.

В даній роботі аналізуються можливості інтенсифікації процесів горіння в мікрофакельних пальниках стабілізаторного типу. При цьому розглядаються різні конструктивні напрями реалізації цих пальникових пристроїв.

Наводяться результати досліджень робочих процесів пальників з гладкими циліндричними стабілізаторами полум'я та розглядаються особливості використання нішових порожнин на бічних поверхнях цих стабілізаторів як засобу інтенсифікації процесів горіння.

Стосовно типоряду пальників з циліндричними стабілізаторами полум'я за наявності кільцевих нішових порожнин на їх бічних поверхнях виконано цикл досліджень процесів переносу при варіюванні в певних межах їхніх основних геометричних характеристик, таких як розміри ніші, її розташування відносно зривної кромки стабілізатора полум'я, відстань між газоподавальними отворами тощо.

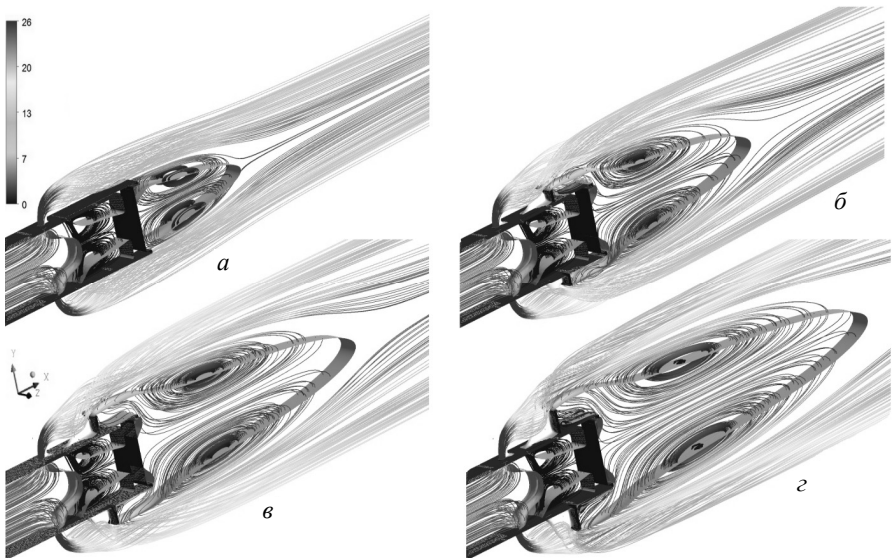
Наводяться результати комп'ютерного моделювання цих процесів для пальників з циліндричними стабілізаторами полум'я за наявності пластинчатих турбулізаторів потоку на їх зривних кромках. Аналізуються дані досліджень процесів переносу у пальниках з плоскими стабілізаторами полум'я при застосуванні турбулізаторів різної висоти на бічних поверхнях стабілізаторів полум'я і турбулізаторів різних розмірів і конфігурації на зривних кромках стабілізаторів.



**Рис. 1.** Схема пальникового пристрою стабілізаторного типу з турбулізуючою пластинною.

На рис. 1 представлено схему пальникового пристрою з турбулізуючою пластинною на бічній поверхні стабілізатора полум'я. Дослідження структури потоку в розглянутих умовах проводились при варіюванні висоти турбулізуючої пластини. (Висота пластини змінювалася від 5,0 до 10,0 мм). Картину ліній току для ситуації, що відповідає відсутності турбулізуючої пластини, ілюструє рис. 2, а. На рис. 2, б, в, г представлені відповідні дані для решітки стабілізаторів з турбулізую-

чою пластиною, висота якої становить відповідно 5,0; 7,5 і 10,0 мм. Як видно, у разі відсутності турбулізуючої пластини конфігурація зони зворотних токів в ближньому сліді за стабілізатором є відносно плоскою, а її довжина порівняно невеликою. У ситуації ж, коли на бічних поверхнях стабілізаторів встановлені зазначені пластини, форми зон рециркуляції істотно ускладнюються. Важливо підкреслити, що тут спостерігається утворення загальної вихрової структури за турбулізуючою пластиною і стабілізатором полум'я.



**Рис. 2.** Картина ліній току пального та окиснювача в плоскому стабілізаторі, без турбулізуючої пластини (*a*), та з пластиною різної висоти  $h_T$ : *б* –  $h_T = 5$  мм; *в* –  $h_T = 7,5$  мм; *з* –  $h_T = 10$  мм.

**В. П. Кравченко, А. О. Оверченко, І. Л. Козлов, В. І. Ковальчук,  
М. О. Головін, О. І. Козлов**

*Національний університет «Одеська політехніка», м. Одеса*

## **ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ АТОМНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ**

На сьогоднішній день у всьому світі проявився тренд розвитку атомних станцій малої потужності (АСМП) з Small Modular Reactor (SMR) [1]. Найбільш близькими до втілення є проекти американських фірм NewScale Power та Holtec International.

Одною з основних особливостей SMR є їх підвищена безпека. Високі показники безпеки та незалежність від джерела води дозволяють розміщувати SMR у безпосередній близькості до населених пунктів, що робить їх цікавими для теплопостачання потужних споживачів.

Аналіз сучасного стану теплопостачання крупних міст, наприклад м. Одеси, показав, що теплопостачання районів здійснюється котельнями, потужність яких дорівнює ~300 МВт.

### **Досвід теплопостачання від АЕС**

Оцінка можливості використовуватися сьогодні в Україні атомних електростанцій (АЕС) для теплопостачання показала, що теплопостачання міст-супутників АЕС здійснюється у теплофікаційному режимі: мережева вода нагрівається при конденсації пари, що відбирається з турбіни. При цьому при електричній потужності турбіни 1000 МВт тепла потужність теплофікаційної установки серійної турбіни К-1000-5,8/50 дорівнює 200 МВт. Це означає, що для забезпечення тільки одного району міста Одеса треба використати 1,5 енергоблоки АЕС з реакторами ВВЕР-1000, що абсолютно непринятно.

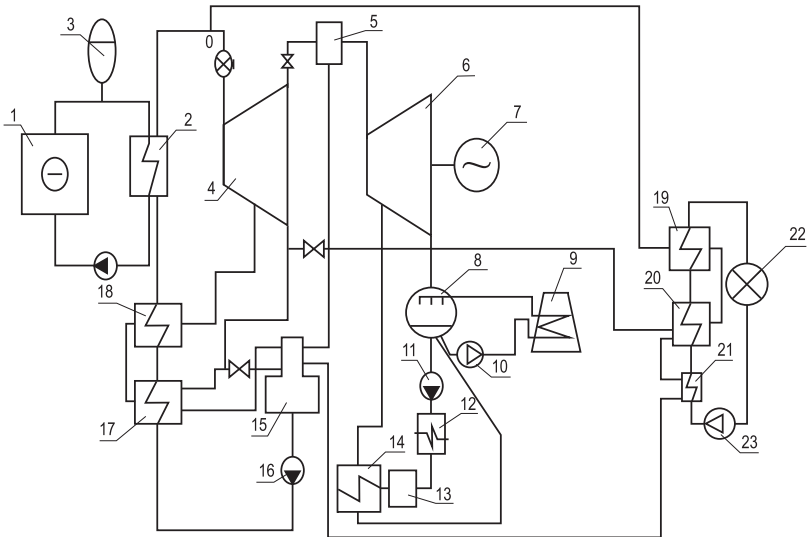
### **Робота АСМП у теплофікаційному режимі**

Певний інтерес становить можливість використання для теплопостачання АСМП з SMR-160. Беручи за основу наведене раніше співвідношення між електричною та тепловою потужністю конденсаційної турбіни, отримаємо, що при електричній потужності 160 МВт можлива

теплова потужність складе 32 МВт (160·200/1000). Звідси витікає, що SMR, які за визначенням мають електричну потужність до 300 МВт, не можуть використовуватися для тепlopостачання великих міст за відомою технологією.

Для роботи АСМП цілий рік вона повинна мати обладнання для обох режимів: конденсаційного при виробітку тільки електроенергії літом та теплового для теплoзабезпечення взимку (рисунок). Влітку АСМП працює у конденсаційному режимі: задіяна основна двоциліндрова турбіна 3. Взимку здійснюється перехід на теплофікаційний режим: відключається циліндр низького тиску та вся пара з вихлопу циліндру високого тиску направляється в систему регенерації теплоти та на теплофікаційну установку (ТФУ).

Для визначення теплової потужності теплоспоживача була розрахована теплова схема у теплофікаційному режимі при відключеному циліндру низького тиску (ЦНТ).



**Рисунок.** Принципова схема АСМП зі збільшеним відпуском теплоти:

1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – компенсатор тиску; 4 – циліндр високого тиску (ЦВТ) турбіни; 5 – сепаратор; 6 – ЦНТ; 7 – електрогенератор; 8 – конденсатор змінення; 9 – суха градирня; 10 – циркуляційний насос; 11 – конденсатний насос; 12 – охолоджувач ежекторів; 13 – знесолююча установка; 14 – підігрівач низького тиску (ПНТ); 15 – деаератор; 16 – живильний насос; 17 – підігрівач високого тиску (ПВТ) № 1; 18 – ПВТ-2; 19 – підігрівач мережевої води (ПМВ-2); 20 – ПМВ-1; 21 – охолоджувач дренажу; 22 – споживач теплоти; 23 – мережевий насос.

Вихідні дані: потужність реактора (парогенератору) 525 МВт; параметри гострої пари  $P_0 = 3,4$  МПа;  $t_0 = 285$  °С; температура живильної води 170 °С; тиск в деаераторі 1 атм; температура прямої мережевої води 130 °С; температура зворотної мережевої води 70 °С; тиск пари за ЦВТ 0,357 МПа.

В результаті розрахунку було отримано, що запропонована схема при потужності реактора 525 МВт забезпечить в теплофікаційному режимі відпуск теплоти 442,5 МВт та електричну потужність 36,1 МВт.

### **Використання теплового насосу для теплопостачання**

Відомий досвід Швеції використання теплових насосів (ТН) для теплопостачання [2]. Розглянемо АСМП з використання теплоти конденсації пари у якості джерела низько потенційної теплоти для ТН. В цьому випадку використовується конденсатор з вбудованою поверхнею нагріву для випаровування фреону.

Це дозволить знизити кінцевий тиск в конденсаторі та підвищити коефіцієнт корисної дії (ККД). При цьому підвищиться виробіток електроенергії. З другого боку з підвищенням температури конденсації росте коефіцієнт перетворення енергії теплового насосу COP [3]. Таким чином, зміною витрати фреону через конденсатор можна буде впливати на відношення між виробітком електроенергії та теплоти.

У [3] приводиться розрахунок ТН для умов АЕС. З наведених результатів слідує, що при температурі конденсації пари в конденсаторі 32,9 °С та нагріві води до 65 °С  $COP = 5,365$ . В SMR-160 потужність конденсатора турбіни дорівнює  $Q_{\text{конд}} = Q_{\text{випТН}} = Q_{\text{реактор}} - N_{\text{ел}} = 525 - 160 = 365$  МВт. Тобто потужність випарника для ТН дорівнює 365 МВт.

Для теплового насосу:

$$Q_{\text{кондТН}} = Q_{\text{випТН}} + N_{\text{компр}},$$

$$Q_{\text{кондТН}} = Q_{\text{випТН}} + Q_{\text{кондТН}} / COP,$$

$$Q_{\text{кондТН}} = Q_{\text{випТН}} / (1 - 1/COP) = 365 / (1 - 1/5,365) = 448,62 \text{ МВт},$$

$$N_{\text{компр}} = Q_{\text{кондТН}} / COP = 448,62 / 5,365 = 83,62 \text{ МВт}.$$

Таким чином, використання ТН, який у якості випарника використовує конденсатор парової турбіни, дозволить виробити 448,62 МВт теплоти для теплоспоживача та  $N_{\text{турб}} - N_{\text{компр}} = 160 - 83,62 = 76,38$  МВт електроенергії.

З наведених результатів розрахунків (таблиця) видно, що перший варіант програє через неможливість забезпечити достатньо велику теплову потужність споживача. Дві наступні схеми по тепловій потужності тепlopостачання практично однакові, але схема з використанням ТН має в двічі більшу електричну потужність.

Таблиця

### Порівняння різних схем використання АСМП з SMR-160

Теплова схема	$N_{ел}$ , МВт	$Q_{тепл}$ , МВт	$E_Q$ , МВт	ККД <sub>ех</sub> , %
Конденс. режим	150,00	32,00	–	–
Схема (рисунок)	36,10	442,50	116,3	29,03
Використання ТН	76,38	448,62	69,9	27,70

### Висновки

Враховуючи, що теплота в протитисковому режимі постачається при температура прямої мережевої води 130 °С, а при використанні ТН температура прямої мережевої води 65 °С, для порівняння цих варіантів був використаний ексергетичний ККД, який для протитискового режиму має значення на 1,33% (абс.) більше, ніж для схеми з використанням теплового насоса.

### Список використаної літератури

1. Advances in Small Modular Reactor Technology Developments. A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS). 2018 Edition. IAEA.
2. Averfalk H., Ingvarsson P., Persson U. and Werner S. On the Use of Surplus Electricity in District Heating Systems // Proceedings from the 14<sup>th</sup> International Symposium on District Heating and Cooling: September, 6–10, 2014. – Stockholm, Sweden. – pp. 469–474.
3. Increasing the Efficiency of NPP by Using the Heat Pump for Heat Supply / Kravchenko V., Kolykhanov M., Muromsky E., Vysotsky Yu., Galatsan M. // Proceedings of the 13<sup>th</sup> International Conference of the Croatian Nuclear Society. Zadar, Croatia, June 5–8, 2022. – P. 120-1–120-10.



**В. Л. Звягінцев, О. В. Івченко**

*Сумський національний аграрний університет, м. Суми*

## **ТЕПЛОВИЙ БАЛАНС ВІДПУЩЕНОЇ ТЕПЛОЇ ЕНЕРГІЇ ВІД ТЕЦ, КОТЕЛЬНІ ТА ТЕПЛОВІ ВТРАТИ ЗАКРИТИХ ТА ВІДКРИТИХ СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛЬНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ**

Спосіб визначення теплового балансу відпущеної теплової енергії від ТЕЦ, котельній системі центрального теплоснабження у водяну теплову мережу закритого та відкритого типу має відомі складові: теплові втрати в теплових водяних мережах, реалізовану теплову енергію на опалення та вентиляцію та реалізовану теплову енергію на гаряче водопостачання, а також теплові втрати в житлових будинках у вигляді теплової енергії на опалення загальних нежитлових приміщень та у вигляді теплових втрат в системі гарячого водопостачання в режимі очікування водорозбору.

Тепловтрати на комунальну теплову енергію в житлових будівлях визначають за: розміром площі опалювальних нежитлових приміщень; показниками теплових лічильників, що встановлені на стояках трубопроводів постачання теплоносія або перед нагрівальними приладами в нежитлових комунальних приміщеннях.

Теплові втрати в системах гарячого водопостачання визначають за показниками теплових лічильників в центральних та індивідуальних теплових пунктах, що встановлені на трубопроводах, які постачають теплоносій та циркуляційних трубопроводах за винятком теплової енергії, яка була використана під час споживання гарячої води, що обчислюються за показниками лічильників гарячої води в квартирах житлового будинку, в комерційних та бюджетних будівлях.

Нормативний документ РД 34.09.255-97. Методические указания по определению тепловых потерь водяных тепловых сетях (далі за текстом – МУ 34-70-080-84) рекомендує обчислювати теплові втрати у водяних теплових мережах через теплову ізоляцію трубопроводів залежно від способу прокладання теплової мережі. Цей нормативний документ ґрунтується на обчисленні теплових втрат у водяній тепловій мережі на всю її довжину, тобто вибудовують тепломережу в одну по-

слідовну магістраль. Насправді потоки теплоносія розходяться від джерела радіально паралельними тепловими потоками кількох магістралей.

Вказаний нормативний документ не враховує потужність (ентальпію) та зміну потужності (ентальпії) теплового потоку в магістральних та розподільчих водяних теплових мережах (трубопроводах) на зменшення в залежності віддаленості від джерела (ТЕЦ, котельні).

Положення відповідного нормативного документу були відомі і раніше, дивись, наприклад, роботу: Довідник з налагодження та експлуатації водяних теплових мереж / В. І. Манюк [та ін.]. – М.: Будвидав, 1982. – 432 с., табл. 6.1 та 6.2, стор. 160. Нормативний документ має багато недоліків, наприклад, у формулі 7 питомі теплові втрати через теплову ізоляцію трубопроводу водяної теплової мережі вимірюють у Вт/м або Ккал/(м·год), ті ж одиниці стоять у таблиці 1 і 2 у Вт/м<sup>2</sup> та Ккал/(м<sup>2</sup>·год). В табл. 6.1 та 6.2 мають розмірність Вт/м<sup>2</sup> та Ккал/(м<sup>2</sup>·год) відповідно. Для проведення вірного обчислення за формулою 7, потрібно поміняти місцями значення доданків. За застарілими даними, таблиця 4, де внесені теплові втрати через асфальтову теплову ізоляцію при безканалній прокладці теплової мережі, необхідно додати таблицю теплових втрат через поліуретанову теплову ізоляцію при безканалній прокладці теплової мережі. Ця методика приймає сумарні тепловтрати в теплових мережах за середні. Для перших та середніх споживачів сумарні тепловтрати – мають завищені значення!

Таким чином, нормативний документ розглядає теплові втрати у теплових водяних мережах безсистемно та помилково вважають теплові втрати у споживачів як теплові втрати у теплової мережі.

Відомі «Норми та вказівки щодо нормування витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні», КТМ 204.

В пп. 3.1.7 та 3.1.8 на стор. 41 документа наведено нормовані значення тимчасових середніх норм теплових втрат у водяних теплових мережах, які залежать від протяжності мережі та значень відпущеної теплової енергії від джерела. Наведені рекомендації середніх параметрів мають дуже завищені значення.

У запропонованій системі центрального тепlopостачання закритого та відкритого типу має тепловий баланс відпущеної теплової енергії від ТЕЦ (котельні) у водяну теплову мережу, яку розподіляють на теплові втрати у водяній теплової мережі, реалізовану теплову енергію на опалення й вентиляцію та реалізовану теплову енергію на гаряче водопостачання, яку обчислюють як тепловий баланс за наступним виразом:

$$Q_{tot} = Q_{dis,ls} + Q_{nd,cont} + Q_{DHW,use} + Q_{A,c,ut,ls} + Q_{A,c,bath,ls}, \quad (1)$$

де  $Q_{tot}$  – сумарні теплонадходження (відпущена теплова енергія від джерела) до житлових, комерційних та громадських будівель (далі – споживачі), %;

$Q_{dis,ls}$  – тепловтрати у водяних тепломережах, %;

$Q_{nd,cont}$  – енергоспоживання споживачами на їх опалення, що також включає в себе енергоспоживання на вентиляцію під час їх опалення (сумарна реалізована теплова енергія, що була спожита на опалення та вентиляцію), %;

$Q_{DHW,use}$  – енергоспоживання споживачами при постачанні гарячої води (реалізована теплова енергія з системи постачання гарячої води), %;

$Q_{A,c,ut,ls}$  – тепловтрати в житлових будівлях у приміщеннях загального користування, %;

$Q_{A,c,bath,ls}$  – тепловтрати споживачів в системі постачання гарячої води, %.

Пропоноване рівняння теплового балансу відпущеної теплової енергії від джерела містить повне та системне значення, що показує дві аномалії теплових втрат у споживачів, що наразі віднесено до теплового балансу, як теплові втрати водяної теплової мережі.

Пропонована система центрального теплопостачання закритого та відкритого типу відрізняється тим, що за тепловим балансом відпущеної теплової енергії в теплових водяних мережах теплові втрати обчислюються за розробленим графіком (зведеною таблицею даних) та системою математичних рівнянь на всю довжину теплової мережі для середньостатистичного споживача системи теплопостачання за виразом:

$$Q_{dis,ls} = E_{dis,ls} \cdot L/100, \quad (2)$$

де  $E_{dis,ls}$  – питомі тепловтрати у водяних тепломережах, %;

$L$  – значення довжини водяної теплової мережі від джерела теплопостачання до середньостатистичного споживача, м.

Питомі теплові втрати в водяній тепловій мережі є одною з основних характеристик змінення потужності (ентальпії) теплового потоку в магістральній та розподільчих водяних теплових мережах (трубопроводах) на зменшення в залежності віддаленості від джерел (ТЕЦ, котельних).

Пропонована система центрального теплопостачання закритого та відкритого типу відрізняється тим, що за тепловим балансом відпущена теплова енергія після водяних теплових мереж втрачається в житлових будинках у вигляді комунальної теплової енергії і її обчислюють

відповідно до реалізованої теплової енергії цього житлового будинку (будинків) на опалення та вентиляцію за виразом:

$$Q_{A,c,ut,ls} = \frac{A_{c,ut,tot}}{A_{apartment,tot}} \cdot 100, \quad (3)$$

де  $A_{c,ut,tot}$  – сумарна площа приміщень загального користування у будівлі, що опалюються (холи, коридори загального користування, сходи, ліфти та ін.), м<sup>2</sup>;

$A_{apartment,tot}$  – сумарна площа квартир (приміщень) у будівлі, що опалюються, м<sup>2</sup>.

У житлових будинках комунальну площу, що опалюється та опалювальну площу квартир приймають за технічним паспортом будинку (будинків). Для кожної системи центрального тепlopостачання значення комунальних теплових втрат рахують окремо. З експериментальних розрахунків теплові втрати комунальної теплової енергії можуть перебувати в межах 6–13% у середньому за системою тепlopостачання.

У разі, якщо у всіх житлових будинках будуть встановлені теплові лічильники, із рівняння теплового балансу категорію комунальної теплової енергії (теплових втрат) не буде виключено: по-перше, через наявність житлових будинків пільговиків та відключених від центрального опалення квартир, що перейшли на індивідуальне опалення; по-друге, ці теплові втрати слід зменшувати надалі.

Запропонована система центрального тепlopостачання закритого та відкритого типу відрізняється тим, що за тепловим балансом відпущена теплова енергія після водяних теплових мереж втрачається в житлових будинках у системах гарячого водопостачання та її значення обчислюють експериментально співвідношенням реалізованої теплової енергії з водорозбірних кранів у системі гарячого водопостачання до сумарної реалізованої теплової енергії в системах опалення та вентиляції цього житлового будинку (будинків) у середньому за опалювальний сезон (опалювальний місяць) за фактом виставлених рахунків за виразом:

$$EP_{DHW,use} = \frac{Q_{DHW,use}}{Q_{nd,cont}} \cdot 100, \quad (4)$$

де  $EP_{DHW,use}$  – питоме споживання енергії при постачанні гарячої води, %.

Для виразу (4) значення величин  $Q_{DHW,use}$  та  $Q_{nd,cont}$  застосовуються в натуральних фізичних одиницях кВт·год або Гкал.

Значення відношення реалізованих теплових енергій у житлових будинках та спорудах визначаються засобами вимірювальної техніки за

час опалювального сезону (опалювального місяця). В системах теплопостачання теплові втрати у системах гарячого водопостачання експериментально знаходяться в межах 55–70% від реалізованої теплової енергії з кранів гарячої води. При цьому 70% характерні для індивідуальних теплових пунктів, дахових котельень і групових теплових пунктів (центральної теплових пунктів) з підключенням одного або двох житлових будинків. Вперше саме у житлових будинках з індивідуальними даховими котельнями методом теплового балансу у травні та вересні місяцях визначено, що теплові втрати у системах гарячого водопостачання будинків перебувають у межах 70% під час цілодобового водорозбору з кранів гарячої води в режимі його очікування.

В інші літні місяці, коли настають відпустки та канікули у школярів та студентів теплові втрати у системах гарячого водопостачання перевищують 70% у режимі очікування водорозбору.

Загальні переваги запропонованої системи теплопостачання закритого та відкритого типу, які мають тепловий баланс відпущеної теплової енергії від ТЕЦ (котельні) є те, що системно до теплових втрат у водяних теплових мережах додають приховані аномальні теплові втрати у житлових будинках у вигляді комунальної теплової енергії та теплових втрат у системах гарячого водопостачання житлових будинків, причому, обсяг теплових втрат у водяних теплових мережах зменшують на сумарну величину теплових втрат у житлових будинках. Це говорить про те, що фінансування реновацій мереж потрібно спрямовувати на зниження теплових втрат не лише в теплових мережах, а й у житлових будинках.

На рис. 1 представлений Графік 1 теплових втрат у водяних теплових мережах.

За результатами аналізу Графіку 1, можна зробити висновок:

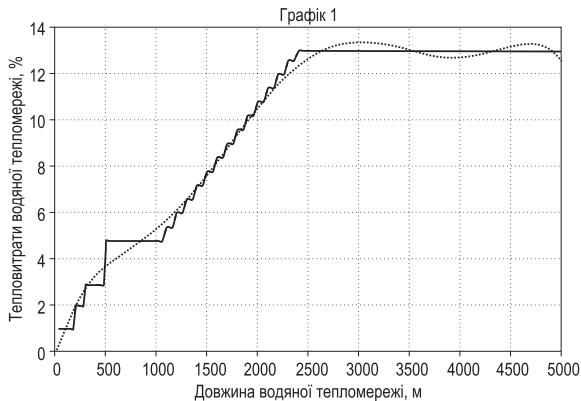
По-перше, відсутня пряmlinійна залежність тепловтрат від довжини водяної теплової мережі.

По-друге, Графік 1 має крутий підйом, чим завищує тепловтрати у водяних теплових мережах.

По-третє, максимального значення тепловтрат у водяній тепломережі (13%) знаходиться в точці зі значенням довжини теплової водяної мережі близько 2400 метрів, що є досить завищеним значенням для реальних водяних тепломереж.

На рис. 2 побудовані два робочі Графіки 2 і 3 теплових втрат водяних теплових мереж  $Q_{dis,ls}$  та два робочі Графіки 2А і 3А питомих теплових втрат водяних теплових мереж  $E_{dis,ls}$  за даними відповідно до п. 3.1.8, стор. 41 нормативного документу, при цьому, за базові значен-

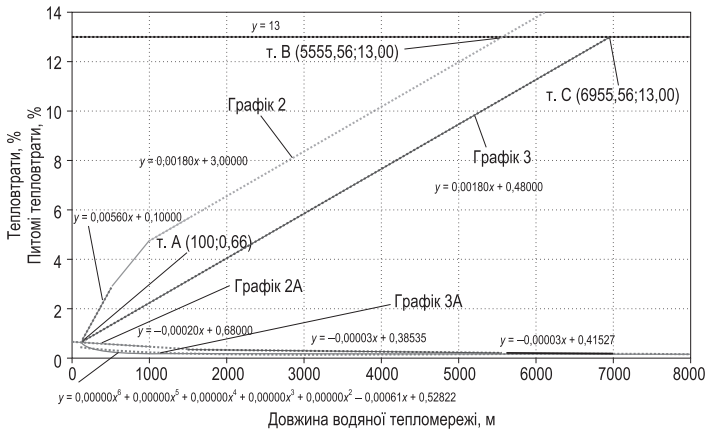
ня для графіків 2 і 2А прийнято теплові втрати водяної теплової мережі на відстані 500 метрів (2,9%) та 1000 метрів (4,8%) від джерела (від місця встановлення вузла обліку відпущеної теплової енергії). Графіки 3 і 3а, що мають пряmlinійну залежність за виразом (2), побудовані на базі розроблених Графіків 2 і 2А, а саме знайдені координати точки «А» на 100 метрах водяної теплової мережі, де згідно з виразом (2)  $Q_{dis,ls} = E_{dis,ls} = 0,66\%$ , з якої будуються (виходять) Графіки 2 і 2А та одночасно прямі Графіків 3 і 3А. Графік 3 і 3А є більш точними та прийнятними для теплових водяних мереж, а Графіки 2 та 2А залишаються неприйнятними та завищеними. Графік 2 досягає 13% теплових втрат на ділянці теплової мережі в точці «В» на відстані 5555,56 метрів. Кут нахилу верхньої пряmlinійної частини Графіка 2 є паралельним орієнтиром для побудови реального Графіка 3 теплових втрат водяних теплових мереж до перетину з максимальним значенням теплових втрат 13% в точці «С» на відстані 6955,56 метрів протяжності водяної теплової мережі до середнього споживача системи теплопостачання, що розглядається.



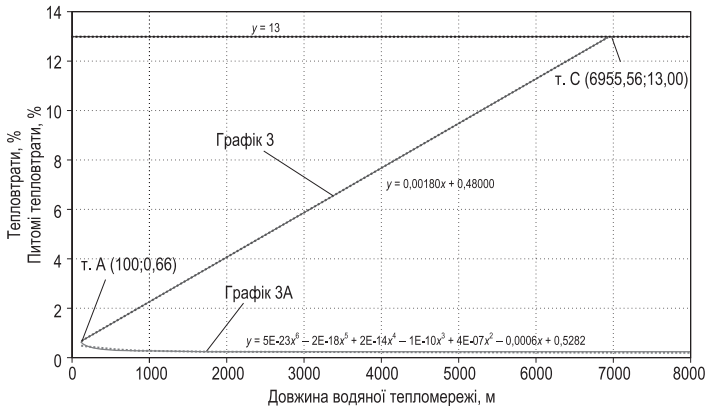
**Рис. 1.** Графік теплових втрат у водяних теплових мережах відповідно до п. 3.1.8 стор. 41 КТМ 204 України.

На рис. 3 представлено Графік 3 реальних теплових втрат у водяних теплових мережах та Графік 3А реальних питомих теплових втрат у водяних теплових мережах. Підтвердження того, що Графік 3 є більш точним і ближче наблизений до реальних значень теплових втрат є те, що Графіки 2А і 3А питомих теплових втрат водяної теплової мережі співпадають на відстані теплової мережі в точці «С» зі значення

6955,56 м в одну лінію, а Графік 3 та 3А (відповідно і табл. 2) можна, за потреби, подовжити відповідно до виразу (2).



**Рис. 2.** Робочі графіки теплових втрат та питомих теплових втрат в водяних теплових мережах.



**Рис. 3.** Реальні графіки теплових втрат та питомих теплових втрат в водяних теплових мережах.

У разі подовження Графіка 3 після досягнення теплових втрат вище 13% у точці «С» питомі теплові втрати починають зростати, що енергетично неможливо. В реальних умовах питомі теплові втрати енергетично продовжують знижуватися за Графіками 2А та 3А. Тому Графік 3 не перевищує теплові втрати теплової мережі більше 13%.

Значення показників для Графіків 2 та 2А на рис. 2

Тепловтраги	Довжина теплової мережі (L), м · 10 <sup>2</sup>											
	1	2	3	4	5	10	20	30	40	50	60	70
Питомі тепловтраги у водяних тепломережах ( $E_{dis,ts}$ ), %	0,660	0,640	0,620	0,600	0,58	0,480	0,330	0,280	0,255	0,240	0,217	0,186
Тепловтраги у водяних тепломережах ( $Q_{dis,ts}$ ), %	0,66	1,76	2,14	2,52	2,90	4,80	6,60	8,40	10,20	12,00	13,00	13,00

Значення показників для Графіків 3 та 3А на рис. 3

Тепловтраги	Довжина теплової мережі (L), м · 10 <sup>2</sup>											
	1	2	3	4	5	10	20	30	40	50	60	70
Питомі тепловтраги у водяних тепломережах ( $E_{dis,ts}$ ), %	0,660	0,420	0,340	0,300	0,276	0,228	0,204	0,196	0,192	0,190	0,188	0,186
Тепловтраги у водяних тепломережах ( $Q_{dis,ts}$ ), %	0,66	0,84	1,02	1,20	1,38	2,28	4,08	5,88	7,68	9,48	11,28	13



## ПРИКЛАД № 1

### Обчислення тепловтрат на житловій будівлі у приміщеннях загального користування

Обчислення проводиться відповідно до табл. 7.1 КТМ 204 Україна 244-94 Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні. – [Чинний від 1993-12-14]. Вид. офіц. УкрНДІінжпроект.

Загальна опалювальна площа житлової будівлі ( $A_{Tot}$ ) може бути обчислена за виразом:

$$A_{Tot} = A_{\text{apartment,tot}} + A_{c,ut,tot}. \quad (5)$$

Визначення реальних енергопотреб для опалення житлової будівлі ( $Q_{H,nd}$ ) в Гкал/рік за виразом:

$$Q_{H,nd} = A_{Tot} \cdot F_P, \quad (6)$$

де  $F_P$  – коефіцієнт (див. табл. 7.1 [5]), що враховує питоме планове навантаження на  $1 \text{ м}^2$  площі за один рік, Гкал/ $\text{м}^2 \cdot \text{рік}$ .

Результати обчислення сумарного теплового навантаження житлової будівлі наведено в табл. 3.

Таблиця 3

**Данні обчислень сумарного теплового навантаження житлової будівлі**

Категорія будівлі	Сумарна площа квартир (приміщень) у будівлі, що опалюються ( $A_{\text{apartment,tot}}$ ), $\text{м}^2$	Сумарна площа приміщень загального користування у будівлі, що опалюються ( $A_{c,ut,tot}$ ), $\text{м}^2$	Загальна опалювальна площа житлової будівлі ( $A_{Tot}$ ), $\text{м}^2$	$F_P$ , Гкал/ $\text{м}^2 \cdot \text{рік}$	Реальні енергопотреби для опалення житлової будівлі ( $Q_{H,nd}$ ), Гкал/рік
1–2-поверхові	8 857,3	496,0	9 353,3	0,422	3 947,1
3–4-поверхові	12 837,5	918,8	13 756,3	0,247	3 397,8
5-поверхові та вищі	92 771,7	5 495,2	98 266,9	0,167	16 410,6
Усього	114 466,5	6 910,1	121 276,5	0,196	23 755,5

Тоді за виразом (3) отримуємо:

$$Q_{A,c,ut,ls} = \frac{6\,910,1}{114\,466,5} \cdot 100 = 6,04 (\%).$$

В табл. 4 наведено результати обчислення сумарного теплового навантаження житлових будівель за площами, що залишилися.

Таблиця 4

**Данні обчислень сумарного теплового навантаження житлової будівлі за площами, що залишилися**

Категорія будівлі	Сумарна площа квартир (приміщення) у будівлі, що опалюються ( $A_{apartment}$ ), м <sup>2</sup>	Сумарна площа приміщень загального користування у будівлі, що опалюються ( $A_{c,ut,lad}$ ), м <sup>2</sup>	Загальна опалювальна площа житлової будівлі ( $A_{rad}$ ), м <sup>2</sup>	$F_p$ , Гкал/м <sup>2</sup> ·рік	Реальні енергопотреби для опалення житлової будівлі ( $Q_{H,rad}$ ), Гкал/рік
1–2-поверхові	7 214,3	496,0	7 710,3	0,422	3 246,0
3–4-поверхові	11 248,7	918,8	12 167,5	0,247	3 005,4
5-поверхові та вищі	68 103,9	5 495,2	73 599,1	0,167	12 291,0
Усього	86 566,9	6 910,1	93 476,9	0,198	18 542,4

Тоді:

$$Q_{A,c,ut,ls} = \frac{6\,910,1}{86\,566,9} \cdot 100 = 8,0 (\%).$$

Якщо не враховувати площі квартир, що були відключенні від загальної теплової водяної мережі (отримали індивідуальне опалення) для наведеного прикладу тепловтрати житлових будівель у приміщеннях загального користування підвищилися на величину:

$$\Delta = 8,00 - 6,04 = 1,96 (\%).$$

Таким чином, наведений приклад розрахунків дає можливість обчислити сумарні теплові навантаження житлових будівель після переведення окремих квартир на індивідуальну форму опалення та відключення від загальної теплової мережі.

## ПРИКЛАД № 2

### Обчислення теплового балансу відпущеної теплової енергії від ТЕЦ (котельня)

Вихідні дані для проведення розрахунків:

$$EP_{DHW,use} = 35\%;$$

$$Q_{dis,ls} = 13\%;$$

$$Q_{DHW,use} = \frac{35\%}{100\%} \cdot Q_{nd,cont} = 0,35 \cdot Q_{nd,cont};$$

$$Q_{A,c,ut,ls} = \frac{12\%}{100\%} \cdot Q_{nd,cont} = 0,12 \cdot Q_{nd,cont};$$

$$Q_{A,c,bath,ls} = \frac{60\%}{100\%} \cdot Q_{DHW,use} = 0,6 \cdot Q_{DHW,use} = 0,6 \cdot 0,35 \cdot Q_{nd,cont}.$$

Тоді вираз (1) прийме наступний вигляд:

$$Q_{Tot} = 13 + (1 + 0,35 + 0,12 + 0,35 \cdot 0,6) \cdot Q_{nd,cont}.$$

Тоді:

$$Q_{nd,cont} = \frac{100 - 13}{1,68} = 51,786 (\%);$$

$$Q_{DHW,use} = 0,35 \cdot 51,786 = 18,125 (\%);$$

$$Q_{nd,cont} + Q_{DHW,use} = 51,786 + 18,125 = 69,911 (\%);$$

$$100 - (Q_{nd,cont} + Q_{DHW,use}) = 100 - 69,911 = 30,089 (\%);$$

$$Q_{A,c,ut,ls} = 0,12 \cdot 51,786 = 6,214 (\%);$$

$$Q_{A,c,bath,ls} = 0,6 \cdot 18,125 = 10,875 (\%).$$

Перевірочне обчислення теплових втрат в водяних теплових мережах:

$$Q_{dis,ls} = 100 - (Q_{nd,cont} + Q_{DHW,use}) - Q_{A,c,ut,ls} - Q_{A,c,bath,ls}.$$

$$Q_{dis,ls} = 100 - (51,786 + 18,125) - 6,214 - 10,875 = 13 (\%).$$

Таким чином, в нормативному документі РД 34.09.255-97. Методические указания по определению тепловых потерь водяных тепловых сетях (МУ 34-70-080-84). – [Чинний від 1998-01-01]. Вид. офіц. та зако-

нодавчому акті КТМ 204 Україна 244-94 Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні. – [Чинний від 1993-12-14]. Вид. офіц. УкрНДІнжпроект. автори вимушено завищували теплові втрати у водяних теплових мережах, тому що теплові втрати у системі центрального тепlopостачання розглядали без застосування системного підходу. Це призвело до того, що відпущена тепла енергія не враховувала двох аномальних теплових втрат у житлових будинках.

УДК 669.1:662.785.5

**Є. Й. Бикоріз<sup>1</sup>, С. В. Плашихін<sup>1,2</sup>, Ю. М. Магєра<sup>1</sup>,  
Н. А. Ніжник<sup>1</sup>, В. І. Селіванов<sup>1</sup>**

*<sup>1</sup>Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

*<sup>2</sup>Національний технічний університет України*

*«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ*

## **ОСОБЛИВОСТІ ПАЛЬНИКА З НАДНИЗЬКОЮ ЕМІСІЄЮ ОКСИДІВ АЗОТУ**

На відміну від роботи пальника з низькою емісією NO із ступінчастим згоранням, в якій скорочення утворення NO часто супроводжується зростанням утворення інших шкідливих речовин наднизькоемісійний пальник, як наприклад, показано на рис. 1 скорочує викиди всіх цих речовин одночасно. Швидке і повне згорання усуває умови утворення швидких NO і призводить до неможливості можливого утворення шкідливих речовин в наднизькоемісійних пальниках.

Утворення термічних NO мінімізується за рахунок рециркуляції димових газів (РДГ), що може поєднуватися з уприскуванням пари для зменшення частки РДГ, необхідної для регулювання температури факела. Робота котла в звичайних умовах вимагає використання частки РДГ від 25 до 30% щоб досягти концентрації NO<sub>x</sub> менше 10 ppm. Деякі наднизькоемісійні пальники показали, що їх факел залишається стабільним при частці РДГ 60%, що дозволяє пальнику працювати при

низьких температурах факела і рівні емісії  $\text{NO}_x$  до зриву факела приблизно на рівні 3 ppm  $\text{NO}_x$  [1].

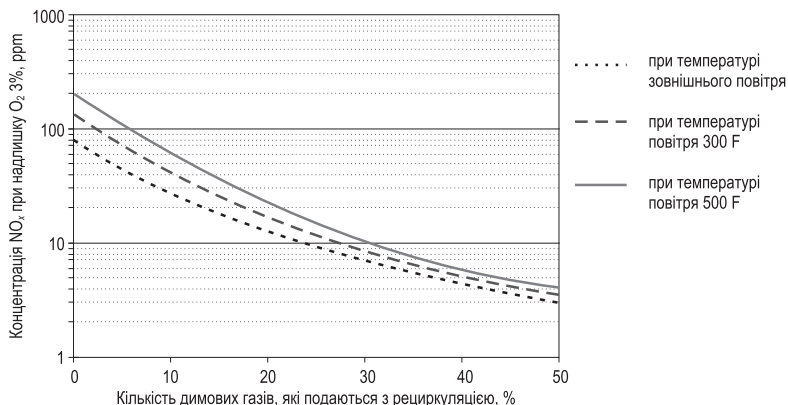


**Рис. 1.** Наднизькоемісійний пальник.

На відміну від теорії, застосованої до звичайного пальника з низькою емісією  $\text{NO}_x$ , збільшення кількості надмірного повітря зменшує утворення  $\text{NO}_x$  в наднизькоемісійному пальнику. Оскільки такі пальники використовують попереднє змішування або майже абсолютно приготовану паливну суміш, паливо вже має доступ до всього кисню, потрібного для запалення. Збільшення надлишку повітря необхідне тільки для зменшення пікової температури полум'я і, тому, надмірне повітря надає такий же охолоджувальний ефект. Це забезпечує головні переваги при використанні горіння з великим надлишком повітря в таких пристроях як сушарки, де РДГ непрактична або недоступна. У котельній практиці РДГ використовується переважно через малий вплив на ефективність котла. В протилежність великій кількості надлишку повітря, РДГ менш впливає на ККД котла і експлуатаційні втрати порівняно з уприскуванням пари.

Конструкція наднизькоемісійного пальника також дозволяє працювати із заздалегідь підігрітим повітрям і зберігати в роботі стабільні значення концентрацій шкідливих речовин за допомогою звичайного збільшення частки РДГ для компенсації зростання температури повітря. Наприклад, збільшення температури дуттьового повітря від температури що оточує ( $27\text{ }^\circ\text{C}$ ) до підігрітого ( $150\text{ }^\circ\text{C}$ ) потребує збільшення частки РДГ від 27 до 32% для утримання концентрації на рівні 9 ppm.

Подальше збільшення підігріву дуттьового повітря до 260 °С потребувало б відповідного збільшення частки РДГ до 43%, що можна побачити на рис. 2.



**Рис. 2.** Вплив РДГ на скорочення викидів оксидів азоту при попередньому підігріві повітря в наднизькоемісійних пальниках.

На додаток до низької емісії, інша перевага наднизькоемісійного пальника – це надзвичайно стабільний і дуже короткий факел, як це показано на рис. 3. Він приблизно удвічі коротше, ніж в пальнику із ступінчастою подачею повітря, що виключає попадання факела на поверхні нагріву. Ця проблема стає актуальною при реконструкції пальників з низькою емісією  $\text{NO}_x$ . Втрати тиску повітря для більшості наднизькоемісійних пальників, як правило, перевищують втрати в пальниках з низькою емісією  $\text{NO}_x$  на 200–300 мм вод. ст. Вимоги до тиску палива істотно не відрізняються від пальників з низькою емісією  $\text{NO}_x$  і ступінчастою подачею повітря.



**Рис. 3.** Факел наднизькоемісійного пальника.

Для спалювання рідкого палива в наднизькоемісійних

пальниках використовується загальноприйнятий встановлений в центрі роспорощуючий пристрій. Такий пальник при спалюванні рідкого палива працює як пальник з низькою емісією  $\text{NO}_x$  із ступінчастою подачею палива, забезпечений форсунками сучасної конструкції, а також і ступінчастою подачею первинного і вторинного повітря. При спалюванні рідкого палива це дозволяє підтримувати значення емісії еквівалентним значенням на інших пальниках з низькою емісією  $\text{NO}$ .

### **Висновки**

1. Робота котла в звичайних умовах вимагає використання частки РДГ від 25 до 30% щоб досягти концентрації  $\text{NO}_x$  менше 10 ppm.
2. Наднизькоемісійні пальники показали, що їх факел залишається стабільним при частці РДГ 60%, що дозволяє пальнику працювати при низьких температурах факела і рівні емісії  $\text{NO}_x$  до зриву факела приблизно на рівні 3 ppm  $\text{NO}_x$ .
3. Збільшення температури дуттьового повітря від температури що оточує (27 °C) до підігрітого (150 °C) потребує збільшення частки РДГ від 27 до 32% для утримання концентрації на рівні 9 ppm.
4. На додаток до низької емісії інша перевага наднизькоемісійного пальника це надзвичайно стабільний і дуже короткий факел. Він приблизно удвічі коротше, ніж в пальнику із ступінчастою подачею повітря, що виключає попадання факела на поверхні нагріву.

### **Список використаної літератури**

1. Statewide Technical Review Group. Technical Support: Document for Suggested Control Measure for the Control of Emissions of Oxides of Nitrogen from Industrial, Institutional and Commercial Boilers, Steam Generators, and Process Heaters. California Air Resources Board and the South Coast Air Quality Management District. Sacramento, CA April 29, 1987.

**Н. М. Фіалко, Р. О. Навродська, С. І. Шевчук,  
А. І. Степанова, Г. О. Гнедаш**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ЕФЕКТИВНІСТЬ КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВОК З РЕЦИРКУЛЯЦІЮ ТА ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЮ ДИМОВИХ ГАЗІВ**

Рециркуляція частини димових газів в топковий простір котла є одним із дієвих способів зниження викидів оксидів азоту в навколишнє середовище завдяки пригнічуванню їх утворення в топковому просторі котла. Вказане зниження реалізується шляхом зменшення температури горіння [1–3]. При цьому достатньо апробованим даний спосіб є для котлів високої теплопродуктивності, в яких рециркульовані гази відбираються перед повітрянагрівачем котла і надходять в його топку в суміші з дуттьовим повітрям. Використання рециркуляції димових газів для котлів невеликої теплопродуктивності, які зазвичай не комплектуються повітрянагрівачами, пов'язане з певними труднощами через конденсацію у повітроводах котла, [4], яке за низьких температур навколишнього середовища може призводити до обмерзання цих каналів. До того ж, застосування рециркуляції димових газів зумовлює збільшення витрати палива в котлі через необхідність нагрівання введеного баласту (рециркульованих газів), що викликає зниження ККД котла. Одним із шляхів запобігання цим негативним явищам є використання в котельних установках теплоутилізаційних систем з повітрянагрівачами. Застосування таких систем сприятиме відверненню конденсації у повітряному тракті котла та підвищуватиме теплову ефективність котельної установки.

Робота присвячена дослідженням теплових характеристик котла за наявності рециркуляції і теплоутилізації димових газів та без них. Досліджувалися температури горіння та відхідних газів, а також ККД опалювального котла теплопродуктивністю 2 МВт, що оснащувався комбінованою теплоутилізаційною системою, в якій за ходом відхідних газів послідовно розміщувався водонагрівач та повітрянагрівач. У водонагрівачі шляхом утилізації теплоти димових газів нагрівалася зворотна тепломережна вода котельні, а повітрянагрівач слугував для попереднього підігрівання дуттьового повітря перед змішування його з



газами рециркуляції. Відносна теплова продуктивність котла  $K$  змінювалась від 30 до 100% протягом опалувального періоду відповідно до зміни температури атмосферного повітря від  $-20$  до  $+10$  °С. Тепломережний графік котельні відповідав розрахунковій температурі навколишнього середовища  $-20$  °С і температурному перепаду теплоносія  $25$  °С. Коефіцієнт надлишку повітря приймався рівним 1,1. ККД котла, розрахований за вищою теплотою згоряння палива, становив 82% в номінальному режимі без застосування системи теплоутилізації та рециркуляції. Частка рециркуляції  $\sigma$  змінювалась від 10 до 20%.

За умов використання запропонованої системи теплоутилізації розглядалася ситуація дотримання в котельній установці тепломережного графіка щодо необхідних значень температур прямої води котла ( $T_{вп} = \text{const}$ ), а відбір газів для рециркуляції здійснювався після повітрогрійного теплоутилізатора.

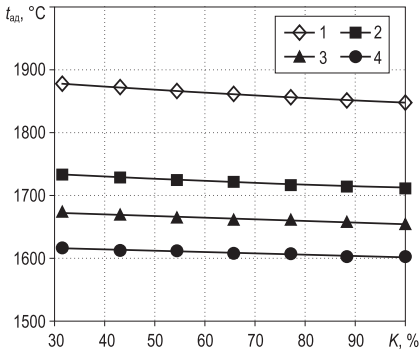
На рис. 1 наведено результати розрахунку адіабатної температури горіння в топці котла, які засвідчили, що рециркуляція димових газів викликає зниження цієї температури на 150–250 °С. І чим більша частка рециркуляції  $\sigma$ , тим нижчий рівень зазначеної температури.

Введення димових газів в топковий простір котла за розглянутих умов зумовлює також невеликі зміни в температурі його відхідних газів  $t_{від}^r$ . За результатами розрахунків температура  $t_{від}^r$  підвищується на 1,4–4,7 °С. Відносно невелика зміна  $t_{від}^r$ , незважаючи на суттєве зменшення температури горіння у порівнянні з ситуацією без застосування рециркуляції, пояснюється покращенням теплообміну в котлі завдяки збільшенню обсягів димових газів.

Дані щодо зміни ККД котла за умов рециркуляції в топку частини його відхідних газів наведено на рис. 2. Як видно з наведеного рисунка, ККД котла зменшується зі збільшенням відносного навантаження котла  $K$  та частки  $\sigma$  рециркульованих газів. Так, за  $\sigma = 10\%$  ККД зменшується на 1,4–1,6%, за  $\sigma = 15\%$  – це зменшення відповідає величині 2,1–2,5%, а зі зростанням частки  $\sigma$  до 20%, зниження ККД має найбільше значення 2,7–3,3%.

Зниження ККД котла за умов рециркуляції димових газів може бути компенсовано шляхом застосування сучасних теплоутилізаційних технологій. В роботі [5] показано, що використання водогрійного теплоутилізаційного устаткування з глибоким охолодженням димових газів забезпечує суттєве підвищення ККД котла. Дооснащення системи теплоутилізації повітрогрійним теплоутилізатором забезпечуватиме не лише підвищення приросту ККД котла, а і сприятиме покращенню теп-

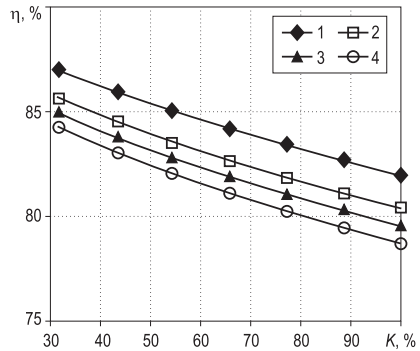
ловологісного режиму експлуатації його повітропідвідних трактів. На рис. 3 наведено дані щодо приросту ККД в котельній установці з пропонованою системою теплоутилізації димових газів при відборі рециркульованих газів після повітрянагрівача.



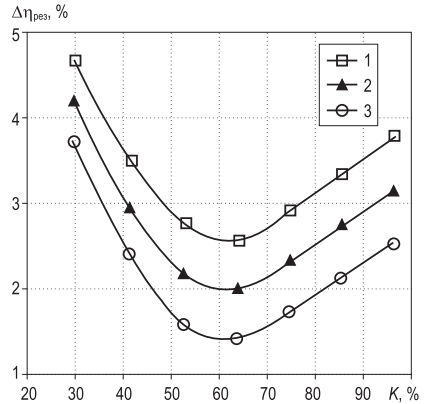
**Рис. 1.** Залежність адіабатної температури горіння  $t_{ад}$  від відносного теплового навантаження  $K$  котла за різних часток  $\sigma$  рециркульованих газів: 1 –  $\sigma = 0\%$ ; 2 –  $10\%$ ; 3 –  $15\%$ ; 4 –  $20\%$ .

Отримані результати свідчать, що за розглянутих умов експлуатації котельної установки забезпечується результуючий приріст її ККД на 1,4–4,7% залежно від значень  $K$  та  $\sigma$ .

Отже, використання для опалювальних котлів пропонованої системи теплоутилізації цілком компенсує втрати теплоти на рециркуляцію димових газів, а також забезпечує суттєве заощадження палива шляхом підігрівання дуттьового повітря та зворотної тепломережної води перед надходженням цих теплоносіїв до котла.



**Рис. 2.** Залежність ККД котла  $\eta$  від його відносного теплового навантаження  $K$  за різних часток  $\sigma$  рециркульованих газів: 1 –  $\sigma = 0\%$ ; 2 –  $10\%$ ; 3 –  $15\%$ ; 4 –  $20\%$ .



**Рис. 3.** Залежність результуючого приросту ККД  $\Delta\eta$  котельної установки з рециркуляцією та теплоутилізацією димових газів від відносного теплового навантаження котла  $K$  за різних часток  $\sigma$  рециркульованих газів: 1 –  $10\%$ ; 2 –  $15\%$ ; 3 –  $20\%$ .

## Список використаної літератури

1. Глущенко О. Л., Богданович Д. В. Дослідження роботи промислових котельних агрегатів з метою розробки заходів щодо зниження шкідливих викидів у навколишнє середовище // Academic Research and Innovation: Conference Proceedings of the 1<sup>st</sup> International Conference, January 13–15, 2021. Dallas, USA. С. 9–17.

2. Михайленко В. С., Щербінін В. А., Лещенко В. В., Харченко Р. Ю., Ложечнікова Н. В. Моделювання процесу утворення шкідливих викидів у вихідних газах суднових парових котлів // Інформатика та математичні методи в моделюванні. – 2020. – Т. 10, № 3–4. – С. 154–166. <https://doi.org/10.15276/imms.v10.no.3-4.154>

3. Сигал І. Я., Дубоший А. Н., Сигал А. І., Смихула А. В. Повышение эффективности влияния рециркуляции на снижение выбросов оксидов азота котлами электростанций // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2010. – № 1. – С. 48–52.

4. Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Шевчук С. І., Абдулін М. З. Особливості експлуатації екологоефективних котельних установок комунальної теплоенергетики // Теплофізика та теплоенергетика. – 2023. – Т. 45, № 2. – С. 55–62. <https://doi.org/10.31472/tpre.2.2023.6>

5. Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Степанова А. І., Шевчук С. І., Сергієнко Р. В. Теплові аспекти експлуатації опалювальних котельних установок з теплоутилізацією та рециркуляцією димових газів // Енергетика і автоматика. – 2023. – № 2. – С. 5–17. [http://dx.doi.org/10.31548/energiya2\(66\).2023.005](http://dx.doi.org/10.31548/energiya2(66).2023.005)

УДК 538.9:536.6

**Н. М. Фіалко, Р. О. Навродська, С. І. Шевчук, Г. О. Сбродова**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ЗАСТОСУВАННЯ ПОВІТРЯНОГО МЕТОДУ ЗАХИСТУ ДИМОВИХ ТРУБ ВОДОГРІЙНИХ УСТАНОВОК ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРИЗНАЧЕННЯ**

За сучасного стану теплоенергетичної галузі напрями підвищення ефективності використання палива шляхом утилізації теплоти відхідних димових газів теплових установок є вкрай актуальними. Небажаним наслідком для таких установок у разі застосування новітніх теплоутилізаційних технологій [1] з глибоким охолодженням продуктів зго-

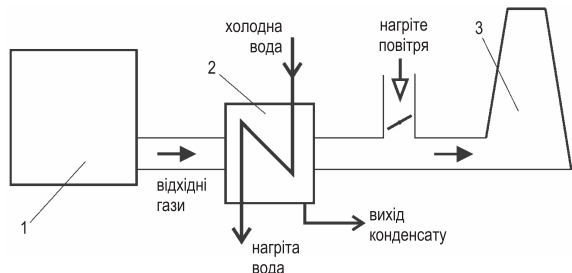
рняння є конденсатоутворення у газовідвідних трактах, що спричинює їхнє корозійне руйнування. Тому до безпеки експлуатації, надійності та довговічності вказаних трактів, включаючи димові труби, ставляться високі вимоги.

Для захисту газовідвідних каналів опалювальних котельних установок, призначених для нагрівання зворотної тепломережної води, застосовують теплові методи запобігання конденсатоутворенню [2–4]. Один з цих методів полягає у підмішуванні до охолоджених у теплоутилізаційному устаткуванні відхідних газів сухого та нагрітого повітря. У разі використання цього методу відбувається зниження вологості газів та підвищення їхньої температури перед надходженням до димової труби.

Робота присвячена дослідженню ефективності використання повітряного методу для захисту газовідвідних трактів водогрійних котельних установок технологічного призначення, в яких зазвичай нагрівається холодна вода. На рис. 1 наведено принципову схему такої установки з повітряним методом запобігання конденсатоутворенню в газовідвідному тракті за умов комплектації установки водогрійним теплоутилізатором, призначеним для нагрівання холодної води технологічних потреб, системи гарячого водопостачання, хімоводоочищення тощо.

**Рис. 1.** Принципова схема водогрійної установки з повітряним методом запобігання конденсатоутворенню в газовідвідному тракті при використанні водогрійного теплоутилізатора:

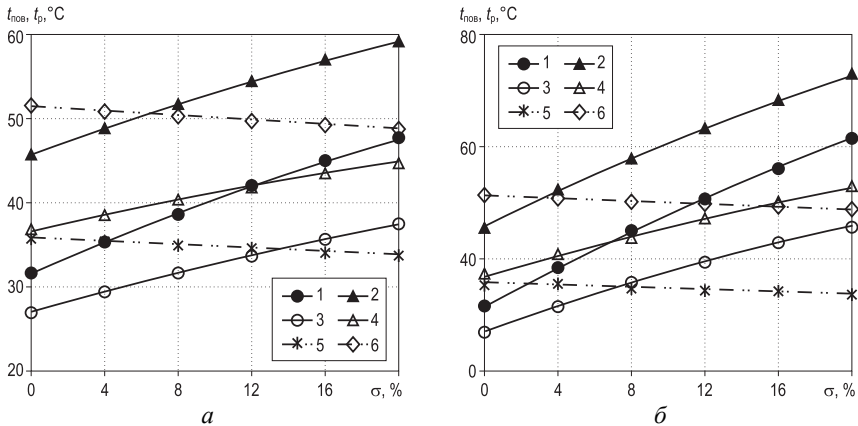
1 – котел; 2 – водогрійний теплоутилізатор; 3 – димова труба.



Виконувалися розрахункові дослідження основних тепловолінійних характеристик газовідвідних трактів (температури внутрішньої поверхні у гирлі димової труби  $t_{\text{пов}}$ , температури точки роси  $t_p$ ), а також коефіцієнта відносних витрат теплоти на реалізацію методу  $\gamma_{\text{підм}}$ . Цей коефіцієнт є відношенням теплової потужності, необхідної для реалізації методу, до теплопродуктивності системи теплоутилізації. Дослідження виконувались за різних навантажень котла, температур його

відхідних газів в номінальному режимі  $t_{гн}$  (200 та 160 °С) та температур навколишнього середовища для двох типів димової труби (металевої та цегляної). Початкова температура нагріваної води для умов, що розглядаються, задавалася рівною 10–40 °С. Параметри підмішуваного повітря приймалися у практичному діапазоні нагрівання сухого повітря в повітропідігрівачах котельень: температура –  $t_{гн} = 150 \div 250$  °С; вологість –  $X_{гн} = 0,01$  кг/кг с.п.

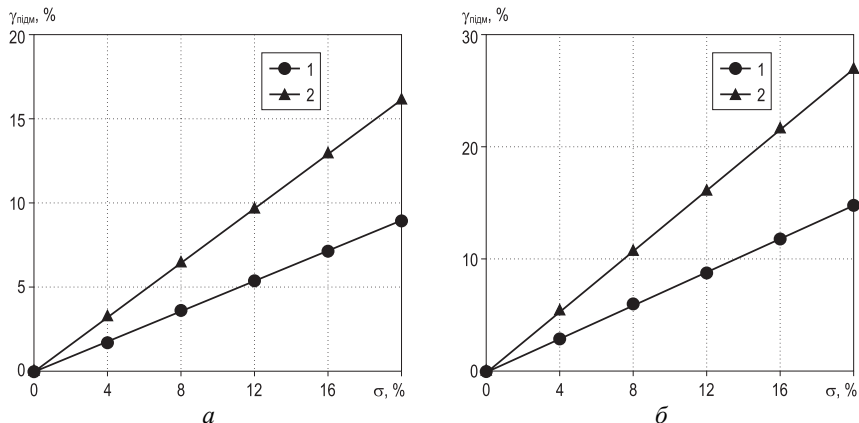
До прикладу характерні результати розрахункових досліджень, зокрема для температури навколишнього середовища  $t_{нс} = 10$  °С і теплового навантаження котла 30%, за якого реалізуються найбільш сприятливі умови для конденсаоутворення в димовій трубі, наведено на рис. 2, 3.



**Рис. 2.** Залежність температур внутрішньої поверхні  $t_{пов}$  в гирлі цегляної (1, 2) та металевій (3, 4) димових труб та точки роси  $t_p$  (5, 6) від частки підмішуваного повітря  $\sigma$  при  $t_{гн} = 160$  °С і  $t_{нс} = 10$  °С для  $t_{гн} = 150$  °С (а) та для  $t_{гн} = 250$  °С (б), для різних значень температури  $t_b$  нагріваної в теплоутилізаторі води: 1, 3, 5 –  $t_b = 10$  °С; 2, 4, 6 – 30 °С.

Аналіз отриманих результатів свідчить, що при застосуванні повітряного методу для запобігання конденсаоутворенню в газовідвідних трактах при температурі навколишнього середовища  $t_{нс} = 10$  °С, початковій температурі нагріваної в теплоутилізаторі води  $t_b = 10$  °С та температурі гарячого повітря  $t_{гн} = 250$  °С частка підмішуваного повітря  $\sigma$  не перевищує 3%, а коефіцієнт витрат  $\gamma_{підм}$  – 2% для цегляної димової труби. Для металевій димовій труби максимальні значення  $\sigma$  та  $\gamma_{підм}$  не перевищують 8 та 7% відповідно. У разі підвищення початкової темпе-

ратури нагріваної води  $t_b$  та зниження температури підмішаного гарячого повітря  $t_{гп}$  значення  $\sigma$  та  $\gamma_{підм}$  зростають, і тим інтенсивніше, чим вищі значення  $t_b$  та  $t_{гп}$ . Менші значення  $\gamma_{підм}$  за умов нагрівання холоднішої води пояснюються більш глибоким охолодженням димових газів і суттєвішим зниженням їхньої точки роси.



**Рис. 3.** Залежність коефіцієнта відносних витрат теплоти  $\gamma_{підм}$  в гирлі димових труб від частки підмішаного повітря  $\sigma$  при  $t_{гп} = 160\text{ }^{\circ}\text{C}$  і  $t_{ис} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$  для  $t_{гп} = 150\text{ }^{\circ}\text{C}$  (а) та для  $t_{гп} = 250\text{ }^{\circ}\text{C}$  (б), для різних значень температури  $t_b$  нагріваної в теплоутилизаторі води: 1 –  $t_b = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; 2 –  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Результати виконаних досліджень показали, що застосування повітряного методу для водогрійних установок з нагріванням холодної води є більш ефективним у порівнянні з опалювальними котельними установками, де нагрівається зворотна тепломережна вода.

### Список використаної літератури

1. Ефимов А. В., Гончаренко А. Л., Гончаренко Л. В., Есипенко Т. А. Современные технологии глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива в котельных установках, их проблемы и пути решения: монография / под ред. А. В. Ефимова. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2017. – 233 с.
2. Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Шевчук С. І., Пресіч Г. О., Гнедаш Г. О. Теплові методи захисту газовідвідних трактів котельних установок під час застосування теплоутилізаційних технологій // Науковий вісник НЛТУ України. – 2017. – Т. 27, № 6. – С. 125–130. <https://doi.org/10.15421/40270625>
3. Fialko N., Navrodska R., Shevchuk S., Presich G., Gnedash G. The use of thermal methods to protect the exhaust-channels of boilers equipped with heat-recovery

УДК 669.1:662.785.5

**Є. Й. Бикоріз<sup>1</sup>, С. В. Плашихін<sup>1,2</sup>, Ю. М. Магера<sup>1</sup>,  
Н. А. Ніжник<sup>1</sup>, В. І. Селіванов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

<sup>2</sup>*Національний технічний університет України*

*«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ*

## **ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПАЛЬНИКІВ З НИЗЬКОЮ ЕМІСІЄЮ ОКСИДІВ АЗОТУ**

Низькоемісійні пальники газових і рідкопаливних пальників набули великого поширення вже після їх впровадження і удосконалення. Це було викликано посилюванням законодавчих норм. Низькоемісійні пальники в комерційному секторі, в основному, використовуються в блокових водотрубних котлах, менше – в блокових жаротрубних і у водотрубних котлах, таких, що поставляються конструктивними частинами.

Більшість експериментальних даних отримано на газових котлах, що експлуатувались в штаті Каліфорнія, США [1].

Значна частина з низькоемісійних пальників – це пальники із ступінчастою подачею палива або повітря, пальники із застосуванням рециркуляції димових газів і пальників з керамічною навівкою. Інші пальники (циклонні) з'явилися відносно недавно.

Так, компанія York-Shipley для блокового жаротрубного котла розробила низькоемісійний пальник циклонного типу з одиначною потужністю до 5 МВт.

При роботі циклонного пальника за допомогою тангенціальної спрямованості потоку в топці створюється факел з вихровим рухом за рахунок чого відбувається інтенсивне топкове внутрішнє змішування,

тобто проходить інтенсифікація конвективного теплообміну в топці, і як наслідок – пониження температури факела. В результаті чого знижується утворення «термічних» оксидів азоту.

Результатом роботи циклонного пальника є зростання теплообміну в топці при низьких надлишках дуттьового повітря, що дозволяє збільшити ККД котла.

Для досягнення низьких рівнів викидів  $\text{NO}_x$  в пальник подається невелика кількість пари низького тиску, що дозволяє додатково понизити пікову температуру факела і зменшити утворення оксидів азоту.

Результати випробувань показали, що при стабільній роботі пальника викиди  $\text{NO}_x$  при спалюванні природного газу можуть бути скорочені з 70 ppm до менш ніж 20 ppm. При цьому не використовується ефект роботи на низькому надлишку повітря, а також ефект, що отримується від розвантаження котла [1].

Проте використання пари приводить до збільшення теплових втрат і зниження ККД приблизно на 5%.

### ***Пальники з підмішуванням димових газів у паливо***

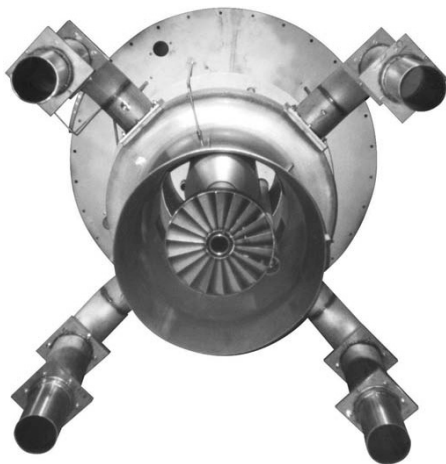
Ще одна сучасна конструкція пальників з низькою емісією  $\text{NO}_x$ , де використовуються димові гази, що змішуються з природним газом, тобто в пальнику використовується рециркуляція створювана паливом. Тут роль димових газів при зниженні  $\text{NO}_x$  виконує дуттьове повітря. Пальник використовує рушійну силу палива для ежектування димових газів на виході котла і підмішування їх в газове паливо перед подачею в зону горіння. Щоб забезпечити достатню рушійну силу необхідний тиск в системі газопостачання у межах 0,7–1,8 кгс/см<sup>2</sup>. Димові гази розбавляють паливо, роблячи його подібним до низькокалорійного горючого газу у якому при згоранні утворюється незначна кількість  $\text{NO}_x$ . Використання димових газів, змішаних з паливом замість дуттьового повітря виявилось на 30–50% ефективнішим при скороченні викидів  $\text{NO}_x$ . При використанні цієї технології досягнута істотна економія споживаної потужності, оскільки за рахунок паливного тиску переміщуються димові гази. Для переміщення димових газів із загального короба конструкцією пальника передбачена велика кількість газових сопел, підключених до одного паливного колектора. Потрібне тільки підключення до відповідних патрубків паливного і димового газу на фронті пальника. Така конструкція дозволяє забезпечити максимальне розбавлення за допомогою пальникових сопел, розсереджених на великій площі для поступової подачі палива і повітря і скорочення утворення



$\text{NO}_x$ . Високий рівень розбавлення, досягнутий в такій конструкції, зменшує вміст  $\text{NO}_x$  на 80–85% порівняно з рівнем, що відслідковується у стандартному пальнику.

### ***Пальники з підмішуванням димових газів у повітря***

Однією з таких технологій стало використання повітряного реєстра пальника, виконаного у вигляді ежектуючого пристрою, що дозволяє підводити топкові гази в пальник, підмішуючи їх в дуттьове повітря. У цій конструкції порти у фронтальній топковій стінці сполучені газоходами із зоною низького тиску, що знаходиться в ежектуючому пристрої повітряного реєстра пальника, як показано на рисунку. Негативний статичний тиск підсмоктує топкові гази в пальник.



**Рисунок.** Пальник, обладнаний портами для внутрішньотопкової рециркуляції димових газів.

Змішування дуттьового повітря з високотемпературними продуктами неповного згорання, що містилися в потоці, утвореному внутрішньою рециркуляцією є ефективним способом скорочення формування термічних  $\text{NO}$  в пальниках, що спалюють газове або рідке паливо. Також встановлено, що введення «гарячого» потоку топкових газів, що містять значні концентрації продуктів неповного згорання в дуттьове повітря гальмує утворення не тільки «термічних»  $\text{NO}$ , але також і «швидких»  $\text{NO}$ . Такий метод відмінний від звичайної рециркуляції димових

газів тим, що містить дуже малі концентрації продуктів неповного згорання і впливає на формування тільки «термічних»  $\text{NO}$ .

### **Висновки**

1. Результати випробувань показали, що при стабільній роботі пальника циклонного типу викиди  $\text{NO}_x$  при спалюванні природного газу можуть бути скорочені з 70 ppm до менш ніж 20 ppm.
2. Високий рівень розбавлення палива димовими газами, досягнутий в пальниках, обладнаних портами для внутрішньотопкової рециркуляції

куляції димових газів, зменшує вміст  $\text{NO}_x$  на 80–85% порівняно з рівнем, що відслідковується у стандартному пальнику.

3. Введення «гарячого» потоку топкових газів, що містять значні концентрації продуктів неповного згорання в дуттєве повітря, гальмує утворення не тільки «термічних»  $\text{NO}$ , але також і «швидких»  $\text{NO}$ .

### Список використаної літератури

1. Chojnacki D. et al. (Donlee Technologies, Inc.). Developments in Ultra-Low  $\text{NO}_x$  Burner/Boilers. Proceedings of the 1992 International Gas Research Conference. 1992. p. 352.

УДК 621.182

**Є. Й. Бикоріз<sup>1</sup>, С. В. Плашихін<sup>1,2</sup>, Ю. М. Магера<sup>1</sup>, Н. А. Ніжник<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

<sup>2</sup>*Національний технічний університет України*

*«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ*

## **СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ОКСИДІВ АЗОТУ ПРИ СПАЛЮВАННІ ОРГАНІЧНИХ ПАЛИВ У КОТЛАХ**

В більшості випадків заходи зниження шкідливих емісій при конструюванні і експлуатації котлів малих і середніх потужностей зводяться до технологічних заходів, які здійснюються шляхом організації особливих режимів горіння, що зменшують утворення оксидів азоту в топкових камерах котлів.

Запобігання утворенню стехіометричних умов, а саме, хімічно точного співвідношення необхідної кількості палива і повітря, веде до зниження пікових температур у факелі. Цей метод дозволяє зменшити швидкість перебігу реакції окислення палива і запобігти появі пікових температур. Використання збагачених паливних сумішей, тобто обмеження доступу кисню, так само як і використання збіднених паливних сумішей, а також рециркуляції димових газів (зокрема при додаванні продуктів згорання в потік природного газу), вприскування водяної пари і води в зону горіння знижують температуру у факелі. Рециркуляція димових газів може здійснюватися двома способами:

- зовнішня – потоком димових газів з газоходу котла в палинковий пристрій і далі в потік дугтьового повітря, як, наприклад, в котлах фірми Cleaver – Brooks (США) [1];
- внутрішня – організовується усередині топки за допомогою пальників спеціальних конструкцій [2].

В табл. 1 наведено концентрації оксидів азоту у продуктах спалювання органічних палив (нафтопродукти та природний газ) водотрубних та жаротрубних котлів, які зростають одночасно з їх топковою тепловою потужністю, що призводить до збільшення теплової напруги в топці, внаслідок чого створюються умови для інтенсифікації процесу утворення «термічних» оксидів азоту.

Таблиця 1

**Рівні викидів  $NO_x$**

Паливо	Тип котла	Неконтрольовані викиди $NO_x$	
		ppm	кг/Гкал (при надлишку кисню 3%)
Важкі нафтові палива	Жаротрубний	0,38–0,70	300,2–553,0
	Водотрубний потужністю від 2,9 до 29,3 МВт	0,36–1,42	294,4–1121,8
	Водотрубний потужністю більше 29,3 МВт	0,56–1,08	521,4–853,2
Легкі нафтові палива	Жаротрубний	0,20–0,45	158,0–355,5
	Водотрубний потужністю від 2,9 до 29,3 МВт	0,14–0,29	110,6–229,1
	Водотрубний потужністю більше 29,3 МВт	0,32–0,41	252,8–329,9
Природний газ	Жаротрубний	0,22	183,70
	Водотрубний потужністю: від 2,9 до 22 МВт	0,29	242,15
	від 22 до 44 МВт	0,32	267,20
	від 44 до 102 МВт	0,43	359,05
	від 102 до 220 МВт більше 220 МВт	0,54 0,72	450,90 601,20
Пічне паливо	Всі котли	0,36	284,40
Мазут	Всі котли	0,69	545,10

З даних табл. 1 відслідковується залежність викидів  $\text{NO}_x$  від потужності котла. Так при спалюванні природного газу при тепловому навантаженні 2,9–22,0 МВт викиди  $\text{NO}_x$  складають 0,29 кг/Гкал. При збільшенні потужності до 220 МВт і збільшується концентрація  $\text{NO}_x$  ( $C_{\text{NO}_x}$ ). Тобто  $\Delta C_{\text{NO}_x} = 0,43$  кг/Гкал або  $\Delta C_{\text{NO}_x}$  збільшується на 148%. В той же час жаротрубні котли, що експлуатуються при потужності 2,9–22,0 МВт з  $C_{\text{NO}_x}$  в димових газах у середньому складає 0,22 кг/Гкал, водотрубні котли за тих же умов мають  $C_{\text{NO}_x} = 0,29$  кг/Гкал. Тобто  $C_{\text{NO}_x}$  водотрубного котла більше  $C_{\text{NO}_x}$  жаротрубного котла на 24%.

Ефективність зниження викидів  $\text{NO}_x$  для кожного способу представлена в табл. 2 і визначалась на підставі наявних даних. Дану ефективність зниження викидів  $\text{NO}_x$  слід розглядати як орієнтовну.

Таблиця 2

**Скорочення викидів  $\text{NO}_x$**

Способи скорочення викидів $\text{NO}_x$	Тип котла	Ефективність скорочення викидів $\text{NO}_x$ , %
Відрегулювання пальника, обмеження надлишку повітря	Блочні водотрубні та жаротрубні	15
Відрегулювання пальника, обмеження надлишку повітря та вприскування води	Блочні водотрубні та жаротрубні	65
Нізькоемісійні пальники	Жаротрубні та рідкопаливні блочні водотрубні, а також ті, що постачаються елементами	50
Рециркуляція димових газів	Жаротрубні та рідкопаливні блочні жаротрубні	40
Нізькоемісійні пальники із рециркуляцією димових газів	Жаротрубні та рідкопаливні блочні водотрубні	60
Системи каталітичного відновлення	Жаротрубні та рідкопаливні блочні водотрубні	85

Фактичний рівень зниження викидів  $\text{NO}_x$  для кожного способу в значній мірі залежить від типу котла, споживаного палива, а також від інших технічних характеристик.

## Висновки

1. Найбільш рентабельний спосіб зниження викидів оксидів азоту для жаротрубних та рідкопаливних блочних водотрубних котлів є рециркуляція димових газів.
2. Найбільш ефективний, але і найбільш капіталоємний спосіб зниження викидів оксидів азоту для жаротрубних та рідкопаливних блочних водотрубних котлів є системи каталітичного відновлення.

## Список використаної літератури

1. BOILER BOOK 2011. – Cleaver Brooks, 2011. – 1140 p.
2. Азбука горення. Справочник. – Концерн RIELLO S.p.a, 2003. – 156 с.

УДК 536.7:628.5

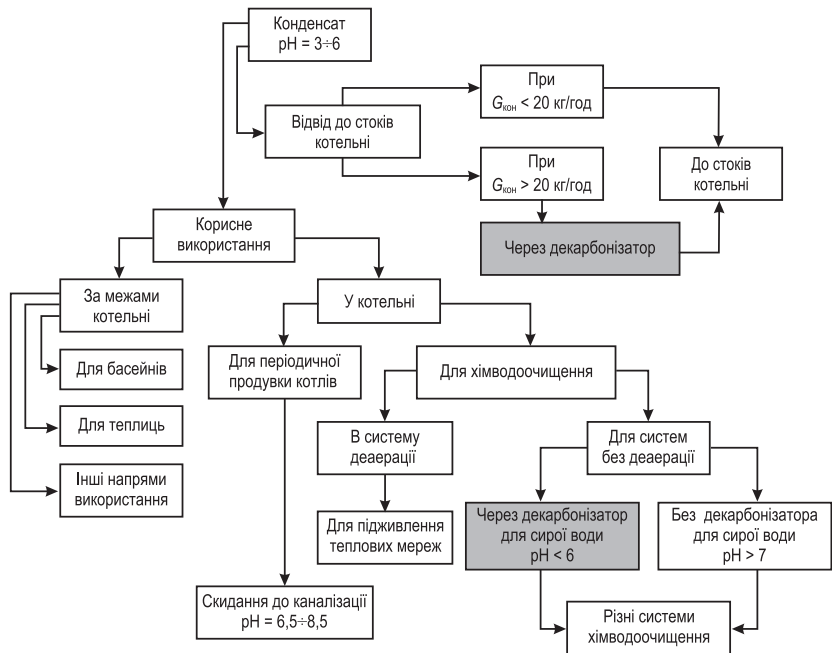
**Н. М. Фіалко, Р. О. Навродська, Г. О. Гнедаш, С. І. Шевчук,  
М. О. Новаківський**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ВИКОРИСТАННЯ ВОДЯНОГО КОНДЕНСАТУ ЗА УМОВ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ У ГАЗОСПОЖИВАЛЬНИХ КОТЕЛЬНЯХ**

Одним із дієвих та економічно виправданих напрямів підвищення теплової та екологічної ефективності газоспоживальних котлоагрегатів є глибока утилізація теплоти їхніх відхідних димових газів – нижче точки роси водяної пари [1–5]. За таких умов утворюється хімічно агресивний водяний конденсат через те, що при контакті з водою оксиди вуглецю і азоту в результаті хімічної реакції перетворюються у вугільну  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , азотисту  $\text{HNO}_2$  і азотну  $\text{HNO}_3$  кислоти. Тому актуальною є проблема його подальшого корисного використання або безпечного відведення до каналізаційної мережі. Отриманий водяний конденсат за умов спалювання в котлоагрегатах природного газу характеризується показником водню рН в межах 3–6 та практично нульовою жорсткістю. Це свідчить про те, що його можливо корисно використовувати для потреб котельні (для промивання котлів або в системах хімводоочи-

щення) або для інших технологічних процесів поза котельнею – для пралень, теплиць, басейнів тощо (рисунок).



**Рисунок.** Напрями використання хімічно агресивного водяного конденсату у котельні або за її межами.

У разі потреби відведення такого конденсату до каналізації слід враховувати, що відведення конденсату до стічних вод можливо лише за умови зниження його кислотності до допустимих меж [6, 7]. Це потрібно для захисту каналізаційної мережі та очисних споруд від передчасного зношення та недопущення загибелі бактерій, які використовуються на станціях аерації для очищення стічних вод. Тому відведення конденсату до каналізації потребує обов'язкової попередньої підготовки шляхом декарбонізації.

Нейтралізація (декарбонізація) конденсату необхідна (див. рисунок) у наступних ситуаціях:

- 1) у разі неможливості корисного використання і вимушеному скиданні до каналізаційної мережі;
- 2) якщо конденсат використовується для підживлення теплових мереж за умов значної кислотності сирі води на хімводоочищення.

В Україні найпоширенішими є декарбонізація шляхом дегазації контактним методом, хімічна та при проходженні конденсату через фільтр з карбонатом кальцію (мармурова крихта, вапно) [5].

Декарбонізація шляхом дегазації контактним методом потребує встановлення вентилятора або димососа для продування повітря через декарбонізатор. Це створює додаткове навантаження на димосос і газівідвідний тракт. Для отримання нейтральної реакції рН конденсату слід виконати глибоке виведення вуглекислоти, що може потребувати значних витрат повітря. Тобто такий метод потребує великих енергетичних витрат. Через те, що повітря з декарбонізатора надходить до димової труби, знижується температура відхідних газів та тяга димової труби. Також недоліком цього методу нейтралізації є додаткові викиди парникового газу.

Хімічна декарбонізація здійснюється шляхом додавання хімічного нейтралізуючого розчину до конденсату. Для цього в спеціальний бак певного об'єму поступає конденсат. Потім за допомогою насоса-дозатора до баку з конденсатом додається потрібна кількість нейтралізуючого розчину, яка містить вапно, карбонат амонію та ін. Цей процес легко піддається автоматизації. Для цього необхідні відповідні капіталовкладення для придбання насоса, дозатору та інших складових системи автоматики. Також хімічна декарбонізація конденсату може бути реалізована за умов додавання до нього сирієї води, що надходить на хімводоочищення. Більшість природних вод містять солі вугільної кислоти, які мають буферні властивості. Тому їхній рН зазвичай коливається від 7 до 7,5, через те, що іони  $\text{HCO}_3$  перешкоджають  $\text{CO}_2$  помітно знижувати рН води. Для реалізації цього процесу установка спеціального нейтралізуючого обладнання не потрібна.

Декарбонізація шляхом контакту конденсату з гранульованим фільтром (мармурова крихта) відбувається завдяки хімічній реакції між вільним кальцієм Са, що міститься в складі мармурової крихти, та вугільною кислотою  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , у результаті якої утворюється нерозчинна сполука  $\text{CaCO}_3$ . За цих умов забезпечується нейтралізація хімічно агресивного конденсату до необхідних нормативних значень показника водню (рН = 6,5...8,5) відповідно до [6]. Цей метод нейтралізації є найпростішим з розглянутих способів декарбонізації водяного конденсату та економічно доцільним через низьку вартість фільтрувального матеріалу та його доступність. Також перевагою обладнання з гранульованим фільтром є його компактність та легкість монтажу безпосередньо до патрубку виходу конденсату з теплоутилізатора. Залучення спе-

ціального баку для збирання отриманого конденсату не потрібне. Заміну фільтруючого матеріалу з мармурової крихти на новий рекомендується виконувати після 3–4 місяців експлуатації декарбонізатора.

### Висновки

1. Для газоспоживальних котлоагрегатів за умов охолодження їхніх димових газів нижче температури точки роси в конденсаційних теплоутилізаторах слід застосовувати додаткові заходи для можливого корисного використання або безпечного відведення утвореного хімічно агресивного конденсату.
2. У разі потреби нейтралізації кислого конденсату існують ефективні методи та способи його декарбонізації, серед яких найпростішим вбачається метод декарбонізації шляхом контакту конденсату з гранульованим фільтром на основі карбонату кальцію.

### Список використаної літератури

1. Fialko N. M., Navrodska R. O., Gnedash G. O., Presich G. O., Shevchuk S. I. Study of Heat Recovery Systems for Heating and Moisturing Combustion Air of Boiler Units // *Nauka innov.* – 2020. – V. 16, № 2. – P. 47–53. <https://doi.org/10.15407/scin16.03.047>
2. Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Шевчук С. І., Гнедаш Г. О., Глушак О. Ю. Зменшення вологовмісту димових газів у конденсаційних теплоутилізаторах котельних установок // *Науковий вісник НЛТУ України.* – 2019. – 29(8). – С. 116–119. <https://doi.org/10.36930/40290821>
3. Фіалко Н. М., Пресіч Г. О., Гнедаш Г. О., Шевчук С. І., Дашковська І. Л. Підвищення ефективності комплексних теплоутилізаційних систем для підігрівання та зволоження дуттьового повітря газоспоживальних котлоагрегатів // *Теплофізика та Теплоенергетика.* – 2018. – 40(3). – С. 38–45. <https://doi.org/10.31472/ihe.3.2018.06>
4. Фіалко Н. М., Гнедаш Г. О., Навродська Р. О., Пресіч Г. О., Шевчук С. І. Підвищення ефективності комбінованих теплоутилізаційних систем газоспоживальних котельних установок // *Науковий вісник НЛТУ України.* – 2019. – 29(6). – С. 79–82. <https://doi.org/10.15421/40290616>
5. Ефимов А. В., Гончаренко А. Л., Гончаренко Л. В., Есипенко Т. А. Современные технологии глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива в котельных установках, их проблемы и пути решения. – 2017. <http://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/32826>
6. Про затвердження правил приймання стічних вод до систем централізованого водовідведення та порядку визначення розміру плати, що справляється за понаднормативні скиди стічних вод до систем централізованого водовідведення: наказ Мінрегіону України від 01.12.2017. <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0056-18>
7. Burger H., Boehle W. Specification sheet ATV-A 251: Energy-saving high-efficiency boiler systems and condensation water removal; *Arbeitsblatt ATV-A 251*



УДК 621.036.7

**Н. М. Фіалко, А. І. Степанова, Р. О. Навродська,  
С. І. Шевчук, Г. О. Сбродова**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ДОСЛІДЖЕННЯ ЕКСЕРГЕТИЧНИХ ВТРАТ У КОМБІНОВАНІЙ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНІЙ СИСТЕМІ КОТЕЛЬНОЇ УСТАНОВКИ**

**Актуальність.** Проблеми економії паливно-енергетичних ресурсів в Україні зумовлюють необхідність розробки сучасних ефективних технологій в усіх галузях виробництва. Зокрема, це стосується технологій глибокої утилізації теплоти відхідних газів енергетичних установок, для впровадження яких Україна має досить високий потенціал. Вищесказане визначає важливість та актуальність досліджень, спрямованих на розробку та підвищення ефективності технологій глибокої утилізації теплоти із застосуванням сучасних комплексних методик на основі методів ексергетичного аналізу.

**Аналіз останніх досліджень та публікацій.** В Україні та в світі ексергетична ефективність установок найчастіше оцінюється втратами ексергії [1–8]. Так для аналізу ефективності котельні в роботі [1] використано балансовий метод ексергетичного аналізу, за допомогою якого розглядаються два основні види ексергетичних втрат в системі, які пов'язані з незворотним спалюванням палива та теплопереносом. Метою роботи [2] є виділення за допомогою енергетичних та ексергетичних досліджень окремих компонентів атомної електростанції, які мають високі втрати ексергії. Дослідженням у цій галузі присвячено роботи [3–8], в яких наведено результати аналізу ексергетичної ефективності систем утилізації теплоти відхідних газів для енергетичних установок різного типу із використанням комплексних методик на основі ексергетичного підходу. Подальші дослідження в цій галузі дозволять підви-

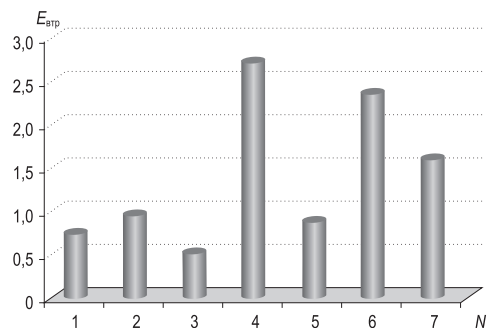
щити ефективність технологій глибокої утилізації теплоти відхідних газів енергетичних установок різного типу.

**Мета роботи.** Метою роботи є аналіз ексергетичних втрат в комбінованій теплоутилізаційній системі котельної установки, призначеної для підігріву кількох теплоносіїв.

**Матеріали та методи дослідження.** У роботі розглядалася комбінована теплоутилізаційна система, призначена для підігріву зворотної тепломережної води та дуттьового повітря котлоагрегату. Для дослідження використано сучасну комплексну методику на основі методів ексергетичного аналізу та теорії графів.

**Результати досліджень та їх обговорення.** Ексергетична ефективність теплоутилізаційної системи може контролюватись за допомогою різних критеріїв, що включають ексергетичні характеристики з високою чутливістю до зміни режимних і конструкційних параметрів теплообмінників. В даній роботі таким критерієм служила величина ексергетичних втрат. Підігрів кількох теплоносіїв в теплоутилізаційній системі дозволяє здійснювати режим глибокої утилізації теплоти відхідних газів протягом усього опалювального сезону, що забезпечує загальне підвищення ККД котла, в середньому, на 14%. Теплоносіями у зазначених системах можуть бути вода зворотної тепломережі, додаткова вода системи хімоводоочищення, дуттьове повітря та ін. У загальному випадку в комбінованих теплоутилізаційних системах зв'язки між окремими теплообмінниками існують у трьох видах: з послідовним, паралельним та змішаним з'єднанням окремих елементів. Кількість теплообмінників у теплоутилізаційній системі та вибір типу зв'язку між ними визначається необхідністю зниження до заданої величини температури димових газів, що проходять через теплообмінники, за допомогою кількох теплоносіїв. Видається доцільним знайти оптимальний розподіл теплообмінників у такій системі з точки зору не тільки забезпечення необхідних значень температур теплоносіїв, але й забезпечення мінімальних ексергетичних втрат у системі теплообмінників. В роботі наведено результати аналізу ексергетичних втрат у комбінованій теплоутилізаційній системі, яка призначена для підігріву води та дуттьового повітря котлоагрегату. Для дослідження використано комплексну методику на основі методів ексергетичного аналізу та теорії графів. При аналізі роботи системи, що складається із  $n$  теплообмінників, ефективним виявляється побудова та аналіз графа ексергетичних втрат. В такому графі вершини відповідають гріючим і нагріваним потокам теплоносіїв, а дуги, що з'єднують вершини графа, відповідають

можливого розподілу втрат ексергії у відповідних елементах системи теплообмінників при взаємодії грюючих і нагріваних потоків. Мета оптимального нагріву може бути сформульована наступним чином: потрібно так розподілити потоки теплоносіїв, щоб їх параметри після системи теплообмінників перебували в заданому інтервалі значень, а вибраний критерій оптимальності, тобто величина ексергетичних втрат, приймав мінімальне значення. За допомогою побудованого графа ексергетичних втрат знайдено оптимальну кількість та оптимальний розподіл теплообмінників у комбінованій теплоутилізаційній системі, що призначена для підігріву зворотної тепломережної води та дуттьового повітря котлоагрегату. Проведено аналіз роботи установки, що



**Рисунок.** Ексергетичні втрати  $E_{втр}$ , кВт в елементах комбінованої теплоутилізаційної системи:

1, 2 – водогрійний та повітрогрійний теплоутилізатори; 3 – газопідігрівач; 4 – димосос; 5 – вентилятор; 6, 7 – насоси.

водогрійним та одним повітрогрійним теплоутилізаторами. Оптимальний розподіл теплообмінників забезпечував зниження температури димових газів від 170–180 °С до 30–40 °С за допомогою таких теплоносіїв, як вода зворотної тепломережі та дуттьове повітря. Ексергетичні втрати у системі теплообмінників підтримувалися на мінімальному рівні і становили для водогрійного теплоутилізатора  $E_{втр} = 0,75$  кВт і повітрогрійного –  $E_{втр} = 0,96$  кВт (рисунок).

## Висновки

1. Проаналізовано можливість застосування комплексної методики на основі методів ексергетичного аналізу та теорії графів для дослідження ексергетичних втрат у комбінованій теплоутилізаційній системі, що призначена для підігріву зворотної тепломережної води та дуттьового повітря котлоагрегату.
2. Визначено оптимальну кількість теплообмінників, їх оптимальний розподіл у теплоутилізаційній системі та розраховано ексергетичні втрати у різних елементах установки.

3. Розподілено потоки теплоносіїв таким чином, що їх параметри після системи теплообмінників перебувають у заданому інтервалі значень, а вибраний критерій оптимальності, тобто величина ексергетичних втрат, приймає мінімальні значення.

### Список використаної літератури

1. Yuan Yuan Jian, Shao Xiang Zhou. Exergy Analysis of Boiler Based on Temperature Gradient // *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. 2010. Paper # 11258018. P. 4. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2010.5449523>.
2. Terzi R., Tükenmez İ., Kurt E. Енергія та екзистенція analyses of VVER type nuclear power plant Energy and Exergy Analyse of VVER Nuclear Power Plant // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2016. – № 41. – P. 1–12.
3. Fialko N., Stepanova A., Navrodska R., Meranova N., Sherenkovskii J. Efficiency of the air heater in a heat recovery system at different thermophysical parameters and operational modes of the boiler // *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. – 2018. – 6/8 (96). – P. 43–48. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.147526>
4. Stepanova A. Analiz rabotosposobnosti ustanovki s kombinirovannoy teploutilizatsionnoy sistemoy dlia podogreva vody i dutevogo vozdukha kotloagregata [Analysis of the application combined heat recovery systems for water heating and blast air of the boiler unit] // *Industrial Heat Engineering*. – 2016. – 38(4). – P. 38–46. <https://doi.org/10.31472/ihe.4.2016.06>.
5. Fialko N., Stepanova A., Navrodska R., Shevchuk S. Comparative analysis of exergetic efficiency of methods of protection of gas exhaust tracks of boiler installations // *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. – 3/8 (111). – 2021. – P. 42–49. <https://doi.org/10.15587/1729.4061.2021/234026>
6. Fialko N., Stepanova A., Navrodska R., Gnedash G., Shevchuk S. Complex methods for analysis of efficiency and optimization of heat-recovery system // *Scientific and innovation*. – 2021. – 17(4). – P. 11–18. <https://doi.org/10.15407/scine17.04.011>.
7. Fialko N., Stepanova A., Navrodska R. Study of the efficiency of a combined heat utilization system using the graph theory methods // *Internauka*. – 2019. – № 15(1). – С. 61–63.
8. Fialko N., Stepanova A., Navrodska R., Presich G. Localization of exergy losses in the air heater of the heat-recovery system under different boiler operating modes // *Internauka*. – 2019. – № 12 (74). – P. 30–33.

**Н. М. Фіалко, А. І. Степанова, Р. О. Навродська,  
С. І. Шевчук, М. О. Новаківський**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **АНАЛІЗ ЕКСЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОУТИЛІЗАТОРІВ СКЛОВАРНИХ ПЕЧЕЙ**

**Актуальність.** Розробка, дослідження та впровадження високоекономічного типового обладнання для скловарних печей є важливою та актуальною проблемою для енергетики країни. Вирішення цієї проблеми передбачає проведення досліджень з позицій сучасних методичних підходів. Одним з таких підходів є ексергетичний підхід, який є основою комплексних методик для оцінки ексергетичної ефективності енергетичних установок.

**Аналіз останніх досліджень та публікацій.** Розвитку та застосуванню комплексних методик на основі ексергетичного підходу для дослідження ексергетичної ефективності установок різного типу присвячено роботи [1–8]. Так в роботі [1] комплексну методику дослідження засновано на поєднанні ексергетичних, економічних та екологічних методів аналізу. Роботу [2] присвячено дослідженню енергетичної та ексергетичної ефективності елементів атомної електростанції. В роботах [3–8] наведено результати ексергетичних досліджень теплоутилізаційних систем різного призначення. Нові дослідження в цій галузі сприяють створенню високоекономічного обладнання енергетичних установок та значно розширюють можливості застосування методів ексергетичного аналізу у різних галузях знань.

**Мета та завдання досліджень.** Метою роботи є підвищення ефективності систем утилізації теплоти відхідних газів скловарних печей.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- на основі основних принципів ексергетичного аналізу та конструктивних особливостей теплоутилізаторів скловарних печей розробити комплексну методику дослідження ексергетичних втрат у теплоутилізаторах;
- розрахувати ексергетичні втрати у водогрійному та повітрогрійному теплоутилізаторах, а також в окремих модулях теплоутилізаторів;

- провести порівняльний аналіз ексергетичних втрат і технологічних особливостей теплоутилізаторів, що входять до різних схем утилізації теплоти відхідних газів скловарних печей.

**Матеріали та методи дослідження.** У роботі розглядалися поверхневі водогрійні та повітрогрійні теплоутилізатори, що входять до теплоутилізаційних систем скловарених печей. Властивості ексергетичних характеристик та аналіз конструктивних особливостей теплоутилізаторів дозволили розробити комплексну методику дослідження ексергетичних втрат у теплоутилізаторах скловарених печей. Методика заснована на використанні структурно-модульного принципу та інтегрального балансового методу ексергетичного аналізу.

### **Результати досліджень та їх обговорення**

Наразі коефіцієнт корисної дії скловарених печей різного типу не перевищує 60%, температура відхідних газів, як правило, становить 250–600 °С, а втрати теплоти з відхідними газами, в середньому, становлять 55%. Утилізація теплоти відхідних газів може значно компенсувати потреби підприємств для виробництва скла в тепловій енергії на опалення та гаряче водопостачання, що значно підвищить ефективність скловарених печей. У роботі розглядалися поверхневі водогрійні та повітрогрійні теплоутилізатори, що входять до теплоутилізаційних систем скловарених печей. Водогрійний теплоутилізатор входить до теплоутилізаційних систем, призначених для нагрівання води систем тепlopостачання. Він складається з трьох модулів панельного типу, розташованих вертикально. Повітрогрійний теплоутилізатор входить у теплоутилізаційні системи, призначені для підігріву дуттьового повітря, яке надходить у регенератори печі. Він складається з двох модулів, які включають панелі, утворені трубами із зовнішніми мембранами та внутрішніми кільцевими турбулізаторами потоку повітря. Основні принципи ексергетичного аналізу адитивність та універсальність, а також конструктивні особливості теплоутилізаторів дозволили розробити комплексну методику дослідження ексергетичних втрат у теплоутилізаторах. Методика заснована на використанні структурно-модульного принципу та інтегрального балансового методу ексергетичного аналізу. Для порівняльного аналізу ефективності водогрійного та повітрогрійного теплоутилізаторів розраховано ексергетичні критерії ефективності теплоутилізаторів та їх окремих модулів: ексергетичні втрати  $E_{\text{втр}}$ , теплоексергетичний критерій ефективності  $\epsilon$  та ексерго-технологічний критерій ефективності  $k$ . Тепло-ексергетичний критерій ефек-

тивності показує величину ексергетичних втрат на одиницю теплопродуктивності  $Q$ , ексерго-технологічний критерій ефективності дозволяє врахувати також масу теплоутилізатора або окремих його модулів (таблиця).

*Таблиця*  
**Ексергетичні втрати у теплоутилізаторах скловарних печей**

Параметр	Водогрійний теплоутилізатор				Повітрогрійний теплоутилізатор		
	Теплоутилізатор	Номер модуля теплоутилізатора за рухом димових газів			Теплоутилізатор	Номер модуля теплоутилізатора за рухом димових газів	
		1	2	3		1	2
$Q$ , кВт	433	181	141	111	393	197	196
$E_{втр}$ , кВт	148,9	66,9	49,9	32,1	157,5	88,7	68,8
$\varepsilon$	0,34	0,37	0,35	0,29	0,40	0,45	0,35
$k$ , кг/кВт	1,85	1,59	1,96	2,03	1,96	2,13	1,67

Як видно з таблиці, ексергетичні втрати для повітрогрійного теплоутилізатора перевищують ексергетичні втрати для повітрогрійного теплоутилізатора, в середньому, в 1,2 рази. Що стосується аналізу ексергетичних втрат для модулів теплоутилізаторів, то  $E_{втр}$  та  $\varepsilon$  зменшується для модулів, розташованих за рухом димових газів. Це пов'язано зі зменшенням термодинамічної незворотності процесів перенесення, яка визначається кінцевою різницею температур при теплообміні між теплоносіями. Врахування маси окремих модулів призводить до деякого зниження ексергетичної ефективності другого і третього модулів повітрогрійного теплоутилізатора. Для повітрогрійного теплоутилізатора значення ексергетичних втрат для другого модуля менші, ніж для першого модуля. При використанні водогрійного теплоутилізатора у теплоутилізаційних схемах для нагрівання тепломережевої води коефіцієнт використання теплоти палива печі підвищується в середньому на 20%. Незважаючи на нижчі значення ексергетичної ефективності повітрогрійних теплоутилізаторів, низка важливих технологічних факторів визначає їх конкурентоспроможність у теплоутилізаційних технологіях скловарних печей. Це такі чинники, як потреба у певному вигляді теплоносія протягом усього періоду експлуатації печі, вартість палива, можливість використання ефективних поверхонь нагріву, тривалість

роботи теплоутилізаційного обладнання, досить стабільне завантаження теплового агрегату. Таким чином, теплоутилізаційні схеми для підігріву повітря, які використовують повітрогрійні теплоутилізатори, можуть бути рекомендовані для впровадження. При використанні зазначених теплоутилізаторів коефіцієнт корисної дії печі підвищується, в середньому, на 12,5%. Отримані результати досліджень можуть використовуватись при проектуванні водогрійних та повітрогрійних теплоутилізаторів для конкретних схем утилізації теплоти скловарних печей та інших енергетичних установок.

### **Висновки**

1. На основі принципів універсальності та адитивності ексергетичних характеристик, а також конструктивних особливостей водогрійного та повітрогрійного теплоутилізаторів розроблено комплексну методику аналізу ексергетичної ефективності для теплоутилізаторів скловарених печей.
2. Розраховано ексергетичні критерії оцінки ефективності для водогрійного та повітрогрійного теплоутилізаторів, а також їх окремих модулів.
3. Проведено порівняльний аналіз ексергетичних та технологічних особливостей теплоутилізаторів, що входять до різних схем утилізації відхідних газів скловарних печей.

### **Список використаної літератури**

1. Cavalcanti E. J. C. Exergoeconomic and exergoenvironmental analyses of an integrated solar combined cycle system // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – 67. – P. 507–519.
2. Terzi R., Tükenmez İ., Kurt E. Energy and exergy analyses of a VVER type nuclear power plant Energy and Exergy Analyses of a VVER Nuclear Power Plant // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2016. – No. 41. – P. 1–12.
3. Fialko N. M., Sherenkovsky Yu. V., Navrodska R. A., Stepanova A. I. Golubinsky P. K., Novakovsky M. A. The efficiency of waste heat recovery systems of various types of power plants // *Industrial heat engineering*. – 2008. – V. 30, No. 3. – S. 68–76.
4. Fialko N. M., Navrodska R. A., Sarioglu A. G., Presich G. A., Slusar M. A. Efficient Heat Recovery Technology for Glass Melting Furnaces // *Promyshlennaya teplotekhnika*. – 2010. – V. 32, No. 5. – P. 78–85. (Rus.)
5. Fialko N. M., Prokopov V. G., Stepanova A. I. Sherenkovsky Yu. V., Navrodska R. A., Novakovsky M. A. Exergo-technological efficiency of gas-air heat exchangers of power plants // *Industrial heat engineering*. – 2011. – V. 33, No. 3. – S. 42–49.



6. Fialko N. M., Stepanova A. I., Navrodska R. A., Sherenkovsky Yu. V. Optimization of the heat recovery installation of a glass melting furnace // Industrial heat engineering. – 2014. – V. 36, No. 5. – S. 81–88.

7. Fialko N. M., Stepanova A. I., Navrodska R. A., Sherenkovsky Yu. V., Sario glo A. G. Utilization of the heat of exhaust gases from glass melting furnaces using membrane pipes. – Kiev: Publishing house "Sofia", 2016. – 214 s.

8. N. Fialko A. Stepanova, R. Navrodska, N. Meranova, J. Sherenkovskii. Efficiency of the air heater in a heat recovery system at different thermophysical parameters and operational modes of the boiler // East European Journal of Advanced Technology. – 2018. – 6/8(96). – S. 43–48.

УДК 697.27:621.365

**М. П. Тимченко, Н. М. Фіалко**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ЕНЕРГЕТИЧНА ФУНКЦІОНАЛЬНІСТЬ БАГАТОКВАРТИРНИХ БУДИНКІВ ЯК ОСНОВИ ЖИТЛОВОГО ФОНДУ**

Об'єктна основа систем централізованого тепlopостачання (СЦТ) України значною мірою складається з будівель масової забудови. Їх огороження характеризуються низьким термічним опором, компенсацію якого здійснюють підвищенням «натопом» (тобто перевитратами ПЕР) приміщень.

При цьому вимоги вітчизняних нормативів також значно поступалися і зараз поступаються вимогам діючих регуляторних документів ЄС щодо енергетичної ефективності будівель Цей факт впливає з порівняння вимог Директиви ЄС щодо енергоефективності (енергетичної довершеності) EPBD та аналізу вітчизняних норм питомого енергоспоживання/охолодження житлових та громадських будівель в Україні. У таблиці зведені порівняльні дані по трьох редакціях ДБН **В.2.6-31:20xx «Теплова ізоляція будівель»**, який нормує енергетичну ефективність  $EP_p$  при опаленні та охолодженні житлових та громадських будівель в Україні.

Звертає на себе увагу те, що нормативні дані граничних величин показника енергетичної ефективності<sup>1</sup>  $EP_p$  навіть у останній редакції статусно закріплюють клас енергоефективності С (можливо С+). У той же час в ЄС з 2020 року відповідно до нової редакції Директиви про ефективність будинків (EPBD) нові будівлі мають відповідати класу енергоефективності не нижче А.

Дані в **ДБН В.2.6-31:2016**, **ДБН В.2.6-31:2021** «Теплова ізоляція будівель», більш «ліберальні» ніж у **ДБН В.2.6-31:2006**. Наприклад, житлові будинки поверховістю від 10 до 16 поверхів для І кліматичної зони згідно з **ДБН В.2.6-31:2006** мають значення  $48 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$ , згідно з **ДБН В.2.6-31:2016** –  $77 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$  (у 1,6 рази більш витратні!). **Вимоги до енергоефективності будівель** відповідно до **ДБН В.2.6-31:2021** «посилилися» у порівнянні з попередньою редакцією лише на 9,1%.

В Україні у 2017 році була імplementована Директива Європейського Парламенту та Ради ЄС (далі ЄПР) 2010/31/ЄС «Про енергетичну ефективність будівель» (далі – Директива EPBD). Відповідно був розроблений спеціальний ЗУ № 2118-VIII «Про енергетичну ефективність будівель» (далі – ЗУ ЕЕБ). Зараз діє редакція станом на 01.12.2020 зі змінами, внесеними згідно ЗУ № 199-IX від 17.10.2019. У цьому нормативно-правовому акті легітимізовані останні редакції Директиви EPBD в рамках Четвертого енергетичного пакета. Зокрема, законодавчим шляхом були закріплені останні кардинальні зміни відповідно Директиви (ЄС) 2018/844 ЄПР від 30 травня 2018 року про внесення змін до Директиви 2010/31/ЄС про енергоефективність будівель та Директиви 2012/27/ЄС про енергоефективність.

В ЄС до 40% викидів  $\text{CO}_2$  відбувається завдяки технологічним процесам при теплозабезпеченні будинків. В Україні ситуація гірша, оскільки теплопостачання в ЖКГ України відбувається в основному за рахунок викопних ПЕР, і крім того, ефективність на рівні кінцевих споживачів, зосереджених головним чином в багатоквартирних будинках (БКБ), не перевищує середніх показників класів енергоефективності  $D-E^2$ . Лише в останні роки енергоефективність новобудов підтягується до класу С. Клімат-позитивні, карбон-нейтральні та карбон-негативні технології мають мати пріоритетний, навіть імперативний характер. В ЄС це вже відбулося, а в Україні має стати реальністю найближчим часом. Як вже

<sup>1</sup> Цьому терміну, який знайшов в Україні, на жаль в офіційних та нормативних матеріалах, широке розповсюдження одразу в декількох ситуаціях, в EPBD, на фоні самостійного та самодостатнього терміну «energy efficiency», відповідає термін «Energy performance». «Energy performance» надалі застосовується в сенсі «енергетичної довершеності» або «енергетичної функціональності».

<sup>2</sup> Втрати в магістральних та розподільчих тепломережах теж оплачує кінцевий споживач.

Енергетична ефективність  $EP_p$  при опаленні та охолодженні житлових та громадських будівель

№ з.п.			Житлові будинки поверховістю	2006		2016		2021	
'06	'16	'21		I	II	I	II	I	II
1		1							
1			Для 2006 1-го поверховістю	$600 \times F_h^{-0,25}$	$500 \times F_h^{-0,25}$	–	–	–	–
1	1	1	Від 1 до 3 для 2006 від 2 до 3	$470 \times F_h^{-0,25}$	$400 \times F_h^{-0,25}$	120	110	110	100
1	1	1	Від 4 до 9	55	48	83	81	80	75
1	1	1	Від 10 до 16	48	42	77	75	70	65
1			Для 2006 від 17 до 24	43	38	–	–		
	1	1	17 і більше			70	68	60	55
1			Для 2006 25 і більше	40	35	–	–	–	–
2	2	3	Громадські будівлі та споруди поверховістю			–	–	–	–
2	2	3	Від 1 до 3	$[230 \times V_h^{-0,33}]$	$[200 \times V_h^{-0,33}]$	$(20\Lambda_{\text{буд}} + 31)^*$	$(19,4\Lambda_{\text{буд}} + 33)$	$[38\Lambda_{\text{буд}} + 15]$	$[34\Lambda_{\text{буд}} + 13]$
2	2	3	Від 4 до 9	[15]	[13]	[38]	[40]	[30]	[25]
2			Для 2006 від 10 до 16	[14]	[12]	–	–	–	–
2			Для 2006 від 17 до 24	[13]	[11]	–	–	–	–
	2	3	Від 10 до 24	–	–	[37]	[39]	[25]**	[20]**
2	2	3	25 і більше	[12]	[11]	[34]	[36]	–	–
6	2	4.4	Підприємства торгівлі	[15]	[12]	$(28\Lambda_{\text{буд}} + 17)$	$(32\Lambda_{\text{буд}} + 18)$	$[33\Lambda_{\text{буд}} + 20]$	$[30\Lambda_{\text{буд}} + 18]$
7	4	2	Готелі	51	44	–	–	$57\Lambda_{\text{буд}} + 60$	$50\Lambda_{\text{буд}} + 55$
	4		Від 1 до 3	–	–	110	100	–	–
	4		Від 4 до 9	–	–	75	70	–	–
	4		10 і більше	–	–	65	60	–	–
3	5	4.1	Будинки та споруди навчальних закладів	[31]	[28]	[30]		$[55\Lambda_{\text{буд}} + 24]$	$[52\Lambda_{\text{буд}} + 23]$
4	6	4.2	Будинки та споруди дитячі дошкільних закладів	[36]	[33]	[48]	[50]	[40]	[38]
5	7	4.3	Заклади охорони здоров'я	[47]	[42]	[48]	[50]	[45]	[40]
		4.5	Культурно-розважальні заклади та дозвільні установи	–	–	–	–	[30]	[25]

Примітка. Римськими цифрами визначені I та II температурні зони України.

\*  $\Lambda_{\text{буд}}$  – коефіцієнт компактності будівлі,  $\text{м}^{-1}$ .

\*\* – поверховість – 10 поверхів і більше (2021).

Одиниця виміру  $EP_p$ :  $\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$ ,  $[\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^3]$ .

значалося, необхідно замінити традиційні СЦТ на електрофіковані 4G-DH з великою, а з 2050 основною частиною енергії, що має бути виробленою на базі ВДЕ-генерації. Виходячи із статусу України, як країни-кандидата на вступ до ЄС, вирішення вказаного завдання слід шукати на сучасних техніко-технологічних та інституціональних засадах, зокрема, у відповідності з напруженою сучасною енергетичною політикою ЄС. Тобто, Україна має ставити і виконувати «амбіційні цілі».

УДК 699

**Б. І. Басок, М. В. Мороз, О. М. Лисенко, А. В. Данішевський**

*Інститут технічної теплофізики НАН України м. Київ*

## **АНАЛІЗ РИНКУ СУЧАСНИХ ТЕПЛОІЗОЛЯЦІЙНИХ МАТЕРІАЛІВ УКРАЇНИ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ ДЛЯ ІЗОЛЯЦІЇ СТІНОВИХ ОГОРОДЖУВАЛЬНИХ КОНСТРУКЦІЙ**

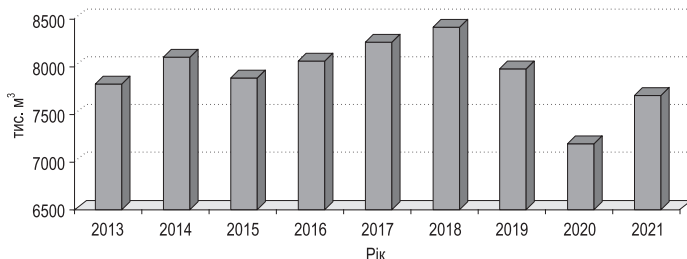
Сьогодні на ринку теплоізоляційних матеріалів представлено велику кількість різних ефективних матеріалів, конструкцій і утеплювачів, рекомендованих до використання в якості теплоізоляційних матеріалів для зовнішнього утеплення огороджувальних конструкцій. Розширення будівельної галузі, збільшення обсягів будівництва та модернізації наявних будівель, а також підвищення уваги до енергоефективності, ведуть до зростання попиту на теплоізоляційні матеріали.

Мета статті – аналіз ринку сучасних теплоізоляційних матеріалів, які використовуються для утеплених стінових огороджувальних конструкцій та визначення основних тенденцій та перспектив його розвитку.

За останні роки на ринку теплоізоляційних матеріалів України спостерігається зростання обсягів виробництва та споживання (рис. 1).

За даними Державної служби статистики України [1], загальний обсяг виробництва теплоізоляційних матеріалів в Україні збільшувався з 2015 р. і досяг максимального рівня у 2018 р, але в другій половині 2018 р. почалося зниження його обсягу. У 2019 р. виробництво зменшилося на 9,7%, у 2020 р. відбувся спад виробництва через кризову си-

туацію, викликану пандемією COVID-19 та зменшенням попиту на будівельні матеріали. Так, у 2020 р. обсяг виробництва зменшився на 10% порівняно з 2019 р. Однак, за даними [1], обсяг виробництва теплоізоляційних матеріалів у 2021 р. став на 7,2% більше, ніж у 2020 р. Зокрема, виробництво мінеральної вати збільшилося на 4,4%, пінопласту – на 10,8%, а пінополіуретану – на 19,1%.



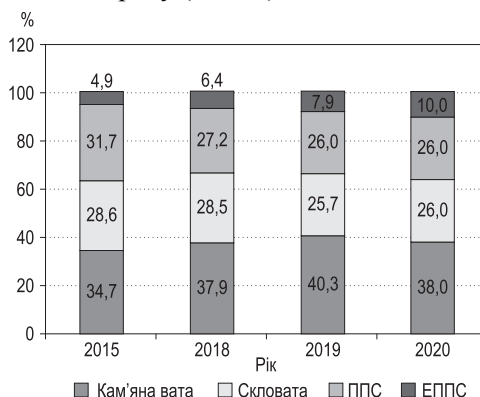
**Рис. 1.** Виробництво теплоізоляційних матеріалів в Україні в період 2013–2021 рр.

Щодо споживання теплоізоляційних матеріалів в Україні, то за останні п'ять років відзначається стабільний ріст – за період з 2017 по 2021 рік, обсяг споживання теплоізоляційних матеріалів збільшився майже на 40%, з 126,5 тис. т до 177,1 тис. т [1].

У структурі виробництва теплоізоляційних матеріалів переважає виробництво мінеральної вати (скловата та кам'яна вата), пінополістиролу (ППС) та екструдованого пінополістиролу (ЕППС).

Провідними сегментами ринку є кам'яна вата та пінополістирол, що зумовлено їх високими теплоізоляційними властивостями та досить низькою ціною в порівнянні з іншими видами теплоізоляційних матеріалів (рис. 2).

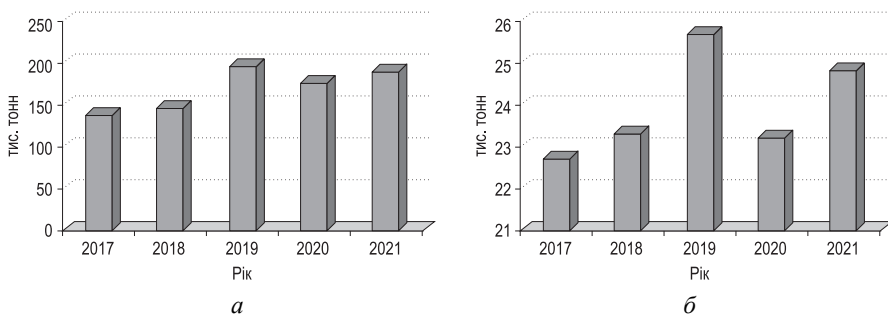
Сегменти кам'яної вати та пінополістиролу представлені переважно вітчизняною продукцією, в той час, як всі інші – закордонного виробництва. Беручи до уваги дина-



**Рис. 2.** Основні сегменти ринку теплоізоляційних матеріалів.

міку ринку та нарощення вітчизняного виробництва, частка імпортової ізоляції поступово зменшувалась. Ринок теплоізоляційних матеріалів складається з великої кількості великих і малих підприємств, що мають відношення до виробництва, ввезення та реалізації теплоізоляційних матеріалів. У загальній структурі ринку теплоізоляційних матеріалів імпорт займає 30–35%. Але в сегментному розрізі ця картина виглядає по-різному: скловолокно для теплоізоляції представлено винятковою імпортною продукцією, а для екструдованого пінополістиролу імпорт становить близько 10%.

Згідно розподілу, найбільшим сегментом стабільно є кам'яна вата (рис. 3, а). В Україні є великі підприємства з виробництва кам'яної вати, виробничі потужності яких у перспективі можуть на 100% задовольнити внутрішнє виробництво (для прикладу, завод «Техно») [2]. Шляхом збільшення внутрішнього виробництва, експортного постачання та заміщення імпорту інших матеріалів у 2019 р. темп приросту виробництва кам'яної вати в Україні становив 30%, а обсяги виробництва кам'яної вати значно менші, ніж обсяги споживання теплоізоляційних матеріалів, що свідчить про те, що частка імпорту кам'яної вати в Україні є значною.



**Рис. 3.** Об'єми та динаміка виробництва за 2017–2021 рр.:  
а – кам'яна вата; б – пінополістирол.

Якщо розглядати пінополістирол, то в Україні існує більше 20 підприємств їх виробництва, проте через залежність від імпорту первинних гранул з 2016 р. їхня кількість зменшилася. Частка полімерних матеріалів становить майже 30–35% ринку теплоізоляційних матеріалів України [1]. Як видно з графіку (рис. 3, б), у 2017 р. помітно тенденцію зростання обсягів виробництва полімерних теплоізоляційних матеріалів, а протягом 2019 р. виробництво пінополістиролу збільшилося на

10% через доступність сировини та збільшення експортного потенціалу. Отже, за останні 5 років виробництво пінополістиролу в Україні зросло на 12,9%, що може бути пов'язано зі збільшенням попиту на цей матеріал в будівельній галузі, а також зі збільшенням інвестицій в цей сектор. Варто зазначити, що обсяги виробництва пінополістиролу в Україні значно менші, ніж обсяги споживання теплоізоляційних матеріалів, що свідчить про те, що частка імпорту пінополістиролу в Україні є значною.

Сектор полімерних теплоізоляційних матеріалів є інвестиційно привабливим як для вітчизняних, так і закордонних інвесторів. Це зумовлюється покращенням макроекономічної ситуації в Україні, наявністю сировинної бази, розвитком сектору торгівлі будівельними матеріалами та зростанням обсягів капітального будівництва. Проте кількість інвесторів та обсяги інвестицій усе ще недостатні, що спричинено недосконалістю обладнання підприємств, що існують.

Однак, ринок має ряд проблем, серед яких: низька якість теплоізоляційних матеріалів, яка може призвести до зниження їх ефективності та збільшення витрат на опалення; відсутність необхідних сертифікатів якості у більшості виробників, що створює загрозу для здоров'я та безпеки споживачів; залежність від імпорту теплоізоляційних матеріалів, що в подальшому, призводить до підвищення їх вартості та зниження конкурентоспроможності національних виробників; проблема з розповсюдженням та доступністю вітчизняних теплоізоляційних матеріалів на ринку, яка пов'язана зі складнощами, пов'язаними з їх виробництвом та транспортуванням; наявність дешевих імпортних аналогів, які конкурують з вітчизняними виробниками. Через високий технологічний рівень потужностей закордонних виробників, середні ціни на теплоізоляційні матеріали закордонного походження вищі за вартість продукції вітчизняного виробника.

В подальшому, на розвиток ринку теплоізоляційних матеріалів можуть вплинути такі фактори, як зміни законодавства у сфері енергоефективності, посилення вимог до енергоефективності будівель, технологічний прогрес у виробництві та застосуванні нових матеріалів, зростання конкуренції між виробниками. Для цього важливо враховувати тенденції ринку, розуміти потреби споживачів та продовжувати підтримку державними ініціативами для досягнення максимального ефекту від розвитку цієї галузі.

**Висновки.** Ринок теплоізоляційних матеріалів в Україні є динамічним і зазнає змін в залежності від попиту споживачів, конкуренції та

економічних умов. Основними шляхами покращення та вдосконалення ситуації є підтримка національного виробника будівельних матеріалів з боку держави з метою зменшення імпорту, пошук нових ринків збуту, розробка маркетингових стратегій розвитку галузі, використання сучасних технологічних методів видобутку та виробництва будівельних матеріалів.

Один з напрямків науково-технічного прогресу в промисловості будівельних матеріалів – залучення у виробництво відходів промисловості та сільського господарства і отримання з них нових видів виробів. За останні роки на ринку також спостерігається зростання інтересу до екологічно чистих теплоізоляційних матеріалів, що виготовляються на основі відновлюваних ресурсів та не містять шкідливих речовин.

Отже, можна стверджувати, що ринок теплоізоляційних матеріалів України продовжує зростати та розвиватися, збільшуючи виробництво та споживання теплоізоляційних матеріалів, розширюючи асортимент та вдосконалюючи технології виробництва.

### Список використаної літератури

1. Державна служба статистики України [Інтернет-ресурс]. Режим доступу: <https://ukrstat.gov.ua/>
2. United Nations Comtrade Database [Інтернет-ресурс]. Режим доступу: <http://comtrade.un.org/data>.

УДК 697.347

**О. М. Тарадай, В. С. Бугай, О. В. Гвоздецький, С. В. Дяченко**

*Харківський національний університет міського господарства  
ім. О. М. Бекетова, м. Харків*

## **ЕКОНОМІЯ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМ ПОКВАРТИРНОГО СПОЖИВАННЯ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГІЇ**

Теплопостачання – досить чутлива соціальна сфера в Україні. Постійне подорожчання цін на енергоносії, інфляція і підвищення тарифів для населення (рис. 1) негативно впливають на більшість пересічних



родин, адже левову частку бюджету за комунальні послуги складають саме рахунки за теплову енергію.

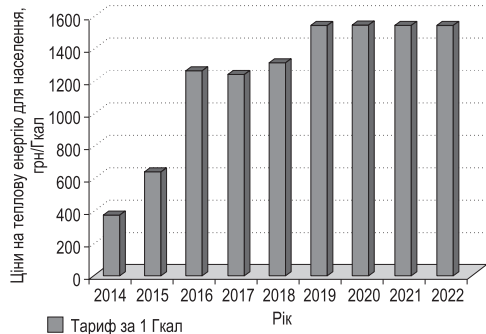
Основна причина – в Україні понад 80% багатоповерхових житлових будинків за будови другої половини ХХ століття обладнані вертикальними однотрубними нерегульованими системами опалення (рис. 2) і споживачі теплової енергії, що проживають в таких будинках не мають жодної можливості регулювати споживання теплової енергії та здійснювати її облік через невдалу конструкцію.

Регулювання такої системи ще й практично неможливе, тому що всі прилади опалення на вертикальному стояку з'єднані послідовно, тобто теплоносій з верхніх поверхів послідовно надходить в нижні поверхи.

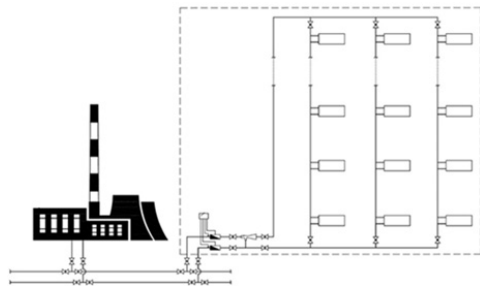
Для опалення кожної квартири використовуються від 2 до 6 стояків опалення з приєднаними до них відповідно від 2 і більше нагрівальних приладів, що своєю чергою виключає встановлення приладу обліку споживання теплової енергії на квартиру.

В таких будинках необхідно реконструювати вертикальні однотрубні системи опалення на двотрубні горизонтальні поквартирні системи опалення. Це є об'єктивною необхідністю, без якої реальний вплив абонента на своє теплоспоживання неможливий.

Ще раз підкреслюємо, що вищесказане стосується лише житлових будинків за будови ХХ століття. Сучасні будинки за будови ХХІ століття, що побудовані або будуються в Україні згідно з чинними новими нормативами, оснащу-



**Рис. 1.** Зміна тарифів на теплову енергію для населення з 2014 по 2022 рік.



**Рис. 2.** Вертикальна однотрубна система опалення багатоповерхового житлового будинку.

ються горизонтальними двотрубними поквартирними регульованими системами опалення з приладами обліку споживання теплової енергії.

Двадцятирічний досвід реальної експлуатації показує, що середнє зниження споживання і відповідно питоме споживання теплової енергії в них менше у два рази у порівнянні з аналогічними за площею квартирами у будинках забудови минулого століття.

Досвід роботи з реконструкції внутрішньобудинкових систем опалення, накопичений у Харківському регіоні, свідчить про можливість реального поетапного переобладнання упродовж всього року (навіть в опалювальний період) існуючих загальнобудинкових однокотрубних систем у горизонтальні двотрубні поквартирні (рис. 3). В цих двотрубних горизонтальних поквартирних системах опалення всі нагрівальні прилади однієї квартири з'єднані паралельно, що дає можливість встановити регулятор температури на кожному нагрівальному приладі, тобто в кожній кімнаті та встановити прилад обліку споживання теплової енергії в квартирі.

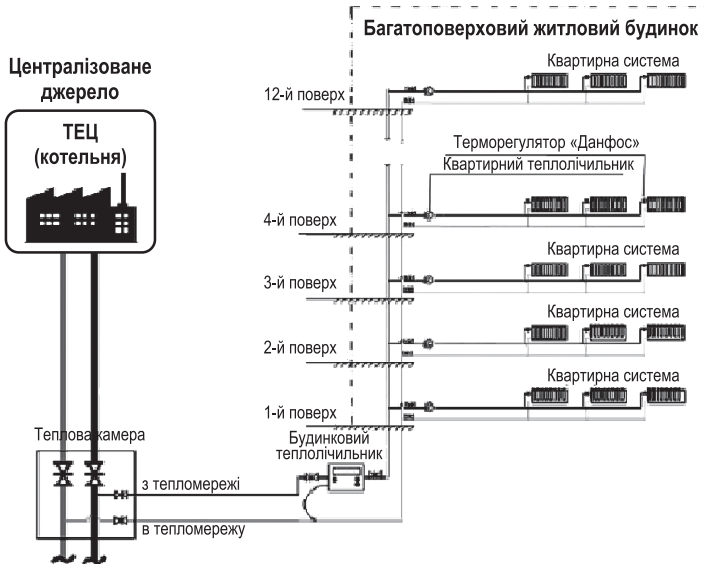
Реальні результати спільного проекту Міжрегіональної корпорації «Теплоенергія» та Чугуївської міської ради з переобладнання існуючої загально будинкової вертикальної однокотрубноі нерегульованоі системи опалення в горизонтальні двотрубні поквартирні в житловому будинку наведено нижче (рис. 4–7).

Основні трубопроводи прокладаються по місцях загального користування: технічних підпіллях, підвалах та сходових клітках. У самих квартирах прокладаються над підлогою дві труби та встановлюються регулятори температури на нових підводках до кожного нагрівального приладу. Заміна старих нагрівальних приладів на нові необов'язкова та проводиться лише за бажанням власника квартири за його власний рахунок.

Пробивання перекриття для прокладання другого стояка поряд з існуючим не потрібне.

Слід зауважити, що саме відсутністю нових вертикальних стояків та необхідності пробивання міжповерхових перекриттів запропонований нами проєкт докорінно відрізняється від проєктів інших авторів, які пропонують реконструювати існуючу вертикальну однокотрубноу систему в таку ж вертикальну двотрубну, тобто додати ще одну вертикальну трубу поряд з існуючим стояком.

Найбільший економічний ефект власники квартир, переобладнаних на поквартирне опалення з приладом обліку споживання теплової енергії, отримають у жовтні, листопаді, березні, квітні, тобто в ті місяці, коли відбуваються різкі коливання температур і можливий «перегрів» квартир.



**Рис. 3.** Двотрубна система опалення багатоповерхового житлового будинку з горизонтальною поквартирною розводкою та вузлами комерційного і розподільного обліку теплової енергії.



**Рис. 4.** Існуючий загальнобудинковий прилад обліку споживання теплової енергії.



**Рис. 5.** Фрагмент прокладки нових стояків в під'їзді.



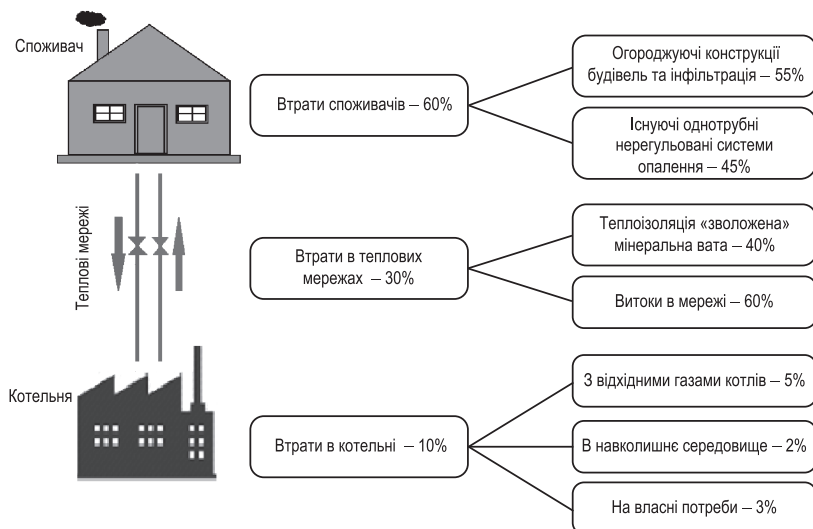
**Рис. 6.** Фрагмент нових введів в квартиру з під'їзду.



**Рис. 7.** Фрагмент установки квартирнього приладу обліку споживання теплової енергії, нового нагрівального приладу і регулятора температури.

Його можна буде отримати і в інші місяці опалювального періоду завдяки можливості знижувати температуру приміщень на час відсутності мешканців квартири, а також шляхом створення комфортних умов у кожній кімнаті залежно від потреби.

На рисунку 8 відображено загальноприйнятну у світовій практиці систему оцінки втрат теплової енергії. Впровадження запропонованого нами проєкту дозволяє знизити загальні витрати на централізоване тепlopостачання житлової забудови не менше ніж тридцять відсотків.



**Рис. 8.** Співвідношення втрат теплової енергії в системах централізованого тепlopостачання.

### Висновки

80% житлових багатоповерхових будинків через недосконалу конструкцію загальнобудинкових вертикальних однотрубних нерегульованих систем опалення суперечать сучасним вимогам та не дають можливості економного індивідуального регулювання спожитої теплової енергії кожною квартирою. Досвід тепlopостачання житлового будинку довів на практиці, що виконана поетапна реконструкція системи опалення дала економію кожній квартирі не менше ніж тридцять відсотків.

### Список використаної літератури

1. Про комерційний облік теплової енергії та водopостачання: Закон України від 22.06.2017 № 2119-VIII / Верховна рада України. – К., 2017. – 370 с. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2119-19#Text>.
2. Постанова Кабінету Міністрів України № 829 від 10 жовтня 2018 р. «Про затвердження Порядку визначення технічної можливості встановлення вузлів розподільного обліку теплової енергії та економічної доцільності встановлення приладів – розподільвачів теплової енергії».

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/829-2018-%D0%BF#Text>.

3. Опалення, вентиляція та кондиціонування: ДБН В.2.5-67:2013: затв. Мінрегіонбуд України 25.01.2013. – К.: Мінрегіонбуд України, 2013. – 141 с.

4. Централізоване поквартирне опалення з регулюванням та комерційним обліком відпуску тепла // О. М. Тарадай, Л. Л. Покровський, О. Ф. Редько, М. О. Яременко // Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання. – 2010. – Вип. 14. – С. 36–42. [http://nbuv.gov.ua/UJRN/votp\\_2010\\_14\\_7](http://nbuv.gov.ua/UJRN/votp_2010_14_7).

5. Рекомендації щодо влаштування квартирних систем опалення з теплолічильниками в існуючих багатоповерхових житлових будинках / Під керівництвом доктора техн. наук, професора Тарадая О. М. – Харків: ХНУБА, МРК «Теплоенергія», 2017. – 40 с.

УДК 538.9:536.6

**Н. М. Фіалко<sup>1</sup>, Р. В. Дінжос<sup>2</sup>, Н. О. Меранова<sup>1</sup>,  
Ю. В. Шеренковський<sup>1</sup>, В. Г. Прокопов<sup>1</sup>, Л. П. Федосенко<sup>1</sup>,  
Д. П. Хміль<sup>1</sup>, І. О. Попружук<sup>1</sup>, Р. Я. Сороковий<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

<sup>2</sup>*Миколаївський національний університет ім. В. А. Сухомлинського,  
м. Миколаїв*

## **ЕНЕРГООЩАДНІ СЦЕНАРІЇ ТЕХНОЛОГІЙ ОДЕРЖАННЯ ПОЛІМЕРНИХ НАНОКОМПЗИТИВ ДЛЯ ЕЛЕМЕНТИВ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ**

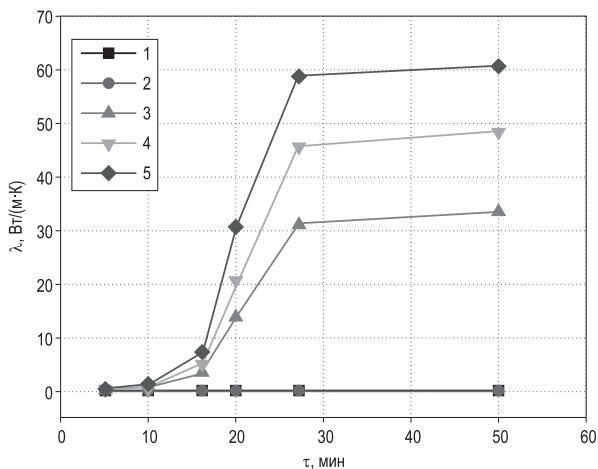
Серед шляхів підвищення надійності і ефективності роботи сучасного теплоенергетичного обладнання останнім часом все більшого розповсюдження набуває застосування нових полімерних композиційних матеріалів. Даній темі присвячена низка досліджень (див., до прикладу, [1–5]). Унікальні характеристики цих матеріалів дозволяють створювати теплообмінні поверхні з різними заданими теплофізичними, механічними та ін. властивостями. З огляду на це розробка мікро- та нанокомпозиційних полімерних матеріалів, призначених для виготовлення теплообмінних поверхонь різного призначення, є актуальним завданням. При цьому важливо, щоб реалізація технології одержання цих матеріалів мала енергоощадний сценарій.

© Н. М. Фіалко, Р. В. Дінжос, Н. О. Меранова, Ю. В. Шеренковський, В. Г. Прокопов,  
Л. П. Федосенко, Д. П. Хміль, І. О. Попружук, Р. Я. Сороковий, 2023

Дана робота присвячена експериментальним дослідженням теплофізичних характеристик полімерних композитів і вибору енергоощадної технології їх одержання. Особлива увага приділялася аналізу теплопровідних властивостей одержуваних полімерних матеріалів і особливостей впливу на них часу змішування компонентів в розплаві полімеру.

Дослідження проводились для нанокompозитів на основі поліпропілену, наповненого вуглецевими нанотрубками в широкому діапазоні зміни масової концентрації наповнювача (від 0,3 до 10%). Час змішування компонентів композиту у розплаві полімеру змінювався від 5 до 50 хвилин.

За результатами досліджень отримано залежність теплопровідності досліджуваних композитів від часу змішування їх компонентів (рисунок). На основі одержаної залежності визначалося значення часу змішування, при перевищенні якого зміна теплопровідності є несуттєвою і нею можна знехтувати.



**Рисунок.** Залежність теплопровідності  $\lambda_n$  нанокompозита від часу змішування  $\tau$  компонентів у розплаві полімеру при різних значеннях масової частки наповнювача  $\omega$ : 1 – 0,3%; 2 – 1%; 3 – 3%; 4 – 5%; 5 – 10%.

З отриманих даних слідує, що величина масової частки наповнювача  $\omega$  якісним чином впливає на теплопровідність нанокompозиту. Для малих значень  $\omega$  ( $\omega < 1\%$ ) цей вплив є несуттєвим. Щодо великих величин  $\omega$  ( $3\% < \omega < 10\%$ ), то її вплив стає значним.

Як показали дослідження, в діапазоні часу змішування  $\tau$  від 5 до 16 хвилин його підвищення приводить до поступового зростання коефіцієнту теплопровідності, і воно тим більше, чим вище значення масової частки наповнювача. Далі при збільшенні  $\tau$  від 16 до 27 хвилин спостерігається найбільше зростання теплопровідності композиту. До прикладу, при  $\omega = 3\%$ , на першому інтервалі часу змішування шохвилини  $\lambda$  збільшується в середньому на  $0,28 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ , а на другому – на  $2,5 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ . Отже, в досліджуваному діапазоні змін масової концентрації наповнювача зростання  $\lambda$  в інтервалі  $\tau$  від 16 до 27 хвилин в 8–9 разів інтенсивніше, ніж в інтервалі  $\tau$  від 5 до 16 хвилин. Щодо інтервалу  $\tau$  від 27 до 50 хвилин, то тут величина коефіцієнту теплопровідності підвищується несуттєво, і темп росту  $\lambda$  відрізняється у порівнянні з другим інтервалом зміни  $\tau$  при  $\omega = 3\%$  в 24 рази, а при  $\omega = 10\%$  – у 54 рази. Отже для підвищення енергетичної ефективності технології отримання нанокompозитів недоцільно збільшення тривалості змішування компонентів вище 27 хвилин, що відповідає енергоощадному сценарію технології одержання досліджуваних композиційних полімерних матеріалів.

### Список використаної літератури

1. Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Дінжос Р. В., Меранова Н. О., Шевчук С. І. Ефективність використання полімерних мікро- і нанокompозитів для теплообмінних апаратів газо-газового типу // Промышленная теплотехника. – 2017. – № 5. – С. 12–18.
2. Fialko N., Dinzhos R., Sherenkovskii Ju., Meranova N., Navrodska R., Izvorska D., Korzhyk V., Lazarenko M., Koseva N. Study of the temperature regime effect of obtaining nanocomposites on their heat-conducting properties // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2021. – 4, № 5 (112). – P. 21–26. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.236915>.
3. Fialko N., Dinzhos R., Sherenkovskii Ju., Meranova N., Aloszko S., Izvorska D., Korzhyk V., Lazarenko M., Mankus I., Nedbaievskia L. Establishment of regularities of influence on the specific heat capacity and temperature conductivity of polymer nanocomposites of a complex of defining parameters // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2021. – 6, № 12 (114). – P. 34–39. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.245274>
4. Фіалко Н. М., Навродська Р. О., Дінжос Р. В., Шевчук С. І., Меранова Н. О., Гнедаш Г. О. Ефективність використання полімерних мікро- і нанокompозиційних матеріалів в теплоутилізаційних технологіях. – Миколаїв: СПД Румянцев Г. В., 2020. – 128 с.
5. Фіалко Н. М., Дінжос Р. В. Теплофизические основы создания полимерных микро- и нанокompозитов для элементов энергетического оборудования // Промышленная теплотехника. – 2015. – № 7. – С. 172–176.



**ПРОВІДНІ ТЕХНОЛОГІЇ СПАЛЮВАННЯ ТПВ**

20 червня 2022 року Верховна Рада ухвалила закон «Про управління відходами» [1].

Згідно статті 4 закону «Про управління відходами», в Україні запроваджується Ієрархія управління відходами:

- 1) запобігання утворенню відходів;
- 2) підготовки відходів до повторного використання;
- 3) рециклінг;
- 4) відновлення відходів (у тому числі виробництво енергії);
- 5) видалення відходів.

Прибутковість галузі переробки відходів як вторинної сировини визначається морфологією побутових відходів. Після повторного використання та рециклінгу залишається 25–30% залишкових відходів. Провідні країни світу раціонально використовують залишкові відходи для відновлення їх енергії в установках зі спалювання відходів (установки Waste to Energy-WtE).

Залишкові тверді побутові відходи (ТПВ) можуть спалюватися в установках різного типу. Відповідно до [2], основні найпоширеніші технології WtE:

- установки для спалювання відходів на колосникових ґратах ( $T = 700 \dots 950 \text{ }^\circ\text{C}$ );
- обертові барабанні печі для спалювання відходів ( $T = 700 \dots 850 \text{ }^\circ\text{C}$ );
- установки з псевдозрідженим шаром ( $T = 800 \dots 1000 \text{ }^\circ\text{C}$ );
- газифікатори ( $T = 500 \dots 1250 \text{ }^\circ\text{C}$ );
- піролізні реактори ( $T = 800 \dots 2000 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

***Установки для спалювання відходів на колосникових ґратах***

Шарове спалювання змішаних ТПВ та RDF/SRF на колосникових ґратах в даний час є найбільш поширеною у всьому світі технологією виробництва енергії з відходів (WtE) з точки зору експлуатаційної надійності, економічної ефективності та екологічної стійкості. При використанні цієї технології не потрібна спеціальна підготовка побутових відходів. Тому ця технологія розглянута у статті більш докладно.

## Опис технології шарового спалювання відходів на колосникових ґратах

Основною процесу горіння є наступні елементи:

- система подачі відходів;
- ґрати з повітряним або водяним охолодженням;
- система подачі повітря для горіння;
- система рециркуляції димових газів;
- удосконалена система контролю горіння;
- витягувач золи;
- система очистки газових викидів.

Після спалювання відходів залишається два типи викидів:

- димові гази, які необхідно очищати з застосуванням газоочисного обладнання;
- зола та шлак (до 10% вхідного обсягу відходів), які вимагають спеціального додаткового знешкодження.

Димові гази, що утворюються в процесі горіння відходів, після проходження через топку, конвективну шахту котла та систему очистки, димососом видаляються через димову трубу до атмосфери.

Золу охолоджують. Охолоджена зола проходить через електромагніт, який відокремлює метали від золи, і зола зберігається в бункері для золи. Спеціалізовані компанії переробляють золу та відокремлюють деякі токсичні речовини від золи. Після такої обробки зола містить лише безпечні речовини і може використовуватись в будівельній промисловості.

### ***Оберткові барабанні печі для спалювання відходів***

Барабанні печі для спалювання побутових відходів мають у своїй основі похилий обертвий барабан з виносною топкою. Барабанні печі встановлюються з невеликим нахилом у напрямку руху відходів. Продуктивність барабанних печей – до 10 т/год. Швидкість обертання печі – від 0,05 до 2 об./хв. З боку завантаження подаються відходи, повітря та паливо; шлак та зола вивантажуються з протилежного кінця печі. У першій частині печі відходи підсушуються (400 °С), далі відбувається газифікація та спалювання (зазвичай при 900–1000 °С). При спалюванні відходів у барабанних печах можна досягти більш високих температур горіння, але високотемпературне спалювання ТПВ призводить до швидкого зносу досить тонкого футерування в печах цього типу.

Такі печі для спалювання ТПВ відрізняються низьким вмістом пилу в газах, що утворюються, і можливістю спалювання відходів з великою вологістю і зольністю.

Серед недоліків барабанних печей – високі капітальні та експлуатаційні витрати, руйнування футерування під час роботи, низьке питоме теплове та масове навантаження топкового об'єму.

### ***Установки з псевдозрідженим шаром***

Установки з псевдозрідженим (киплячим) шаром складаються з футерованого циліндра з повітророзподільчими ґратами. Агент (зазвичай, це пісок) і ТПВ насипаються на ґрати. В нижню частину камери згоряння вприскується газоповітряна суміш. Горіння нагріває агент, що прискорює процес переробки. У процесі горіння частинки шару під дією струменів повітря починають активно переміщатися та створюють циркулюючий (киплячий) шар.

Основним недоліком цього типу установок є нерівномірний розподіл частинок у шарі і необхідність у потужних пиловловлюючих пристроях.

### ***Газифікація***

Газифікація – це високотемпературний процес перетворення органічних компонентів побутових відходів у горючий газ (головним чином  $\text{CO}$  і  $\text{H}_2$ ) у присутності окислювача (газоутворюючого агента) – кисню, повітря, водяної пари, двоокису вуглецю або їх суміші в різних співвідношеннях. В результаті термохімічної взаємодії органічної складової ТПВ з агентом, який газифікує, і утворюються основні продукти газифікації – газ, олії та шлак.

Склад генераторного газу:  $\text{CO}$  – 17–25%,  $\text{H}_2$  – 7–14%,  $\text{CH}_4$  – 1,5–3%,  $\text{CO}_2$  – 7–12%,  $\text{N}_2$  – 60–70%,  $\text{O}_2$  – 0–1%.

Шлак і зола в кількості 8–15% від початкової кількості відходів, що утворюються в процесі газифікації, під дією сил тяжіння опускаються в нижню частину газифікатора, звідки виводяться за межі апарату і можуть бути використані як сировина при будівництві доріг, оскільки практично не містять недопалу та токсичних сполук у значних концентраціях.

Теплотворна здатність газу, що утворюється в процесі газифікації ТПВ за допомогою повітряного дуття, в середньому досягає 25–50% теплотворної здатності природного газу і істотно залежить від типу агенту, що газифікує. При використанні повітряного або пароповітряного дуття теплота спалювання газу досягає 3,5–6,0 МДж/м<sup>3</sup>, а при використанні паро-кисневого дуття – зростає до 16 МДж/м<sup>3</sup>.

Основний недолік технології, основу якої становить реактор-газифікатор описаного вище типу, – підвищені вимоги до підготовки відходів: ретельне подрібнення та перемішування; а також обмеження за нижчою теплоотою згоряння відходів (не менше 6200 кДж/кг). Слід

також врахувати, що пропонується реактор-газифікатор має важливі обмеження по одиничній потужності 2–4 т/год.

Переваги газифікації в порівнянні зі спалюванням ТПВ на решітці полягають в плавленні (спіканні) золи, зменшенні кількості газів, що відходять, зниженні емісії  $\text{NO}_x$ . Незважаючи на розвиток технології, в світі як і раніше відсутній достатній досвід реалізації великих проєктів газифікації на змішаних відходах, існують складності з газифікацією вологої сировини.

### *Піроліз*

Піроліз являє собою процес термічної деструкції органічних сполук під дією високих температур (400–1000 °С) при відсутності кисню. В результаті цього процесу утворюється піролізний газ, рідкі продукти (смоли, олії) і технічний вуглець (твердий коксовий залишок). Тобто на відміну від спалювання відходів, де основний продукт – це фактично теплова енергія, піроліз – це процес «зрідження» та газифікації відходів.

Основними компонентами піролізного газу є водень ( $\text{H}_2$ ), оксид вуглецю ( $\text{CO}$ ) та метан ( $\text{CH}_4$ ). Склад піролізного газу залежить від сировини та параметрів процесу. Теплота згоряння газу підвищується, якщо використовувати газ, поки він гарячий і містить багато смол. Такий газ зазвичай використовується в самому процесі піролізу для підтримки температури процесу та сушіння вхідної сировини.

Твердим продуктом процесу піролізу є вуглецева (коксова) речовина, вихід якої може досягати з 1 т ТПВ біля 15%. Вуглецева речовина може використовуватися як паливо, а також для технологічних потреб промисловості (металургійної, фармакологічної, для очищення води та газів).

Розрізняють два види піролізу:

- **Низькотемпературний піроліз** – 450–900 °С. Проходження процесу при таких температурах дає велику кількість смол і твердих продуктів та мало газу, з теплою спалювання до 10 МДж/м<sup>3</sup>.
- **Високотемпературний піроліз** – 900–1050 °С. При такій температурі вихід газу максимальний, а кількість інших відходів мінімальна. Теплота згоряння піролізного газу до  $Q_{\text{H}}^{\text{p}} \sim 15$  МДж/м<sup>3</sup>. Вихід може досягати до 70% маси сухої сировини.

Основні переваги високотемпературного піролізу:

- більш інтенсивне перетворення вихідного продукту;
- експоненціальне підвищення швидкості реакції з підвищенням температури при лінійному зростанні теплових втрат;
- більш повний вихід летких продуктів;

- зменшення залишку після закінчення процесу.
- Недоліки низькотемпературного піролізу ТПВ:
- піролітичні залишки необхідно додатково допалювати в установці спалювання відходів;
  - розділити олії та смоли на компоненти практично не вдається;
  - використовувати у вигляді рідкого палива складно, бо при зберіганні цього продукту відбувається його загустіння;
  - робота установки періодична.

### **Список використаної літератури**

1. Закон України «Про управління відходами».
2. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Waste Incineration.

УДК 662.995:662.61

**С. Г. Кобзар<sup>1</sup>, Л. С. Гапонич<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

<sup>2</sup>*Інститут теплоенергетичних технологій НАН України, Київ*

## **ПЕРСПЕКТИВИ СУМІСНОГО СПАЛЮВАННЯ SRF З МЕТАНОМ В ТОПЦІ КОТЛА КВГМ 20**

В Україні на рівні державних рішень і міжнародних зобов'язань задекларовано наміри щодо поступового заміщення в енергетиці органічних видів палив, переважно вугілля та газу, альтернативними. Серед альтернативних палив, які у довгостроковій перспективі можуть використовуватись у паливно-енергетичному комплексі (ПЕК) України, є палива вилучені з твердих побутових відходів (ТПВ). При термічній переробці таких палив утворюється енергія, яка може бути використана для виробництва електроенергії та теплоти (технологія «Waste-to-Energy» або WtoE). Треба зазначити, що обсяги утворення ТПВ в Україні за останні роки сягають 11,5–12,5 млн т, з яких можна вилучити 2,5–3 млн т відновленого палива RDF/SRF з середньою теплотворною спроможністю 14–15 МДж/кг [1].

Перевагою використання технології WtoE є перетворення відходів в енергію, зокрема у відновлене з відходів паливо (RDF/SRF), яке може

накопичуватись, складуватись, транспортуватись і використовуватись в енергетиці за потреби. Водночас залучення в енергетику палив на основі ТПВ має відбуватись із забезпеченням їх термічної переробки в екологічно безпечний спосіб відповідно до вимог Директиви № 2010/75/ЄС про промислові викиди, виконання якої є одним із пріоритетів України в рамках підписаної Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом (ЄС), Європейським співтовариством з атомної енергії та їхніми державами-членами, з іншої сторони. Крім того, заміщення у ПЕК України органічних палив, переважно вугілля та газу, які є обмеженими під час воєнного стану і, напевне, будуть обмеженими у повоєнний час, альтернативними, в тому числі паливами на основі ТПВ, є надзвичайно актуальним. Термін RDF (Refused Derived Fuel), зазвичай, відноситься до відокремленої висококалорійної складової ТПВ, що включає полімери, папір, картон, деревину та текстиль. Тобто RDF – це органічне паливо, яке отримується після видалення вторинної сировини та негорючих матеріалів із ТПВ. Що стосується SRF (Solid Recovered Fuels), то це паливо, отримане з безпечних відходів, в тому числі твердих побутових і промислових. Отримане паливо може піддаватися додатковій обробці для збільшення теплоти згоряння. SRF має відповідати вимогам класифікації та специфікації, які були розроблені Технічним комітетом CEN/TC 343 та викладені у європейському стандарті EN 15359:2011 «Solid recovered fuels – Specifications and classes». Стандарт EN 15359:2011 прийнятий в Україні методом підтвердження на мові оригіналу – «Тверде відновлювальне паливо. Технічні характеристики та класи (EN 15359:2011, IDT)».

В табл. 1 наведено елементний склад, вихід летких і теплоту згоряння SRF, що отримано з ТПВ для України в цілому. Елементний склад і вихід летких SRF розраховано за їх морфологічним складом та елементним складом компонентів [1].

Таблиця 1

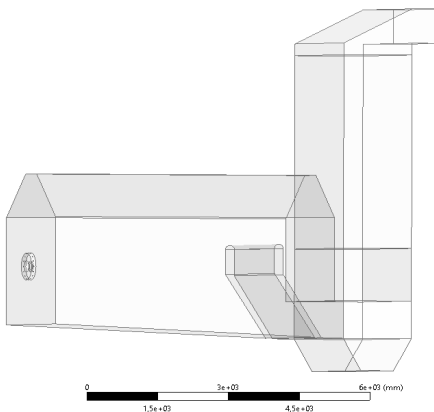
**Елементний склад, вихід летких і теплота згоряння SRF**

Елементний склад на робочу масу ( $r$ ), %							Вихід летких, %	С фіксований	$Q_i^r$ , МДж/кг
$C^r$	$H^r$	$O^r$	$N^r$	$S^r$	$A^r$	$W^r$			
37,6	5,3	34,6	0,4	0,2	10,9	11,0	68,7	9,4	14,1

**Ідея дослідження** полягала у оцінці перспективи спалювання палива з ТПВ у існуючому котельному обладнанні. Проведені дослідження [2, 3]

показали можливість сумісного спалювання палива з ТПВ з вугіллям в енергетичному пиловугільному котлі та модельній камері згоряння SRF палива 5-го класу. В даному дослідженні в якості об'єкта дослідження було вибрано котел КВГМ 20-150, який поширений у комунальному господарстві та промисловості України. Досліджувалися перспективи спільного спалювання SRF палива 3-го класу з природним газом.

Котел водогрійний газомазутний КВГМ-20 теплопродуктивністю 20 Гкал/год призначений для нагріву води систем тепlopостачання до 150 °С, має топкову камеру з горизонтальним потоком топкових газів і конвективну шахту. Комп'ютерна модель водогрійного газомазутного котла КВГМ-20 представлена на рисунку.



**Рисунок.** Комп'ютерна модель котла КВГМ 20-150.

**Модель горіння метану.** При проведенні розрахунків використовувався WGS механізм окислення метану, який складається з тристадійного механізму окислення метану (реакції 1–3) [4, 5], та реакції конверсії водяної пари (water gas shift) (реакції 4–5). Реакції 4–5 були введені з тих міркувань, що паливо з ТПВ містить вологу і при її випаровуванні в зоні високих температур буде підвищена концентрація водяних парів.

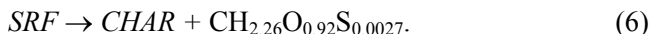


Для визначення концентрації оксидів азоту використовувалися стандартні термічний та швидкий механізми утворення оксиду азоту. Швидкість утворення розраховувалася згідно рекомендацій для значення температури, що розрахована за допомогою функції щільності вірогідності [6].

Для визначення середньої швидкості протікання хімічних реакцій (1–3) використовувалася модель дисипації вихорів Магнусена [7]. Швидкості протікання хімічних реакцій (4–5) визначалися за допомогою закону Арреніуса.

**Модель горіння твердого палива.** Для моделювання горіння частинок твердого палива використовувалася вбудована в пакет CFX стандартна модель. Згідно цієї моделі транспорт частинок моделювався шляхом розв'язання рівняння руху частинки в постановці Лагранжа. При потраплянні частинки твердого палива в топку котла з нею відбуваються наступні процеси: сушка; термічна деструкція; горіння вуглецю.

**Термічна деструкція.** В дослідженні було прийнято, що процес термічної деструкції твердого палива починається після досягнення температури виходу летких  $T_{devol} = 550$  К для SRF. Передбачалося, що тверде паливо під час термічної деструкції розкладається на коксовий залишок (*CHAR*) та леткі, склад яких був визначений виходячи зі складу горючої маси палива (табл. 1):

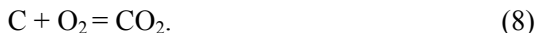


Зміна маси частинки залежить від матеріалу твердого палива, залишку летких у матеріалі та задовольняє закону Ареніуса з властивими конкретному матеріалу значеннями енергії активації  $E_{vol}$  та передекспонентним фактором  $k_{vol0}$ :

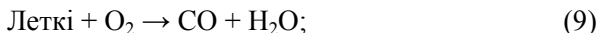
$$k_{vol} = k_{vol0} \exp\left(-\frac{E_{vol}}{RT_p}\right). \quad (7)$$

Кінетичні параметри у виразі (7) були взяті з [8].

**Горіння коксового залишку.** Для моделювання гетерогенного горіння коксового залишку використовувалася стандартна дифузійно-кінетична модель горіння вуглецю. Прийнято, що горіння відбувається на зовнішній поверхні за сумарною (брутто) реакцією:



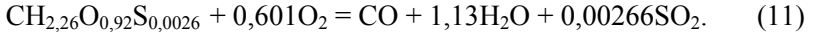
**Горіння летких.** Після виходу летких їх горіння відбувається у гомогенному середовищі. Горіння відбувається за двостадійним механізмом:





Виходячи з елементного складу SRF (табл. 1), для летких був отриманий вираз первинної реакції механізму хімічної кінетики (9).

Для SRF в нашому випадку первинна реакція горіння летких має вигляд:



Первинна реакція горіння летких була запрограмована за допомогою препроцесора пакета прикладних програм Ansys CFX. Горіння в середині топки котла лімітується в першу чергу процесом змішування палива та окиснювача, тому середня швидкість хімічної реакції горіння летких визначалася за моделлю дисипації вихорів.

**Дослідження спільного спалювання SRF та метану в котлі КВГМ 20-150.** Для дослідження перспектив спалювання SRF 3 класу у газомазутному котлі КВГМ 20-150 були проведені дослідження процесу спільного спалювання палива з твердих відходів з природним газом. Всі розрахунки були проведені для номінальної потужності котла – 23,26 МВт<sub>т</sub>, було зроблено припущення, що природний газ складається тільки з метану. Надлишок повітря для природного газу становив 1,05, а для SRF – 1,15. При спільному спалюванні витрата повітря розраховувалась з врахуванням витрати палива та відповідного надлишку повітря. На першому етапі було проведено моделювання роботи котла на природному газі. Отримані результати були прийняті в якості еталону для виявлення впливу заміщення природного газу на тверде паливо SRF.

Конструкція газомазутного пальника типу РГМГ-20 передбачає на своїй вісі отвір під ротаційну форсунку, а по краях отвору розташовано канал первинного повітря з осьовим завихрювачем, лопатки якого встановлені під кутом 30° до вісі пальника. До розгляду було взято випадок, коли вся витрата твердого палива здійснюється димовими газами крізь отвір для ротаційної форсунки, а відповідне повітря, яке необхідне для спалювання твердого палива подається крізь канал первинного повітря. Швидкість димових газів дорівнювала 1 м/с, а склад димових газів відповідав складу димових газів при спалюванні метану з надлишком повітря 1,05. Середній розмір часточок SRF був прийнятий 200 мкм. Температура димових газів та твердої фракції становила 100 °С. Температура стінок котла в топці була задана 170 °С.

Результати дослідження показали, що при збільшенні подачі SRF у топку котла спостерігається поступове охолодження ядра факелу, що пов'язано з випаровуванням вологи з частинок твердої фази. Під дією додаткової кількості водяних парів, при сумісному спалюванні метану та SRF у топці котла КВГМ 20 спостерігається підйом факелу до стелі

топки. При збільшенні частки твердого палива спостерігається перебудова структури факелу в порівнянні з випадком коли спалюється чистий метан. Значення максимальної температури змінюються не суттєво, в діапазоні зміни частки SRF у тепловому балансі, що досліджувався. При сумісному спалюванні метану та SRF у топці котла КВГМ 20 спостерігається «затягування» горіння, що призводить до перерозподілу поля концентрації кисню, таким чином, що в зоні високих температур опиняється кисень, що призводить до підвищення утворення оксидів азоту за термічним механізмом. До підвищення утворення оксидів азоту при спільному спалюванні SRF та метану, призводить деяка кількість оксидів азоту, що утворюється за паливним механізмом, з азоту, що міститься у SRF.

Вплив частки SRF у тепловому балансі котла КВГМ 20 на екологічні та технологічні показники показані в табл. 2. Оцінка втрат палива при спільному спалюванні SRF та метану проводились за формулою:

$$\Delta Q_{loss} = \frac{\sum Q_{loss i}}{P_{thermal}}, \quad (12)$$

де  $P_{thermal} = 23,26$  МВт – теплова потужність пальника,  $\sum Q_{loss i}$  сума втрат палива від хімічного та механічного недопалу, та з вуглицем, що не згорів.

Таблиця 2

**Вплив частки SRF у тепловому балансі котла КВГМ 20 на екологічні та технологічні показники, %**

Заміщення SRF у тепловому балансі котла КВГМ 20	Втрати палива	Збільшення емісії CO	Збільшення емісії NO
0	0	0	0
5	0,33	5,45	9,52
10	1,53	10,57	9,73
15	1,59	10,60	10,00

**Умови для знешкодження шкідливих речовин.** При залучення SRF як палива для знешкодження шкідливих речовин (діоксинів та фуранів), що утворюються при спалюванні компонентів ТПВ, необхідно забезпечити тривалість перебування продуктів згорання в зоні з температурою не нижче 850 °С (1123 К) як мінімум 2 с [9]. Результати

розрахунку температурного поля та данні з температури та динаміки руху частинок SRF дозволяють визначити середню тривалість знаходження в високотемпературній зоні частинок та продуктів згоряння ТПВ, вона становить 2,5 с. Таку тривалість можна визначити як прийнятну для знешкодження шкідливих речовин.

## Висновки

Проведені дослідження показують можливість сумісного спалювання SRF та метану у топці котла КВГМ 20. Оптимальна кількість SRF у тепловому балансі котла КВГМ 20 становить 5%, в цьому випадку крім добрих техніко-екологічних параметрів, забезпечуються сприятливі умови для знешкодження шкідливих речовин. У разі необхідності підвищити витрату SRF необхідно залучати додаткові методи попередньої термічної конверсії SRF. Найбільш оптимальними є залучення технологій швидкого піролізу або спалювання палива з твердих побутових відходів у предтопку.

## Список використаної літератури

1. Гапонич Л. С., Топал О. І., Голенко І. Л. & Кобзар С. Г. Оцінка потенціалу виробництва RDF на основі визначених технологічних і морфологічних властивостей твердих побутових відходів України // Наукові праці НУХТ. – 2022. – 28 (3). – С. 44–59. doi: 10.24263/2225-2924-2022-28-3-6
2. Кобзар С. Г., Топал О. І., Гапонич Л. С. & Голенко І. Л. Моделювання процесу сумісного спалювання природного газу з паливами із твердих побутових відходів // Електронне моделювання. – 2020. – 42. – С. 74–92. <https://doi.org/10.15407/emodel.42.06.072>.
3. Кобзар С. Г., Гапонич Л. С., Голенко І. Л., Топал О. І. Дослідження процесу сумісного спалювання вугілля з паливом з твердих побутових відходів на ТЕС / в кн.: Сталій розвиток: захист навколишнього середовища. Енергоощадність. Збалансоване природокористування: колективна монографія / [авт. кол.: Мадані М. М., Крутоголова І. О., Андреева Н. М. та ін.] / за ред. проф. Мальованого М. С. – К.: Яроченко Я. В., 2022. – 566 с.: рис., таблиці / Online-видання. / С. 104–124. <https://science.lpnu.ua/ecocongress-2022/collective-monograph-2022>.
4. Westbrook C. K. and Dryer F. L. Simplified Reaction Mechanisms for the Oxidation of Hydrocarbon Fuels in Flames // *Combust. Sci. and Tech.* – 1981. – V. 27. – P. 31–43.
5. Bartok, W., and Sarofim, A. F. (Eds.), *Fossil Fuel Combustion – A Source Book*, John Wiley & Sons, New York, 1991.
6. Chui E. H., Hughes P. M. J. Validation of NO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub> Precursor Predictions in Coal Flames // *Combust. Sci. and Tech.* – 1996. – V. 119. – P. 51–75.
7. Magnussen B. F. and Hjertager B. W. On the structure of turbulence and a generalized eddy dissipation concept for chemical reaction in turbulent flow. 19<sup>th</sup> AIAA Aerospace Meeting, 1981, St. Louis, USA.

8. Siddiqi, Muhammad Hamid et al. Evolution of kinetic and hydrothermal study of refused derived fuels: Thermo-gravimetric analysis // Energy Reports 7. – 2021. – P. 1757–1764. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.03.010>

9. Neuwahl F., Cusano G., Benavides J. G., Holbrook S. & Roudier S. Best Available Techniques (BAT). Reference Document for Waste Incineration. – Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019. Retrieved from <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC118637>.

УДК 628.4.02

**І. В. Сатін<sup>1,2</sup>, О. С. Панченко<sup>1,2</sup>, С. В. Хитрук<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Державне підприємство «Науково-дослідний та конструкторсько-технологічний інститут міського господарства», м. Київ*

<sup>2</sup>*Київський національний університет будівництва та архітектури, м. Київ*

## **РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ФОРМУЛЮВАННЯ ПІДХОДІВ ДО РОЗШИРЕННЯ РОЗДІЛЬНОГО ЗБОРУ ВТОРИННОЇ СИРОВИНИ (на прикладі м. Ужгород)**

Одним з основних напрямів державної політики сфери поводження з відходами є забезпечення комплексного використання матеріально-сировинних ресурсів і сприяння максимально можливої утилізації відходів шляхом прямого, повторного чи альтернативного використання ресурсоцінних компонентів. Роздільне збирання відходів, є першим кроком етапу оброблення відходів та на меті має їх подальше оброблення (повторне використання/рециклінг/оброблення).

Моделі роздільного збирання формуються в залежності від прийнятої моделі поводження з відходами, що визначається відповідним затвердженим регіональним планом управління відходами (за наявності).

Довгострокова мета розвитку галузі поводження з відходами полягає в досягненні чинних у ЄС стандартів перероблення відходів, які частково вже є обов'язковими для дотримання відповідно до Угоди про асоціацію між Україною та ЄС.

У сфері поводження з побутовими відходами «Національною стратегією управління відходами в Україні до 2030 року» також передбачаються спеціальні заходи.

Органи місцевого самоврядування повинні організувати проведення постійної агітаційної роботи щодо безпечного в санітарному та екологічному відношенні поводження з ПВ та необхідності свідомої активної участі усіх верств населення у впровадженні роздільного збирання компонентів твердих побутових відходів, в тому числі ресурсоцінних компонентів (вторсировини).

Методи та засоби роздільного збирання компонентів ТПВ, їх перевезення та перероблення вибираються з урахуванням їх морфологічного складу, річного обсягу утворення, потреби у вторинних енергетичних та матеріальних ресурсах, органічних добривах, економічних факторів та інших вимог.

Ринок вторинної сировини в Україні активно розвивається. Налагоджується відбір найбільш цінних компонентів відходів (в першу чергу ПЕТ-гари). Попитом користується скло і склотара. Ця тенденція буде розвиватися, тому є потреба та реальні передумови для збільшення обсягів заготівлі і утилізації вторинної сировини, в тому числі паперу та картону, поліетилену, кольорових та чорних металів, поліетилен-терефталату, склобою. У м. Ужгород є перспектива розвитку ринку вторинної сировини, яку не можна не враховувати.

Для того, щоб вторинна сировина мала ринкову цінність, роздільно зібрані відходи необхідно доводити до певних критеріїв якості, тому пропонується проводити їх додаткове сортування. При сортуванні доцільно орієнтуватися на сортування за видами та властивостями сировини в першу чергу: ПЕТ-пляшка – за кольором; скло – за кольором; метали – за видом (окремо алюмінієва банка); поліетиленова упаковка – за видами тощо. Додаткове сортування за окремими характеристиками виду вторинної сировини дозволить формувати більш якісні товарні партії та збільшити ціну вторинної сировини і тим самим підвищити економічну ефективність сортування, а також знизити кількість окремих компонентів ПВ для захоронення на полігоні ТПВ.

Враховуючи наявність загального обсягу відокремлених ПВ (вторинної сировини) в м. Ужгород роздільний збір з подальшою передачею на об'єкт сортування – економічно найбільш обґрунтована з усіх відомих стратегій щодо поводження з відходами та зменшення обсягів розміщення ТПВ на полігонах, яка вимагає найменших витрат бюджетних коштів.

Для підвищення ефективності роздільного збирання всіх видів ТПВ рекомендується проведення на постійній основі публічних та освітніх акцій зі збирання окремих компонентів із залученням мешканців м. Ужгород, створення інформаційних ресурсів у соціальних мережах з метою популяризації екоосвіти та базових дій мешканців щодо поводження з відходами, створення освітнього простору з метою популяризації базових знань щодо найкращих практик управління відходами та розроблення публічних просвітніх (довідкових) матеріалів з описом дій мешканців щодо поводження з побутовими відходами.

Роздільне збирання ресурсоцінних компонентів побутових відходів (вторинної сировини) здійснюється на місцевому рівні та включає: контейнерний парк (оновлення) для ресурсоцінних компонентів типу КМП класів 1–4 за ДСТУ 8476:2015 (місткістю до 1,3 м<sup>3</sup>); створення спеціалізованих комунальних пунктів приймання відходів, які приймають наступні види відходів: небезпечні відходи у складі побутових; великогабаритні відходи (меблі, великі речі домашнього вжитку тощо); вторинну сировину; відходи електричного та електронного обладнання, відпрацьовані батарейки, батареї та акумулятори; садові та паркові відходи біологічного походження (трава, листя, гілки тощо); відходи будівельно-ремонтних робіт.

Виходячи з того, що спеціалізовані комунальні пункти приймання відходів впроваджуються в населених пунктах з чисельністю більше 50 тис. чол., для м. Ужгорода прийнято 2 пункти.

**Роздільне збирання відходів, що біологічно розкладаються** (відходів харчових продуктів, переважно рослинного походження) здійснюється на місцевому рівні та включає: стимулювання та заохочення органами місцевого самоврядування мешканців міста до роздільного збирання та компостування органічної складової побутових відходів, перш за все у приватних домогосподарствах індивідуальної садибної забудови. Це не потребує розвитку інфраструктури.

**Роздільне збирання небезпечних відходів у складі побутових.** Збирання небезпечних відходів у складі побутових здійснюється наступними шляхами: спеціалізовані комунальні пункти приймання відходів; мобільні (пересувні) пункти приймання небезпечних відходів.

**Роздільне збирання відпрацьованих батарейок, батарей, акумуляторів та ВЕЕО** до моменту впровадження в Україні принципу розширеної відповідальності виробника та впровадження системи збирання на національному рівні може здійснюватися в рамках пілотних проєктів за наступними напрямками: створення спеціалізованих комуналь-

них пунктів приймання відходів; створення мобільних (пересувних) пунктів приймання небезпечних відходів та ВЕЕО.

**Роздільне збирання інших відходів:** великогабаритних відходів, відходів будівництва та знесення, ремонтних відходів від населення. Спосіб організації збирання визначається самостійно відповідними органами місцевого самоврядування та включає наступне: створення спеціалізованих комунальних пунктів приймання відходів; впровадження системи збирання (можуть збиратись на прибудинкових контейнерних майданчиках в порталні роликові контейнери типу КЗР або «Big Bag») та вивезення ВГВ та ремонтних відходів від населення за заявочною схемою; вивезення відходів будівництва та знесення з території міста окремо від інших видів відходів за визначеним графіком.

Виходячи з наявних вихідних даних та місцевих умов в м. Ужгород планується створення та розвиток основних об'єктів інфраструктури системи збирання побутових відходів, представлених у таблиці.

Таблиця

**Об'єкти інфраструктури системи збирання побутових відходів**

Чисельність населення м. Ужгород	Спеціалізовані комунальні пункти збирання відходів	Пункти збирання для повторного використання <u>товарів</u> , які були у вжитку	Центри із збирання <u>відходів</u> для їх ремонту з метою повторного використання	Підземні контейнери
осіб	одиниць	одиниць	одиниць	одиниць
115 542	2	1	1	14

**Примітка.** До розрахунків прийнято облаштування в центральній частині м. Ужгород підземних контейнерів.

Організація роздільного збирання ПВ дозволить отримати значне скорочення обсягів ТПВ, що підлягають захороненню (знешкодженню), оздоровити екологічну обстановку та отримати кошти від реалізації вторинної сировини. Тому роздільний збір відходів є одним з найбільш перспективних шляхів вирішення проблеми ТПВ.

Тому, доцільно передбачати роздільне збирання окремих компонентів ПВ (відокремлення вторинної сировини). Розділені компоненти ПВ в подальшому направляються на переробку в якості сировини на спеціалізовані підприємства, а нерозділені компоненти ПВ – для захо-

ронення на існуючий полігон ТПВ (в подальшому – на регіональний полігон ТПВ).

УДК 502.5

**Н. Ю. Павлюк**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ВИДИ ВТОРИННОГО ПАЛИВА, ОТРИМАНОГО З ЗАЛИШКОВИХ ТПВ**

Зростання генерації побутових відходів перетворилося на глобальну проблему нашого часу. Кількісні та якісні характеристики твердих побутових відходів (ТПВ) є не постійними та залежать від сезону, місця утворення (країни, міста чи селища) та купівельної спроможності населення.

Політика управління відходами ЄС спрямована на поступовий перехід до економіки замкнутого циклу шляхом отримання з відходів вторинних ресурсів через екологічно безпечне підвищення рівня рекуперації та використання вторинних сировини та енергії. Через різноманітність компонентів та численність джерел муніципальні відходи складно піддаються рециклінгу. Після повторного використання та рециклінгу залишається 25–30% залишкових відходів. Це компоненти, для яких зараз існує раціональне рішення: відновлення енергії залишкових відходів в установках, за визначенням Директиви 2010/75/ЄС про промислові викиди [1], зі спалювання або із сумісного спалювання відходів.

Відомо чотири способи використання залишкових ТПВ як палива:

- а) спалювання змішаних ТПВ;
  - б) спалювання preRDF(refuse derived fuel) – палива, яке отримане із залишків подрібнених ТПВ після установки механіко-біологічного оброблення відходів (МБО);
  - в) спалювання RDF – палива, яке підготовлено з preRDF;
  - г) спалювання SRF (solid recovered fuel) – твердого відновлювального палива.
- При спалюванні змішаних ТПВ відходи використовуються у тому вигляді, в якому вони були отримані, у непідготовленому стані з мінімальною попередньою сепарацією металу.



- preRDF – це паливо, отримане із залишкових твердих побутових відходів після вилучення дрібної фракції розміром до 80 мм у вигляді органіки та негорючих складових, а також вилучення найбільш цінних (сировинних) вторинних матеріальних ресурсів (паперу, картону, текстилю, деревини, пластмаси, пластику, гуми, продуктів харчування, садових обрізків тощо). Найбільш поширеним способом вилучення preRDF із твердих побутових відходів є поєднання механічних та біологічних методів очищення.
- RDF – тверде паливо, виготовлене з пре-RDF-палива шляхом його подрібнення, сепарації, видалення забруднюючих елементів, сушіння. Після дробіння та вібровідсіювання підготовлена сировина (пре-RDF паливо) направляється до сушарок з циклон-фільтрами. Після доведення сировини до вологості 15–20% RDF як паливо готує до спалювання в котлах або до продажу. Вихід RDF становить до 60% обсягу пре-RDF-палива.

#### Типова технологічна схема виробництва RDF

- 1 – збір, транспортування до місця переробки та зберігання ТПВ;
- 2 – попереднє подрібнення матеріалу до розміру 100–150 мм;
- 3 – сепарація (1-й етап). Відділення від маси ТПВ непридатних (неприпустимих) для спалювання включень (метали, скло, пісок, камінь, речовини, що містять хлор, кераміка). Застосування магнітних, балістичних та пневматичних сепараторів;
- 4 – подрібнення матеріалу до розміру 20–50 мм;
- 5 – сепарація (2-й етап). Процес сепарації високого ступеня із застосуванням оптичних сепараторів;
- 6 – сушіння палива під температурою 250–500 °С;
- 7 – додавання штучних компонентів, що підвищують калорійність або в'язкість елементів палива (якщо це необхідно);
- 8 – виготовлення брикетів із високою енергетичною тепловіддачею.

Теплота згоряння (калорійність) RDF залежить від вмісту в паливі горючих фракцій. Середня калорійність RDF визначена в межах 12–18 МДж/кг.

Існують методи збільшення калорійності RDF. До RDF додаються штучні компоненти (зокрема деякі види пластмасових виробів), що мають високу теплоту згоряння. При задіянні системи примусового збагачення RDF досягається середній показник теплотворності на рівні 20 МДж/кг  $\pm$  2 МДж. Штучне збагачення призводить до підвищення якості RDF і робить його конкурентним з природними видами палива.

Значною перевагою RDF слід вважати можливість зберігання протягом певного часу.

Велику увагу при виробництві та застосуванні RDF варто приділяти екологічному фактору. Повинен проводитися серйозний аналіз компонентів, що входять до складу палива та продуктів їх горіння.

- SRF – це тверде відновлювальне паливо, що складається переважно з біологічних відходів (біовідходів, деревини, паперу), а також пластику, гуми, текстилю, та має низький вміст інших компонентів.

SRF – підготовлене сертифіковане паливо. Система класифікації SRF представлена в таблиці.

*Таблиця*

**Система класифікації твердого відновлювального палива SRF**

Класифікаційний параметр	Статистична характеристика	Одиниця виміру	Клас				
			1	2	3	4	5
Нижча теплота згоряння $Q$ , не менше	Середньо-арифметичне значення	МДж/кг	25	20	15	10	3
Вміст хлору Cl, не більше	Середньо-арифметичне значення	%	0,2	0,6	1.0	1,5	3
Вміст ртуті Hg, не більше	Усереднене значення	мг/МДж	0,02	0,03	0,08	0,15	0,50
	80-відсоткове значення	мг/МДж	0,04	0,06	0,16	0,30	1,00

SRF найчастіше використовується для сумісного спалювання на цементних заводах в обертових печах, використання яких має багато переваг:

- висока температура процесу (до 1450–1500 °С) та газового середовища (до 2000 °С);
- час перебування газів у гарячій зоні при температурі вище 1200 °С становить щонайменше 7 секунд;
- присутні у відходах важкі метали нейтралізуються, тому що в процесі отримання клінкеру використовується велика кількість вапна;
- процес виробництва клінкеру в печі здебільшого є безвідходним, тому що весь уловлений пил із цементної печі повертається в технологічний процес.

На відміну від інших видів палива, одержаних з відходів, SRF можна вважати стійким, оскільки це стандартизоване паливо. Європейські (CEN) та світові (ISO) стандарти гарантують, що характеристики SRF добре встановлені та добре відомі. З точки зору таксономії виробництва та використання SRF мають бути визнані стійкими, щоб реалізувати найкраще стійке рішення для непереробних відходів.

Цементні печі забезпечують найбільш енергоефективне використання відходів. Це також підтверджується [2]. Додатковою перевагою є те, що інертна частина SRF сприяє утворенню клінкеру. ISO/TC300 розробляє індекс вторинної переробки, щоб зробити це видимим. Інші види використання SRF, наприклад, у виробництві електроенергії та комбінованих теплоелектростанціях.

Заміщення викопного палива (вугілля, нафти, природного газу) SRF дозволяє знизити викиди CO<sub>2</sub> в атмосферу. Скорочення викидів CO<sub>2</sub> при використанні SRF становить від 350 до 1000 кг екв. CO<sub>2</sub>/т відходів [3].

### **Список використаної літератури**

1. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) // OJ L 334 of 17.12.2010.
2. Повідомленням Європейської Комісії «Роль відходів в енергію в економіці замкнутого циклу» COM(2017)34.
3. <https://erfo.info/news/taxonomy-and-srf-the-sustainable-solution-for-non-recyclable-waste/>

УДК 502.5

**Н. Ю. Павлюк**

*Інститут технічної теплофізики НАН України, м. Київ*

## **ЕКОЛОГІЧНІ ПОКАЗНИКИ УСТАНОВОК WASTE TO ENERGY**

Провідні країни світу розглядають залишкові тверді побутові відходи (ТПВ) як альтернативний локальний енергетичний ресурс, який логістично дуже зручно розташований. В 2020 році рециклінгу підлягало біля 30% загальної кількості муніципальних відходів країн ЄС,

біля 27% відходів спалювалось на установках Waste to Energy (WtE) / Energy from Waste (EfW)<sup>1</sup>, або сумісно з іншим паливом спалювалось на цементних та енергетичних заводах. В 2020 році в ЄС працювало 504 установки WtE, на яких перероблялось 101 млн т ТПВ [1].

Екологічні вимоги до викидів у повітря від установок зі спалювання та установок із сумісного спалювання відходів та для скидів стічних вод, що виникли в результаті очищення відхідних газів цих установок, які були введені в експлуатацію не пізніше 28 грудня 2004 року, визначені Директивою 2010/75/ЄС про промислові викиди (комплексне запобігання та контроль забруднень) [2].

Директива 2010/75/ЄС запроваджує інтегрований підхід до запобігання забрудненню та його контролю, який полягає у тому, що викиди забруднюючих речовин у атмосферне повітря, воду (включаючи скиди стічних вод у каналізацію) та ґрунт, а також низка інших впливів на навколишнє середовище (використання енергії, води та сировини) повинні оцінюватися разом.

Викиди в повітря з установок для спалювання відходів не мають перевищувати граничних обсягів, встановлених у частинах 3 та 4 Додатка VI. Зокрема, зазначеним додатком регулюються граничні обсяги викидів для наступних забруднюючих речовин: сумарного пилу, газоподібних та пароподібних органічних речовин (ЗОВ), монооксиду вуглецю (CO), діоксиду сірки (SO<sub>2</sub>), діоксидів азоту (NO<sub>2</sub>), хлориду та фториду водню (HCl та HF), важких металів та їх сполук (кадмію (Cd), талію (Tl), ртуті (Hg), стибію (Sb), арсену (As), свинцю (Pb), хрому (Cr), кобальту (Co), міді (Cu), мангану (Mn), нікелю (Ni), ванадію(V)), діоксинів та фуранів.

Екологічні показники газових викидів сучасних установок WtE нижчі за екологічні вимоги Директиви 2010/75/ЄС завдяки досконалій системі очистки. Для зменшення викидів пилу використовують мультициклони і рукавні фільтри, низькі викиди решти компонентів можна досягти завдяки поєднанню контролю згоряння. Вторинні заходи побудовані на основі впорскування вапняку, аміаку або інших відновників за допомогою каталізаторів або без них, проходженню газів через шар активованого вугілля тощо.

Як приклад екологічних показників газових викидів сучасних установок WtE, в табл. 1 показана відповідність викидів забруднюючих речовин від 8 установок WtE, які працюють в Польщі [3], нормативам Директиви 2010/75/ЄС.

---

<sup>1</sup> Відходи в Енергію / Енергія з відходів.

**Відповідність газових викидів забруднюючих речовин від 8 установок Waste-to-Energy, які працюють в Польщі, нормативам Директиви 2010/75/ЄС**

Найменування	Викиди забруднюючих речовин, мг/Нм <sup>3</sup>	
	Директива 2010/75/ЄС [2]	8 установок WtE Польщі [3]
Сумарний пил	10	2,0–4,6
Монооксид вуглецю (CO)	50	3,31–29,00
Газоподібні та пароподібні органічні речовини, в перерахунку на загальний органічний вуглець (ЗОВ)	10	
Монооксид азоту (NO) і діоксид азоту (NO <sub>2</sub> ), у перерахунку на NO <sub>2</sub> , для існуючих установок зі спалювання відходів із номінальною потужністю понад 6 тонн на годину або для нових установок зі спалювання відходів	200	74,85–176,13
Діоксид сірки (SO <sub>2</sub> )	50	5,4–199,0
Хлороводень (HCl)	10	0,30–2,63
Фтороводень (HF)	1	0–0,44
Ртуть (Hg)	0,05	0,001–0,005
Кадмій та Талій та їх сполуки, в перерахунку на кадмій (Cd) та	0,05	0,001–0,023
Стибій, Арсен, Свинець, Хром, Кобальт, Мідь, Манган, Нікель та Ванадій (Sb + As + Pb + Cr + Co + Cu + Mn + Ni + V)	0,5	0,007–0,134
Діоксини та фурани	0,1	0,00018–0,0824

Спалювання ТПВ сприяє зниженню викидів парникового газу CO<sub>2</sub>. (табл. 2).

Згідно з новою *Дорожньою картою SEWER* щодо перетворення відходів у енергію, яку було представлено 21 червня 2022 року в Брюсселі, європейський сектор перетворення відходів в енергію вже є вуглецево-нейтральним на сьогодні, і за належної політичної підтримки він може стати вуглецево-негативним у майбутньому [4].

**Показники викидів CO<sub>2</sub> [3]**

<b>Паливо</b>	<b>CO<sub>2</sub> (кг CO<sub>2</sub>/Мг)</b>
Вугілля	2603
Біомаса (деревина)	1540
RDF	1247
MSW	1063

**Список використаної літератури**

1. Waste to energy plants in Europe in 2020 <https://www.cewep.eu/waste-to-energy-plants-in-europe-in-2020/>
2. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) // OJ L 334 of 17.12.2010.
3. Materiały z warsztatów “Wykorzystanie potencjału energetycznego odpadów komponentem gospodarki o obiegu zamkniętym – przygotowanie projektów inwestycyjnych” w dniu 22.12.2021 r. [Materials from the workshop “Utilising the energy potential of waste as a component of a circular economy – preparation of investment projects” on 22.12.2021] (2021).
4. CEWEP-report: European Waste-to-Energy sector’s contribution to EU Net Zero.

УДК 628.31

**О. С. Панченко**

*Державне підприємство «Науково-дослідний та конструкторсько-технологічний інститут міського господарства», м. Київ  
Київський національний університет будівництва  
та архітектури, м. Київ*

## **РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИЗНАЧЕННЯ КРИТЕРІЇВ ПРОВЕДЕННЯ ОЦІНКИ СТАНУ ВОДОВІДВЕДЕННЯ ТА ЯКОСТІ ОЧИЩЕННЯ СТІЧНИХ ВОД**

У 2023 році набрав чинності закон «Про водовідведення та очищення стічних вод», розроблений з метою реалізації вимог Директиви Ради 91/271/ЄС «Про очистку міських стічних вод» та на виконання

умов Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом. Цей Закон, як визначено у преамбулі, спрямований на створення сприятливих умов життєдіяльності людини та захист навколишнього природного середовища від негативного впливу стічних вод.

Одним із важливих аспектів, які стосуються систем централізованого водовідведення, є забезпечення надійності їх роботи, а також якість послуг, в основі чого, на нашу думку, лежить насамперед оцінка технічного стану систем та якості очищення стічних вод. Саме тому, Законом передбачено затвердження порядку проведення оцінки стану водовідведення та очищення стічних вод.

Державним підприємством «Науково-дослідний та конструкторсько-технологічний інститут міського господарства» на замовлення Мінрегіону України розроблено проект *«Порядку проведення оцінки технічного стану об'єктів централізованого водовідведення та якості очищення стічних вод»*. Зазначений Порядок покликаний надати можливість отримувати об'єктивну оцінку стану об'єктів систем централізованого водовідведення, визначати та своєчасно попереджати ймовірні аварії на об'єктах галузі та нанесення шкоди природньому середовищу.

Для розробки переліку критеріїв оцінки технічного стану об'єктів систем централізованого водовідведення та якості очищення стічних вод, насамперед, було проведено базовий аналіз систем централізованого водовідведення в Україні (аналіз наведено за даними «Національної доповіді про якість питної води та стан питного водопостачання України у 2020 р.»).

У 2020 році по країні забезпечено централізованим водовідведенням: 96,6% міст (відсутнє у 14 містах); 63,9% смт (відсутнє у 247 смт); 1,8% сільських н/п (відсутнє у 25 600 сільських н/п). Показник охоплення населених пунктів послугами з централізованого водовідведення у 2020 році практично не змінився порівняно з 2019 роком: 392 міста із 406 були забезпечені послугами з централізованого водовідведення. У 14 містах централізоване водовідведення відсутнє.

У загальному підсумку обсяг зібраних стічних вод у 2020 році зменшився порівняно із 2019 роком, хоча відсоток очищених та біологічно очищених стічних вод збільшився. Повний цикл біологічного очищення вся відведена стічна вода проходила у 4 областях – Волинській, Івано-Франківській, Львівській, Хмельницькій – та м. Київ. У Полтавській області цей показник становив 99,4%, у Харківській – 99,2%, у Луганській та Вінницькій – 98,5%, у Донецькій – 97,9%, у

Запорізькій – 97,4%, у Чернігівській – 97,3%. В інших областях біологічному очищенню піддавалося менше 97% відведених стічних вод. Найнижчий рівень біологічного очищення – у Київській області – 67,2%.

Технічний стан насосних станцій систем централізованого водовідведення у 2020 році характеризувався наступним чином.

Відсоток насосів, які потребували заміни (по відношенню до їх загальної кількості), був найвищим у м. Київ (80,3%) та у Луганській області (64,7%); у 4 областях (Донецька, Житомирська, Черкаська, Кіровоградська) показник знаходився у межах 40–53%; у 15 областях – у межах 20–40%; у межах 10–20% це показник був у 3 областях (Миколаївська, Львівська, Чернігівська); найнижче значення у Одеській області – 6,1%.

Відсоток насосів, які було замінено (по відношенню до тих, що потребували заміни), був найвищим у Одеській – 100% та Волинській – 70,3% областях; у 5 областях (Закарпатська, Київська, Чернігівська, Чернігівська, Запорізька) знаходився у межах 30–50%; у 10 областях – у межах 10–20%; у 7 областях (Дніпропетровська, Черкаська, Луганська, Житомирська, Полтавська, Сумська, Чернівецька, Кіровоградська) та м. Київ показник був меншим за 8%.

Сумарна протяжність мереж централізованого водовідведення у 2020 році складала 39,41 тис. км, в т. ч. ветхих та аварійних – 16,9 тис. км або 42,9%; протягом року було замінено 0,186 тис. км або 0,003% від потреби. Щодо аварійності мереж централізованого водовідведення, зокрема показник кількості аварій на 1 км мережі, то він був найбільшим у Донецькій області; найменшим – у Кіровоградській області – 0,09.

За результатами аналізу стану систем централізованого водовідведення в Україні, а також на узагальненні власного багаторічного досвіду ДП «НДКТІ МГ» щодо розробки схем оптимізації систем централізованого водовідведення визначено перелік критеріїв для проведення оцінки технічного стану об'єктів централізованого водовідведення та якості очищення стічних вод.

Важливим для забезпечення належної експлуатації систем водовідведення є організація системи роботи з документами. На будь-якому підприємстві централізованого питного водопостачання та централізованого водовідведення технологічний регламент є головним документом, згідно з яким здійснюється експлуатація систем водовідведення.

При експлуатації систем водовідведення повинні виконуватися вимоги, передбачені Законами України «Про охорону праці», Кодексом



законів про працю України, державними міжгалузевими і галузевим актами, Правилами технічної експлуатації систем водопостачання та водовідведення населених пунктів України (чинними), правилами, стандартами, нормами, інструкціями та іншими документами.

Згідно з ДБН В.2.5-75:2013 «Каналізація. Зовнішні мережі та споруди. Основні положення проектування» осади, що утворюються в процесі очищення стічних вод, мають проходити обробку, яка забезпечує їх повторне використання, раціональне використання території, захист ґрунту, ґрунтових вод й атмосфери, можливість утилізації біогазу (для населених пунктів з навантаженням понад 300 000 еквівалентних жителів).

У Європейському союзі відповідно до статті 14 Директиви Ради 91/271/ЄЕС «Про очистку міських стічних вод» від 21 травня 1991 року осади стічних вод, якщо це доцільно, використовуються повторно, причому таким чином, щоб мінімізувати їх негативний вплив на навколишнє природне середовище.

Згідно Порядку № 341 «Порядок повторного використання очищених стічних вод та осаду за умови дотримання нормативів гранично допустимих концентрацій забруднюючих речовин» осади стічних вод, які пройшли необхідні технологічні стадії обробки, можуть використовуватися: для удобрення ґрунтів відповідно до Закону України «Про охорону земель» з урахуванням особливостей, визначених статтею 39 зазначеного Закону; як альтернативний вид палива відповідно до Закону України «Про альтернативні джерела енергії».

Не менш важливим параметром є якість стічних вод, які скидаються у водні об'єкти. Відповідно до ст. 70 ВК скидання стічних вод у водні об'єкти допускається лише за умови дотримання нормативів гранично допустимих концентрацій та гранично допустимого скидання забруднюючих речовин.

Відповідно до Правил охорони поверхневих вод від забруднення зворотними водами, скидання зворотних вод у водні об'єкти допускається тільки за умови одержання в установленому порядку дозволу на спеціальне водокористування. Необхідний ступінь очищення зворотних вод, що скидаються у водні об'єкти, визначається нормативами гранично допустимого скидання (ГДС) забруднюючих речовин. Граничний обсяг скидання забруднюючих речовин у водні об'єкти встановлюється у дозволі на спеціальне водокористування.

Перш за все, якість очищених стічних вод залежить від ефективності роботи усього комплексу очисних споруд систем централізо-

ваного водовідведення, яка передбачається у технологічному регламенті підприємства. Серед іншого, на кожному підприємстві повинні бути затверджені ГДС речовин у водні об'єкти із зворотними водами.

Оцінка якості очищених стічних вод проводиться за результатами порівняння фактичних показників очищених стічних вод на підприємстві з установленими нормативами гранично допустимого скиду. В результаті, робиться висновок щодо ефективності роботи очисних споруд.

Проект Порядку складається з трьох розділів та одного додатку, в якому представлено рекомендовану форму Акту оцінки технічного стану об'єктів централізованого водовідведення та якості очищення стічних вод.

Всебічна регулярна оцінка технічного стану діючих систем є основною умовою для розроблення заходів з підвищення надійності експлуатації систем життєзабезпечення, підвищення якості наданих послуг.

УДК 620.92, 662.769.2

**О. О. Рєпкін**

*Енергетична асоціація «Українська воднева рада», м. Київ*

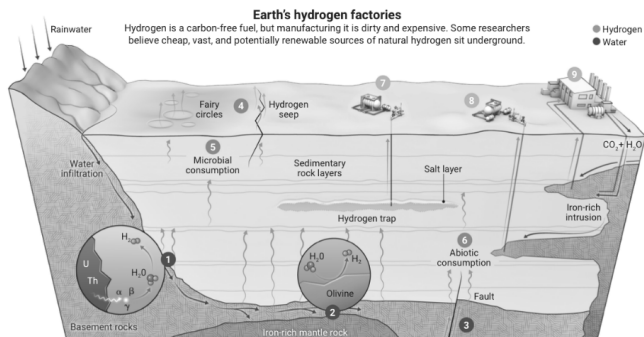
## **ВИДОБУТОК ВОДНЮ З ЗЕМЛІ ТА ПРОБЛЕМАТИКА ЕКОЛОГІЇ**

Водень може бути видобутий безпосередньо з ґрунту, для доповнення водню, отриманого з використанням кам'яного вугілля та відновлювальних джерел енергії. Природний, або білий, водень неперервно утворюється в корі Землі, і вчені зараз виявили, що його підземних запасів набагато більше, ніж раніше вважалося.

Дослідження природного водню ще на початковому етапі свого розвитку подібно до пошуку нафти та газу у кінці 19-го століття. На відміну від природних газів, геологічний водень є сталим, відновлюваним ресурсом, який постійно утворюється у надрах Землі. Природний водень може бути розглянутий як джерело відновлювальної енергії та вже отримав статус «чистої енергії майбутнього». Його необмеже-

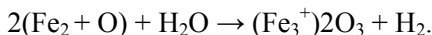
ність та екологічно безпечні характеристики свідчать, що в найближчі роки йому слід приділити більше уваги.

В останні десятиліття активно проводилося дослідження природного водню, особливо після виявлення воденьмістких рідин на серединноокеанічних гребенях. Основні джерела водню в цих регіонах включають зміни у Fe(II)-вмісних породах, радіоліз води внаслідок радіоактивного розпаду урану, торію та калію, газифікацію магми і реакцію води з поверхневими вільними радикалами під час механічного тріщинного руйнування кремнієвмісних порід.



Це відновлювальний ресурс, який можна здобути просто свердловоюю. Один такий резервуар був виявлений в Малі ще в 1980-х, але пройшло кілька десятиліть, перш ніж хтось вирішив видобувати газ. Справжнім завданням зараз є пошук місць на Землі, де потік водню високий і концентрація достатня.

Реакцію, що відповідає за утворення водню, можна спростити до такого рівняння реакції:



За суттю, низький ступінь окиснення заліза у мінералах олівіну та ортопіроксену виступає як редукуючий агент, який перетворює воду у водень. У цьому процесі залізо окислюється до вищого ступеня окиснення і перетворюється в мінерал серпентин.

Індустрія також готова приєднатися до використання природного водню. Французька енергетична компанія Engie вивчає його потенціал з 2016 року. Вона розпочала проекти в Бразилії, де компанія розробила сенсори для моніторингу потоку водню в конкретних областях, і з того часу розширилася на інші регіони світу. Тепер конкуренція набирає

обертів, оскільки стартапи та великі компанії звертають свою увагу на природний водень і поспішають отримати ліцензії для його дослідження.

Видобуток водню з землі – це процес виділення чистого водню ( $H_2$ ) з різних джерел у натуральному середовищі, включаючи землю, ґрунт, воду або інші матеріали. Цей процес може бути проведений різними способами, залежно від джерела водню та технології, що використовується.

### **Ось кілька способів видобутку водню:**

1. Діелектричний розклад (електроліз води): Це один з найпоширеніших способів видобутку водню. Він включає прохід струму через воду ( $H_2O$ ) за допомогою двох електродів (зазвичай зроблених із платини чи інших матеріалів) і виділення водню та кисню на анодах та катодах відповідно.
2. Водень може бути видобутий зі стічних вод, які містять органічні сполуки, за допомогою бактерій або хімічних процесів, таких як анаеробний розклад.
3. Водень може бути видобутий з природніх газових родовищ, де він може бути присутній у сполуках з іншими газами, такими як метан або етан. Процес включає розділення цих газів і отримання водню.
4. В біологічних процесах, таких як біодеградація біомаси чи біогаз, водень може бути виділений як продукт метаболізму.
5. Деякі термохімічні процеси, такі як піроліз біомаси чи соломи, можуть також виділяти водень.

Залежно від методу, видобуток водню може бути створений для різних цілей, включаючи виробництво водневого пального для автомобілів, використання у водневих паливних елементах для генерації електроенергії, а також для інших промислових і дослідницьких застосувань.

Видобуток водню також може створювати екологічні проблеми та впливати на навколишнє середовище, залежно від методу та джерела водню.

### **Ось деякі екологічні аспекти, пов'язані з видобутком водню:**

1. Деякі методи видобутку водню, такі як парова реформа природного газу, можуть супроводжуватися значними викидами  $CO_2$  і інших забруднюючих речовин. Це може призводити до збільшення парникового ефекту та забруднення повітря.
2. Для електролізу води потрібна значна кількість води. Великі водозабірні джерела можуть впливати на доступ до води для інших потреб і екосистем.

3. Деякі методи видобутку водню, такі як видобуток біогазу або біомаси, можуть впливати на природні біорізноманіття та екосистеми, які використовуються як джерела сировини.
4. Виробництво водню може вимагати значної кількості енергії, особливо водню, який виробляється зі стічних вод чи інших біологічних матеріалів. Якщо ця енергія надходить з використанням викопних палив, це може призводити до збільшення викидів.
5. Обробка та утилізація відходів та залишків, які виникають під час видобутку водню, також може бути проблематичною і впливати на навколишнє середовище.

Щоб зменшити негативний вплив видобутку водню на навколишнє середовище, важливо розвивати та впроваджувати більш екологічно чисті технології та методи видобутку, як, наприклад, використання відновлюваних джерел енергії для електролізу води. Також важливо враховувати всі аспекти життєвого циклу виробництва водню для оцінки його екологічного впливу.

Експлуатація водневих систем і технологій також може включати **ряд проблем і викликів**. Ось деякі з них:

1. Водень – дуже легкозаймистий газ, і його експлуатація вимагає дотримання строгих заходів безпеки, адже витік водню або пожежа можуть мати серйозні наслідки.
2. Водень має низьку густину і вимагає особливих умов зберігання та транспортування. Це може включати в себе високотискові резервуари або спеціальні матеріали для зберігання.
3. Водень може впливати на матеріали, з яких виготовлені обладнання та системи. Це може призводити до корозії або втомного руйнування матеріалів, що потребує постійного контролю та обслуговування.
4. Будівництво і підтримка інфраструктури для виробництва, зберігання та транспортування водню можуть бути витратними.
5. Для розвитку водневих паливних елементів і автомобільних технологій необхідна мережа паливних станцій, щоб забезпечити доступ до водню. З позиції інфраструктури це може бути викликом.
6. Деякі методи виробництва водню можуть бути енергозатратними, зокрема якщо використовуються викопні джерела енергії. Важливо забезпечити високий коефіцієнт корисної дії (ККД) у виробництві водню, щоб зробити цей процес більш сталим і зеленим.
7. Наразі водневі технології і паливні елементи можуть бути дорожчими порівняно з традиційними альтернативами. Зменшення ви-

трат і підвищення конкурентоспроможності водню є однією з головних завдань.

8. Виробництво водню може вимагати певних сировинних ресурсів, таких як платина для каталізаторів. Забезпечення сталого постачання таких ресурсів може бути проблематичним.

Загальна проблематика експлуатації водню полягає в тому, щоб збалансувати переваги цього джерела енергії з викликами і ризиками, пов'язаними з його виробництвом, зберіганням та використанням.

У підсумку, проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики можна вирішити шляхом переходу до відновлювальних джерел енергії та розвитку виробництва «зеленого» водню. Ці технології не лише допоможуть зберегти навколишнє середовище, але й створять нові можливості для сталого розвитку та покращення якості життя нашого покоління та майбутніх. Необхідно приділяти більше уваги цим рішенням і інвестувати в їх розвиток, щоб забезпечити світле екологічне майбутнє для нашої планети. При цьому, одним із ключових аспектів є впровадження іноземного досвіду, оскільки це дозволить нам швидше реалізувати технологічні та інноваційні рішення, зменшити енергоспоживання та підвищити енергоефективність, а також подолати виклики та перешкоди, пов'язані з високими витратами на інфраструктуру та виробництво. Зрештою, спільні зусилля та співпраця на міжнародному рівні допоможуть забезпечити більш стійке та екологічно чисте майбутнє для всього світу.

### **Список використаної літератури**

1. H-Nat. (2021). H-Nat Summit 2021. [Електронний ресурс]. Доступно за адресою: <https://www.hnatsummit.com/>
2. Hydroma. (2021). Block 25. [Електронний ресурс]. Доступно за адресою: <https://hydroma.ca/activities-natural-hydrogen/>
3. IEA. (2019). The Future of Hydrogen. IEA, Paris. [Електронний ресурс]. Доступно за адресою: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
4. IEA. (2020). Hydrogen production costs by production source, 2018. [Електронний ресурс]. Доступно за адресою: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/hydrogen-production-costs-by-production-source-2018>
5. Hidden Hydrogen. (2023). [Електронний ресурс]. Доступно за адресою: <https://www.science.org/doi/epdf/10.1126/science.adh1477>



# ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ

## *INSTITUTE OF ENGINEERING ECOLOGY*

- **Поліпшення екологічної ситуації та зменшення використання палива**  
*Improving of environmental situation and reduction of fuel consumption*
- **Утилізатори теплоти: конденсаційні, контактні, контактньо-поверхневі**  
*Heat recovery equipment: condensing, contact, surface-contact*
- **Повітряпідігрівачі**  
*Air heaters*
- **Пальникові пристрої двостадійного спалювання**  
*Gas burners for two-stage combustion*
- **Двопаливні пальникові пристрої для спалювання біогазу та природного газу**  
*Two-fuel burners for biogas and natural gas combustion*
- **Модернізовані подові випромінюючі пальникові пристрої**  
*Modern hearth radiative gas burners*
- **Інтенсифікація топкового теплообміну**  
*Intensification of fire-chamber heat exchange*
- **Відцентрові фільтри та циклофільтри**  
*Centrifugal filters and cyclone-bag filters*
- **Пило- та газоочищення**  
*Dust and gas cleaning*
- **Зниження утворення та викидів  $NO_x$**   
*Reduction of  $NO_x$  formation and emission*
- **Підвищення продуктивності та ККД водогрійних котлів типу ПТВМ**  
*Capacity and efficiency increasing of PTVM hot water boilers*
- **Сміттєспалювальні модулі потужністю 2 т ТПВ/год**  
*Waste incineration units of 2 t per hour capacity*
- **Допалення газових органічних викидів**  
*Burning up of organic gas pollutions*
- **Проекти зі скорочення викидів парникових газів**  
*Projects for reduction of greenhouse gas emissions*
- **Розроблення планів та звітів з моніторингу викидів парникових газів**  
*Development of monitoring plans and reports on greenhouse gas emissions*

Україна, 03057, Київ,  
вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (044) 453 2862,  
Тел./факс: (044) 456 9262  
e-mail: office@engecology.com

2а Kapnist Marii str., Kyiv,  
03057 Ukraine  
Tel.: (+38 044) 453 2862,  
Tel./fax: (+38 044) 456 9262  
www.engecology.com

## ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ

Інститут промислової екології, заснований в 1992 р., є незалежною професійною науково-дослідницькою та інженерною організацією.

Основні напрямки діяльності Інституту:

- розроблення, виробництво та впровадження екологічно чистіших технологій та обладнання для збереження енергії та палива й захисту навколишнього природного середовища;
- розроблення схем тепlopостачання міст України;
- розроблення та впровадження покращених технологій та обладнання для спалювання палив;
- розроблення планів та звітів з моніторингу викидів парникових газів підприємством;
- проведення екологічних досліджень та експертиз, а також енергетичного та екологічного обстеження (аудиту) промислових підприємств з наданням рекомендацій щодо поліпшення.

Інститут промислової екології пропонує до впровадження розробки, спрямовані на економію паливно-енергетичних ресурсів та покращення екологічної ситуації:

1. Комбінована технологія для зниження утворення оксидів азоту, газоочищення та утилізації теплоти димових газів паливоспалювального обладнання.
2. Модернізовані подові випромінюючі пальники з підвищеним ККД та зниженим утворенням оксидів азоту для котлів продуктивністю до 10 Гкал/год.
3. Пальникові пристрої двостадійного спалювання зі зниженим утворенням оксидів азоту для котлів типів ПТВМ, КВГМ та ін.
4. Технологія рециркуляції продуктів згоряння в повітря і паливо для зниження утворення оксидів азоту.
5. Технологія підвищення ККД котлів з одночасним зниженням утворення оксидів азоту шляхом інтенсифікації теплообміну з використанням вторинних випромінювачів.
6. Технологія підігріву дуттьового повітря для пальників котлів та печей з використанням вторинних енергоресурсів.
7. Технологія підігріву топкових мазутів з використанням теплоти продуктів згоряння.
8. Відцентрові фільтри та циклофільтри для очищення від пилу в промисловості та енергетиці.
9. Системи золовловлювання для промислових та опалювальних котлів на твердому паливі.
10. Системи пилоочищення для технологічних процесів з вловлюванням та поверненням матеріалу в цикл.
11. Технологія нейтралізації викидів пари органічних речовин, у тому числі з використанням енергопотенціалу речовин, що нейтралізуються.
12. Сміттеспалювальні модулі продуктивністю 2 т ТПВ на годину.
13. Пальники для спалювання біогазу, у тому числі двопаливні комбіновані.
14. Підігрів припливного вентиляційного повітря за рахунок теплоти зворотної тепломережевої води.



Щорічно Інститут проводить міжнародну конференцію «Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики».

Інститутом на базі енерго-екологічного обстеження промислових підприємств розробляється, і для кожного конкретного випадку залежно від можливостей та доцільності вкладень спільно з підприємством-замовником індивідуально підбирається комплекс заходів, технологій та обладнання, що сприяють зниженню питомих енерговитрат та захисту довкілля. Можлива комплектація, поставання «під ключ» та налагодження встановленого обладнання.

Використання запропонованих Інститутом промислової екології енергозберігаючих технологій та обладнання дає конкретний екологічний, енергетичний та економічний ефект.

### ***ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ:***

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

# КОТЕЛ ВОДОГРІЙНИЙ ВОДОТРУБНИЙ, ПРАЦЮЮЧИЙ НА ПРИРОДНОМУ ГАЗІ НИЗЬКОГО ТИСКУ, ТЕПЛОПРОДУКТИВНІСТЮ 2,0 МВт (КВВ-2,0 Гн)

Котел типу КВВ-2,0 Гн призначений для застосування в системах опалення та гарячого водопостачання.

Котел має П-подібне компонування і складається з топкової камери, екрани якої набрані з труб діаметром 51×3,5 мм, зварених між собою плавцями, та конвективної частини, виконаної з U-подібних труб діаметром 28×3 мм, які, у свою чергу, вварені в стояки, а ті – у колектора. Виготовляється у вигляді зварного газощільного моноблоку в легкій ізоляції та декоративному кожусі, комплектується блоковим газовим пальником низького тиску із системою автоматики.

## Основні технічні характеристики

Номінальна теплопродуктивність, МВт	2,0
Діапазон регулювання, %	40–100
Коефіцієнт корисної дії, %, не менше	92
(фактично на номінальному навантаженні – 93%, на 50% – 95%)	
Питома витрата палива, м <sup>3</sup> /МВт, не більше	110
Питома споживання електроенергії, кВт/МВт	2,0
Вміст оксидів азоту (у перерахунку на NO <sub>2</sub> ) у сухих продуктах згоряння (приведене до $\alpha = 1$ ), мг/м <sup>3</sup>	96–130
Робочий тиск води у котлі, МПа	0,6
Температура води на виході з котла, °С	95
Витрата води, м <sup>3</sup> /год	70
Температура відхідних газів, °С	90–180
Габаритні розміри, мм, не більше:	
довжина з пальником	4000
ширина	1500
висота	3000
Маса котла, кг	3700
Питома металомісткість, т/МВт	1,8

Впровадження котла дозволить замінити застарілі котли типу «Мінськ-1», «НІСТУ-5», «Універсал», «Енергія» та ін., збільшити у 3–5 разів теплову потужність котелень без зміни їх будівельних обсягів, різко підвищити економічність та надійність джерел теплопостачання.

Котел розроблений Інститутом промислової екології спільно з ІТТФ НАНУ.

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: office@engecology.com  
www.engecology.com

## **КОТЕЛ ВОДОГРІЙНИЙ ВОДОТРУБНО-ДИМОГАРНИЙ ТЕПЛОПРОДУКТИВНІСТЮ 0,63 МВт (КВВД-0,63 Гн)**

Комбінований водотрубно-димогарний котел КВВД-0,63Гн теплопродуктивністю 630 кВт з примусовою циркуляцією теплоносія через котел розрахований для роботи на природному газі або легкому рідкому паливі і призначений для вироблення теплової енергії у вигляді води з температурою до 95 °С і тиском до 0,6 МПа для опалення, технологічних потреб та гарячого водопостачання.

Котел складається з наступних деталей та вузлів:

- Корпус котла овальної форми.
- Приварені до корпусу передня та задня трубні дошки.
- Димогарні труби, вварені у верхні частини передньої та задньої трубних дошок.
- Топкова камера, що включає жарову трубу і екранну систему з кільцевими трубними дошками. У топковій камері між задньою і передньою водяними кільцевими камерами вварені 36 екранних труб, розподілених на 12 триходових пучків. Вода подається в задню камеру, проходить у передню камеру, назад у задню і знову в передню (тобто 3 ходи), де через 12 отворів надходить у водяний об'єм корпусу котла.
- Дверцята котла, в яких знаходиться поворотна камера димових газів з вогнетривкою футеровкою.
- Теплоізоляція та декоративний кожух.
- Пальник, що кріпиться до фланця дверцят котла.

Полум'я пальника надходить у кільцеву екранну камеру, яка закрита в донній частині. Камера працює з надлишковим тиском димових газів, які надходять у 2 вогневі труби, потім у поворотну камеру та по димогарних трубах в димову коробку, розташовану в задній частині котла. З димової коробки газу надходять у димар і в атмосферу.

Газовий тракт котла знаходиться під час роботи пальника під надлишковим тиском по відношенню до атмосфери. У димогарні труби котла вставляються пластинчасті турбулізатори (завихрювачі), які надають потоку газів у трубах турбулентності та підвищують коефіцієнт теплопередачі.

Котел комплектується блочним газовим вентиляторним пальником RS-70 та електронною автоматикою RB/т виробництва фірми Riello S.p.A (Італія), сертифікованими в Україні. Автоматика виконує повний цикл розпалювання, пуск на першому ступені, перехід на другий ступінь, зупинку котла при досягненні встановленої температури води на виході котла з подальшим продуванням димоходу і захисне відключення подачі газу при аварійних ситуаціях.

Пульт управління котлом забезпечує можливість підключення електронного пристрою для ведення режиму котла з урахуванням температури зовнішнього повітря та дозволяє експлуатувати котел в автоматичному режимі без чергового персоналу.

### Основні технічні характеристики

Номінальна теплопродуктивність, МВт	0,63
Діапазон регулювання, %	40–100
Коефіцієнт корисної дії, %, не менше	92
Номінальна витрата палива (природного газу при $Q_n^p = 35600$ кДж/м <sup>3</sup> ), м <sup>3</sup> /ч	70 ± 5%
Питома витрата палива, м <sup>3</sup> /МВт, не більше	115,5
Питоме споживання електроенергії, кВт/МВт, не більше	2,22
Вміст оксидів азоту (у перерахунку на NO <sub>2</sub> ) у сухих продукти згоряння (наведене до $\alpha = 1$ ), мг/м <sup>3</sup> , не більше	200
Робочий тиск води в котлі, МПа	0,6
Температура води на виході з котла, °С	95
Розрахунковий перепад температур води, °С	25
Розрахункова витрата води, м <sup>3</sup> /год	22
Розрахункова температура відхідних газів, °С	160
Габаритні розміри, мм, не більше:	
довжина з пальником	3260
довжина без пальника	2400
ширина	900
висота	1600
Маса котла, кг, не більше	1700

Впровадження котла дозволить замінити застарілі котли типу «Мінськ-1», «НІСТУ-5», «Універсал», «Енергія» та ін., різко підвищити економічність та надійність джерел тепlopостачання.

Котел розроблений Інститутом промислової екології спільно з ІТТФ НАНУ.

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

## **УТИЛІЗАЦІЯ ТЕПЛОТИ І ЗНИЖЕННЯ ВИКИДІВ ОКСИДІВ АЗОТУ КОТЛАМИ З ВИКОРИСТАННЯМ КОНТАКТНОЇ КОМБІНОВАНОЇ ТЕПЛОУТИЛІЗАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ**

Комбінована контактна теплоутилізаційна установка призначена для зниження викидів оксидів азоту, зниження температури та утилізації теплоти газів агрегатів, що спалюють газоподібне паливо.

Основу системи складає комбінований теплообмінник, який включає контактний економайзер і контактний повітропідігрівач, об'єднані в загальний водяний циркуляційний контур з циркуляційним насосом та проміжним теплообмінником.

Технологія передбачає зниження утворення оксидів азоту за рахунок подачі в камеру топки зволоженого і підігрітого в контактному повітропідігрівачі дуттьового повітря. Подальше очищення відбувається за рахунок промивання продуктів згоряння в контактному водяному економайзері (абсорбері) та виведення з циклу 2 в декарбонізаційній колоні. У процесі утилізується як явна теплота продуктів згоряння, так і прихована теплота конденсації у них водяної пари.

Працює система в такий спосіб. Продукти згоряння подаються в контактну камеру економайзера, де при безпосередньому контакті з нагрівається водою охолоджуються і через краплевловлювач димососом видаляються в димову трубу.

Частина продуктів згоряння проходить по байпасному газоходу повз економайзер для підтримки «сухого» режиму димової труби.

Нагріта в економайзері вода збирається у піддоні та насосом подається частково на водорозподільник контактного повітропідігрівача, звідки надходить на насадку контактної камери, де при безпосередньому контакті з холодним повітрям охолоджується і стікає в піддон. Решта нагрітої води насосом подається через проміжний теплообмінник на систему захисту від обмерзання, а звідти зливається у піддон. У теплообміннику відбувається нагрівання води, що подається на зовнішні споживачі (хімводоочищення, систему гарячого водопостачання тощо).

Охолоджена вода з піддону повітропідігрівача через патрубки з гідрозатворами, з'єднаними з водорозподільником, подається для нагрівання на контактну насадку камери економайзеру.

Нагріте і зволене в контактному повітропідігрівачі повітря подається через краплевловлювач на всмоктування дуттьового вентилятора. Для підсушування насиченого вологою нагрітого повітря може підмішуватися повітря з верхньої зони котельні. Зволоження дуттьового повітря дозволяє в 2–2,5 рази зменшити викиди оксидів азоту.

Конструктивне виконання контактних апаратів (економайзера та повітропідігрівача) один над іншим, що застосовується як один з можливих варіантів, зменшує площу, необхідну їх установки. Монтаж апаратів проводиться блоками квадратного перерізу, що дозволяє за умовами компонування змінювати розташування газових та повітряних патрубків з кроком 90°.

Теплова схема установки та конструктивне виконання теплообмінника розробляються для кожного об'єкта.

Впровадження цієї технології дозволяє знизити викиди оксидів азоту в атмосферу не менше ніж на 50–60%, зменшити на 8–10% витрату палива (природного газу) і отримати конденсат, придатний для підживлення тепломережі.

Як приклад наведено технічні характеристики контактної комбінованої теплоутилізаційної установки, змонтованої за котлоагрегатом ДКВР-10/13:

паропродуктивність котлоагрегату, т/год	9,8
частка газів, що проходять через економайзер, %	50
коефіцієнт розведення продуктів згоряння перед установкою	1,64
температура газів, що відходять, °С:	
– перед економайзером	110
– після економайзера	38
температура повітря, що нагрівається, °С:	
– перед повітропідігрівачем	–10
– після повітропідігрівача	+33
температура нагрітої циркуляційної води, °С	46
опір економайзера, Па	230
опір повітропідігрівача, Па	320
зниження викидів оксидів азоту, кг/добу	15,4
економія природного газу, %	5,33

Весь комплекс робіт «під ключ» з проектування, виготовлення, монтажу та налагодження систем теплоутилізації з контактним комбінованим теплообмінником виконує Інститут промислової екології.

### ***ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ:***

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

## МОДЕРНІЗОВАНІ ПОДОВІ ПАЛЬНИКИ ТИПУ МППГ ДЛЯ КОТЛІВ ПРОДУКТИВНІСТЮ ДО ДО 10 Гкал/год

Модернізовані подові (щілинні) пальники нового покоління зі збільшеною променистою складовою типу МППГ призначені для котлів продуктивністю до 10 Гкал/год (типу НІСТУ-5, ТВГ-1; 2,5; 4; 8; КВ-ГМ-4,65-150), КВГ-7,56-150 та ін.) і можуть застосовуватись замість форкамерних, подових та інших пальників.

Пальникові пристрої МППГ працюють на вентиляторному дутті. У котлах НІСТУ-5 дозволяється їх експлуатація і без дуттьового вентилятора.

Встановлення пальників МППГ здійснюється з використанням рами стандартних габаритів та посадкових розмірів, що не потребує спеціальної переробки котла. На рамі монтуються елементи пальника – колектори пальників, цеглини щілинного змішувача, підпальниковий лист і шибери, що регулюють подачу повітря.

Колектор пальника виготовляється з суцільнотягнутої труби та забезпечується змінними соплами-форсунками, які виготовляються з латуні, що дозволяє уникнути окислення стінок отвору та зберегти необхідну витрату при тривалій експлуатації пальників (протягом не менше 10 років).

Пальники МППГ практично безшумні, легко забезпечують стійку роботу на знижених навантаженнях (регульованість в межах 24–100%), а також форсування котла. Наявність змінних каліброваних сопел забезпечує можливість підтримки номінальної продуктивності котла та стійкої роботи при тиску газу в мережі в діапазоні від 20 до 150 мм вод. ст.

З метою додаткового підвищення ефективності використання палива і ККД котла, а також зниження викидів токсичних речовин в атмосферу, пальники МППГ можуть бути оснащені вторинними (проміжними) випромінювачами у вигляді підвісних гірлянд з легковагого теплостійкого кремнеземистого матеріалу або стрижнів з вогнетривкого матеріалу.

Встановлення вторинних випромінювачів у камері топки котла забезпечує інтенсифікацію променистого теплообміну, за рахунок чого збільшується тепловіддача в топці і відповідно підвищується ККД котлів і зменшується витрата палива. Крім того, введення в зону факела проміжних випромінювачів дозволяє знизити максимальні температури в ядрі зони горіння, за рахунок чого зменшуються утворення і викиди токсичних речовин, в першу чергу оксидів азоту. Внаслідок зниження як максимальних температур у зоні горіння, так і температур на виході з топки та за котлом, полегшуються умови роботи, підвищується надійність та збільшується термін експлуатації котла.

Використання модернізованих подових пальників з вторинними випромінювачами дозволяє:

- збільшити тепловіддачу у топці котла на 10–30%;
- підвищити ККД котла та відповідно зменшити витрату палива (природного газу) на 3–5%, в результаті досягти величин ККД не менше 90%;
- знизити утворення оксидів азоту на 30–50%; в результаті досягти середнього рівня концентрацій  $\text{NO}_x$  у продуктах згоряння на рівні  $100 \text{ мг/м}^3$ ;
- знизити температуру димових газів на 40–80 °С;

- підвищити надійність експлуатації та збільшити термін служби котлів (на 10–20%, або на 3–5 років) за рахунок зниження максимальних температур у зоні горіння на 40–70 °С;
- зменшити витрату вогнетривкої цегли на викладку пальників та поду котла на 50% (порівняно з форкамерними пальниками).

Описані вторинні (проміжні) випромінювачі також можуть бути застосовані і з встановленими в котлі пальниками інших типів.

### ***ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ:***

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: office@engecology.com  
www.engecology.com



## ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ТОПКОВОГО ТЕПЛООБМІНУ В КОТЛАХ ШЛЯХОМ ВСТАНОВЛЕННЯ ВТОРИННИХ (ПРОМІЖНИХ) ВИПРОМІНЮВАЧІВ

Технологія призначена для підвищення ефективності спалювання газоподібного палива у котлах та зниження токсичних викидів в атмосферу.

Недоліком багатьох водогрійних і парових котлів, що знаходяться в експлуатації, є малоєфективна тепловіддача в топці та обумовлені цим висока температура газів, що відходять (до 200–250 °С) і низький ККД (до 85–87%).

Одним із можливих та реальних шляхів підвищення ефективності використання палива в котлах, і відповідно підвищення їх ККД та зменшення газових викидів в атмосферу (включаючи CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> тощо), є інтенсифікація теплообміну та відповідно тепловіддачі в топковій камері.

При спалюванні природного газу у відносно невеликих топкових обсягах котлів з розвиненим екрануванням стін, з точки зору інтенсифікації теплообміну та надійної стабілізації факела доцільне встановлення вторинних (проміжних) випромінювачів – твердих нагрітих до високих температур тіл, що є як би «тепловими дзеркалами», що передають випромінювання до поверхонь нагріву.

Дія вторинних випромінювачів полягає в тому, що вони сприймають тепло селективним випромінюванням та конвекцією від продуктів згоряння та передають його повним спектром випромінювання до водоохолоджуваних поверхонь, розташованих у топці. Перебуваючи у стаціонарному режимі за незмінної температури, проміжні випромінювачі весь падаючий на них тепловий потік перевипромінюють на поверхні екрана у вигляді відбитого тепла та власного випромінювання.

Встановлення проміжних випромінювачів у топковій камері котла забезпечує інтенсифікацію променистого теплообміну, за рахунок чого збільшується тепловіддача в топці та відповідно підвищується ККД котлів та зменшується витрата палива.

Крім того, введення в зону факела проміжних випромінювачів дозволяє знизити максимальні температури в ядрі зони горіння, за рахунок чого зменшуються утворення та відповідно викиди токсичних речовин, насамперед оксидів азоту. Внаслідок зниження як максимальних температур у зоні горіння, так і температури на виході з топки та за котлом, полегшуються умови роботи, підвищується надійність та збільшується термін експлуатації котла.

Використання проміжних випромінювачів дозволяє:

- збільшити тепловіддачу у топці котла на 10–30%;
- зменшити витрату палива (природного газу) в котлах:
  - продуктивністю до 1 Гкал – на 3–5%;
  - продуктивністю 1–6 Гкал – на 1–3%;
  - продуктивністю 6–30 Гкал – на 0,6–1%;
- знизити утворення оксидів азоту на 20–30%;
- знизити температуру газів, що відходять, на 60–90 °С;
- підвищити надійність експлуатації та збільшити термін служби котлів (на 10–20%, або на 3–5 років) за рахунок зниження максимальних температур у зоні горіння на 30–70 °С.

Технологія не вимагає великих капітальних вкладень і експлуатаційних витрат, термін окупності становить 1–2 роки, залежно від типу котла.

Для виготовлення випромінювачів використовуються вогнетривкі матеріали на основі оксидів або тугоплавких сполук, що забезпечують можливість тривалої експлуатації в умовах високих температур в окисно-відновній середовищі за можливості реалізації досить великої кількості теплотмін.

Розроблено технічні рішення щодо застосування проміжних випромінювачів у котлах НІСТУ різних модифікацій, а також у котлах ТВГ, ДКВР, КВ-ГМ та інших продуктивністю до 30 Гкал/год (до 50 т/год пари).

***ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ:***

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

## РЕЦИРКУЛЯЦІЯ ПРОДУКТІВ ЗГОРЯННЯ

Рециркуляція продуктів згоряння призначена для зниження токсичних викидів в атмосферу при спалюванні газоподібного або рідкого палива в котлах.

Рециркуляція продуктів згоряння є найбільш ефективним методом придушення утворення оксидів азоту ( $\text{NO}_x$ ) при спалюванні як газу, так і мазуту, що дозволяє знизити вміст  $\text{NO}_x$  у газах, що відходять, на 60–70%. Метод заснований на відборі частини продуктів згоряння за котлом та подачі їх у зону горіння.

Реалізація технології рециркуляції продуктів згоряння на котлі не потребує підвищення продуктивності димососів, необхідне лише виготовлення перепускних трубопроводів для продуктів згоряння.

Практично лише з допомогою даного методу за невеликих витрат може досягтися значний екологічний ефект.

Крім цього, зменшується ймовірність перегріву екранних поверхонь топки, забезпечується вирівнювання полів температур у топковій камері, що дозволяє збільшити міжремонтні періоди.

Пропонований метод доцільно застосовувати для наступних парових та водогрійних котлів:

КВ-ГМ-100; 50; 30; 20; 10;

ДКВР-4; 10; 20;

ДЕ-16; 25;

ПТВМ-30; 50; 100;

ТВГ-4; 8; ТВГМ-30; КВГ-6,5.

Можливе розроблення індивідуальних рішень для інших котлів.

### ***ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ:***

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)



## МОДЕРНІЗАЦІЯ КОТЛІВ ПТВМ-50

Стандартний котел  
ПТВМ-50

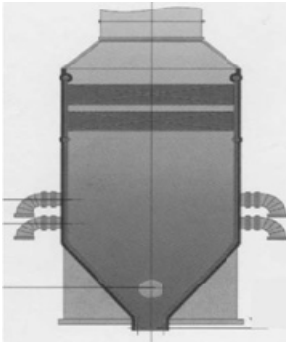
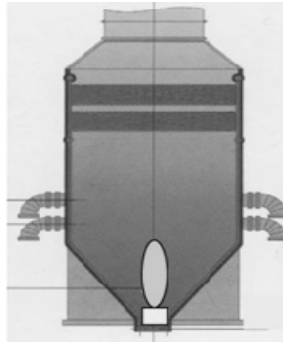


Схема модернізації  
ШЕ+ІГ



Встановлення до-  
даткового подового  
щільного пального



Схема модернізації  
ВАТ «Дорогобужкотломаш»

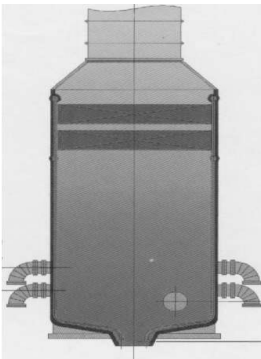
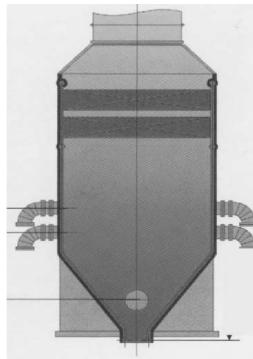


Схема модернізації  
фірми SAACKE (ФРГ)



– Заміна пальників

– Реконструкція каркаса  
котла зі зміною його форми  
та збільшенням висоти

– Заміна пальників

Параметр	Стандарт-ний котел	ШЕ+ПГ	Еконо-мія
Мінімальне навантаження, %	30	6	24
Час роботи на мінімальному навантаженні, год/рік	700	700	–
Витрати палива на номінальному навантаженні, м <sup>3</sup> /год	6700	6700	–
Витрати палива на мінімальному навантаженні, м <sup>3</sup> /год	2010	402	1608

Параметр	Стандарт-ний котел	Модернізація за схемою		
		ШЕ+ПГ	Дорогобужкотло-маш	SAASKE
Теплопродуктив-ність номінальна, МВт	58,2	69,8	69,8	58,2
Теплопродуктив-ність мінімальна, %	30	6	30	30
ККД котла, %	91	~93	91,6	~93
Термін окупності (кількість опалю-вальних сезонів)	–	0,5		2

*Керівник робіт:*

д.т.н., проф. І. Я. Сігал

Тел./факс: +380 44 456 6259

### **ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ**

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а

Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62

e-mail: office@engecology.com

www.engecology.com



## ЕКОНОМІЯ ГАЗУ ТА ПРОДОВЖЕННЯ РЕСУРСУ КОТЛІВ ТВГ-8, ТВГ-8М, КВГ-7,56

Досвід експлуатації котлів ТВГ-8 та ТВГ-8М показав, що їх фактичний термін служби (при нормальних показниках експлуатації) істотно перевищує номінальний заводський термін (14 років) та обмежується станом не топкової, а конвективної поверхні нагріву та пальників.

Модернізація котлів із заміною пальників та конвективної поверхні нагрівання дозволяє підвищити ККД у середньому на 5% до рівня найкращих світових зразків і продовжити термін експлуатації на 15 років.

Для підвищення ефективності використання газу та зменшення енерговитрат у котлі встановлюються подові щілинні пальники 3-го покоління МППГ-3 (модернізований подовий випромінюючий пальник, розроблений Інститутами газу НАН України та Промислової екології, м. Київ). Пальники забезпечені спеціальними газовими соплами та направляючими для повітря, які забезпечують покращення процесів змішування газу з повітрям, працюють з малими надлишками повітря та інтенсифікують теплообмін у топках.

Конвективна поверхня нагріву замінюється на нову з труб  $\varnothing 32 \times 3$  (замість заводської  $\varnothing 28 \times 3$ ), яка має більший прохідний діаметр для води та більш розвинену поверхню теплообміну для котлів ТВГ-8 та ТВГ-8М та ін.

Після проведення модернізації (заміна пальників та заміна конвективної поверхні нагріву) котла ТВГ-8М, температура димових газів знижена на 70–80 °С, ККД котла підвищений на 4,3–5% до 94–96%. Модернізація забезпечує на одному котлі економію газу 172 тис. м<sup>3</sup>/рік, або за 15 років 2,6 млн м<sup>3</sup>. Окупність витрат на модернізацію котла ТВГ-8 (ТВГ-8М) складає 1,5 року.

Інститут газу НАН України,  
Інститут промислової екології  
Керівник робіт: д.т.н., проф. І. Я. Сігал  
Тел./факс: +38 044 456 62 59,  
+38 044 456-92-62  
e-mail: office@engecology.com  
www.engecology.com



## ПЕРЕОБЛАДНАННЯ ІСНУЮЧИХ ПАЛЬНИКІВ КОТЛІВ ТИПУ ДЕ ТА ДКВР З МЕТОЮ ЗНИЖЕННЯ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ (ОСОБЛИВО В ОСІННЬО-ВЕСНЯНИЙ ПЕРІОД)

Котли ДЕ оснащені одним потужним пальником з обмеженим діапазоном стійкого регулювання, мають на деяких режимах вібрації, для уникнення яких збільшують навантаження котлів до стабільної роботи і, як наслідок, це призводить до перевитрат палива на 10–15%, особливо у осінньо-весняний період.

Розроблено спеціальні двоколекторні пальники, що дозволяють експлуатувати котел у широкому діапазоні навантажень від 5 до 120% з високими техніко-економічними та екологічними показниками. Ці газові пальники можуть бути встановлені під час ремонту або модернізації існуючих пальників котлів ДЕ. Заміна пальників не вимагає переобладнання котла – пальники встановлюються в наявну в котлі амбразуру. Основною перевагою такого пальника є наявність 2 газових колекторів (фактично двох газових пальників, один на 30%, а інший на 70% продуктивності), що дозволяє експлуатувати малий пальник на режимах до 30% продуктивності, не подаючи газ в основний газовий колектор, а основний – на режимах від 30 до 100%. Пальниковий пристрій такого типу успішно пройшов 2-річну промислову експлуатацію в котлі ДЕ-16, де забезпечив високий ККД котла на різних режимах продуктивності та регулювання довжини факела в широких межах. Можлива реконструкція існуючих пальників.

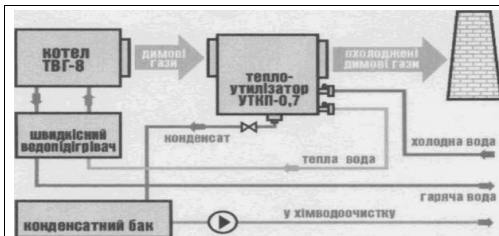
Порівняно з існуючими пальниками котлів ДЕ, реконструйовані на двоколекторні пальники ГМ-7Р, ГМ-10Р, ГМП-16Р (котел ДЕ-25) дають можливість при експлуатації котлів:

- Забезпечити роботу котлів без пульсацій та зриву полум'я у широких межах.
  - Забезпечити економію природного газу до 6–10% в осінньо-весняний період та 1–3% на номінальному навантаженні.
  - Підвищити надійність експлуатації (регулювання довжини факела та інших параметрів при постійному навантаженні).
  - Зменшити викиди оксидів азоту на 30%.
- Термін окупності складає у середньому 6 міс.

Інститут газу НАН України,  
Інститут промислової екології  
Керівник робіт: д.т.н., проф. І. Я. Сігал  
Тел./факс: +38 044 456 62 59,  
+38 044 456-92-62  
e-mail: office@engecology.com  
www.engecology.com

<b>КОНДЕНСАЦІЙНИЙ ТЕПЛОУТИЛИЗАТОР УТКП-0,7</b>		<b>КОНТАКТНА КОМБІНОВАНА ТЕПЛОУТИЛИЗАЦІЙНА УСТАНОВКА</b>	
<p align="center">ЗАГАЛЬНИЙ ВИГЛЯД КОНДЕНСАЦІЙНОГО ТЕПЛОУТИЛИЗАТОРА УТКП-0,7</p> <p align="right">1-теплообмінник 2-байпасний газокізд 3-сигурові вікно 4-конденсаторічний зробиств труби 6-здринний клапан</p>		<p align="center"><b>Технічні характеристики контактної комбінованої теплоутилізаційної установки, змонтованої за котлоагрегатом ДКВР-10/13</b></p>	
<p align="center"><b>Технічні характеристики теплоутилізатора УТКП-0,7</b></p>		<p>Паропродуктивність котлоагрегату, т/г</p>	9,8
<p>Теплова продуктивність номінальна, МВт</p>		0,7	
<p>Підвищення коефіцієнту використання палива, %</p>		8	
<p>Температура димових газів на вході ТУ, °С</p>		183	
<p>Температура димових газів на виході ТУ, °С</p>		90	
<p>Максимальні витрати відхідних газів, кг/сек</p>		3,15	
<p>Температура води на вході ТУ, °С</p>		10	
<p>Температура води на виході, °С</p>		22,5	
<p>Максимальні витрати води, т/год°</p>		50	
<p>Максимальний об'єм виникаючого конденсату, кг/с</p>		0,13	
<p>pH конденсату</p>		5,0	
<p>Аеродинамічний опір, Па</p>		250	
<p>Гідрравлічний опір, кПа</p>		30	
<p>Габаритні розміри, мм</p>		2250/ 1100/ 1700	
<p>Маса ТУ, кг</p>		750	
		<p>Частка димових газів, що проходять через економайзер, %</p>	50
		<p>Коефіцієнт розбавлення продуктів згоряння перед установкою</p>	1,64
		<p>Температура димових газів, °С:</p> <p>– перед економайзером</p> <p>– після економайзера</p>	110 38
		<p>Температура повітря, що нагрівається, °С:</p> <p>– перед повітряпідігрівачем</p> <p>– після повітряпідігрівача</p> <p>– температура нагрітої циркуляційної води, °С</p> <p>– опір економайзера, Па</p> <p>– опір повітря підігрівача, Па</p> <p>– зниження викидів оксидів азоту, кг/доба</p> <p>– економія природного газу, %</p>	-10 33 46 230 320 15,4 5,33





**Теплоутилізатор УТНП-0,7  
м. Чернігів**

Україна, 03057, Київ  
вул. Марії Капніст, 2а  
www.engecology.com



**Контактна комбінована  
теплоутилізаційна установка**

**АР Крим, м. Сімферополь**  
Впровадження цієї технології дозволяє знизити викиди оксидів азоту в атмосферу не менше ніж на 50–60%, зменшити на 8–10% витрату палива (природного газу) і одержати конденсат, придатний для підживлення тепломережі.

Тел.: (044) 453-2862  
Тел./факс: (044) 456-9262  
E-mail: office@engecology.com

## **ЗНИЖЕННЯ ВИТРАТ РІДКОГО ПАЛИВА НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ КОТЕЛЬНІ ЗА РАХУНОК ПІДГРІВУ ПАЛИВА ДИМОВИМИ ГАЗАМИ**

У котельнях, що працюють на рідкому паливі (як основному, так і резервному), на розігрів цього палива (мазут М100, М40) використовується понад 15% теплоти його згоряння. Для мазуту марки М200 та «Компонент» ця величина ще більша. Положення погіршується тим, що більшість котелень з водогрійними котлами не мають пари, необхідної для звичайної схеми розігріву мазуту. Встановлення спеціальних невеликих парових котлів потребує великих витрат та недоцільно.

Інститутом промислової екології розроблена система підігріву мазуту димовими газами котлів, з використанням частини штатного котлового економайзера. Проводяться перерахунки фактично необхідної поверхні теплообміну котлового економайзера з урахуванням максимального фактичного навантаження котла. З огляду на те, що котли, як правило, не нові, фактично допустиме навантаження зазвичай на 15–20% нижче, ніж розрахункове. Таким чином, можливе (уточнюється розрахунками) використання 15–20% поверхні штатного економайзера для підігріву в них мазуту. Така реконструкція котла не вимагає великих витрат коштів, але передбачає встановлення дренажної системи для очищення трубних пучків від мазуту під час зупинки роботи системи та перед її завантаженням.

Використання такої системи підігріву дозволяє забезпечити економію не менше ніж 15% мазуту за рахунок зменшення витрат на власні потреби.

Термін окупності необхідного переобладнання становить трохи більше року.

### ***ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ***

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

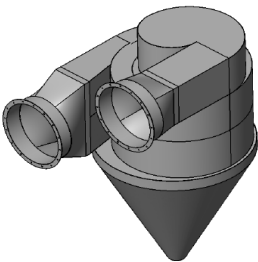
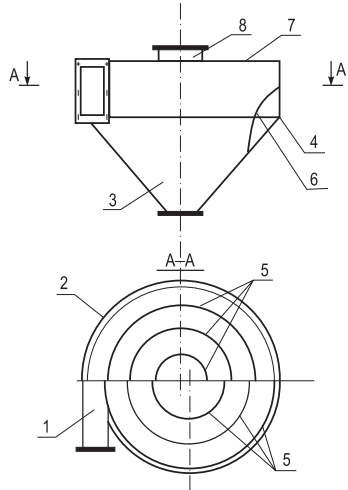
## ВІДЦЕНТРОВИЙ ФІЛЬТР

**Відцентровий фільтр** є найбільш універсальним та ефективним типом циклонних пиловловлювачів. Він призначений для сухого очищення газів, що виділяються при різних технологічних процесах (сушці, випаленні, агломерації, спалюванні палива тощо), а також аспіраційного повітря в різних галузях промисловості (чорної та кольорової металургії, хімічної, нафтової та машинобудівної промисловості, промисловості будівельних матеріалів, енергетики тощо). Підвищення ефективності очищення газового потоку від твердих частинок у відцентровому фільтрі досягається шляхом поєднання двох принципів очищення в одному апараті: відцентрової сепарації та багаторазової фільтрації через саморегенеруючий динамічний пиловий шар.

В основу пиловловлюючого апарату нового покоління – відцентрового фільтра покладена система послідовно з'єднаних криволінійних каналів із замкнутими контурами.

Апарат складається з сепараційної камери, виконаної у вигляді з'єднаних з кришкою (7) і днищем (6) напівциліндрів (5) і корпусу (2), вхідного (1) і вихідного (8) патрубків, бункера – пилозбірника (3).

Кількість сепараційних камер і каналів у них може змінюватись в залежності від умов конкретних виробництв (витрати газового потоку, дисперсного складу пилу, необхідного ступеня очищення та ін.).



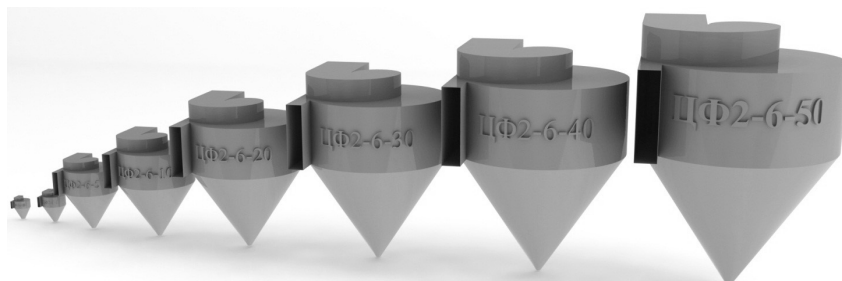
Модулі відцентрових фільтрів можуть компоуватися як в блоки заданої продуктивності, так і у вигляді багаступінчастих систем очищення.

Ефективність уловлювання, в залежності від кількості каналів у відцентровому фільтрі при уловлюванні пилу, починаючи з медіанного діаметра 5 мкм, наведена в таблиці:

Число каналів у відцентровому фільтрі, <i>n</i>							
1	2	3	4	5	6	7	8
Коефіцієнт уловлювання, %							
50	67	80	89	94	97	98	99

Адекватність наведених даних багаторазово підтверджено промисловими випробуваннями відцентрових фільтрів у різних галузях промисловості.

Поряд з високою ефективністю вловлювання і невеликими енерговитратами, відцентровий фільтр має також можливість позиційного регулювання об'єму газу, що очищається, на 50% і 100% розрахункової витрати без втрати ефективності очищення.



*Типоряд апаратів одиничною продуктивністю від 0,1 до 50 тис. м<sup>3</sup>/год*

Адреса для запиту на додаткову інформацію:

### ***ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ***

Україна, 03057, м. Київ, вул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 453-28-62, тел./факс: (+38 044) 456-92-62  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)

## ВИПРОБУВАЛЬНА ЛАБОРАТОРІЯ ІТТФ НАН УКРАЇНИ

В Інституті технічної теплофізики НАН України працює випробувальна лабораторія. Лабораторія була атестована у 2010 році на підставі закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», укомплектована устаткуванням, розробленим в ІТТФ НАН України.

Лабораторія може проводити наступні роботи:

- ◆ Контактне та безконтактне обстеження огорджувальних будівельних конструкцій, визначення опору теплопередачі в лабораторних та натурних умовах, а також виявлення дефектів теплоізоляції будівель з метою визначення енергоефективності будівель.

- ◆ Ефективну термомодернізацію існуючого житлового фонду за рахунок використання якісних сучасних теплоізоляційних матеріалів.

- ◆ Визначати теплоту гідратації бетонів, що використовуються при будівництві фундаментів багатоповерхових споруд, та проводити моніторинг розподілу температурних полів при заливці бетонних фундаментів.

- ◆ Визначати інтегральні тепловтрати на ділянках теплотрас та тепловий опір ізоляції попередньо ізольованих труб.

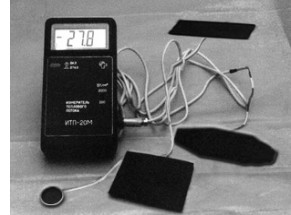
- ◆ Визначати об'ємну кількість неагресивних газів в установках комунальних та промислових підприємств (теплообмінні установки, генератори вологого газу).

- ◆ Проводити вимірювання реальних параметрів вживаного палива.

- ◆ Визначати ефективність обладнання енергетичних об'єктів ЖКГ (котельні, теплопункти та тепломережі).

- ◆ Вимірювати енерговитрати у тепломережах та будівлях.

- ◆ Визначати теплозахисні властивості матеріалів для нового будівництва та термомодернізації вже існуючих споруд.



Спеціалістами ІТТФ НАНУ розроблені та виробляються прилади для контролю параметрів енергогенеруючих об'єктів та тепломереж комунальної енергетики:

1. Портативні цифрові вимірювачі, прилади та інформаційно-вимірювальні комплекси для контролю теплових потоків і температур обмурівки котлоагрегатів і теплоізоляції трубопроводів. Впроваджено 14 приладів.
2. Термоелектричні приймачі теплового випромінювання для забезпечення надійності та ефективності роботи радіаційних екранних поверхонь нагріву в топковому просторі котла. Впроваджено 11 приладів.
3. Прилади вимірювального та індикаторного позначення для забезпечення мінімальних втрат при передачі виробленої теплоти споживачеві. Впроваджено 9 приладів.

**ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ НАН УКРАЇНИ:**

Україна, 03057, Київ, ул. Марії Капніст, 2а  
Тел.: (+38 044) 456-60-91

**Наукове видання**

**ПРОБЛЕМИ ЕКОЛОГІЇ  
ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ  
ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ**

*Збірник праць*

(англ., укр. мовами)

За редакцією  
кандидата технічних наук  
О. І. Сігала

Відповідальний редактор	О. І. Сігал
Редактори	Н. Ю. Павлюк Д. Ю. Падерно
Комп'ютерна верстка	О. В. Авдєєнко

*Редакційна колегія не несе відповідальності  
за зміст наданих матеріалів*

Формат 60×84 1/16. Ум. друк. арк. 11,51.  
Обл.-вид. арк. 11,29. Тираж 100 екз. Зам. № 1538.

Державне підприємство «Інженерно-Виробничий Центр АЛКОН» НАН України  
04074, м. Київ-74, вул. Автозаводська, 2  
*Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи  
ДК № 987 від 22.07.2002 р.*

Виготовлено в ТОВ «ПЛАНЕТА ПРІНТ»  
04074, м. Київ, вул. Шахтарська, 5

МІНІСТЕРСТВО РОЗВИТКУ ГРОМАД, ТЕРИТОРІЙ ТА ІНФРАСТРУКТУРИ УКРАЇНИ  
МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ  
МІНІСТЕРСТВО ЗАХИСТУ ДОВКІЛЛЯ ТА ПРИРОДНИХ РЕСУРСІВ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ  
ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ЕКОЛОГІЇ  
ВСЕУКРАЇНСЬКА ЕНЕРГЕТИЧНА АСАМБЛЕЯ

XXXIII міжнародна конференція

## ПРОБЛЕМИ ЕКОЛОГІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

м. Київ, 20–21 грудня 2023 року

### ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦІЇ:

- шляхи скорочення споживання природного газу та заміщення його іншими видами палива в комунальній теплоенергетиці;
- експлуатація об'єктів промислової та муніципальної енергетики;
- сучасні екологічно чистіші та енергозберігаючі технології спалювання палив;
- енергозбереження в комунальній теплоенергетиці;
- екологічні проблеми енергетики;
- зменшення забруднення навколишнього середовища і зниження викидів парникових газів енергооб'єктами, відповідно до вимог Директив ЄС;
- формування внутрішнього ринку дозволів на викиди парникових газів в Україні;
- процеси управління з твердими побутовими відходами.

Оргкомітет запрошує зацікавлені міністерства і відомства, науково-дослідні, виробничі організації та фірми взяти участь у роботі конференції.

Додаткову інформацію можна отримати за тел.:  
(044) 453 28 62, (+38 096) 110 3981  
Ніжник Наталія Андріївна  
e-mail: [office@engecology.com](mailto:office@engecology.com)  
[www.engecology.com](http://www.engecology.com)