

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ГАЗУ
ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ

СТАН ТА ШЛЯХИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ

У двох книгах

Книга 1

*ПРОЄКТ
«НАУКОВА КНИГА»*

КИЇВ
НАУКОВА ДУМКА
2021

УДК 697.341

Автори:

І.М. КАРП, Є.Є. НІКІТІН, К.Є. П'ЯНИХ, О.І. СІГАЛ, С.В. ДУБОВСЬКИЙ,
Г.Г. ГЕЛЕТУХА, М.В. ТАРНОВСЬКИЙ, О.В. ДУТКА, В.І. ЗУБЕНКО, І.С. КОМКОВ,
Є.М. ОЛІЙНИК, Д.Ю. ПАДЕРНО, К.К. П'ЯНИХ, О.Е. СИЛАКІН, М.В. СТЕПАНОВ,
В.М. ФЕДОРЕНКО

Викладено матеріал щодо розроблення довгострокових планів трансформації застарілих систем централізованого теплопостачання (СЦТ) у сучасні енергоефективні системи. Подано загальну характеристику та результати аналізу стану наявних СЦТ міст і населених пунктів України. Наведено нормативно-правову базу в цій сфері. Проаналізовано тенденції, плани і конкретні проекти розвитку централізованого теплопостачання в європейських країнах. Сформульовано концептуальні положення та методологію розроблення довгострокових планів енергоефективної модернізації СЦТ. Розглянуто основні напрями модернізації та розвитку цих систем. Запропоновано сучасні інструменти розроблення довгострокових планів модернізації та ефективної експлуатації СЦТ, зокрема геоінформаційні системи, системи енергетичного менеджменту.

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

This information material is aimed at developing of the long-term plans for the transformation of obsolete district heating systems (DHS) into modern energy efficient systems. The general description and analysis of the condition of existing DHS of the cities and settlements of Ukraine are given. The regulatory framework in this sphere is described. The trends, plans and specific projects for the development of district heating in European countries are analysed. The conceptual provisions and the methodology for the development of long-term plans for energy efficient modernization of DHS are formulated. The main directions of modernization and development of the systems are considered. Modern tools for developing the long-term plans for the DHS modernization and effective operation, including geo-information systems, energy management systems are proposed.

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

Рецензенти:

Ю.П. Морозов, д-р техн. наук, Інститут відновлюваної енергетики НАН України,
В.А. Жовтянський, чл.-кор. НАН України, Інститут газу НАН України

*Затверджено до друку вченою радою Інституту газу НАН України
(протокол № 8 від 22.06.2019 р.) та вченою радою Інституту технічної теплофізики
НАН України (протокол № 11 від 12.09.2019 р.)*

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

Науково-видавничий відділ фізико-математичної та технічної літератури

Редактор *О.А. Микитенко*

© **І.М. Карп**, Є.Є. Нікітін, К.Є. П'яних, О.І. Сігал,
С.В. Дубовський, Г.Г. Гелетуа, М.В. Тарновський,
О.В. Дутка, В.І. Зубенко, І.С. Комков, Є.М. Олійник,
Д.Ю. Падерно, К.К. П'яних, О.Е. Силакін, М.В. Степанов, В.М. Федоренко, 2021

© НВП «Видавництво “Наукова думка” НАН України»,
дизайн, 2021

ISBN 978-966-00-1760-3

В С Т У П

Теплопостачання міст і населених пунктів України здійснюється переважно з використанням систем централізованого теплопостачання (СЦТ). Частка централізованого теплопостачання становить близько 50 % потреби в тепловій енергії. Україна за цим показником посідає в світі провідне місце. Однак українські системи централізованого теплопостачання фізично та морально застаріли і потребують модернізації.

Модернізація та розвиток СЦТ на рівні теплопостачальних компаній має здійснюватися відповідно до перспективних планів розвитку й модернізації систем централізованого теплопостачання (ППРМ СЦТ), а на рівні населених пунктів — на базі схем теплопостачання, які затверджуються органами місцевого самоврядування.

Необхідність розроблення ППРМ СЦТ зумовлена низкою обставин і міркувань. СЦТ — складні організаційно-технічні об'єкти, керування якими неможливе без ретельно розробленого довгострокового плану. Розвиток СЦТ має здійснюватися в тісному взаємозв'язку з іншими інфраструктурними об'єктами в рамках єдиного генерального плану розвитку населеного пункту. Для реалізації ППРМ СЦТ необхідно залучати значні фінансові ресурси з різних джерел, що потребує узгодження плану з різними фінансовими структурами. Експлуатація енергетичного обладнання розрахована на тривалий час, що зумовлює необхідність прогнозування великої кількості впливових чинників, таких як попит на теплову енергію, наявність паливно-енергетичних ресурсів та їхня вартість, тенденції розвитку науково-технічного прогресу.

Відсутність або неякісне розроблення ППРМ СЦТ неминуче призведе до фрагментарної модернізації СЦТ, коли окремі проекти не є узгодженими між собою, а також до неефективного використання фінансових ресурсів, зниження якості та збільшення вартості теплопостачання.

Метою праці є викладення системного підходу до розроблення ППРМ СЦТ, починаючи від аналізу поточного стану СЦТ і закінчуючи формуванням рекомендованого варіанта модернізації та розвитку певного об'єкта.

Праця складається з п'яти розділів.

У розділі 1 подано загальну характеристику систем централізованого теплопостачання України, зокрема теплових джерел, теплових мереж та споживачів теплової енергії. Наведено загальний опис української нормативно-правової та нормативно-методичної баз теплопостачання. Проаналізовано наявні проблеми в сфері централізованого теплопостачання.

Розділ 2 присвячено аналізу європейських тенденцій розвитку систем централізованого теплопостачання. Розглянуто основні технічні напрями розвитку цих систем. Проаналізовано підходи та методи довгострокового планування, які використовуються в країнах Європи. Наведено приклади реалізації передових технологій у сфері централізованого теплопостачання європейських країн.

У розділі 3 викладено засадничі концептуальні положення, які необхідно враховувати під час розроблення довгострокових планів модернізації та розвитку систем централізованого теплопостачання. Розглянуто історію та причини виникнення СЦТ. Розкрито головні переваги централізованого теплопостачання порівняно з індивідуальним і автономним теплопостачанням. Обґрунтовано необхідність комплексного підходу до модернізації теплових джерел, теплових мереж і підключених до них будівель. Показано, що задача модернізації та розвитку СЦТ є багатоваріантною, тому необхідно вивчати кілька альтернативних варіантів довгострокового розвитку. Розглянуто ідею інтеграції (закільцювання) теплових мереж та її потенційні переваги. Відзначено особливості завдання модернізації застарілих наявних СЦТ порівняно із завданням створення нових систем.

У розділі 4 наведено методологію розроблення перспективних планів розвитку і модернізації СЦТ, яка полягає в послідовній реалізації взаємопов'язаних завдань:

- Формування цільових показників. Підготовка технічного завдання.
- Збирання вихідних даних.
- Аналізування показників стану системи теплопостачання.
- Прогнозування зміни головних впливових чинників на техніко-економічну ефективність тих чи інших технічних рішень.
- Аналізування потенціалу відновлюваних і місцевих джерел енергії.
- Зонування теплопостачання.
- Формування потенційних проєктів модернізації та розвитку систем теплопостачання.
- Аналізування екологічних показників і обмежень.

- Формування альтернативних варіантів модернізації та розвитку СЦТ і обґрунтування рекомендованого варіанта.
- Розроблення програми фінансування розробленого плану.

Розділ 5 присвячено актуальним технічним напрямам модернізації та розвитку СЦТ.

Розглядається проблема оптимізації структури теплопостачання населених пунктів на підставі формування та закріплення в довготривалій перспективі зон централізованого, автономного та індивідуального опалення. У зонах централізованого теплопостачання оцінюється доцільність ліквідації малих неефективних котелень, об'єднання котелень або будівництва нових ефективних джерел теплової енергії. Аналізується технічний стан теплових мереж та необхідність заміни ділянок труб з вичерпним ресурсом роботи. Оцінюється необхідність зміни трас теплових мереж, зокрема їх інтеграції (закільцювання) з метою забезпечення доступу до теплових мереж найефективніших теплових джерел.

Перспективним напрямом розвитку систем централізованого теплопостачання є максимально повне використання скидних матеріальних і енергетичних продуктів життєдіяльності населених пунктів, зокрема твердих побутових відходів, скидної теплової енергії промислових підприємств, каналізаційних стоків, вентиляційних викидів.

Розглядаються питання використання альтернативних джерел енергії, зокрема біопалива, енергії довкілля з використанням теплових насосів, енергії Сонця.

Актуальним напрямом є модернізація наявних і створення нових установок для спільного вироблення теплової та електричної енергії, включаючи теплоелектроцентралі та малі когенераційні установки.

Увагу приділено засобам контролю, автоматизації теплоенергетичних процесів і оптимізації температурних графіків. Розглянуто методи підвищення ефективності систем централізованого гарячого водопостачання в опалювальний та неопалювальний періоди.

Наведені матеріали відображають результати досліджень у сфері комунальної теплоенергетики, отримані співробітниками галузевих інститутів Національної академії наук України, а також в рамках виконання проєкту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні» та використані в ході підготовки «Посібника з перспективного планування в сфері централізованого теплопостачання».

Праця може бути корисною керівникам і фахівцям органів місцевого самоврядування та теплопостачальних компаній, фахівцям, що займаються проведенням енергетичних аудитів СЦТ, розробленням інвестиційних проєктів і програм, планів довгострокового розвитку централізованого теплопостачання, схем теплопостачання населених пунктів, а також викладачам і студентам енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів.

Стан і шляхи розвитку систем централізованого теплопостачання в Україні

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

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АЕС	— атомна електростанція	КТЕ	— комунальна тепла енергетика
АБТН	— абсорбційний бромистолітійевий тепловий насос	Мінбуд	— Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України
АТН	— абсорбційний тепловий насос	МінЖКГ	— Міністерство з питань житлово-комунального господарства України
БЛТН	— базова лінія теплового навантаження	Міненерговугілля	— Міністерство енергетики та вугільної промисловості України
БСА	— Бортницька станція аерації	Мінприроди	— Міністерство охорони навколишнього природного середовища України
ВДЕ	— відновлювані джерела енергії	Мінрегіон	— Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України
ГВП	— гаряче водопостачання	МН	— мережний насос
ГДВ	— гранично допустимі викиди	МОС	— міська очисна станція
ГЕН	— графік енергетичного навантаження	МФО	— Міжнародні фінансові організації
ГІС	— геоінформаційні системи	НКРЕ	— Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики
ГК	— газовий котел	НКРЕКП	— Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
ДБН	— Державні будівельні норми	НПА	— нормативно-правовий акт
Держенергоефективність	— Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України	ОВНС	— оцінка впливу на навколишнє середовище
Держстат	— Державна служба статистики України	ОЕСУ	— Об'єднана енергетична система України
ДІТНП	— джерело теплоти низького потенціалу	ОМС	— органи місцевого самоврядування
ЄБРР	— Європейський банк реконструкції та розвитку	ОТГ	— об'єднана територіальна громада
ЄІБ	— Європейський інвестиційний банк		
ЕК	— електричний котел		
ЕТПР	— електротеплові споживачі-регулятори		
ІТП	— індивідуальний тепловий пункт		
КГУ	— когенераційна установка		
КЕС	— конденсаційна тепла електростанція		
КК	— конденсаційний котел		
КМУ	— Кабінет Міністрів України		
КНС	— каналізаційна насосна станція		
КОС	— каналізаційна очисна споруда		
КП	— комунальне підприємство		

Стан і шляхи розвитку систем централізованого теплопостачання в Україні

ПГ	— парникові гази	ТД	— теплове джерело
ПДСЕРК	— План дій зі сталого енергетичного розвитку та клімату	ТЕ	— теплова енергія (теплота)
ПЕР	— паливно-енергетичні ресурси	ТЕО	— техноекономічне обґрунтування
ПІТ ППУ	— попередньо ізольовані пінополіуретанові труби	ТЕС	— теплова електрична станція
ППМР	— Перспективний план модернізації та розвитку	ТЕЦ	— теплова електростанція комбінованого виробництва теплової та електричної енергії
ППУ	— пінополіуретан	ТЗ	— технічне завдання
ППРМ	— Перспективний план розвитку та модернізації систем централізованого теплопостачання	ТМ	— теплова мережа
СЦТ	— система централізованого теплопостачання	ТН	— тепловий насос
ПСУ	— паливоспалювальна установка	т н. е.	— тонн нафтового еквіваленту
ПГХ	— первинний газовий холодильник	ТНР	— тепловий насос-регулятор
РТМ	— район теплових мереж	ТНС	— теплонасосна станція
СЕМ	— система енергетичного менеджменту	ТПВ	— тверді побутові відходи
ССЗ	— сміттєспалювальний завод	ТЦ	— теплоцентрально
СТ	— скидна теплова енергія (теплота)	ЦДП	— центральний диспетчерський пункт
СТУ	— сонячна теплогенераційна установка	ЦТ	— централізоване теплопостачання
СЦТ	— система централізованого теплопостачання	ЦТО	— централізоване теплопостачання та охолодження
ТА	— теплове акумулювання	ЦТП	— центральний тепловий пункт
		ІFC	— International Finance Corporation
		КРІ	— Ключові показники діяльності (Key Performance Indicators)

ПОТОЧНИЙ СТАН СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ

1.1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА

Україна має розвинуті системи централізованого теплопостачання (СЦТ), частка якого поступово та безсистемно зменшується через зношення встановлених генерувальних потужностей, теплових мереж, а також низку інших взаємопов'язаних чинників (див. п. 1.3).

Встановлену теплову потужність, обсяги відпуску та споживання теплової енергії (ТЕ) в СЦТ України проаналізовано в праці [1]. За 2005—2015 рр. теплова потужність теплогенерувальних джерел СЦТ зменшилася на 67,69 тис. МВт (з 211,26 тис. МВт у 2005 р. до 143,57 тис. МВт у 2015 р.) здебільшого через виведення з експлуатації опалювальних котелень без їх заміщення іншими високоефективними джерелами (табл. 1.1.1).

Упродовж цих років у СЦТ країни спостерігається чітка тенденція децентралізації. Це відбувається внаслідок виведення з експлуатації котлів середньої та великої теплопродуктивності (від 20 Гкал/год (23 МВт) до 100 Гкал/год (116 МВт)) та введення в експлуатацію малопотужних котлів (до 3,15 МВт). Щорічне зниження теплової потужності опалювальних котелень протягом 2005—2015 рр. становить близько 4,0 тис. МВт.

В енергетичному балансі основним видом палива для теплогенерувальних джерел залишається природний газ, частка якого в останні роки сягає 73—74 % загального обсягу перетвореного палива.

Структура теплогенерувальних джерел із виробництва теплової енергії за 2005—2015 рр. є незмінною, і головним виробником теплової енергії лишаються опалювальні котельні, частка яких у загальному тепловому балансі СЦТ сягає 55—63 %. Значно меншою є частка ТЕЦ загального користування (18—25 %) та ТЕЦ підприємств (8—10 %). Зазначимо, що впродовж цих років обсяг відпуску теплової енергії джерелами СЦТ знизився майже вдвічі (зі 196,2 млн Гкал у 2005 р. до 99,2 млн Гкал у 2015 р.).

Станом на 01.05.2018 р. постачання теплової енергії для потреб багатоквартирного житлового фонду та бюджетних установ України за даними Мінрегіонбуду забезпечують 20 663 *котельні системи централізованого теплопостачання*, зокрема 10 863 котельні місцевих рад і 9820 відомчих котелень. Для порівняння, в 2016 і 2017 роках кількість котелень становила відповідно 21 166 і 21 119 одиниць.

У цих котельнях встановлено приблизно 47,2 тис. котлів, з яких у 9,5 тис. (або 20 % загального парку) термін експлуатації сягає понад 20 років.

Таблиця 1.1.1. Встановлена теплова потужність та обсяги відпуску ТЕ

Вид теплогенерувального джерела	Обсяг відпуску ТЕ генерувальними підприємствами			
	2005 р.		2013 р.	
	млн Гкал	%	млн Гкал	%
КЕС	2,14	1,2	1,67	1,1
АЕС	1,68	0,8	1,63	1,1
ТЕЦ	33,7	17,2	27,6	18,6
ТЕЦ підприємств	27,4	14,0	16,8	11,3
Опалювальні котельні	117,3	59,7	89,1	60,0
Утилізаційні установки	14,0	7,1	11,6	7,9
Всього за теплогенерувальними джерелами	196,2	100	148,3	100

* За даними форм 1-ТЕП за 2005, 2013 рр., 6-ТП і 11-МТП за 2005, 2013, 2015 рр.

Як паливо, здебільшого, використовують природний газ (у 35,5 тис. котлів, або 75 %) та в невеликих кількостях — тверде паливо (6,6 тис. котлів, або 13 %).

Ще 5,1 тис. котлів (12 %) використовують для роботи як альтернативні види палива (переважно — це біомаса), і їхня кількість упродовж останніх років зростає. Водночас останнім часом спостерігається тенденція зростання одиначної потужності біомасових котлів, будуються ТЕЦ на біомасі — наприклад, у містах Житомирі, Рівному, Смілі, Переяславі-Хмельницькому, Кам'янці-Подільському та ін.

Частка вугільних котелень неухильно скорочується, відбувається також вибіркове заміщення газових котелень котельнями на біомасі.

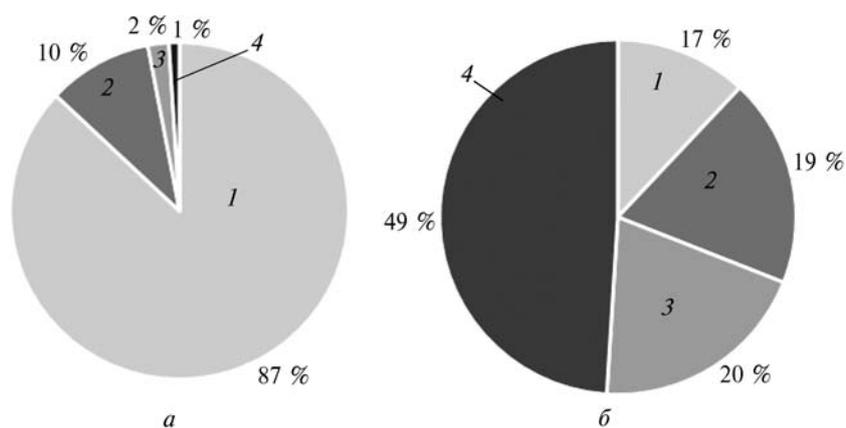


Рис. 1.1.1. Частка котлів різної потужності (а) та внесок котлів різної потужності у виробництво ТЕ (б) у СЦТ України, %: 1 — до 3 Гкал/год; 2 — 3—20 Гкал/год; 3 — 20—100 Гкал/год; 4 — від 100 Гкал/год

1.1. Загальна характеристика

тепловими джерелами СЦТ України (за 2005, 2013, 2015 роки) *

Встановлена теплова потужність							
2015 р.		2005 р.		2013 р.		2015 р.	
млн Гкал	%	тис. Гкал/год	тис. МВт	тис. Гкал/год	тис. МВт	тис. Гкал/год	тис. МВт
1,65	1,6	5,41	6,29	5,41	6,29	5,41	6,29
1,5	1,5	2,56	2,98	2,56	2,98	2,56	2,98
25,3	25,5	8,50	9,86	8,49	9,85	6,2	7,2
10,3	10,4	16,36	18,98	17,71	20,52	14,0	16,3
54,2	54,7	145,9	169,25	114,03	132,27	93,5	108,5
6,3	6,3	3,4	3,9	2,5	2,9	2,0	2,3
99,2	100	182,13	211,26	150,70	174,81	123,67	143,57

Одинична потужність котлів, що використовуються в СЦТ, становить від 0,1 до 180 Гкал/год. Розподіл котлів за їхньою потужністю та внесок котлів різної потужності у виробництво ТЕ в системах централізованого тепlopостачання України показано на рис. 1.1.1. Як бачимо, використання 3 % загальної кількості котлів (2 % потужністю від 20 до 100 Гкал/год і 1 % потужністю від 100 Гкал/год) забезпечує понад 69 % загальних обсягів виробленої теплової енергії в Україні.

Серед водогрійних котлів великої потужності здебільшого використовуються котли типів ПТВМ-50, ПТВМ-100, ПТВМ-180, КВГМ-50 і КВГМ-100. Найпоширенішими є водотрубно котли середньої потужності типів ТВГ, ДКВР і КВГ (рис. 1.1.2) [2].

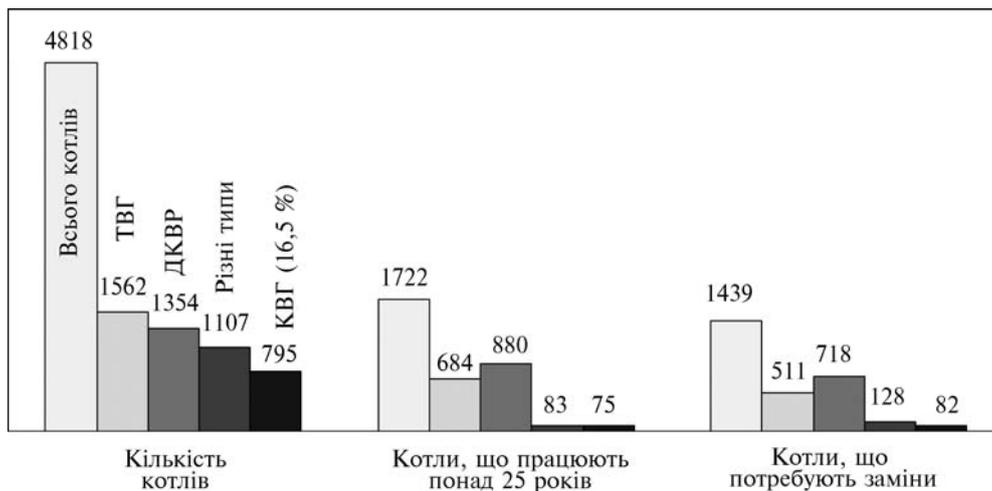


Рис. 1.1.2. Кількість котлів потужністю 1–10 МВт за типами, од.

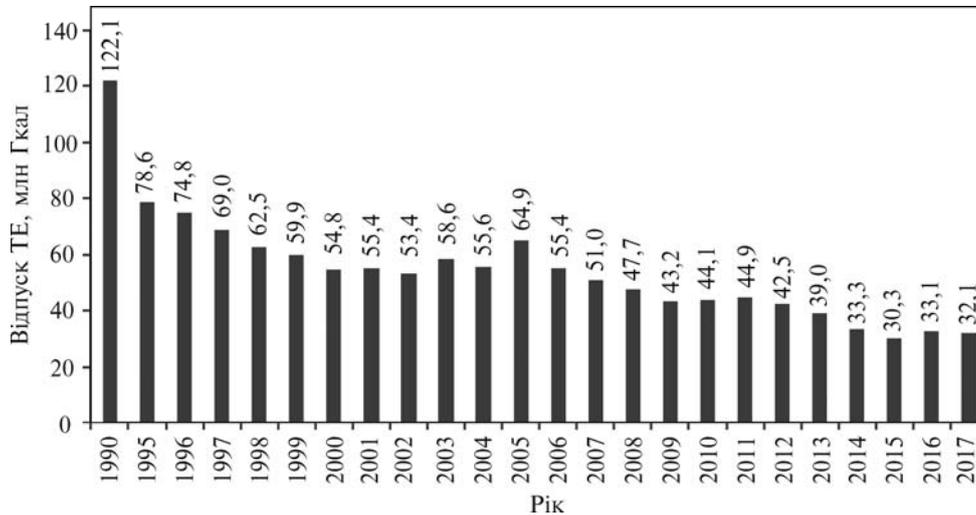


Рис. 1.1.3. Відпуск ТЕ електричними станціями України (за офіційними даними Держстату)

В Україні комбіноване виробництво електричної та теплової енергії здійснюють 12 ТЕС генерувальних компаній; 4 АЕС; 95 ТЕЦ загального користування та блок-станцій промислових підприємств, що входять до складу Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України; близько 400 локальних ТЕЦ і когенераційних установок.

Найбільшої ваги в Україні виробництво ТЕ електричними станціями набуло в 1990 р., коли його обсяг досягнув 122 млн Гкал на рік. Надалі спостерігалось зниження попиту через зниження відпуску теплової енергії електростанціями (рис. 1.1.3).

Від'ємна динаміка виробництва ТЕ супроводжувалася зниженням обсягів виробництва ТЕЦ промислових підприємств і підприємств загального користування, тоді як відпуск теплової енергії ТЕС генерувальних компаній та АЕС залишався практично сталим. Не змінилася у ці роки і частка електричних станцій у загальному відпуску теплової енергії всіма тепловими джерелами (зміни відбувалися в межах 30—34 %).

Енергетичне обладнання більшості ТЕЦ і ТЕС комбінованого виробництва використовується впродовж 35—45 років, має 200—450 тис. відпрацьованих годин і поступово виводиться з експлуатації.

Станом на кінець 2017 р. встановлена теплова потужність електричних станцій з відпуску ТЕ сягала 38 912 Гкал/год (45 255 МВт), у тому числі: теплових електричних станцій генерувальних компаній — 4953 Гкал/год (5760 МВт), атомних електричних станцій — 2596 Гкал/год (3019 МВт). Частка електричних станцій у загальній встановленій потужності теплоджерел СЦТ становила 30 %, серед яких ТЕЦ — 24 % (рис. 1.1.4).

Встановлена електрична потужність ТЕЦ за даними Держстату сягала 5561 МВт, що становило 10,5 % встановленої потужності електричних станцій України або 17,9 % встановленої потужності теплових електричних станцій.

1.1. Загальна характеристика

Рис. 1.1.4. Встановлена потужність ТД СЦТ України у 2017 р., тис. Гкал/год [3]: 1 – ТЕС, 4953; 2 – ТЕЦ, 31 363; 3 – АЕС, 2596; 4 – ТЦ (котельні), 87 141; 5 – утилізаційні установки, 4216; 6 – інші установки, 1711

У 2017 р. електричними станціями України було відпущено 32,081 млн Гкал теплової енергії або 34,4 % її загального відпуску в ТМ, зокрема ТЕЦ – 29,093 млн Гкал або 31,2 %.

Серед ТЕЦ загального користування провідними у виробництві ТЕ є ті, що використовують високий (12,8 МПа) і надкритичний (23,5 МПа) тиски пари – Київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6, Харківська ТЕЦ-5, Кременчуцька ТЕЦ та інші, споруджені у 70-ті роки ХХ ст. Частка таких ТЕЦ у загальному відпуску теплової енергії ТЕЦ загального користування становить близько 75 % (рис. 1.1.5).

Частка виробництва електричної енергії на тепловому споживанні, яке забезпечує основний внесок у економію палива внаслідок комбінованого виробництва, в останні роки сягає 7–8 %.

У 2017 р. ТЕЦ забезпечили виробництво 10,595 млрд кВт · год електричної енергії або 7,3 % загального виробництва електричної енергії всіма електростанціями країни.

Протягом останніх 10 років споживання первинної енергії на виробництво електричної та теплової енергії характеризується закономірним зниженням обсягу (рис. 1.1.6) і суттєвими змінами його структури (рис. 1.1.7). На комбіноване виробництво електричної та теплової енергії ТЕС, ТЕЦ і АЕС у 2017 р. витратили разом 6036 тис. т н. е. первинної енергії, а в 2011 р. – 9 млн т н. е. При цьому споживання природного газу знизилася до 49,7 % у 2017 р. на відміну від 70 % у 2011 р. із відповідним збільшенням частки вугілля.

Така зміна структури паливоспоживання відбувається за рахунок поступового переведення ТЕЦ зі спалювання природного газу на спалювання вугілля та інших дешевших видів палива. Основним у цей процес є внесок промислових ТЕЦ, однак протягом останніх років на спалювання вугілля перейшли і декілька ТЕЦ загального користування (табл. 1.1.2). Дещо гальмує цей процес відсутність на ТЕЦ

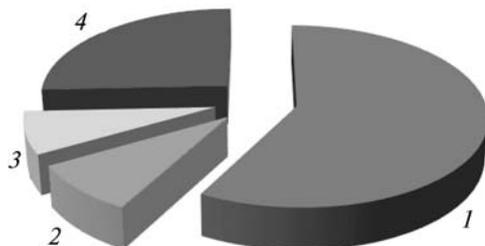
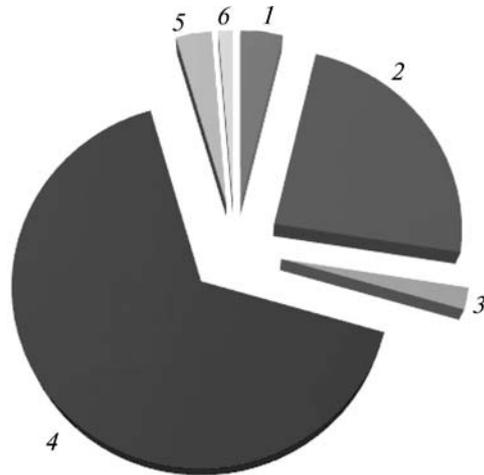


Рис. 1.1.5. Структура відпуску ТЕ ТЕЦ загального користування, % [4]: 1 – ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 ПАТ «Київенерго»; 2 – Харківська ТЕЦ-5; 3 – Кременчуцька ТЕЦ «Полтаваобленерго»; 4 – інші ТЕЦ

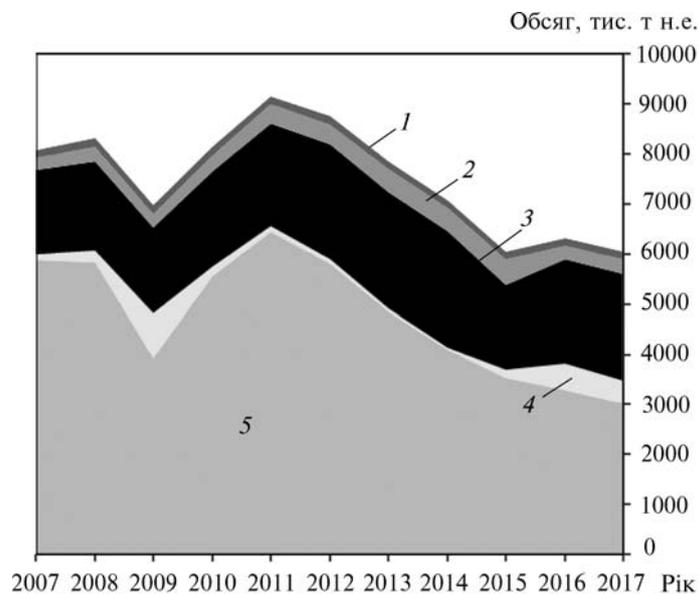


Рис. 1.1.6. Споживання первинної енергії на комбіноване виробництво електричної та теплової енергії [5]: 1 – атомна енергія; 2 – біопаливо та відходи; 3 – вугілля та торф; 4 – нафтопродукти; 5 – природний газ

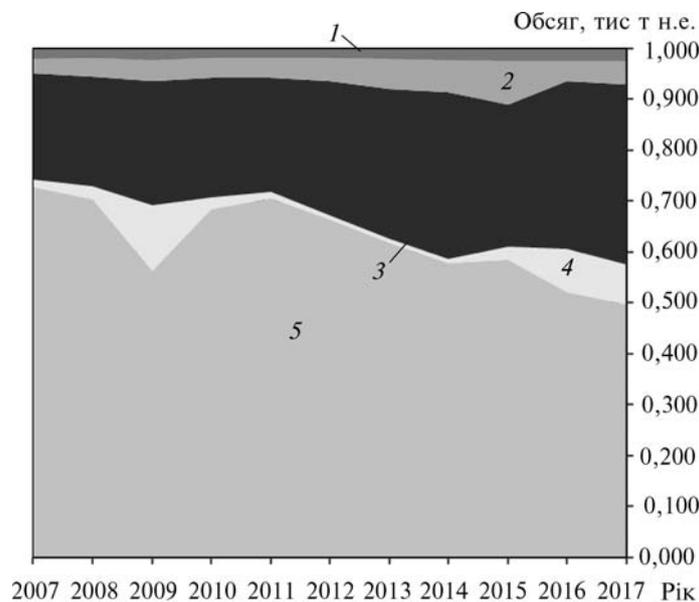


Рис. 1.1.7. Структура витрат палива на комбіноване виробництво електричної та теплової енергії електричними станціями України у 2017 р. [5]. Позначення такі самі, як на рис. 1.1.6

1.1. Загальна характеристика

ефективних засобів очищення продуктів згоряння від твердих часток, а також повна відсутність очищення від оксидів сірки та азоту (встановлення таких засобів планується в осяжному майбутньому).

Протягом останніх семи років щорічна економія первинної енергії внаслідок комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, згідно з розрахунками за даними енергетичних балансів Держстату, коливається у межах 504—1424 тис. т н. е. або 11—22 % загального обсягу споживання первинної енергії електростанціями комбінованого виробництва (рис. 1.1.8).

В Україні загальна протяжність *теплових мереж централізованого теплопостачання* в 2016 р. становила 28,0 тис. км у двотрубному обчисленні, а в 2017 р. — 20,1 тис. км, тобто за один рік протяжність скоротилася на 7,9 тис. км або більш ніж на 26 %. Станом на 01.05.2018 р. протяжність теплових мереж ЦТ дещо збільшилася (до 20,6 тис. км або на 25 %) внаслідок прийняття на баланс підприємств теплопостачання ТМ міст, що не мають офіційного власника.

Частка застарілих та аварійних ТМ становить 38 % (понад 7,5 тис. км), а кількість їх поривів сягає декількох десятків на добу. Так, за перший місяць опалювального сезону 2018 р. у Києві відбулося 2254 пориви (за

Таблиця 1.1.2. ТЕЦ загального користування, що використовують вугілля [6]

Назва	Середньомісячне споживання вугілля, тис. т
Миронівська ТЕС	44,044
Харківська ТЕЦ-2	3,325
Чернігівська ТЕЦ	53,794
Краматорська ТЕЦ	15,831
Сумська ТЕЦ	21,352
Дарницька ТЕЦ	45,673
Черкаська ТЕЦ	21,662
Калуська ТЕЦ	14,829

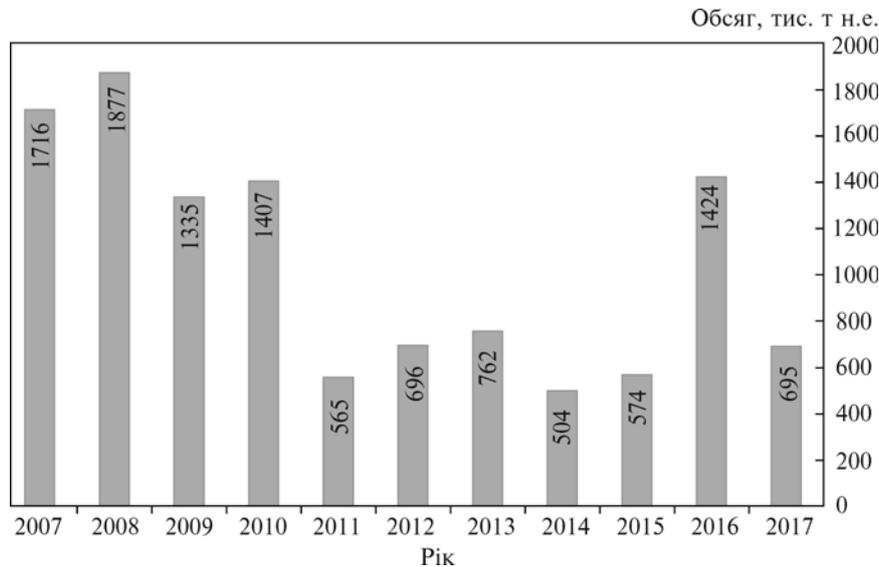


Рис. 1.1.8. Розрахункова економія палива внаслідок комбінованого виробництва електричної та теплової енергії електричними станціями України

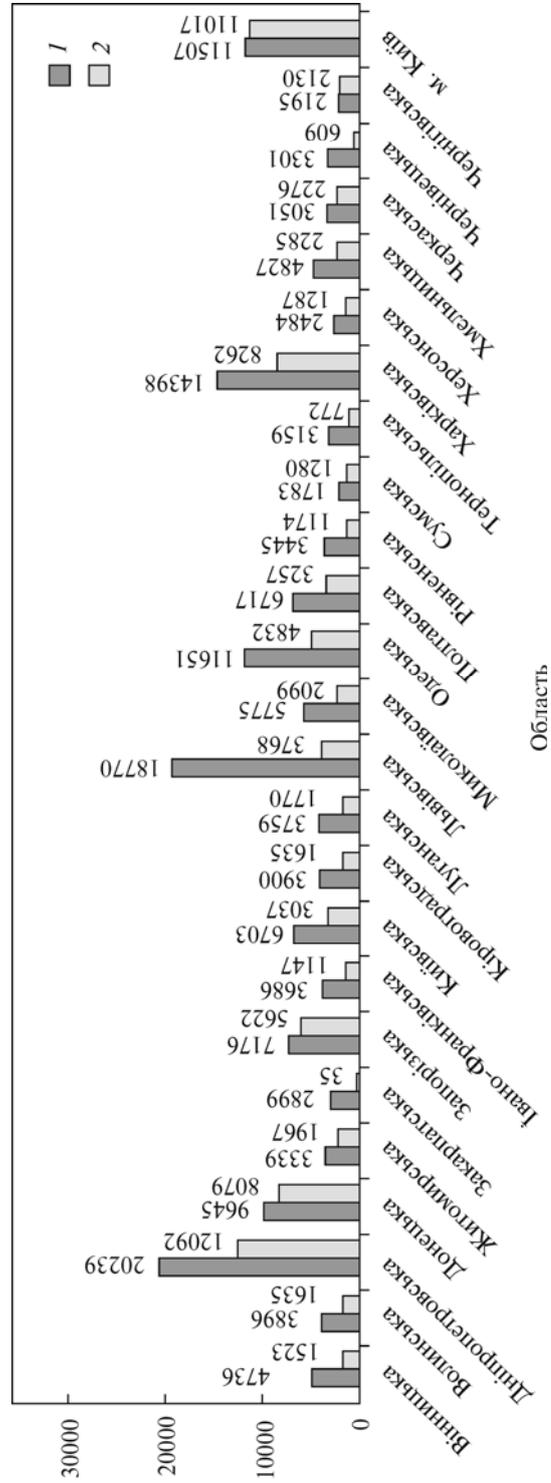


Рис. 1.1.9. Забезпечення багатоквартирного житлового фонду населених пунктів ЦТ, од.: 1 — кількість багатоквартирних житлових будинків; 2 — кількість таких будинків з централізованим опаленням

1.1. Загальна характеристика

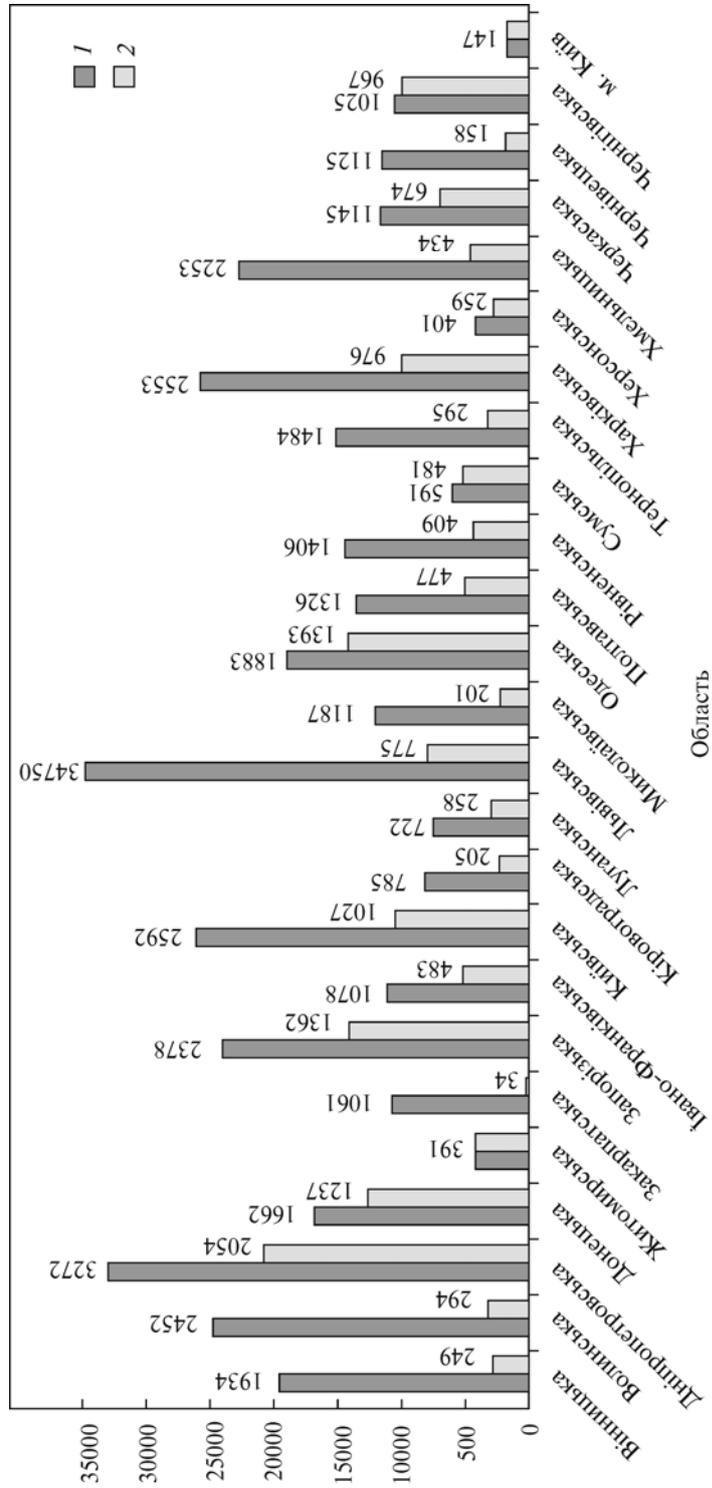


Рис. 1.1.10. Забезпечення бюджетних закладів ЦТ, од.: 1 — кількість бюджетних закладів (заклади освіти, охорони здоров'я, соціального захисту тощо); 2 — кількість таких закладів з централізованим опаленням

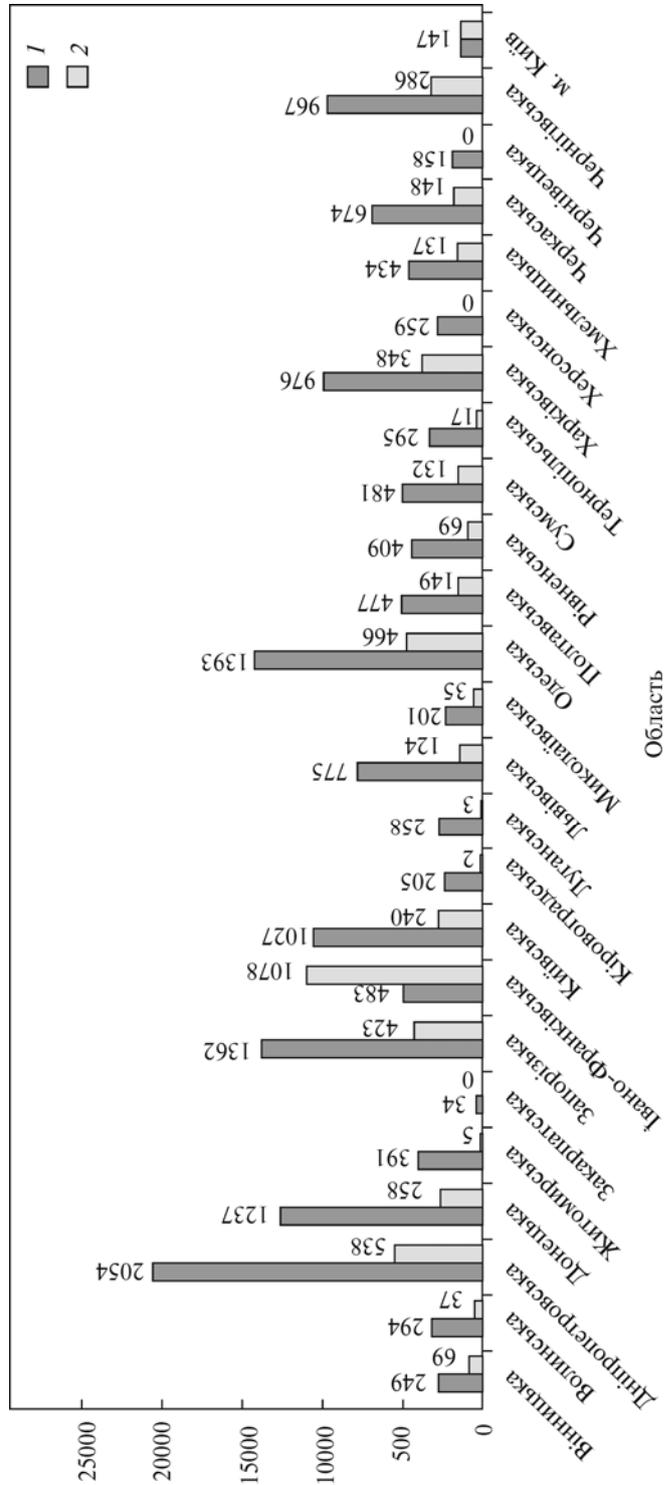


Рис. 1.1.11. Забезпечення бюджетних установ централізованим ГВП, од.: 1 — кількість бюджетних установ, підключених до ЦТ, 2 — кількість таких установ, які мають ГВП

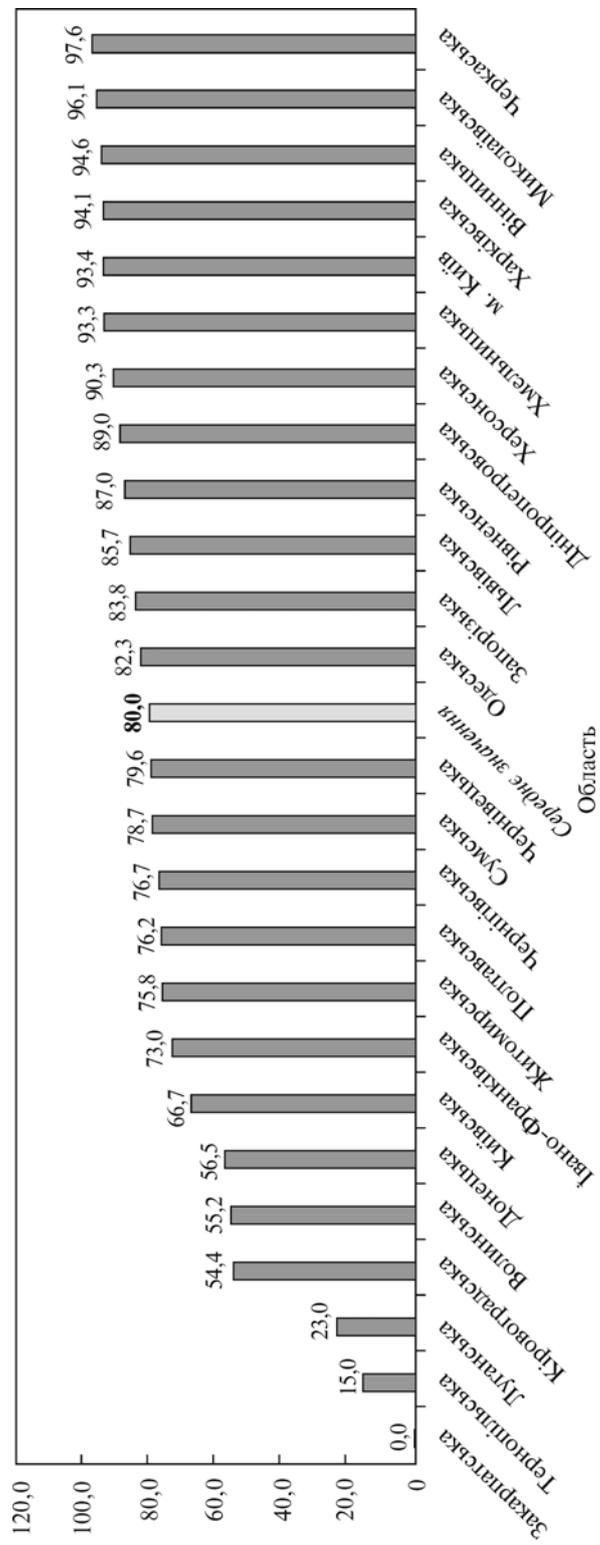


Рис. 1.1.12. Забезпечення багатоквартирного житлового фонду загальнобудинковими приладами обліку ТЕ, %

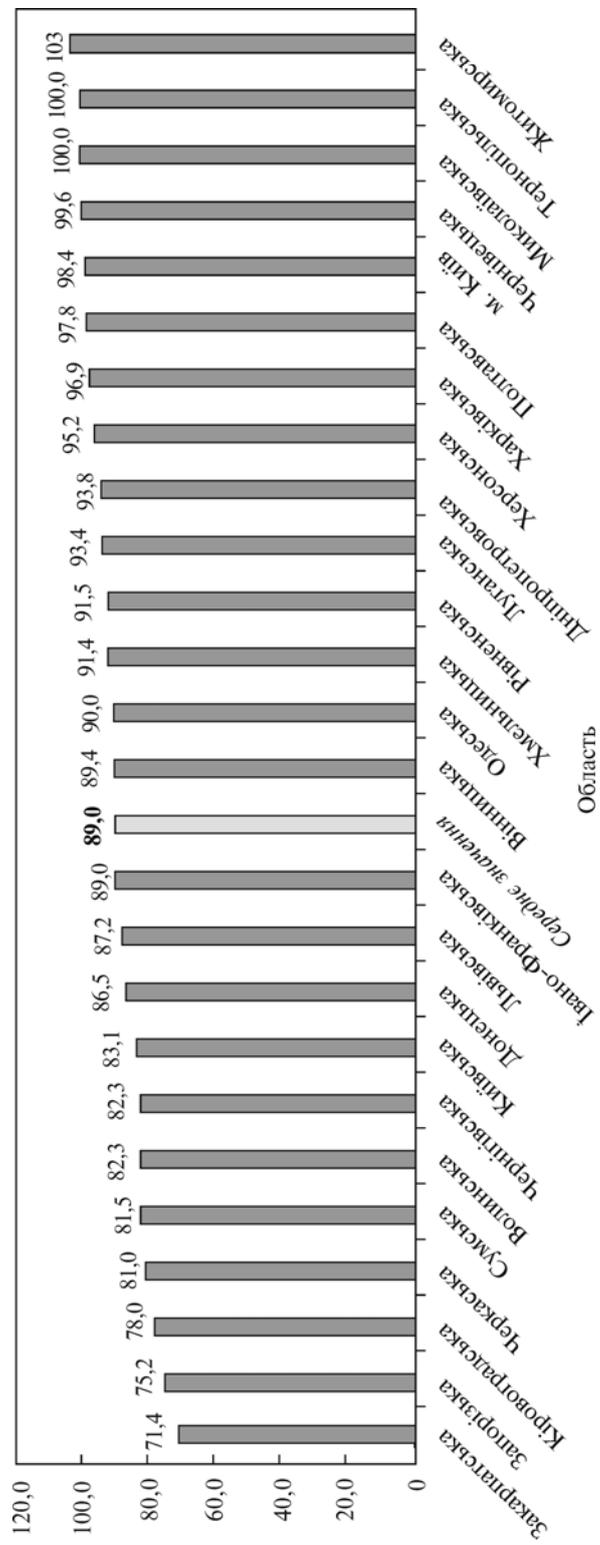


Рис. 1.1.13. Забезпечення бюджетних установ загальнобудинковими приладами обліку ТЕ, %

1.2. Законодавча база

загальної протяжності тепломереж 2,2 тис. км, тобто — 1 порив на 1 км). Аналогічні ситуації спостерігаються і в інших містах.

Середні втрати ТЕ в тепломережах у 2014 р. становили 15 % і до 2018 р. досягли 19 %. При цьому максимальні втрати сягають 40 % і більше.

У 2010 р. рівень *забезпеченості населення централізованим теплопостачанням* становив близько 60 %, і наша країна входила до складу лідерів використання ЦТ у Європі. У 2016 р. цей рівень становив вже 54 %, а у 2017 р. — 52 %. Станом на 01.05.2018 р. до ЦТ підключено 83 590 житлових будинків багатоквартирного житлового фонду з 163 041 існуючих. Таким чином, загальна частка забезпечення ЦТ житлових будинків становить 51,3 % (дані для областей наведено на рис. 1.1.9).

Зазначимо, що тенденція до зменшення частки ЦТ спостерігається як у великих, так і (особливо) у невеликих містах. В Україні від ЦТ щорічно від'єднуються понад 2 тис. багатоквартирних будинків (наприклад, з 85 809 будинків із ЦТ у 2016 р. від'єдналися 2125). Багато міст повністю відмовилися від систем ЦТ і перейшли на автономні або індивідуальні системи опалення (Ужгород, Марганець, Нікополь, Покров, Золочів, Долина).

З-поміж 83 590 будинків, підключених до ЦТ, послугами централізованого гарячого водопостачання (ГВП) користуються 34 464 житлових будинків багатоквартирного фонду або 41,2 %. В Україні всього 18 міст зберегли функціонування системи гарячого водопостачання. Зношення мереж ГВП становить 80 %.

Рівень забезпечення централізованим теплопостачанням *бюджетних установ* ще нижчий. До ЦТ підключено 16 267 будівель бюджетних установ із 39 376 наявних або 41,3 % (рис. 1.1.10). При цьому послугами ГВП забезпечено 5728 будівель бюджетних установ із 16 267 установ, підключених до ЦТ, або 35,2 % (рис. 1.1.11).

Усереднений рівень оснащення багатоквартирних житлових будинків у Україні, підключених до систем ЦТ, загальнобудинковими приладами обліку теплової енергії становить 80 % (оснащено 64 268 будинків з 80 293 запланованих) (рис. 1.1.12).

Усереднений рівень оснащення будівель бюджетних установ загальнобудинковими приладами обліку теплової енергії є дещо вищим і сягає 89 % (оснащено 17 075 будівель бюджетних установ із 19 201 запланованих) (рис. 1.1.13).

Більшість вузлів введення ТЕ в будівлі не оснащені засобами регулювання теплового завантаження.

1.2. ЗАКОНОДАВЧА БАЗА

Формування ефективної законодавчої бази правових актів, положень, технічних правил та стандартів, якими регулюється діяльність у сфері централізованого теплопостачання, є проблемою для подальшого розвитку цього сектору економіки України.

Відповідно до Закону України «Про теплопостачання» сфера теплопостачання — це сфера діяльності з виробництва, транспортування та постачання теплової енергії споживачам. Цей Закон також визначає, що основ-

ними завданнями державного регулювання діяльності у сфері теплопостачання є, зокрема, забезпечення однакових можливостей доступу суб'єктів відносин у сфері теплопостачання до ринку теплової енергії, запобігання монополізації та створення умов для розвитку конкурентних відносин у сфері теплопостачання.

Крім Закону України «Про теплопостачання», найважливішими у цій сфері є також Закон України «Про природні монополії» та Закон України «Про житлово-комунальні послуги». Чинна нормативно-правова база України в сфері централізованого теплопостачання є однією з найрозвиненіших серед європейських країн. Вона містить не лише Закони України (ЗУ), а й різноманітні підзаконні акти (постанови, накази, нормативи, норми, стандарти, порядки і правила). Ці документи визначають формування, встановлення і застосування тарифів на теплову енергію; порядок приєднання, підключення до теплових мереж та відключення від теплових мереж; порядок та ліцензійні умови провадження господарської діяльності з виробництва теплової енергії, транспортування теплової енергії магістральними та місцевими (розподільчими) тепловими мережами, постачання теплової енергії; правила проектування, будівництва й експлуатації теплових мереж (зокрема, з використанням альтернативних джерел енергії та видів палива) тощо.

Детальніше законодавчу базу розглянуто у Книзі 2.

1.3. ОСНОВНІ ПРОБЛЕМИ У СФЕРІ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Уперше проблеми у сфері ЦТ країн з перехідною економікою проаналізовано загалом у праці [7]. Результати аналізу схематично подано на рис. 1.3.1.

На сьогодні цей аналіз залишається актуальним, проте потребує деякого уточнення та деталізації.

Проблеми у сфері ЦТ можна класифікувати за характером та окремими підсистемами.

За характером проблеми поділяються на технічні; законодавчого та нормативно-методичного характеру; фінансові та соціально-політичні.

За окремими підсистемами існують проблеми, пов'язані з генерацією; транспортуванням; є також проблеми у сфері постачання ТЕ та проблеми, що стосуються системи теплопостачання в цілому.

Проаналізуємо проблеми сфери ЦТ України за окремими підсистемами, зокрема технічного, законодавчого, нормативно-методичного, фінансового та соціально-політичного характеру.

Проблеми генерації. Головною проблемою генерації теплової енергії в Україні є низька частка енергоефективних ТД (відповідно до визначення у [8]). Базовим джерелом теплової енергії у СЦТ є традиційні (не конденсаційні) газові котли, кількість яких становить 75 % загальної кількості котлів СЦТ. Частка сучасних вискоелективних ТД, які дають змогу отримувати дешевшу, ніж у традиційних ГК, теплову енергію є невеликою, що, поряд з іншими проблемами, є основною причиною відключення споживачів від СЦТ.

1.3. Основні проблеми у сфері централізованого тепlopостачання



Рис. 1.3.1. Проблеми у сфері ЦТ країн з перехідною економікою

Частка котлів на біомасі поступово збільшується, проте залишається незначною та не перевищує 12 % загальної кількості котлів. В Україні функціонує лише один сміттєспалювальний завод, який постачає ТЕ в ТМ м. Києва, і немає жодної теплонасосної установки, що б поставляла ТЕ в СЦТ. Лише в Запоріжжі та Маріуполі використовується скидна тепла енергія промислових підприємств, незважаючи на наявність великого потенціалу цього джерела дешевої теплової енергії. У СЦТ України практично не використовується сонячна енергія для приготування гарячої води, за винятком невеликих установок у м. Хмельницький.

В Україні через нераціональну структуру ТД не застосовуються основні переваги централізованого тепlopостачання, які є спонукальними в розвитку СЦТ в Європі, а саме: багатопаливність; використання альтернативних джерел енергії; найменший вуглецевий слід і, відповідно, забезпечення населення дешевою ТЕ; підвищення енергетичної незалежності країни та поліпшення екологічної ситуації в населених пунктах.

Нині головною проблемою *котельного парку* є старіння і зношення обладнання та вичерпання ресурсу його значної частини (20 % котлів загального парку експлуатуються понад 20 років). Підприємства тепlopостачання не мають достатньо коштів не лише для заміни та модернізації, а й для належного підтримання працездатності теплогенерувального обладнання (особливо котлів великої потужності), тому його технічний стан неухильно погіршується.

Середня ефективність використання природного газу в котлах СЦТ України становить близько 87 %, тоді як у сучасних конденсаційних газових котлах коефіцієнт ефективності спалювання природного газу досягає 106 % (з урахуванням теплоти конденсації водяної пари димових газів).

Характерною проблемою для котельного парку малої та середньої потужностей є також відсутність уніфікації: дуже широкий спектр типів, ма-

рок і моделей котлів ускладнює та здорожчує їхнє обслуговування та ремонт. Занадто завищеною є відносна кількість котлів саме малої потужності. Водночас суттєвими проблемами теплогенерувального обладнання на сьогодні є:

- Низький рівень автоматизації. Застарілі системи регулювання й автоматики обумовлюють перепад палива, особливо в перехідні періоди.
- Надмірно висока температура відхідних газів і відсутність утилізації їх теплоти та, як наслідок, занижена ефективність.
- Прискорене руйнування вже зношених цегляних димових труб через утворення в них конденсату з димових газів. Це відбувається внаслідок низьких навантажень котлів, зумовлених зниженням виробництва ТЕ через відключення споживачів.
- Низький рівень ефективності навіть нової техніки, що закуповується на заміну застарілому обладнанню, внаслідок застосування цінового критерію як основного, без акценту на довговічність, ефективність експлуатації та екологічні характеристики.
- Відсутність на багатьох котельнях належної водопідготовки. Це особливо критично для жаротрубних котлів, кількість яких збільшується внаслідок імпорту котлів невеликої потужності переважно такого типу.
- Неможливість забезпечити виконання екологічних вимог директив ЄС під час використання більшості наявних пальників котлів. Запропоновані для заміни пальники європейського виробництва погано пристосовані до встановлених вітчизняних водотрубних котлів, а вітчизняні пальники в разі несерійного виробництва є високовартісними.
- Встановлена потужність котлів здебільшого в 1,5–3 рази перевищує приєднане теплове навантаження, що спричиняє додаткові експлуатаційні витрати на їх технічне обслуговування та заробітну плату експлуатаційного персоналу.
- Відсутність контролю за теплотворною здатністю природного газу, який одержують котельні, позбавляє можливості належно регулювати роботу котлів. Крім того, оскільки облік та, відповідно, оплата спожитого природного газу здійснюється за об'ємними витратами без урахування його якості, то часто зниження ефективності вироблення ТЕ обумовлене не погіршенням роботи самого котла, а зниженням калорійності газу, яка не контролюється споживачем.

У сфері комбінованого виробництва теплової та електричної енергії також є деякі технічні та нормативно-методичні проблеми.

Невідповідність ТЕЦ сучасним умовам паливопостачання та екології. Сучасні проблеми функціонування ТЕЦ України тісно пов'язані з тим, що їх домінуюча частка вводилася в дію ще за радянських часів і впродовж останніх 15–20 років вони працюють в умовах, суттєво відмінних від проектних. Розвиток комбінованого виробництва електричної та теплової енергії в Україні у період з 50-х до кінця 80-х років ХХ ст. відбувався в два етапи, які характеризуються відмінними стратегічними підходами до розвитку енергетики України в цілому. На першому етапі (у 50–60 роки ХХ ст.) енергетика України розвивалася на базі переважно власних паливних ресурсів — кам'яного вугілля Донецького та Львівсько-Волинського вугільних басейнів, бурого вугілля Олександрійського родовища [9]. На другому

1.3. Основні проблеми у сфері централізованого тепlopостачання

етапі (закінчення якого прийшлося на 1990 р.) більшість ТЕЦ (як новозбудованих, так і діючих до того часу), було переведено на спалювання природного газу, як основного, та мазуту, як допоміжного і резервного палива.

Основними причинами цього було створення в Україні потужної системи газопостачання на базі магістральних мереж транспортування природного газу з родовищ Сибіру в Україну і далі на Захід згідно з угодою «газ на труби» між ФРН та СРСР (1970 р.). Заміщенню вугілля газом посприяла також ратифікація СРСР міжнародної «Конвенції щодо обмежень забруднення повітря на великі відстані» 1979 р. під егідою ООН [10], виконання якої потребувало зниження викидів шкідливих речовин із продуктами згоряння ТЕС України.

Використання газу давало змогу відмовитися від оснащення ТЕЦ високовартісним газоочисним обладнанням із забезпеченням прийнятних екологічних умов проживання внаслідок розташування ТЕЦ на безпечній відстані від житлових масивів.

Починаючи з 2006 р. у зв'язку з переходом на ринкові механізми ціноутворення в нафтогазовому секторі започатковано процес зростання ціни імпортованого газу з РФ до рівня європейських цін. Процес подорожчання газу супроводжувався зростанням тарифів на централізоване опалення і перехресним субсидюванням населення за рахунок промисловості. Це призвело до відтоку промисловості від послуг СЦТ; зростання вартості теплової енергії внаслідок недовантаження ТЕЦ і котелень; зростання тарифів для населення та відмови населення від користування послугами СЦТ із подальшим зниженням відпуску теплової енергії від ТЕЦ і котелень. Протягом останніх років через підвищення цін не лише на імпортний газ, а й на газ власних родовищ, і впровадження заходів із підвищення енергоефективності тепlopостачання (встановлення лічильників, утеплення фасадів будівель тощо) попит на теплову енергію від СЦТ додатково знизився з тенденцією до подальшого скорочення. Водночас обсяг відпуску теплової енергії електричними станціями порівняно з рівнем 1990 р. знизився вчетверо.

Переважна частина діючих ТЕЦ України, які експлуатуються понад 45—55 років, вже відпрацювала проектний ресурс і перейшла межу паркового ресурсу, встановленого для окремих одиниць основного обладнання. Внаслідок бухгалтерського та фізичного зношення основних фондів амортизаційні відрахування на реновацію та ремонті є недостатніми. Тому для підтримки ТЕЦ у належному стані необхідно залучати кошти з прибутку від реалізації теплової та електричної енергії, необхідний обсяг яких зростає у часі в міру зношення. Виконання інвестиційних програм, спрямованих здебільшого на подовження ресурсу і підвищення надійності роботи ТЕЦ, зазвичай не дає можливість підвищити ефективність роботи ТЕЦ настільки, щоб компенсувати витрати на їхнє впровадження.

На багатьох ТЕЦ України є надлишкове обладнання, що зумовлено втратою промислових споживачів технологічної пари. Таким обладнанням, зокрема, є парові турбіни з протитиском, які неможливо використати для відпуску теплоти в мережі тепlopостачання побутового сектору; значні потужності установок хімічного очищення води; великі ділянки паропроводів тощо. Подальше його застосування є досі невирішеною проблемою.

Викликає занепокоєння також технічний стан теплових мереж ТЕЦ, зокрема магістральних теплопроводів від ТЕЦ до зон обслуговування. У багатьох випадках ТМ, що використовуються ТЕЦ, не входять до їхнього складу. Ними опікуються комунальні підприємства теплопостачання, які не завжди зацікавлені у належному їх утриманні.

Проблему фінансування і виконання робіт із відновлення мереж досі не вирішено через високі терміни окупності інвестицій.

Системні проблеми роботи ТЕЦ. Теплові електричні станції комбінованого виробництва електричної та теплової енергії (ТЕЦ) вважаються одними із найефективніших типів енергетичного обладнання. Проте в останні роки робота ТЕЦ в енергетичній системі України спричинює певні негативні наслідки. Вони пов'язані з тим, що вартість електричної енергії, яка відпускається ТЕЦ на газі, незважаючи на високу ефективність виробництва, значно перевищує вартість електричної енергії, що виробляється АЕС та вугільними енергоблоками ТЕС. Тому основний енергозберігальний ефект від використання ТЕЦ в енергетичній системі через скорочення дешевого виробництва електроенергії на КЕС та АЕС, які витісняються ТЕЦ, з економічної точки зору обертається зростанням оптової ціни електричної енергії. Частка ТЕЦ у формуванні оптової ціни (за приблизно однаковим у часі відсотком участі у відпуску електроенергії) постійно зростає внаслідок зростання цін на газ. Така ситуація зумовлює тиск на ТЕЦ з боку інших учасників ринку електричної енергії.

Окрім негативного ефекту витіснення з ринку дешевшої електроенергії вугільних ТЕС і АЕС, робота ТЕЦ на газі загострює актуальну для ОЕС України проблему регулювання змінних електричних навантажень. Використання ТЕЦ у режимі підтримки теплових навантажень (за тепловим графіком) ускладнює роботу вугільних КЕС (які беруть участь у регулюванні частоти) та змушує використовувати ТЕС у режимах циклічних пусків-зупинок, що призводить до погіршення економічності та зниження робочого ресурсу [11, 12]. Проблема регулювання електричних навантажень додатково загострюється також через стрімкий розвиток в Україні вітрових і сонячних електростанцій, робота яких без належної маневреної підтримки здатна розбалансувати електроенергетичну систему.

Останнім часом в Україні розгорнулася гостра дискусія щодо подальшого використання ТЕЦ, у ході якої надаються різні, в тому числі доволі радикальні, пропозиції: демонтувати ТЕЦ взагалі з розміщенням на їхніх майданчиках високоманеврених генерувальних потужностей, розмістити замість ТЕЦ накопичувальні електричні теплогенератори для регулювання електричних навантажень тощо.

Також є виваженіші пропозиції щодо переведення наявних ТЕЦ на спалювання твердих видів палива — вугілля, біопалива або їхніх сумішей.

В Україні доволі активно провадиться практична робота щодо заміщення природного газу вугіллям на ТЕЦ, які зберегли дієздатне обладнання для пиловугільного спалювання, а також інфраструктуру утилізації та захоронення золошлакових відходів. Однак такі ТЕЦ не оснащені належним обладнанням для очищення продуктів згоряння від викидів золи, оксидів азоту та сірки. Тому вони набули статусу найбільших регіональних

1.3. Основні проблеми у сфері централізованого тепlopостачання

забрудників навколишнього середовища, їхня робота може бути зупинена через протести екологів і населення попри вигоду від зниження тарифу на опалення. Необхідність встановлення на ТЕЦ (як вугільних, так і газових) високоефективних засобів газоочищення визначається міжнародними зобов'язаннями України щодо забезпечення європейських норм викидів забрудників із продуктами згоряння великих спалювальних установок згідно з положеннями Директиви 2010/75/ЄС [13] (детальніше розглянуто у п. 4.8).

На виконання цих зобов'язань Міністерство енергетики України прийняло детальний документ — Національний план скорочення викидів великих спалювальних установок, який набув чинності від 01.01.2018 р. та діятиме до 31.12.2033 р., а стосовно викидів оксиду сірки та пилу — до 31.12.2028 р. Заплановані дії щодо великих газових ТЕС і ТЕЦ передбачають масштабну модернізацію їхніх енергоблоків зі встановленням на них сучасних вугільних енергоустановок із високоефективними засобами газового очищення або виведення із експлуатації у термін з 2018 до 2033 р. Однак документ не визначає конкретні джерела та механізми фінансування зазначених у ньому дій, залишаючи цю проблему відкритою.

Проблеми функціонування ТЕЦ на лібералізованому ринку електричної енергії. За чинними правилами функціонування Оптового ринку електричної енергії України ліцензовані ТЕЦ захищено від конкуренції та можуть реалізувати свою продукцію за регульованими цінами (тарифами), які затверджує НКРЕКП, виходячи з принципу повного покриття всіх виробничих витрат ТЕЦ із певним гарантованим прибутком. Встановлення тарифів на відпуск електричної енергії для ТЕЦ та когенераційних установок (КГУ) регулюється Методикою формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляються на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках, затвердженою постановою НКРЕКП від 01.08.2017 р. № 991 [14]. У 2017 р. НКРЕКП здійснювала регулювання 34 суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію на ТЕЦ і КГУ.

Україна відповідно до взятих нею міжнародних зобов'язань унаслідок підписання Угоди про асоціацію 2004 р. та приєднанням до Енергетичного Співтовариства повинна реформувати енергетичні ринки та гармонізувати регуляторні правила роботи виробників електричної енергії за вимогами Третього енергетичного пакета згідно з відповідними Директивами ЄС. Базові правила регулювання діяльності з виробництва, передачі, розподілу та постачання електроенергії визначає Директива 2009/72/ЄС [15]. Вона передбачає створення конкурентних ринків двосторонніх договорів, балансувального ринку, ринку «на добу наперед» і внутрішньодобового ринку. У порядку імплементації положень Директиви в Україні був розроблений і набув чинності Закон України «Про ринок електричної енергії», який визначає головні ідеологічні напрями докорінного трансформування ринків електроенергії. Робота всіх газових ТЕЦ в наявному стані на засадах конкуренції є практично неможливою з огляду як на занадто високі ціни на електричну енергію, так і на відсутність можливості брати участь у регулюванні електричних навантажень. Тому для підготовки ТЕЦ до роботи на

новому ринку передбачається державна підтримка у формі затвердження спеціальних тарифів на електричну енергію за умови проведення модернізації їхніх потужностей до 2024 р. Порядок надання тимчасової підтримки виробникам, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях, затверджений постановою КМУ від 18.04.2018 р. № 324 [16].

Міненерговугілля у червні 2018 р. представило Дорожню карту подальших дій, проблеми і способи їх вирішення на кожному етапі підготовки ТЕЦ до прийняття КМУ рішення щодо надання тимчасової підтримки для реконструкції та (або) модернізації ТЕЦ і до кінця фізичної реалізації проекту.

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

Проблеми транспортування. Транспортування ТЕ здійснюється за допомогою теплових мереж (ТМ), які є базовою інфраструктурною складовою централізованого теплопостачання. Нині ТМ в Україні є «слабкою ланкою» всіх систем централізованого теплопостачання.

Із 20 тис. км теплових мереж, які експлуатуються в Україні, 38 % є застарілими та знаходяться в аварійному стані. Практично в усіх населених пунктах України вік використання понад 50 % труб ТМ перевищує 20 років. Спостерігається стрімке скорочення протяжності експлуатованих ТМ. Так, з 2016 до 2017 року за даними Мінрегіону протяжність ТМ зменшилася майже на 30 %. Середні втрати в ТМ, визначені розрахунково, становлять 19 % за середнього нормативного значення 13 %. Розповсюджена застаріла технологія теплоізоляції, в якій застосовується мінеральна вата з бітумною захисною оболонкою з низькою міцністю, що в разі потрапляння в неї вологи втрачає експлуатаційні характеристики та спричинює інтенсифікацію корозії трубопроводів.

Тривале використання ТМ призводить до високого рівня їхньої пошкоджуваності. У багатьох містах України, зокрема таких великих як Київ та Одеса, питомий рівень пошкоджуваності перевищує два пошкодження за рік на 1 км (для порівняння в європейських країнах цей показник не перевищує 0,1). Фактично кількість замін зношених ділянок труб ТМ є недостатньою для підтримання необхідного рівня їхнього технічного стану.

У багатьох системах ЦТ існують окремі протяжні, слабо навантажені ділянки труб ТМ, в яких рівень теплових втрат і витрат енергії на транспортування можна порівняти з рівнем корисно використовуваної енергії. Тому конфігурація ТМ потребує оптимізації за критерієм щільності теплового навантаження й врахування інших чинників, які визначають доцільність вибору того чи іншого виду теплопостачання (централізованого, децентралізованого, автономного, індивідуального).

У літній період, коли теплове навантаження ЦТ, пов'язане лише з ГВП, зменшується в 3—4 рази, відносні теплові втрати в ТМ істотно збільшуються і досягають 40 %. Це призводить до зниження енергетичної та економічної ефективностей виробництва гарячої води в неопалювальний період, і спостерігається тенденція відмови від надання послуг ГВП.

1.3. Основні проблеми у сфері централізованого тепlopостачання

Фінансова проблема заміни труб ТМ полягає в наступному: 1) необхідно залучати значні фінансові ресурси, які значно перевищують бюджети розвитку населених пунктів; 2) великі терміни окупності капітальних витрат (10—20 років). Тому фінансові організації, зокрема міжнародні, незацікавлені в наданні кредитних ресурсів на проведення модернізації ТМ.

Проблеми в сфері постачання теплової енергії. Головною проблемою в сфері постачання теплової енергії є високе співвідношення ціна/якість теплової енергії та, як наслідок, відмова споживачів від послуг ЦТ або незадоволеність цими послугами. Виникнення цієї проблеми пов'язане з низкою взаємозалежних негативних чинників, що діють у сфері виробництва, транспортування та постачання ТЕ, зокрема таких:

- Широко розповсюджена застаріла залежна схема підключення споживачів без проміжних теплообмінників допускає лише кількісне регулювання й зумовлює необхідність забезпечення високого тиску в мережі. При цьому неминучими є гідравлічні удари, регулювання параметрів роботи одного споживача теплової енергії спричинює зміни в роботі інших її елементів; характерними є перегрів або недогрів приміщень, перевитрата споживаних енергоресурсів. Установлення індивідуальних теплових пунктів (ІТП) в окремих будівлях забезпечує можливість мешканцям самостійно регулювати тепловідбір, що сприяє їхньому комфорту, але викликає ризик у разі розрегулювання всієї мережі.

- Низька якість погодного регулювання температури в будівлях, підключених до ЦТ. Відсутність у більшості випадків можливості регулювання температури в приміщеннях. Найпоширеніша однотрубна система опалення в цілому не дає змоги регулювати подачу теплоносія в окремі радіатори. У разі двотрубною системи крани на радіаторах, зазвичай, відсутні.

- Несвоєчасне включення ЦТ в осінній період і так звані перетопи у весняний перехідний період.

- Відключення споживачів від систем централізованого опалення. За період з 2016 до 2017 рік кількість житлових будівель з ЦТ зменшилася на 2,5 %. Багато міст повністю відмовилися від СЦТ, перейшовши на індивідуальні чи автономні системи опалення (Ужгород, Марганець, Нікополь, Покров, Золочів, Долина). У Закарпатській обл. узагалі не залишилось жодної діючої СЦТ. Щороку понад 2000 багатоквартирних будинків у всій Україні від'єднуються від ЦТ.

- Відключення споживачів від систем централізованого гарячого водопостачання. Цей процес відбувається ще активніше, ніж відключення від систем централізованого опалення. Здебільшого, споживачі використовують індивідуальні електричні бойлери.

- Унаслідок зміни (в останні роки) регулювання майже всіх систем тепlopостачання (зменшення витрат теплоносія, зниження тиску в системі) елеваторні вузли не працюють в оптимальному режимі, створюючи додатковий опір і зумовлюючи розбалансування системи.

Проблеми системи тепlopостачання в цілому:

- Відсутність та (або) низька достовірність інформації щодо поточного стану СЦТ істотно ускладнює перспективне планування модернізації цих

систем. Втрати в теплових мережах визначають здебільшого лише розрахунково. Можна припустити, що фактичні втрати в ТМ, визначені з використанням вимірювальних приладів, істотно перевищують наведене вище розрахункове значення (19 %). Для визначення фактичних втрат у ТМ необхідною умовою є повне оснащення всіх джерел і споживачів теплової енергії приладами обліку ТЕ. Рівень оснащення споживачів теплової енергії станом на 01.10.2017 р. становив 75,2 % для житлових будівель і 82,7 % для будівель бюджетних організацій.

- Проблема уточнення приєднаних теплових навантажень споживачів ТЕ, які визначають вибір встановлених потужностей ТД, діаметрів ТМ і обсягу необхідних для їхньої модернізації інвестицій.

- Відсутність методології та практики оцінювання прогностичних значень приєднаних теплових навантажень із урахуванням різноспрямованих впливових чинників: відключення споживачів теплової енергії, перспективи термомодернізації будівель, збільшення приєднаних теплових навантажень із урахуванням перспектив новобудов.

- Відсутність нормативно узгодженої процедури затвердження температурних графіків призводить до формального використання застарілого температурного графіка 150—70 °С, що, в свою чергу, зумовлює необхідність вибору необґрунтовано дорогих високотемпературних труб ТМ, тоді як на практиці застосовують температурні графіки 115—70 °С або 90—70 °С. У декількох випадках відсутньою є інформація про фактичну топографію ТМ. Виявляються випадки несанкціонованих врізок у ТМ.

- Відсутність теорії та практики забезпечення конкурентного доступу до теплових мереж одночасно декількох теплових джерел. Розповсюджена в більшості СЦТ променева конфігурація тепломереж, на відміну від кільцевої, призначена для роботи переважно з одним ТД.

- Проведення «фрагментарної модернізації» окремих елементів СЦТ без урахування комплексної ефективності проведеної модернізації для системи теплопостачання в цілому. Характерний приклад проведення «фрагментарної модернізації» — переведення великих споживачів теплової енергії (лікарні, університетські містечка) на високоефективне автономне теплопостачання. При цьому негативний ефект від зниження приєданого теплового навантаження та погіршення техніко-економічних показників СЦТ у цілому не враховується.

- Відсутність законодавчої та нормативно-методичної бази довгострокового планування в сфері централізованого теплопостачання, яка націлена на проведення енергоефективної модернізації СЦТ. У розроблених схем теплопостачання населених пунктів недостатньо високий юридичний статус, тому вони не обов'язкові для виконання. Реальний період планування великою мірою визначається терміном каденції чинних органів місцевого самоврядування та їх керівників (не перевищує п'ять років), тоді як необхідний період планування має становити не менше ніж 20 років.

ЄВРОПЕЙСЬКІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

2.1. ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ НАПРЯМИ РОЗВИТКУ ЄВРОПЕЙСЬКИХ СЦТ

Розвиток сектору теплопостачання — один із основних трендів Енергетичної стратегії в країнах ЄС. Тому поширення систем централізованого теплопостачання продовжується і надалі. Нині в Європі налічується близько 6000 систем централізованого теплопостачання, які забезпечують 12 % попиту споживачів на тепло. Завданням централізованого теплопостачання на законодавчому рівні в деяких країнах ЄС є «...сприяння найбільш соціально-економічному, в тому числі екологічно чистому, використанню енергії для опалення та гарячого водопостачання, а також у межах цієї мети зменшення впливу викопних палив на постачання енергії».

Основні цілі розвитку сектору теплопостачання в країнах ЄС — «забезпечення з мінімальними витратами надійного та якісного постачання ТЕ споживачам; заохочення в тепловому господарстві конкуренції як між видами палива, так і між способами виробництва ТЕ; збільшення ефективності виробництва, передачі та споживання ТЕ; ширшого використання під час виробництва ТЕ місцевого палива, біопалива та інших відновлюваних енергоресурсів; скорочення негативного впливу теплової енергетики на навколишнє середовище».

Перевагами СЦТ, які визначають також і напрями їхнього подальшого розвитку, вважаються такі:

- Підвищення енергетичної ефективності використання палива внаслідок можливості спільного виробництва електричної та теплової енергії (ТЕЦ, когенерація (тригенерація)) в комунальному та промисловому секторах, можливість використання синтетичного газу та біогазу.
- Система ЦТ може бути мультитипаливною, тобто до централізованої мережі теплопостачання можна підключати також і відновлювані, альтернативні джерела ТЕ, акумулятори теплоти (добові та сезонні), використовувати низькопотенційну та скидну теплоту промислових і комунальних підприємств. Це забезпечує достатньо високу стійкість та гнучкість системи теплопостачання, підвищує енергоефективність СЦТ, а також створення конкурентного середовища в сфері теплопостачання.
- Використання високоефективних цифрових моделей СЦТ із можливістю оперативного контролю та керування в реальному часі гідравлічного і температурного режимів у системі теплопостачання забезпечує динамічну взаємодію між виробниками і споживачами теплоти, гнучкість та ефективність СЦТ.

• Поліпшені екологічні показники, бо очищення димових газів простіше забезпечити на великих підприємствах теплоенергетики, ніж на численних маленьких котельнях або котлах.

Саме тому в країнах Європи СЦТ вважаються найекологічнішими та найнадійнішими джерелами теплової енергії. У табл. 2.1.1 наведено інформацію щодо поширення та особливостей систем ЦТ у деяких європейських країнах.

Таблиця 2.1.1. Поширення та особливості СЦТ у країнах Європи

Країна	Інформація про СЦТ
Австрія	ЦТ (включаючи ГВП) забезпечує близько 23 % загальної потреби споживачів у ТЕ. На опалення та нагрівання води припадає приблизно третина кінцевого енергоспоживання. Загальна встановлена потужність ТД становила 10 300 МВт (2013 р.). Основними видами палива в системі ЦТ є природний газ (38 %) і біомаса (54 %)
Велика Британія	Сектор ЦТ забезпечує лише 2 % потреби країни в ТЕ, цей показник до 2030 р. може збільшитися до 14 %. Основним видом палива в системі ЦТ є природний газ (близько 80 %), меншу частку становлять відходи, мазут і біомаса. Більшість систем ЦТ застосовують один вид палива і мають резервні котли
Данія	До системи ЦТ підключено понад 63 % житлового фонду. Частка ВДЕ у виробництві ТЕ в системі ЦТ постійно зростала і досягла 47 % (2013 р.)
Естонія	Системи ЦТ обслуговують 62 % населення. Частка природного газу в системі ЦТ становить 32 %, деревини — понад 34 % (2013 р.)
Латвія	Системи ЦТ забезпечують 65–70 % загальної потреби в ТЕ для 65 % населення. Латвія є одним із лідерів ЄС із ЦТ багатопверхових будинків. Частка ВДЕ (в основному деревної тріски) в ЦТ становить 28 % (з урахуванням ТЕЦ)
Литва	До 357 систем ЦТ (встановлена потужність обладнання 9920 МВт _т) підключено 57 % населення. Частка природного газу в системі ЦТ знизилася до 36 % за рахунок використання біопалива (деревні відходи — 97,9 %, солома, біогаз — 1,5 % та інші види — 0,6 %) та ВДЕ. До 2020 р. планувалося покрити 80 % потреб в ТЕ відновлюваними джерелами, а частка природного газу повинна була зменшитися до 19 %
Нідерланди	До ЦТ (13 великих систем ЦТ і 6900 малих) підключено менш ніж 5 % житлового фонду. Частка ВДЕ в структурі систем ЦТ становить 14 %. За прогнозами експертів до 2030 р. ця частка може зрости до 44 % (зокрема, відходи — 30 %, біомаса (біогаз) — 14 %)
Німеччина	Загальна встановлена потужність теплогенерації в секторі становить майже 50 ГВт _т (2013 р.). До ЦТ підключено понад 13 % житлового фонду країни. Основні види палива, що використовуються в системах ЦТ, — вугілля та природний газ. На частку ВДЕ припадає лише близько 9 %
Норвегія	ЦТ забезпечує близько 10 % загальної потреби споживачів у ТЕ. Ключову роль на ринку відіграє виробництво ТЕ з дешевої (надлишкової) електроенергії, що вироблена ГЕС (>60 %). Частка ВДЕ становить близько 70 %. Викопні види палива застосовуються лише під час пікових навантажень
Польща	До ЦТ (317 окремих систем) підключено 53 % населення. Загальна встановлена потужність обладнання в системі ЦТ становить 56,5 ГВт _т (2013 р.) Основним видом палива є антрацит (75,5 %), на біомасу й органічні палива припадає 6,5 %
Швеція	Встановлена потужність обладнання 450 систем ЦТ становить 23,7 ГВт _т . Послугами ЦТ користуються 52 % населення

2.1. Основні технічні напрями розвитку європейських СЦТ

Частка теплової енергії в кінцевому споживанні зростає, але в деяких країнах Європи залишається низькою і залежить не лише від клімату, щільності заселення міст та доступності енергетичних ресурсів, а й від відмінностей у регуляторних засадах, традиціях будівництва та енергетичної політики. Так, в Італії вона дорівнює лише 2 %, а в Ісландії — 87 %. У Швеції частка ЦТ усього енергоспоживання на цілі опалення в житлових будинках і в сфері послуг зросла до 54 % [1].

Частка ЦТ у загальному обсязі теплопостачання в ЄС збільшуватиметься і надалі з кількох причин: рівень урбанізації в ЄС зріс до 75 % у 2020 р. і зросте майже до 84 % у 2050 р., а ЦТ є найефективнішим у густонаселених районах.

Деякі великі європейські міста — Відень, Копенгаген, Стокгольм, Варшава — поступово відмовляються від індивідуального теплопостачання та збільшують частку централізованого теплопостачання, особливо в умовах нового будівництва. У Копенгагені 98 % будівель підключено до мережі ЦТ, яка живиться від великої низки джерел ТЕ. Це заводи з переробки сміття, ТЕЦ, скидна теплота підприємств, утилізація ТЕ побутових стоків, біогазові установки.

Ефективність систем ЦТ засвідчено у низці країн ЄС, таких як Данія та Швеція, де з'явилася можливість об'єднати теплові навантаження для того, щоб поступово оптимізувати енергопостачання та перейти на такі види палива, що постачаються стабільніше. В багатьох європейських містах уже усвідомили ці переваги та інтегрують їх у свої енергетичні стратегії. Ці системи охоплюють різні спектри технологій, джерел енергії, режимів керування та типів систем, що поступово модернізуються в низьковуглецеві системи.

Європейська комісія наголошує, що країнам-членам ЄС слід підвищувати частку теплоти, виробленої на високоефективних ТЕЦ та розподіленої через високоефективні системи централізованого теплопостачання та охолодження (ЦТО). Зазначається, що рух ЄС до декарбонізації економіки стимулює поширення саме СЦТ.

Основні принципи та методи збалансованого розвитку систем теплопостачання міст наведені у табл. 2.1.2.

Обов'язковою та невід'ємною частиною енергетичного розвитку населених пунктів у країнах ЄС стало довгострокове енергетичне планування. Здебільшого кожне місто розробляє план енергетичного розвитку, зокрема систем ЦТ, на період до 10 років, який включається в стратегічний план розвитку міста й відображає цілі та напрями розвитку сектору теплопостачання.

Сучасні системи ЦТ мають бути економічно доступними і конкурентоспроможними внаслідок як високої ефективності, так і достатньо високого рівня попиту з боку населення, що і виправдовує необхідні капіталовкладення.

Відповідно до положень Директиви 2012/27/ЄС «Про енергоефективність» система централізованого теплопостачання вважається ефективною, якщо вона використовує 50 % відновлюваної енергії або 50 % скидної теплоти підприємств і побутових стоків, або 75 % когенерації чи 50 % комбінації цих джерел.

Таблиця 2.1.2. Принципи та методи збалансованого розвитку систем теплопостачання міст Європи

Джерело	Мережа	Споживач
Зміна параметрів джерела залежно від режиму навантаження	Оптимальні схемні рішення для міст різного типу та розмірів залежно від кліматичних зон	Економічно оптимальна теплоізоляція будівель (у т. ч. під час ремонту та модернізації)
Тригенерація і постачання ТЕ та холоду	Технологічно оптимальний ступінь централізації регулювальних систем зниження температури теплоносія	Наявність у великих споживачів акумулювальних пристроїв
Місцеві, нетрадиційні, відновлювані види палива (торф, ТПВ, стоки, утилізація викидів систем охолодження)	Оптимальний розподіл джерел різної потужності	Керування попитом (широке тарифне меню, пропаганда енергозбереження тощо)
Автоматизовані системи керування генерацією залежно від обсягів споживання	Автоматизовані системи керування розподілом ТЕ	Інформаційно-аналітичні системи обліку та моніторингу платежів

Системи ЦТ дедалі більше перетворюються на системи ЦТО. Досить динамічно розвивається ринок використання ТЕ для цілей охолодження через процеси абсорбції. Це дає змогу істотно підвищити завантаження обладнання ТЕЦ та отримати додаткові вигоди від когенерації. Для цілей опалення, ГВП та кондиціонування будівель дедалі частіше використовуються мінікогенераційні та мікрокогенераційні установки, що істотно розширює ринок і тривалість завантаження за теплофікаційним циклом.

Розглянемо детальніше деякі напрями розвитку СЦТ в європейських країнах.

Комбіноване вироблення теплової та електричної енергії (когенерація) широко розповсюджене в країнах ЄС і початково регламентувалося окремою Директивою 2004/8/ЄС, яку надалі замінено на Директиву 2012/27/ЄС «Про енергоефективність». Відповідно до положень останньої системи централізованого теплопостачання з когенерацією є одним із ефективних і перспективних способів забезпечення ТЕ населення та інших споживачів. Це зумовлено такими особливостями ТЕЦ:

- відсутність залежності від одного виду палива, особливо від природного газу;
- використання як палива відновлюваних джерел — біопалива, біогазу, відходів;
- виробництво ТЕ з низькими викидами в атмосферу (за умови встановлення систем уловлювання та зберігання CO₂);
- можливість накопичення ТЕ в умовах її нерівномірного споживання та виробництва (теплові акумулятори).

Когенерація в європейських країнах є найрозповсюдженішим ефективним способом системного зниження вартості теплової та електричної енергії за рахунок заміщення традиційних видів палива місцевими джерелами, у тому числі відновлюваними, біопаливом, побутовими відходами.

2.1. Основні технічні напрями розвитку європейських СЦТ

Понад 75 % СЦТ, що використовуються у країнах-членах ЄС, споживають ТЕ від ТЕЦ, сміттєспалювальних заводів і промислових процесів.

Таким чином, когенерація в країнах ЄС є доброю базою для розвитку систем ЦТ з переходом на відновлювані види палива та використання відходів замість викопних видів палива, включаючи природний газ. Єврокомісією поставлено завдання: збільшити встановлену потужність ТЕЦ на 80 % (порівняно з 2010 р.) і до 2050 р. довести цей показник до 180 ГВт.

Істотно знижується середня одинична потужність встановлюваних ТЕЦ без втрати економічної або енергетичної ефективності, що дає змогу захоплювати нові ринкові ніші — енергопостачання до великих будівель або невеликих груп будівель. ТЕЦ можна умовно класифікувати за потужністю: великі — потужністю понад 40 МВт; середні — потужністю 15—40 МВт; малі — потужністю 2—15 МВт; мініТЕЦ — потужністю 500 кВт—2 МВт і мікроТЕЦ — потужністю до 500 кВт.

Диверсифікація структури палива. У СЦТ можна використовувати деякі первинні енергоресурси. Це можуть бути викопні види палива (нафта, природний газ і вугілля), скидна теплота комунальних і промислових підприємств; ТЕ, що отримується під час спалювання побутових і промислових відходів, біомаса (у тому числі деревина, солома, тваринні жири), біогаз від фермерських господарств і відходів фермерського виробництва, геотермальна ТЕ; сонячна енергія та інші відновлювані джерела енергії.

У країнах ЄС унаслідок реалізації основних положень Енергетичної стратегії ЄС, директивних і нормативно-правових актів із підвищення енергоефективності та впровадження відновлюваних джерел енергії в системах ЦТО рівень використання ВДЕ перевищує 18 %. Найбільш екологічно ефективним для виробництва теплової та електричної енергії є використання твердих побутових відходів (ТПВ). Необхідність у цьому зростає в багатьох країнах світу в міру того, як переповнюються полігони для зберігання побутових відходів. Додатковою мотивацією для використання ТПВ є можливість скорочення викидів метану (парникового газу) на полігонах для зберігання відходів.

Зокрема, в країнах ЄС частка спалювання відходів у загальному секторі ЦТ становить понад 7 % (43 ТВт · год). Частка відходів, що використовуються у загальному паливному балансі сектору ЦТ у Франції та Швеції, становить відповідно 25,8 і 44,3 % [2].

Використання відновлюваних джерел енергії для потреб ЦТ. Для досягнення кліматичних та енергетичних цілей ЄС у секторі ЦТ має різко скоротитися споживання енергії та використання викопних видів палива. Для цього Європейська економічна комісія у лютому 2016 р. прийняла стратегію опалення та охолодження як частину ширшого пакета Енергетичного союзу.

Розвиток «сонячного» централізованого теплопостачання постійно прискорюється. Станом на кінець 2017 р. в Європі працювало 196 сонячних теплових станцій загальною встановленою потужністю 35,53 МВт_т.

«Сонячне» теплопостачання стає привабливим як для великих, так і для малих європейських міст, а також міст, які прагнуть досягти енергетичної незалежності й стабільних цін на ТЕ. Завдяки оновленому теплопос

чанню невеликі місцеві мережі та кооперативні комунальні підприємства мають змогу під'єднатися до систем ЦТ.

Для «сонячних» систем ЦТ привабливими є такі аспекти:

Стабільні витрати впродовж принаймні 25 років. На сьогодні витрати на виробництво ТЕ сонячною установкою становлять 30—50 євро/МВт/рік (без урахування субсидій). Ці витрати є стабільними протягом 25 років експлуатації установки, бо ціна на паливо не впливає на витрати.

Відсутність викидів, 100 % ВДЕ є місцевими. «Сонячні» системи ЦТ безпосередньо сприяють досягненню цілей скорочення викидів CO₂ і поліпшенню якості повітря на місцях. Тому виробництво ТЕ можна перемістити в регіони його споживання та розвивати місцеву економіку.

Доступність на ринку. Досвід створення таких систем в ЄС перевищує 20-річний рубіж. Нині експлуатуються понад 300 установок. Обладнання для «сонячного» ЦТ доступне на ринку — від колекторів до установок «сонячного» ЦТ.

Доступність джерела. Сонячне випромінювання є достатнім для цілей ЦТО в усій Європі. Щороку на одному гектарі земної поверхні сонячні установки можуть виробляти до 2 ГВт · год ТЕ. Це найефективніший спосіб генерації відновлюваної енергії. Проте при цьому необхідно використовувати майданчики, близькі до мереж централізованого теплопостачання.

Використання геотермальних систем. За даними Євростату, геотермальне теплопостачання в Бельгії, Данії, Німеччині, Литві, Угорщині, Австрії та Словаччині дало змогу отримати 2,5 ПДж теплової енергії. У Франції такі системи виробили 2,9 ПДж енергії. Нові великі геотермальні проекти реалізуються в таких містах, як Париж (Франція), Гаага (Нідерланди), Відень (Австрія). Найбільшу кількість геотермальних систем в Європі використовують у Німеччині (90 систем), Франції (64), Ісландії (32) та Угорщині (31).

У різних регіонах Європи геотермальні умови відрізняються: 4 % населення проживає в місцях, де температура геотермальних ресурсів на глибині 2000 м є вищою за 200 °С, 8 % населення — в регіонах із температурою 100—200 °С і 20 % населення — в регіонах із температурою 60—100 °С. Міське населення ЄС становить 73 %. Є можливість забезпечити 26 % мешканців Євросоюзу ТЕ за допомогою геотермальних систем ЦТ.

Використання низькопотенційної та скидної ТЕ. Ще одним із напрямів досягнення цілей Енергетичного союзу щодо енергетичної безпеки, захисту довкілля та зміни клімату є широкомасштабне впровадження теплових насосів, які використовують природні відновлювані джерела енергії чи утилізують низькопотенційну викидну теплоту промислових і комунальних підприємств для одержання ТЕ більшого потенціалу, яку можна успішно застосовувати для ЦТ без використання викопних видів палива.

Використання низькотемпературних теплових потоків технічно вирішується за допомогою абсорбційних теплових насосів (АТН). Крім них з'явилися надійні та зручні в експлуатації абсорбційні бромистолітєві теплові насоси (АБТН) — чиллери. Вони є досить дешевими, про що свідчить їхнє широке застосування в розвинених країнах. Період їх експлуатації сягає 20 років, при цьому не потрібні витратні матеріали та не створюється

2.1. Основні технічні напрями розвитку європейських СЦТ

додаткове навантаження на довкілля. Їхня потужність становить від десятків кіловатів до десятків мегаватів. АБТН утилізують теплові потоки в інтервалі температур 12—50 °С. Теплові потоки з вищою температурою доцільно використовувати в СЦТ безпосередньо. Можливими є такі теплоносії: пара, димові гази, гаряча вода, паливо. АБТН здатні нагрівати мережну воду до 85 °С.

Транспортування та розподіл теплової енергії. Вирішення питань підвищення надійності та економічності транспортування і розподілу ТЕ завжди потребувало прийняття своєчасних заходів щодо будівництва, реконструкції та експлуатації ТМ.

В європейських країнах із розвиненими системами ЦТ (Німеччина, Данія, Фінляндія, Швеція та ін.) під час ремонтних робіт і реконструкції ТМ вже давно застосовуються безканалні конструкції теплопроводів на основі пінополіуретану (ППУ).

Підземні безканалні способи укладання теплопроводів базуються на конструкції типу «труба в трубі» з трубами, попередньо ізолюваними жорстким ППУ зі системою контролю за витокami.

Головними перевагами труб із попередньо ізолюваним жорстким ППУ є:

- збільшення довговічності (з 10—15 до 30 і більше років);
- зменшення теплових втрат із наявних 25—30 % до 2—3 %;
- зниження експлуатаційних витрат у 9 разів;
- зменшення витрат на ремонт теплотрас у 3 рази;
- зниження капітальних витрат у будівництві в 1,3 раза;
- значне зменшення термінів будівництва.

При цьому в світі для розподільних трубопроводів дедалі ширше використовуються міцні пластикові попередньо ізолювані труби із системою контролю за витокami, а для потужних мереж великих міст (наприклад, Копенгаген) — спеціальні тунелі.

Використання в СЦТ сховищ для зберігання ТЕ (теплових акумуляторів). Дедалі частіше і в більшому обсязі в системах ЦТ країн Європи для підвищення економічної та енергетичної ефективностей застосовуються сховища ТЕ як сезонні, так і добові. Тому КГУ працюють саме в періоди максимального (пікового) тарифу на електроенергію, при цьому виробництво електроенергії має набагато вищі норми прибутку, ніж виробництво ТЕ, одночасно зберігаючи вироблену надлишкову теплоту. Такий підхід дає змогу акумулювати сонячну ТЕ влітку і перерозподіляти її в міжсезоння як у великих, але досить дешевих ґрунтових ізолюваних резервуарах чи свердловинних системах, так і в наземних сховищах ТЕ (теплових акумуляторах). Наприклад, підземне сезонне сховище ТЕ в м. Вейєн (Данія) [5] та наземний тепловий акумулятор ЦТ Theiss об'ємом 50 тис. м³, встановлений біля м. Кремс-ан-дер-Донау (Нижня Австрія) [6], накопичують теплоту від сонячних колекторів влітку і забезпечують ТЕ систему ЦТ міст протягом зимового періоду.

Подальший розвиток СЦТ. На сьогодні на стадії розроблення знаходиться вже четверте покоління систем ЦТ, Данія вже переходить на такі системи ЦТ. Необхідність переходу на системи ЦТ четвертого покоління

зумовлена протидією змінам клімату та інтеграцією частки відновлюваної енергії в СЦТ, що зростає.

Технологічні досягнення сприяють подальшому використанню ЦТ. Температура води, яка використовується в системах ЦТ, знижується, що сприяє зростанню енергоефективності і забезпечує ширше використання скидної теплоти від промисловості та відновлюваних джерел ТЕ.

Очікується, що в майбутньому будівлі стануть ще більш енергозберігальними, завдяки цьому питомий попит на ТЕ (на квадратний метр) зменшиться. Однак у містах Європи першочерговими стають простір і комфорт, що зумовлює зростання попиту на ТЕ. Тому в майбутньому високотехнічні рішення щодо ЦТ відіграватимуть дедалі важливішу роль.

Раціональне теплопостачання четвертого покоління базується на багаторічному досвіді ЦТ, що зосереджується на інтеграції всіх наявних джерел енергії. Характерними ознаками систем ЦТ четвертого покоління є такі:

- можливість подачі низькотемпературного ЦТ для опалення приміщень і ГВП у наявній будівлі, реконструйовані та нові енергоефективні будівлі;
- ще більше об'єднання відновлюваних джерел ТЕ та надлишкової й скидної теплоти з різних джерел;
- здатність рециркуляції теплоти від низькотемпературних джерел та інтегрування відновлюваних джерел теплоти, таких як сонячна і геотермальна теплота;
- збереження енергії та динамічна взаємодія між виробниками та споживачами;
- забезпечення подальшої гнучкості та ефективності в системі;
- використання як теплоносія води за нижчих температур, а також ефективніших трубних систем для мінімізації втрат теплоти під час транспортування та розподілу ТЕ;
- можливість бути інтегрованою частиною інших інтелектуальних енергетичних систем (електричних, газових та теплових), у тому числі систем охолодження четвертого покоління;
- здатність забезпечити відповідні структури управління міст інформацією щодо планування, витрат і режимів роботи, а також щодо стратегічних інвестицій для перетворення наявних систем на стабільні енергетичні системи.

Системи ЦТ четвертого покоління відрізняються від попередніх зниженням рівнів температури з метою підвищення енергоефективності системи (температура на стороні подачі становить 70 °С і нижче). Потенційними джерелами теплоти є скидна ТЕ від промисловості; ТЕЦ, що спалюють відходи; електростанції на біомасі; геотермальна і сонячна енергія (централізоване «сонячне» опалення); потужні теплові насоси; скидна ТЕ від систем охолодження центрів оброблення даних та інших сталих джерел енергії. Очікується, що завдяки цим джерелам енергії і великомасштабному накопиченню ТЕ (включаючи сезонне) системи ЦТ четвертого покоління забезпечать гнучкість у разі балансування в системах ЦТ виробництва енергії вітру і сонця, наприклад, за допомогою теплових насосів для використання надлишкової електричної енергії.

2.2. Практика довгострокового планування СЦТ

Таким чином, розвиток систем централізованого теплопостачання і надалі буде сталим, а технології четвертого покоління використовуватимуться як у новостворених системах теплопостачання, так і в ході модернізації та розширенні наявних систем ЦТ.

2.2. ПРАКТИКА ДОВГОСТРОКОВОГО ПЛАНУВАННЯ СЦТ

Питання планування та забудови територій, зокрема будівництво (у тому числі реконструкція, реставрація, капітальний ремонт) об'єктів теплоспоживання, джерел ТЕ і ТМ, належать до сфери правового регулювання органів місцевого самоврядування (муніципалітетів) майже всіх країн-членів ЄС.

Порядок дій та особливості використання інструментів довгострокового планування розвитку систем ЦТ визначаються державними нормативними актами і складаються з урахуванням місцевого плану територіального розвитку та енергетичної політики держави.

Генеральний план населеного пункту і детальний план території, місцеві плани використання земель або положення, що містяться в дослідженнях умов та напрямів просторового планування району, є відповідними точками планування розвитку систем ЦТ. Результатом такого планування є поділ території населеного пункту на зони з визначенням джерел ТЕ для кожної з них. Зонування території за джерелами теплопостачання разом із обмеженнями на використання альтернативних джерел передбачає, зокрема, законодавство Польщі, Данії, Литви. Як наслідок, планування міських зон теплопостачання тісно пов'язане з будівельним сектором.

Закон Литви «Про теплопостачання» (2003 р., № IX-1565) визначає, що органи місцевого самоврядування керують сектором теплопостачання відповідно до «спеціальних планів теплопостачання», схвалених місцевими радами. Спеціальні плани теплопостачання мають, серед іншого, поділяти територію населеного пункту на зони ЦТ та інші; забезпечувати технічні рішення щодо подальшого розвитку СЦТ тощо. Головним результатом складання спеціального плану розвитку системи ЦТ є карта з позначенням зон джерел теплопостачання. Найрозповсюдженішими є три зони: а) централізованого теплопостачання; б) використання природного газу для потреб опалення; в) конкурентного теплопостачання. Кожна зона визначає обмеження щодо вибору джерела теплопостачання. Наприклад, у зоні ЦТ обмежується можливість встановлення індивідуального (децентралізованого) джерела генерації теплоти, а для нових будинків і споживачів обов'язковою умовою є приєднання до системи централізованого теплопостачання.

Така сама вимога щодо вибору джерела теплопостачання відповідно до зони є в данському Законі «Про теплопостачання» (Heat Supply Act, 1979 р., зі значними змінами у 1990 р.), але на відміну від Литви ОМС Данії мають право самостійно визначати зміст та форму місцевого «плану теплопостачання»: він може бути частиною генерального плану розвитку населеного пункту або ж орган місцевого самоврядування може затвердити «стратегічний енергетичний план».

План теплопостачання передбачає такі зони: опалення через газопостачання мережами природного газу; децентралізоване теплопостачання; централізоване теплопостачання. При цьому зони газопостачання можуть бути перетворені на зони ЦТ (якщо це економічно доцільно), але зони ЦТ не можуть бути перетворені на зони газопостачання.

У цілому муніципалітети Данії мають такі обов'язки щодо планування:

- відповідальність за схвалення проєктів із колективного теплопостачання;
- затвердження найбільш соціально-економічно вигідного проєкту;
- здійснення виробництва ТЕ в когенерації з електрикою;
- відповідність систем ЦТ умовам самоокупності;
- схвалення проєкту.

Зміни до Закону Данії «Про теплопостачання» передбачають, що:

- планування теплопостачання в місті враховує нові інфраструктури постачання природного газу та суттєве збільшення ЦТ;
- зонування мереж ЦТ та природного газу здійснюється на підставі загальної економічної оцінки;
- ЦТ переходить від котлів, що працюють на викопних видах палива, до КГУ, які працюють на біомасі та відходах і ВДЕ.

Для розвитку сталого та ефективного централізованого теплопостачання Міністерство енергетики та зміни клімату Великої Британії в 2013 р. створило спеціальний підрозділ розвитку СЦТ (Heat Networks Delivery Unit — HNDU) для надання фінансової підтримки (у вигляді грантів) місцевим органам влади Англії та Уельсу на розроблення проєктів розвитку систем ЦТ (зонування, енергетичного планування та підготовки ТЕО) і забезпечення необхідною інформацією щодо будівництва, експлуатації та обслуговування ТМ.

Головна мета HNDU — полегшити та прискорити розроблення нових схем, а також розширити мережу наявних СЦТ. Місцева влада, яку підтримує HNDU, отримує доступ до програми підтримки «один на один», яка надається керівником проєкту від HNDU, а також до спеціалізованої платформи, через яку уповноважені органи та HNDU можуть обмінюватися інформацією та порадами.

З моменту заснування HNDU відбулося сім раундів фінансування — загалом було виділено 17 млн фунтів стерлінгів; нині триває восьмий раунд. Протягом цього часу було підтримано понад 200 проєктів з розвитку ТМ і ЦТО в 140 місцевих органах влади.

Крім національних проєктів розвитку систем ЦТ, в ЄС існують загальноєвропейські проєкти, прикладом яких може бути проєкт «STRATEGO», розроблений в рамках програми «Intelligent Energy Europe». Цей проєкт має на меті здійснення багаторівневих дій для поширення планів теплопостачання та охолодження, у тому числі допомога ОМС в оцінюванні потенціалу регіону в сфері теплопостачання та охолодження; визначення конкретних проєктів, які слід реалізувати, та розроблення необхідних програмних інструментів для підготовки таких проєктів РЕТА (відображення технічного потенціалу ЦТО з економічною оцінкою).

2.3. Приклади проєктів і програм розвитку СЦТ

У країнах ЄС існує система заходів, спрямованих на створення стабільних та ефективних систем теплопостачання за фінансової, юридичної та технологічної підтримок органів місцевого самоврядування у розробленні проєктів створення нових і розширення наявних ТМ.

2.3. ПРИКЛАДИ ПРОЄКТІВ І ПРОГРАМ РОЗВИТКУ СЦТ

Для реалізації основних цілей Європейської стратегії (далі — Стратегія) енергетичної безпеки та плану створення Енергетичного союзу в межах ЄС передбачається підвищення енергетичної ефективності до 27 % та зниження викидів парникових газів на 40 % за досяжності частки використання ВДЕ до 27—30 %. Для цього Європейським парламентом (у рамках ширшого пакета Енергетичного союзу) 13.09.2016 р. прийнято Стратегію ЄС у сфері опалення та охолодження (EU Strategy on heating and cooling, COM (2016) 51), головними пріоритетами якої визначено підвищення енергоефективності та декарбонізації діючих і споруджуваних будівель у всіх галузях економіки, а також у державному та муніципальному секторах.

З метою підтримки та реалізації цієї Стратегії Єврокомісією створено програми та виділено кошти для проведення досліджень, демонстрації та затвердження на ринку енергоефективних, низьковуглецевих і відновлюваних джерел енергії для систем опалення та охолодження.

Низьковуглецеві технології, такі як фотоелектрика, вітроенергетика, «холодний» ядерний синтез і захоплення та зберігання вуглецю, мають важливе значення для зменшення викидів парникових газів та підвищення стійкості енергетичної системи.

Європейський стратегічний енергетичний технологічний план (SET-план) створено спеціально для розроблення низьковуглецевих технологій та забезпечення їх економічності. Він спрямований на прискорення використання нових технологій, таких як ВДЕ, біоенергетика, зменшення витрат енергії та підвищення ефективності. Фінансування цих досліджень «чистих» енергетичних рішень здійснюється в рамках програм «Horizon 2020», «Framework Programme 7» (FP7) та «Intelligent Energy Europe» (IEE) Європейського Союзу.

«Горизонт 2020» (*Horizon 2020*) — найбільша програма ЄС, яка направлена на фінансування досліджень та інноваційних розробок. Бюджет програми на сім років (2014—2020 рр.) становить 80 млрд євро. Ця програма є фінансовим інструментом, спрямованим на забезпечення конкурентоспроможності Європи в світі. З липня 2015 р. Україна є асоційованим членом програми, тому має можливість користуватися тими самими привілеями, що і країни ЄС. Нині програма ЄС «Горизонт 2020» підтримує дослідження, демонстрацію та освоєння енергоефективних технологій на ринку. Виділяються кошти для підтримки енергоефективних будівель, промисловості, опалення та охолодження, МСП і пов'язаних з енергетикою продуктів і послуг, а також для підвищення привабливості інвестицій в енергоефективність.

Програма FP7 (повна назва: 7-ма Рамкова програма досліджень і технологічного розвитку) триває з 2007 р. Загальний бюджет програми становить понад 50 млрд євро та значно перевищує бюджет Рамкової програми FP6 (41 % у цінах 2004 р., 63 % у поточних цінах), що відображає високий пріоритет досліджень у Європі. FP7 є ключовим інструментом для реагування на потреби Європи щодо робочих місць і конкурентоспроможності, а також для підтримки лідерства в секторах енергетики та захисту довкілля.

Програму «Intelligent Energy Europe» (IEE) Європейського Союзу нині закрито, хоча низка проєктів, що фінансуються в рамках цієї програми, продовжують розвиватися. Головні напрями дії цієї програми:

- Енергоефективність та раціональне використання енергії (SAVE) — фінансування направлене на підвищення енергоефективності та раціонального використання ресурсів у промисловості та будівництві.
- Нові та відновлювані ресурси (ALTENER) — фінансування надається для збільшення частки відновлюваних джерел енергії у виробництві електроенергії, теплоти і охолодження, а також для їхньої інтеграції в місцеві енергетичні системи.

Covenant of Mayors for Climate & Energy («Угода мерів») — популярна ініціатива Євросоюзу, у якій беруть участь місцеві органи влади з метою розроблення та впровадження сталого енергетичного розвитку і вжиття заходів з питань зміни клімату. Приєднуючись до цієї ініціативи, місцеві органи влади добровільно зобов'язуються до 2030 р. знизити обсяг викидів парникових газів в атмосферу не менш ніж на 30 %. Для цього розробляється план дій зі сталого енергетичного розвитку та клімату (ПДСЕРК), де вказуються плановані заходи та дії щодо зменшення обсягу викидів для заданого цільового показника. Принципи розроблення ПДСЕРК базовані на політичних зобов'язаннях, зазначених в офіційному документі «Угода мерів», яких місцеві органи влади зобов'язуються дотримуватися на етапі приєднання до ініціативи (тобто, коли стають підписантами). Тому зобов'язання ініціативи «Угоди мерів» повинні бути затверджені муніципальною радою (або відповідним органом влади).

Для подальшого розвитку сонячних систем ЦТ в ЄС було запроваджено проєкт *SDH (solar district heating)*. Його учасниками є Німеччина, Угорщина, Італія, Литва, Польща, Румунія, Словенія, Іспанія, Хорватія, Чеська Республіка, Данія, Франція.

Нижче наведено приклади реалізації проєктів розвитку систем централізованого тепlopостачання в країнах Європейського Союзу.

Проєкти модернізації та будівництва нових ТЕЦ. Фінляндія. *ТЕЦ «Alholmens Kraft-2»* введено в експлуатацію в 2002 р. ТЕЦ розташована на березі Ботнічної затоки і входить до складу деревообробного та целюлозно-паперового комбінату. Парогенератором ТЕЦ є котел ЦКШ паропродуктивністю 690 т/год виробництва компанії «Kvaerner Power». ТЕЦ виробляє електроенергію, промислову пару та забезпечує ЦТ м. Піетасаар. Паливом для неї є відходи основного виробництва комбінату, зокрема, 40 % деревини, 45 % місцевого торфу і 15 % імпортованого кам'яного вугілля.

Багатопаливна ТЕЦ «Järvenpää» [3]. Високоєфективну багатопаливну ТЕЦ «Järvenpää» побудовано в 2013 р. компанією «Fortum Power and Heat»

2.3. Приклади проєктів і програм розвитку СЦТ

на півдні Фінляндії. ТЕЦ має установку конденсації димових газів, яка дає змогу ефективно використовувати вологу біомасу для вироблення теплової та електричної енергій. Порівняно зі звичайними ТЕЦ, що працюють на біомасі, ця ТЕЦ може використовувати 100 % біомаси та до 30 % відходів. Це пов'язано з використанням технології Bubbling Fluidised Bed (BFB) (технології спалювання палива в бульбашковому киплячому шарі), що дає можливість значно знизити витрати на виробництво енергії.

Ефективність роботи ТЕЦ протягом року досягає 99,5 %, а при роботі на пальному, отриманому безпосередньо з деревини, — 97 %.

Основні технічні показники ТЕЦ: потужність — 76 МВт_т, 23 МВт_{ел}; паливо — біомаса (деревина), торф, відходи.

Котел BFB виготовлений фірмою «Metso Power» (нині «Valmet»). Він може працювати на різних видах палива різної калорійності, з часткою біомаси 0—100 %, торфу 0—100 %. З 2017 р. частка біомаси дорівнює 80 %, а енергетичних відходів — 20 %. Котел потребує використання природного газу або нафти для запуску; природний газ є також резервним паливом.

Данія. ТЕЦ «Copen Hill» (*Amager Bakke*) [4] є найновішою і найчистішою в Данії. На ній щорічно переробляється 400 тис. т побутових відходів. Вона розташована недалеко від центру міста та успішно реалізує поєднання зелених технологій вироблення енергії з відходів із рекреаційною зоною. ТЕЦ працює 24 год на добу, 365 днів на рік та перетворює відходи від 500—700 тис. жителів і щонайменше 46 тис. компаній м. Копенгаген, на недорогу електричну та теплову енергію ЦТ для 160 000 домогосподарств столиці.

На ТЕЦ реалізована інноваційна технологія спалювання DynaGrate[®], яка є унікальною щодо гнучкості відносно виду використовуваного палива. Ця технологія забезпечує рівномірне та ефективне спалювання всіх видів неочищених відходів та біомаси. Вміст органічного вуглецю в золі не перевищує 1,4 %. ТЕЦ працює з висококалорійними відходами — до 25 МДж/кг; забезпечує тривалий термін служби, менший рівень зношення деталей та зниження експлуатаційних витрат; має систему зменшення викидів NO_x. Із 2017 р. ТЕЦ спалює 2 × 35 т відходів/год.

Окрім технологічних переваг архітектура ТЕЦ має відкритий штучний гірськолижний спуск на даху.

Швеція. ТЕЦ «Filbornaverket» на твердих відходах з конденсацією димових газів. ТЕЦ «Filbornaverket» [5], основним видом палива для якої є горючі фракції відходів домогосподарств та промисловості, здатна спалювати до 200 000 т відходів/рік за загального показника ефективності, який становить приблизно 100 %, що досягається внаслідок високої ефективності парогенерації (425 °С, 49 бар), наявності системи конденсації димових газів, яка збільшує отримання енергії на 20—25 %. Цей процес складається з двох кроків: 1) димовий газ потрапляє в теплообмінник, який охолоджує його до 50 °С; 2) абсорбційний тепловий насос додатково охолоджує димовий газ до 30 °С. ТЕЦ виробляє приблизно 40 % централізованого теплопостачання для 2000 квартир та 8500 будинків у районі Хельсінгборг південної Швеції.

Такий підхід підвищення показника ефективності до 100 % можна застосовувати під час як модернізації наявних, так і будівництва нових ТЕЦ, що працюють на відходах.

Одним із найсучасніших проєктів використання сонячної енергії в ЦТ є проєкт, реалізований в Данії: «Поєднання ТЕЦ Silkeborg з сонячною тепловою станцією» [6]. До системи входить ефективна комунальна ТЕЦ «Silkeborg District Heating Company» (108 МВт_{ел} і 85 МВт_т), яка забезпечує ТЕ 21 000 будівель та задовольняє 95 % потреб у тепловій енергії 45 000 мешканців м. Силькеборг.

Через низькі ціни на електроенергію когенераційна установка була менш конкурентоспроможною, тому обсяг виробництва електроенергії зменшився. Після рішення уряду та міської ради про подальше зниження споживання викопних видів палива ТЕЦ почала працювати як резерв енергопостачання від вітрогенераційних установок. У 2015 р. було встановлено електричний котел (30 МВт), який використовує надлишок потужності вітряної електростанції та допомагає збалансувати пропозицію та попит на ринку електроенергії.

Симбіозу досягнуто в 2017 р. після оновлення ТЕЦ та під'єднання до системи ЦТ найбільшої в світі (2017) сонячної теплогенераційної установки (СТУ), сховища для зберігання ТЕ і великого абсорбційного теплового насоса. Тепловий насос забезпечує зростання виробництва теплоти від ТЕЦ (на 30 МВт), знижуючи температуру на виході і тим самим сприяє збільшенню вироблення ТЕ сонячними колекторами з низькими робочими температурами.

Абсорбційний тепловий насос потужністю 25 МВт збільшує обсяг виробництва теплової енергії від СТУ на 15 %, а також загальну ефективність когенераційної установки через конденсацію димових газів з 87 до 102 %.

Подвоєння об'єму накопичувача для зберігання ТЕ з $2 \times 16\,000\text{ м}^3$ до $4 \times 16\,000\text{ м}^3$ зумовлює зменшення впливу коливання виробництва теплоти від сонячної теплогенерації. Це також уможливило збільшення рівня використання КГУ.

Система ЦТ м. Силькеборг використовує скидну ТЕ від супермаркету та дата-центру. Виробництво ТЕ у 2017 р. становило, ГВт · год:

ТЕЦ	280
СТУ	70
конденсаційний тепловий насос ТЕЦ	40
тепловий насос СТУ	10
скидне тепло супермаркету тощо	9
котли	3,5
електричні котли	2,5

Розвиваються технології, що дають змогу здійснювати великомасштабне акумулювання сонячної енергії. Так, 1350 споживачів системи ЦТ у м. Дронінглунд забезпечено чистими, відновлюваними технологіями, які не впливають на довкілля та завдяки яким можна знизити рахунки за тепlopостачання приблизно на 20 %.

СТУ складається з 2982 сонячних колекторів площею $37\,573\text{ м}^2$, яка виробляє $18\,000\text{ МВт} \cdot \text{год}$ теплової енергії за рік. Її під'єднано до створе-

2.3. Приклади проєктів і програм розвитку ЦТ

ного сезонного сховища для зберігання ТЕ. Це водяний басейн зі зварним вкладишем з ізольованою кришкою, який зберігає 62 000 м³ води. Він працює як термос, тому зберігає енергію з літнього періоду до зимового. Влітку СТУ виробляє в 10 разів більше теплоти, ніж денний попит на нього, і його надлишок зберігається для подальшого використання. Це дає змогу забезпечити 40—50 % річного споживання ТЕ, що виробляється СТУ. Взимку теплопостачання доповнюється теплогенерацією на природному газі та біодизельному паливі. Як наслідок, викиди CO₂ зменшилися приблизно на 2 т/рік для кожного домогосподарства, яке споживає ТЕ.

Використання низькопотенційної та скидної ТЕ. Теплова потужність найбільших компресійних ТН у Європі з двоступінчастими відцентровими компресорами сягає 30 МВт. Для теплопостачання м. Стокгольм (Швеція) побудована і працює станція теплових насосів із шістьма агрегатами загальною потужністю 180 МВт. За джерело теплоти використовують морську воду, температура якої в зимовий період знижується до +2—+4 °С.

У містах Гельсінкі (Фінляндія) і Осло (Норвегія) працюють теплові насоси на стічних водах. У літній період вони виробляють одночасно ТЕ для гарячого водопостачання та холод для кондиціонування готелів, торгових і бізнес-центрів.

У 2013 р. компанії «Grundfos» та ЦТ «Bjerringbro» (Данія) створили спільну систему використання для теплоти ЦТ, отриманої від компресорів охолоджувальних установок компанії «Grundfos». Компресори під час роботи споживають багато досить дороговартісної електроенергії та через градирні видаляють в атмосферу велику кількість скидної ТЕ [7].

Нова система базується на трьох елементах: 1) використання скидної ТЕ від охолоджувальних машин заводу; 2) зберігання ТЕ в підземному водосховищі; 3) застосування теплового насоса для підвищення температури накопиченої енергії. Надлишок ТЕ використовується в місцевій системі ЦТ.

Улітку компанія «Grundfos» не споживає ТЕ, а отже, скидна ТЕ від компресорів охолоджувальних установок передається до водяного акумулятора-накопичувача. Восени, коли система ЦТ потребує ТЕ, в накопичувачі продовжує зберігатися 80—85 % ТЕ, закладеної влітку. Для підвищення температури до рівня, необхідного для системи ЦТ, застосовують тепловий насос. В опалювальний період теплопостачальне підприємство отримує скидну теплову енергію від накопичувача та безпосередньо від компресорів.

Компанією «Grundfos» для охолодження використовуються ґрунтові води. Температура води на вході дорівнює 6—12 °С, на виході — 18 °С. Тепловими насосами температура води піднімається до 46—67 °С та постачається до системи ЦТ. Коефіцієнт продуктивності теплових насосів при цьому становить 4,60.

Технічні та експлуатаційні дані системи є такими:

кількість свердловин, шт.	5
об'єм води, що циркулює (макс.), м ³ /год (млн м ³ /рік)	160 (1,5)
річний обсяг, МВт · год	
виробництва холоду	10 500
виробництва ТЕ для ЦТ	13,589

Завдяки такій технології компанія «Grundfos» може зменшити споживання енергії для охолодження на 90 % та викиди CO₂ на 3700 т/рік. Компанія на цьому заощаджує до 90 % енергоспоживання, а теплопостачальна компанія зменшує споживання газу на ТЕЦ.

Капітальні витрати сягали 6 млн дол. США, а термін окупності проекту становить 12–13 років.

Гельсінкі: нова підземна система ЦТО використовує скидну теплоту [8]. Під парком Еспланада (Esplanade Park) створено підземну систему ЦТО компанії «Helen Ltd.». Потужні теплові насоси, які розташовані на глибині 50 м, виробляють значну кількість скидної теплоти для використання у системі ЦТО. Під землею, поруч із насосами, розташований накопичувач холоду об'ємом 25 млн л. Разом вони утворюють підземний охолоджувальний центр «Esplanade» потужністю 50 МВт.

Теплові насоси «Esplanade» замінюють частину викопних видів палива, що використовуються в «Helen Ltd.» для виробництва енергії, і зменшують викиди CO₂ більш ніж на 20 000 т/рік.

Установка з теплопостачання та охолодження «Esplanade» включає в себе два теплових насоси компанії «Johnson Controls Finland Oy»: 2 × 11 МВт ТЕ та 2 × 7,5 МВт охолодження, які забезпечують загальну охолоджувальну потужність центру охолодження «Esplanade» в 50 МВт (ТН 15 МВт та охолоджувальний акумулятор 35 МВт). Габарити одного теплового насоса 11 × 6 × 6 м.

Обсяг інвестиції перевищує 10 млн євро.

Відкрита СЦТ м. Стокгольм [9]. Система централізованого теплопостачання в м. Стокгольм є відкритою. Це означає, що власники мережі — компанії «Fortum Värme» та «Open District Heating» — купують надлишок ТЕ від різних сторонніх компаній та приватних осіб. Відкрите теплопостачання дає змогу клієнтам віддавати надлишок ТЕ в систему ЦТ і цим зменшувати витрати на охолодження. Головними джерелами скидної теплоти є центри обробки даних, супермаркети та інші підприємства, що мають надлишок ТЕ. Споживачі самі виступають як малі виробничі підрозділи, розпорочені в системі ЦТ. Система ЦТ працює як постачальник, де тепла енергія може переміщатися з місць із джерелом надлишкової теплоти до місць попиту. Теплова енергія може подаватися як до прямого трубопроводу (68 °С), так і до зворотного залежно від місцевих умов.

Компанії «Fortum Värme» та «Open District Heating» сплачують за цю ТЕ та пропонують різні типи контрактів для її виробників залежно від місця розташування в мережі, наявності потужності та рівня температури. Ціна змінюється навіть щогодини.

Протягом 2017 р. було поставлено 85 ГВт · год ТЕ, забезпечено теплопостачанням 25 000 квартир або 1 % загального обсягу ЦТ міста. На сьогодні існує 27 споживачів-постачальників відкритого теплопостачання з діапазоном теплової потужності 100 кВт—10 МВт.

Концепція інтегрованої мережі є пілотною для дослідження системи централізованого теплопостачання з розподіленими ДТ. За допомогою цієї системи ТЕ використовується, а не скидається у довкілля, і, таким чином,

2.3. Приклади проєктів і програм розвитку ЦТ

можна розглядати її як відновлюване ДТ. За оцінками Fortum у 2017 р. потенціал скидної теплоти становив приблизно 1 ТВт · год, що відповідає 1/8 всього обсягу ЦТ м. Стокгольм.

Транспортування та розподіл теплової енергії. Реконструкція ТМ у м. Пюрмеренд (Нідерланди). СЦТ у м. Пюрмеренд є однією з найбільших у Нідерландах. Завдяки співпраці між теплопостачальною компанією «Thermaflex та Stadsverwarming Purmerend (SVP) Purmerend» 25 000 споживачів можуть користуватися ТЕ та ГВП після відновлення мережі теплопостачання.

Теплова мережа системи ЦТ м. Пюрмеренд знаходиться в районі з високим рівнем підземних вод, тому застарілі сталеві труби мережі зазнали впливу корозії, яка виникла внаслідок пошкодження ізоляції труб. Ситуація потребувала заміни труб і переходу на пластикові труби. Муніципалітет м. Пюрмеренд планував зробити роботу мережі ЦТ стабільною, але економічною, з використанням для опалення біомаси та геотермальної енергії. Проблема полягала в заміні труб під будинками, де законодавством не передбачалося проведення зварювальних робіт.

Тому використали гнучкі попередньо ізольовані труби Flexalen із легкими з'єднаннями (Flexalink), на що погодилися і муніципалітет, і компанія-постачальник. Протягом п'яти років до мережі теплопостачання було підключено 4000 будинків. Після впровадження нової мережі зменшилася кількість скарг на неякісне теплопостачання, змінилася схема обслуговування мережі, а обсяги технічного обслуговування було зведено до мінімуму.

КОНЦЕПТУАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТА РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

3.1. ІСТОРІЯ ВИНИКНЕННЯ ТА РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Першою комерційно успішною СЦТ можна вважати створену в 1877 р. у м. Локпорт (Нью-Йорк) американським інженером-гідротехніком Birdsill Holly. Він вважається засновником системи централізованого теплопостачання [1].

Історія створення СЦТ в Данії, яка нині займає лідируючі позиції в цій галузі, пов'язана з муніципальним районом м. Копенгаген — Фредеріксборг. Тут у 1903 р. в експлуатацію введено сміттєспалювальний завод. ТЕ у вигляді пари прямувала тунелями у муніципальний госпіталь, дитячий будинок і будинок піклування [2].

Упровадження СЦТ (1908 р.) в Ісландії пов'язане з використанням геотермальної енергії [3]. На сьогодні понад 90 % будинків опалюються геотермальною енергією, що є найвищим показником у світі.

Першу в Росії СЦТ, в якій тепла енергія відпрацьованої пари застосовувалася для теплопостачання 13 корпусів дитячої лікарні ім. Раухфуса, створено в 1903 р. у Санкт-Петербурзі за керівництва інженера А.К. Павловського і професора В.В. Дмитрієва.

За такою самою схемою в 1908 р. було здійснено теплопостачання 37 корпусів лікарні ім. Петра Великого, а також створено теплофікаційну систему, що використовувала відпрацьовану в турбінах пару для теплопостачання будівель № 26—28 на Кам'яно-Островському проспекті [4].

Процес теплофікації в СРСР розпочався в 1924 р., коли в Ленінграді було введено в експлуатацію теплопровід загального користування, споруджений за проектом та керівництвом інженера Л.Л. Гінтера і професора В.В. Дмитрієва. З цього теплопроводу теплота від Ленінградської державної електростанції № 3 (згодом ТЕС ім. Л.Л. Гінтера) передавалася до житлового будинку № 96 на набережній річки Фонтанка, а потім — до Козачих лазень та інших будівель [5].

На сьогодні використання систем централізованого теплопостачання набуло широкого розповсюдження в багатьох країнах світу. Частка ЦТ у загальному обсязі ТЕ, яка подається до будівель, в окремих країнах досягає 40—70 %. Найбільша частка централізованого теплопостачання — в Росії та Латвії (70 %). Україна за цим показником посідає третє місце (66 % у 2001 р.). Найбільше СЦТ розповсюджені у великих містах, серед яких лідирують Москва, Санкт-Петербург і Київ.

3.2. Основні переваги СЦТ над іншими видами теплопостачання

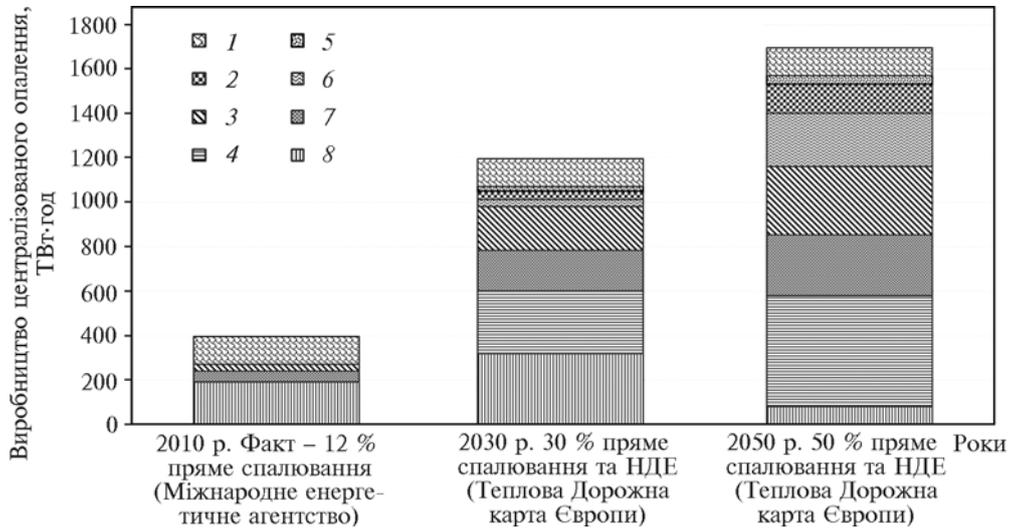


Рис. 3.1.1. Обсяги виробництва ТЕ в країнах ЄС-27 у 2010, 2030 і 2050 рр.: 1 — котлоагрегати; 2 — геотермальна ТЕ; 3 — спалювання відходів; 4 — сонячна енергія; 5 — ТН; 6 — промислова надлишкова ТЕ; 7 — додаткові КГУ; 8 — наявні КГУ

Серед країн ЄС-27 частка централізованого теплопостачання житлових і громадських будівель становить 12 %, в індустріальному секторі — 9 %. Кількість централізованих систем теплопостачання в Європі дорівнює 4174, а в країнах ЄС-27 — 3549. Протяжність європейських теплових мереж сягає 200 000 км [6].

Відповідно до плану [6] частка централізованого теплопостачання в країнах ЄС-27 надалі зростатиме (рис. 3.1.1): у 2010 р. — 12 %, у 2030 р. — 30 %, у 2050 р. — 50 %. При цьому відносна частка ТЕ, виробленої в котлах із видобувного палива, знижуватиметься, а частка теплової енергії, виробленої з відходів та відновлюваних джерел енергії, зростатиме.

Характерним прикладом зростання обсягів ЦТ у країнах Європи є Фінляндія [7]. З 1970 до 2012 р. показник приєднаного теплового навантаження централізованих систем теплопостачання зріс із 2 до 18 тис. МВт. При цьому питоме споживання теплоти будівлями, приєднаними до централізованих систем теплопостачання, зменшилося з 72 до 48 кВт · год/м³. У Литві після різкого зниження обсягів ЦТ у 1996—2000 рр. ситуація стабілізувалася і обсяги почали поступово зростати [8].

3.2. ОСНОВНІ ПЕРЕВАГИ СЦТ НАД ІНШИМИ ВИДАМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Незважаючи на проблеми в сфері ЦТ України, цей вид теплопостачання був і залишається основним та найперспективнішим способом забезпечення тепловою енергією населення та інших споживачів. Це обумовлено такими основними міркуваннями:

- виробництво ТЕ за найнижчих викидів CO₂;

- багатопаливність, уникнення залежності від одного виду палива, особливо природного газу;
- можливість спільного вироблення теплової та електричної енергії;
- можливість використання сміття та скидної ТЕ;
- акумулювання ТЕ в умовах нерівномірності її споживання та виробництва;
- широкомасштабне використання сонячної енергії для гарячого водопостачання та опалення.

Одна з важливих ідей полягає в тому, що ЦТ залишає найнижчий вуглецевий слід [9]. Результати дослідження «План тепlopостачання Данії» [10] свідчать, що починаючи з 1980 р. у секторі ЦТ викиди CO₂ скоротилися від 25 до 10 кг/м² у розрахунку на площу приміщень.

У СЦТ можуть використовуватися первинні енергоресурси [11], наприклад викопні види палива (нафта, природний газ і вугілля). Іншими джерелами первинної ТЕ для СЦТ можуть бути: скидна теплота промислових підприємств; ТЕ, що отримується від спалювання побутових і промислових відходів; біомаса (зокрема, деревина, солома, тваринні жири); біогаз від фермерських господарств та відходів фермерського виробництва; геотермальна ТЕ, сонячна енергія; надлишкова енергія вітрових електростанцій, а також ТЕ від ядерних теплоелектроцентралей (рис. 3.2.1).

Проте необхідно враховувати майбутній розвиток, наприклад, у сфері безпеки постачання палива, вартості палива та впливу на навколишнє середовище. Очікується, що всі наведені аспекти стануть вагомими в найближчому десятилітті, а найважливішою рисою СЦТ у майбутньому буде можливість підключення різних джерел первинної енергії та забезпечення при цьому безперебійності роботи системи.

Можливість зберігання теплоти є ще однією перевагою ЦТ. Надлишкова енергія може зберігатися в надземних акумуляторах від одного дня до одного

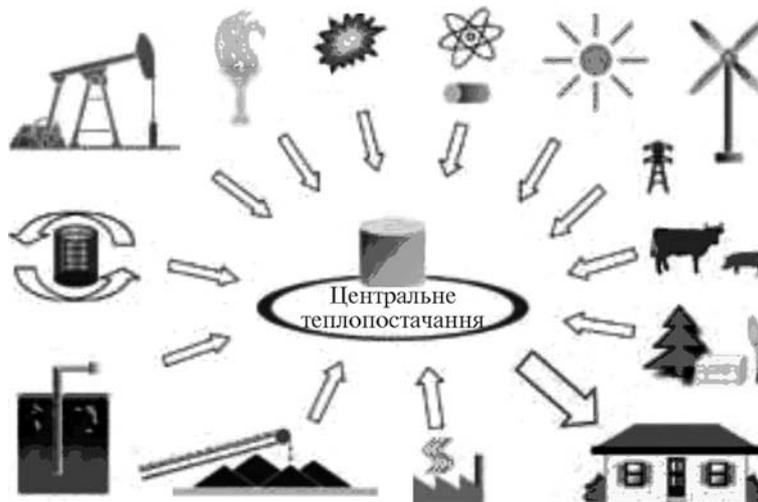


Рис. 3.2.1. Первинні енергоресурси СЦТ

3.3. Комплексний підхід до модернізації ТД, ТМ і приєднаних до них будівель

тижня або у дуже великих підземних місткостях-накопичувачах протягом тривалого часу чи всього сезону.

Чому ЦТ не використовуються повсюди? А тому, що початкові інвестиції є дуже великими, а вигоди з'являються пізніше. Для успішного функціонування СЦТ необхідною умовою є співпраця багатьох організацій за підтримки органів влади. Для запровадження СЦТ потрібно обирати найбільш густонаселені райони, в тому числі й міста, більшість населення яких (або всі споживачі теплоти) підключено до мережі.

3.3. КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ДО МОДЕРНІЗАЦІЇ ТД, ТМ І ПРИЄДНАНИХ ДО НИХ БУДІВЕЛЬ

Теплові джерела, теплові мережі та підключені будівлі є єдиною технічною системою, всі елементи якої пов'язані тепловими та гідравлічними процесами, що відбуваються в них.

Паливо, що надходить до котла, перетворюється на теплову енергію, яка втрачається в котлі, трубопроводах і різних елементах будівлі. Співвідношення цих втрат може змінюватися залежно від технічних характеристик і стану складових цієї системи, але більша частина ТЕ використовується в будівлях і розсіюється в навколишнє середовище (рис. 3.3.1).

Під час проведення модернізації СЦТ і термомодернізації будівель можна досягти зменшення наведених складових теплових втрат та економії палива. Орієнтовний розподіл потенціалу економії палива за рахунок термомодернізації будівель і реалізації енергоефективних заходів у котлах та теплових мережах подано у вигляді діаграми на рис. 3.3.2. Як бачимо, найбільший потенціал економії палива досягається внаслідок термомодернізації будівель, що не виключає необхідності модернізації ТД і ТМ.

Зазначимо, що термомодернізація будівель буде зменшувати в абсолютному обчисленні втрати енергії в ТД і ТМ, оскільки абсолютна потреба в

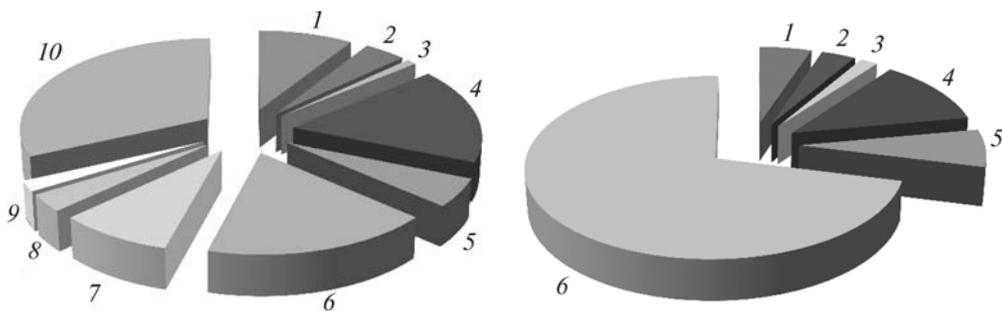


Рис. 3.3.1. Приклад балансу використання ТЕ палива в СЦТ: 1 — відхідні гази; 2 — огороження котла; 3 — хімічний недопал; 4 — поверхні трубопроводу; 5 — витік теплоносія; 6 — стіни; 7 — вікна; 8 — вогнище; 9 — підвал; 10 — інфільтрація

Рис. 3.3.2. Розподіл потенціалу економії палива внаслідок термомодернізації будівель і модернізації елементів СЦТ: 1 — відхідні гази; 2 — огороження котла; 3 — хімічний недопал; 4 — поверхні трубопроводу; 5 — витік теплоносія; 6 — будівлі

енергії знижуватиметься. При цьому відносні показники енергетичної ефективності ТД і ТМ не будуть зростати, а в окремих випадках можуть навіть зменшуватися. Це не є справедливим для заходів, що проводяться на теплових джерелах і теплових мережах. Їхня модернізація не знижуватиме ні абсолютних, ні відносних втрат ТЕ в будівлях.

Усі зміни в одному елементі системи, що розглядається, впливатимуть на інші елементи. При цьому базовим (визначальним) елементом, що знаходиться на кінцевому етапі технологічного процесу, є огорожувальні конструкції будівель (стіни та вікна). Саме вони визначають втрати ТЕ в навколишнє середовище, теплове навантаження, діаметри трубопроводів ТМ і необхідну встановлену потужність ТД.

Термомодернізація будівель охоплює комплекс заходів, кожний з яких певним чином впливає на технологічний процес СЦТ у цілому і на інших (не термомодернізованих) споживачів ТЕ (табл. 3.3.1).

Наведені чинники впливу матимуть практичне значення, якщо показник сумарного приєднаного навантаження термомодернізованих будівель перевищуватиме певне значення (приблизно 10–20 % сумарного приєднаного навантаження всіх будівель, приєднаних до певного джерела ЦТ).

Таблиця 3.3.1. Вплив заходів з термомодернізації будівель на СЦТ

Захід	Вплив
Заміна вікон	Зниження приєднаного теплового навантаження будівлі приблизно на 40 %. Можливість зниження встановленої потужності ТД та діаметрів труб ТМ
Утеплення фасадів	
Модернізація внутрішньобудинкових систем теплопостачання з метою встановлення квартирних теплотільників та регульовальних вентилів	Забезпечення можливості регулювання споживання ТЕ в кожній квартирі, комфортних умов і зниження фінансових витрат на опалення
Встановлення ІТП будинкових систем автоматичного регулювання теплового навантаження	Необхідність підвищення кількості ТЕ, що відпускається в ТМ у холодні періоди опалювального сезону, її зниження в теплі (перехідні) періоди. Збільшення нерівномірності графіка роботи ТД. Необхідність встановлення систем автоматичного регулювання технологічних процесів ТД. Можливе зниження якості погодного регулювання у сусідніх споживачів, не оснащених ІТП
Встановлення ІТП (будинкові теплообмінники ГВП)	Забезпечення можливості ліквідації «перетопів» у перехідні періоди опалювального сезону. Можливість закриття ЦТП та використання будівель ЦТП за іншим призначенням
Встановлення ІТП (незалежні схеми підключення)	Поліпшення теплогідравлічного режиму ТМ в умовах складного рельєфу місцевості та висотного будівництва
Відключення від централізованої системи ГВП	Можливість відключення джерела ЦТ у літній період (за наявності такої можливості в інших споживачів, підключених до цього ТД)
Відключення від централізованої системи опалення	Зниження приєднаного теплового навантаження на ТД

3.3. Комплексний підхід до модернізації ТД, ТМ і приєднаних до них будівель

Кожен із чинників впливатиме на економіку підприємств теплопостачання. При цьому характер впливу визначатиметься не лише характеристиками самої будівлі, а й місцем його підключення до ТМ.

Зазвичай, термомодернізація будівель призводитиме до погіршення економічних показників підприємств теплопостачання через зниження обсягів збуту теплової енергії.

Однак у випадку термомодернізації окремих віддалених будівель їх переведення на автономне теплопостачання може бути економічно вигідним для теплопостачальних компаній. Це відбувається тоді, коли подача ТЕ в будівлю пов'язана зі значними втратами в протяжних ТМ і витратами електроенергії на її транспортування на великі відстані. Детальніше цей аспект розглянуто в праці [12].

Викладене вище свідчить про доцільність комплексного підходу до модернізації СЦТ і підключених до неї будівель. Несистемний розгляд цих питань може призвести до прийняття неоптимальних технічних рішень і неефективного використання значних фінансових ресурсів [12].

Розглянемо техніко-економічну ефективність комплексного підходу на прикладі типової моделі окремого теплового району.

Тепловий район містить ТД — газову котельню, ТМ та приєднані до них будівлі. Всі ці об'єкти потребують модернізації. Теплові мережі та котельня вичерпали ресурс роботи. Коефіцієнт ефективності використання палива в котельні істотно нижчий, ніж показник, який досягається в сучасних котлах. Втрати ТЕ в трубах ТМ істотно вищі за ті, які виникатимуть у разі використання сучасних попередньо ізольованих труб. Експлуатацію будівель можна продовжити, проте обсяг питомих витрат ТЕ на їхнє опалення істотно вищий, ніж у термомодернізованих будівлях.

Спрощену техніко-економічну модель теплового району призначено для порівняння різних сценаріїв розвитку життєвого циклу цього об'єкта на період планування 50 років:

A. Базовий сценарій — без капіталовкладень. Усі витрати направлені на енергоресурси за існуючих потреб в ТЕ, на експлуатацію наявного обладнання, ліквідацію аварій в ТМ, зарплату персоналу.

B. Модернізація СЦТ із заміною котлів, ТМ, мережних насосів (МН) і збереженням існуючих приєднаних навантажень, встановленої потужності ТД і діаметрів труб ТМ.

C. Модернізація СЦТ із заміною котлів, ТМ, МН, а також повна термомодернізація будівель з утепленням фасадів, встановленням енергоефективних вікон. При цьому зменшуються показники приєданого теплового навантаження будівель, встановленої потужності котлів і діаметрів труб ТМ, а також потужність МН.

D. Сценарій *C*, а також встановлення ІТП. Унаслідок встановлення ІТП з погодним регулюванням досягається додаткова економія теплової енергії.

Порівняння сценаріїв *A*, *B*, *C*, *D* здійснюється за критерієм мінімізації сумарних (капітальних і експлуатаційних) витрат на період планування 50 років.

Методичний підхід до вирішення сформульованого вище завдання базується на використанні методу аналізу витрат і вигод (Cost Benefit Analysis).

При цьому розглядаються такі витрати:

- Капітальні витрати на заміну котлів, труб ТМ і МН з частотним регулюванням з урахуванням вартості додаткового обладнання, проектних і монтажних робіт.

- Капітальні витрати на термомодернізацію будівель, включаючи утеплення фасадів, заміну вікон та встановлення ІТП (сценарій *D*).

- Експлуатаційні витрати, включаючи витрати на паливо (природний газ) для виробництва ТЕ, електроенергію для транспортування теплоносія, на ліквідацію аварій в ТМ, витрати на зарплату персоналу.

Як вигода розглядається величина економії капітальних та експлуатаційних витрат.

З огляду на тривалість розрахункового періоду (50 років) враховано необхідність дворазової заміни обладнання (ТД, ТМ, МН) протягом розрахункового періоду.

Розглянута вище модель теплового району реалізована у вигляді чотирьох однакових за структурою електронних таблиць Excel для кожного з розглянутих сценаріїв (*A*, *B*, *C*, *D*). Таблиці розрізняються даними, що характеризують рівень енергоефективності та надійності елементів системи в кожному з наведених сценаріїв.

Як приклад використання розробленої моделі, розглянуто тепловий район із газовими котлами, опалювальною площею 180 000 м², приєднаним тепловим навантаженням 10 МВт до і 2,8 МВт після термомодернізації будівель, протяжністю теплової мережі 5 км (у двотрубному обчисленні). Вихідні дані наближено відповідають технічним і економічним характеристикам наявних СЦТ, обладнання та будівель. Результати зіставлення чотирьох розглянутих сценаріїв подано в табл. 3.3.2.

У наведеному прикладі всі варіанти є довгоокупними (26—30 років), проте найкращим за критерієм мінімізації сумарних витрат і терміном окупності є сценарій *D*. Тобто в разі планування на 50 років економічно доцільнішою є комплексна модернізація ТД, ТМ із заміною МН, термомодернізація будівель та встановлення в них ІТП (порівняно з відокремленою модернізацією ТД і ТМ). Це зумовлено двома головними чинниками:

1. Потенціал збільшення енергоефективності термомодернізації будівель істотно перевищує аналогічний потенціал ТД і ТМ. У розглянутому прикладі внаслідок термомодернізації будівель приєднане теплове навантаження, а отже, і обсяг споживання природного газу зменшуються в 3,5 рази. Економія природного газу за рахунок заміни котлів і трубопроводів істотно менша і становить відповідно лише 7 і 9 %.

2. Термомодернізація будинків зумовлює зменшення показника приєданого теплового навантаження, а отже, і необхідної потужності ТД, діаметра труб ТМ, втрат теплової енергії в ТД і ТМ, споживання електроенергії на транспортування теплоносія, а також зменшення капітальних витрат на встановлення нових ТД, ТМ і МН. Так, у розглянутому прикладі після термомодернізації будівель необхідна потужність ТД знижується з 10 до 2,8 МВт, діаметр трубопроводу — з 0,36 до 0,19 м, а потужність МН — з 136 до 63 кВт.

3.3. Комплексний підхід до модернізації ТД, ТМ і приєднаних до них будівель

Таблиця 3.3.2. Основні показники сценаріїв А, В, С, D

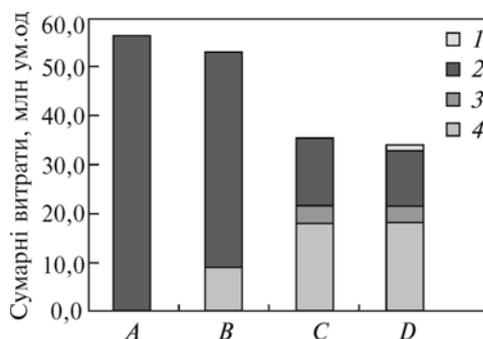
Параметр	Сценарій			
	A	B	C	D
Річне питоме споживання ТЕ будівель, кВт · год/м ²	250	250	70	56,00
Приєднане теплове навантаження, кВт	10027	10027	2807	2807
Еквівалентний діаметр трубопроводу ТМ, м	0,36	0,36	0,19	0,19
Ефективність використання палива в котельні, %	85	94	94	94
ККД МН, %	60	80	80	80
Потужність МН, кВт	136	102	63	63
Втрати в ТМ, кВт	697	231	139	139
Втрати в ТМ, %	14	5	10	10
Річна кількість поривів трубопроводів, шт./км	3,00	0,10	0,10	0,10
Капітальні затрати, тис. ум. од.:				
котли	0	123	62	62
насоси	0	26	16	16
труби	0	2052	825	825
термомодернізація будівель	0	0	18000	18000
ІТП	0	0	0	1000
усього з урахуванням додаткових витрат	0	5619	20315	21315
Річні експлуатаційні витрати, тис. ум. од./рік:				
паливо	913	790	227	184
електроенергія	92	34	21	21
зарплата	24	24	7	7
усунення пошкоджень ТМ	5	0,2	0,2	0,2
усього експлуатаційних витрат	1033	848	255	212
Сумарні витрати за період планування, млн ум. од.	51,7	48,0	33,1	31,9
Термін окупності (порівняно зі сценарієм А), років	—	30,4	26,1	25,9

Співвідношення капітальних і експлуатаційних витрат сценаріїв А, В, С і D у разі планування на 50 років проілюстровано на рис. 3.3.3.

З рис. 3.3.3 бачимо, що капітальні витрати на термомодернізацію будівель є найбільшими. Але, не зважаючи на це, сумарні витрати через 50 років експлуатації системи для сценарію D (з термомодернізованими будівлями та ІТП) будуть у 1,5 раза менші, ніж для сценарію B (коли термомодернізацію будівель не проводили), оскільки в цьому випадку експлуатаційні витрати будуть більшими майже в 4 рази, а капітальні витрати на модернізацію СЦТ — у 2,4 раза.

Перевага сценарію D проявляється не завжди, а лише за певних впливових параметрів, до яких необхідно віднести розрахунковий період (із урахуванням терміну роботи

Рис. 3.3.3. Капітальні та експлуатаційні витрати для варіантів сценаріїв А, В, С і D: 1 — капітальні витрати на ІТП; 2 — експлуатаційні витрати; 3 — капітальні витрати на заміну котлів, ТМ і МН; 4 — капітальні витрати на термомодернізацію будівель



обладнання), теплоізоляційні характеристики будівель до термомодернізації, вартість природного газу, протяжність теплових мереж і низку інших параметрів, дію яких можна проаналізувати за допомогою техніко-економічної моделі. На рис. 3.3.4—3.3.7 проаналізовано деякі з них.

Сценарій *D* є привабливішим у разі планування на термін понад 24 роки (рис. 3.3.4). За менших горизонтів планування вигіднішим є сценарій *B*.

Збільшення питомого теплоспоживання будівель до термомодернізації спричинює суттєве зменшення терміну окупності капітальних витрат сценарію *D* і практично не впливає на термін окупності сценарію *B* (рис. 3.3.5). Питоме теплоспоживання будівель, вище за яке сценарій *D* стає кращим, ніж сценарій *B*, становить приблизно $190 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2$. Якщо питоме теплоспоживання будівель нижче ніж це значення, то сценарій *B* є привабливішим.

Як бачимо з рис. 3.3.6, зі збільшенням ціни природного газу термін окупності капітальних витрат обох розглянутих сценаріїв зменшується, не впливаючи на перевагу одного з них.

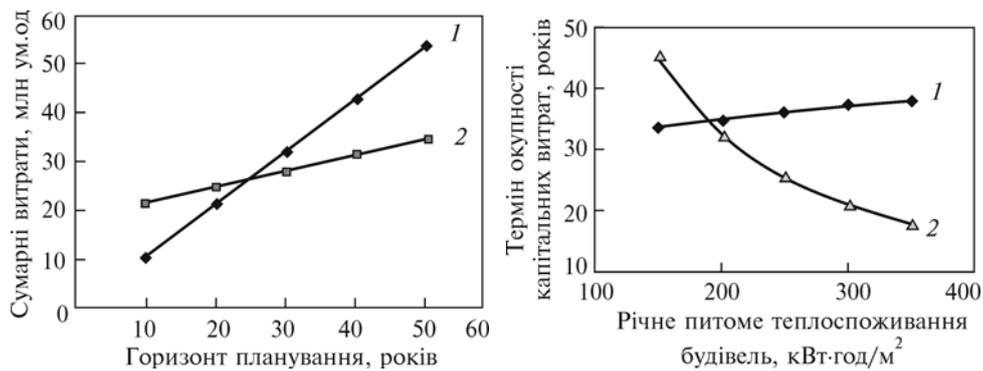


Рис. 3.3.4. Вплив горизонту планування на сумарні витрати: 1 — сценарій *A*; 2 — сценарій *D*

Рис. 3.3.5. Вплив питомого теплоспоживання будівель до термомодернізації на термін окупності сценаріїв. Позначення такі самі, як на рис. 3.3.4

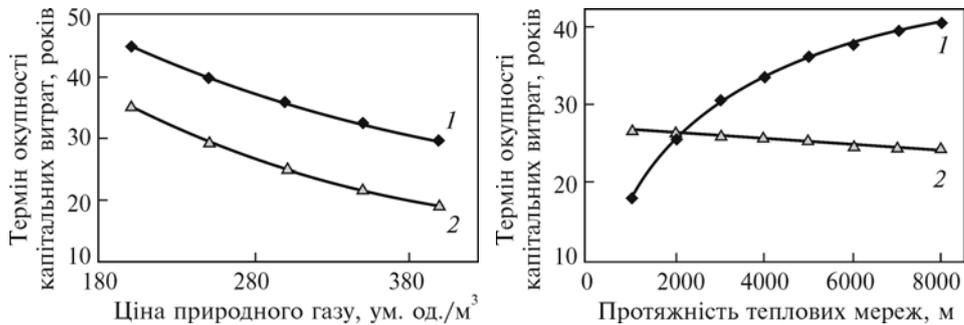


Рис. 3.3.6. Вплив ціни природного газу на термін окупності капітальних витрат: 1 — сценарій *B*; 2 — сценарій *D*

Рис. 3.3.7. Вплив протяжності ТМ на термін окупності капітальних витрат. Позначення такі самі, як на рис. 3.3.6

3.3. Комплексний підхід до модернізації ТД, ТМ і приєднаних до них будівель

Перевага сценарію *D* над *B* найістотніше проявляється для протяжних ТМ (рис. 3.3.7). Сценарій *D* є привабливішим для ТМ протяжністю понад 2,1 км. Якщо їх протяжність менша ніж вказана, то кращим є сценарій *B*.

Отже, для обраного прикладу найкращим (за критерієм мінімальних сумарних витрат за весь час проекту) є сценарій *D* — комплексна модернізація ТД, ТМ, МН і будівель зі встановленням ІТП. Перевага цього сценарію проявляється не завжди, а за певних впливових параметрів, до яких належать: період планування, теплоізоляційні характеристики будівель до термомодернізації, питома вартість термомодернізації, протяжність ТМ тощо, вплив яких можна проаналізувати за допомогою техніко-економічної моделі.

Реалізація комплексної модернізації СЦТ і будівель потребує вдосконалення організаційно-технічних підходів до планування робіт на рівні органів місцевого самоврядування та теплопостачальних організацій.

Одне з концептуальних положень про комплексну модернізацію теплових районів полягає в тому, що в масштабах населеного пункту термомодернізація будівель повинна здійснюватися не рівномірно в усіх житлових районах, а концентруватися на певному етапі в пріоритетному тепловому районі. Таким чином, вибір будівель для проведення термомодернізації здійснюється не лише з урахуванням характеристик самої будівлі, а й за критерієм пріоритетності теплового району. Пріоритетними слід вважати теплові райони з неоптимальною структурою (наявність протяжних, слабконавантажених ділянок труб ТМ), зі зношеними ТМ і неефективними котельнями. Слід також враховувати те, що термомодернізація будівель у теплових районах, які підключені до ТЕЦ, призведе до погіршення енергетичної ефективності вироблення електричної енергії.

ІТП можна встановлювати фрагментарно в зонах дії різних теплових джерел або комплексно для групи будівель, які знаходяться в зоні дії одного теплового джерела. Кращим є другий підхід, який припускає, що поряд із ІТП встановлюються МН із регульованим приводом і здійснюється перехід від кількісного до якісно-кількісного принципу регулювання теплового навантаження. На тепловому джерелі також встановлюються системи автоматичного регулювання процесу горіння на котлах. При цьому досягається не лише економія ТЕ у споживачів, а й економія палива та електроенергії на ТД. В іншому випадку термомодернізація будівель спричинюватиме теплогідравлічне розбалансування теплових мереж і погіршення техніко-економічних показників роботи системи ЦТ.

Ураховуючи необхідність термомодернізації великої кількості будівель, обмеженість фінансових ресурсів і значну тривалість цього процесу, доцільно встановити раціональну послідовність термомодернізації будівель, підключених до СЦТ, за критерієм максимізації сумарного економічного ефекту як для споживачів, так і для постачальників ТЕ.

Чинниками пріоритетності є такі:

- Низька енергетична ефективність будівлі.
- Низька енергетична ефективність СЦТ, до якої підключено будівлю, включаючи ТД з високою питомою витратою палива, ТМ з великими втратами ТЕ, високі питомі витрати електроенергії на транспортування теплоносія.

- Велика віддаленість будівлі або порівняно невеликої групи будівель від джерела ТЕ, коли втрати теплоти і витрати електроенергії на її транспортування можна порівняти з кількістю енергії, що транспортується. Слід розглянути варіант відключення будівлі від СЦТ із установкою автономного джерела ТЕ.

- Дефіцит встановленої потужності на джерелі ТЕ.

Чинниками низького пріоритету є такі:

- Теплопостачання будівлі від джерела комбінованого виробництва теплової та електричної енергії через зниження можливості вироблення електричної енергії на тепловому споживанні.

- Теплопостачання будівлі від високоефективного ТД із надлишком встановленої потужності.

Масова термомодернізація будівель спричинить зниження приєданого теплового навантаження, зниження обсягів збуту ТЕ та погіршення фінансового становища теплопостачальних компаній. Це може призвести до виникнення конфлікту інтересів теплопостачальних підприємств (особливо некомунальної форми власності) і структур, залучених до процесу термомодернізації будівель. З метою згладжування цього конфлікту інтересів слід стимулювати діяльність теплопостачальних підприємств щодо термомодернізації будівель так, щоб зниження доходу через зменшення обсягів збуту теплової енергії компенсувалося внаслідок збільшення доходу від термомодернізації будівель. Потрібно заохочувати створення спеціалізованих підрозділів із термомодернізації будівель у структурі теплопостачальних компаній, зокрема тих, які працюють за ЕСКО-схемою.

3.4. БАГАТОВАРІАНТНІСТЬ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ

Підвищити енергоефективність СЦТ можна внаслідок реалізації різних енергоефективних проєктів, які, в свою чергу, утворюють безліч різних варіантів енергоефективної модернізації розглянутих об'єктів. Отже, про багатоваріантність вирішення проблеми свідчить можливість вибору різних опцій [13], головними з яких є:

- вид паливно-енергетичного ресурсу, що використовується (природний газ, вугілля, мазут, електроенергія, біопаливо, сонячна енергія, скидна тепла енергія);

- вид технічного пристрою, що застосовується (водогрійний, паровий котел, ТЕС, АЕС, газопоршнева когенераційна установка, ТН, сонячний колектор);

- ступінь централізації системи теплопостачання (централізована, помірно-централізована, децентралізована, автономне теплозабезпечення);

- рівень термомодернізації будівель населеного пункту (відсутність термомодернізації, термомодернізація будівель бюджетної сфери, термомодернізація всіх будівель, інша програма термомодернізації);

- місцеві чинники (наявність і доступність місцевих паливно-енергетичних ресурсів, наявність промислових підприємств, пов'язаних з виробництвом енергетичного обладнання).

3.4. Багатоваріантність вирішення проблеми

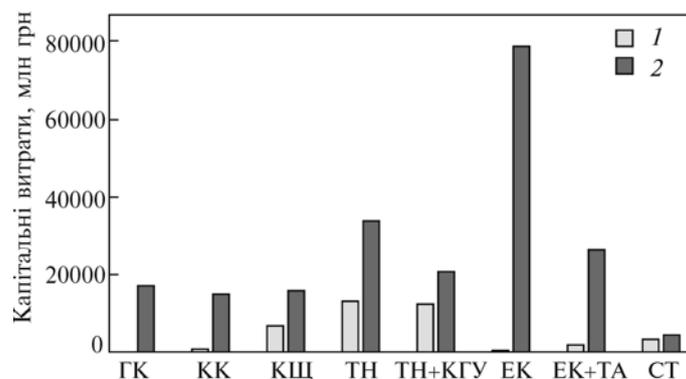


Рис. 3.4.1. Капітальні (1) та сумарні (2) витрати (за 10 років) для різних ТД потужністю 1 МВт (вартісні показники 2015 р.)

Не вдаючись до детального розгляду конкретних енергоефективних проектів, сформулюємо низку загальних міркувань з цього приводу.

Глибока термомодернізація будівель дасть змогу не лише значно зменшити споживання теплової енергії, а й пропорційно зменшити необхідну встановлену потужність теплових джерел, діаметри труб теплових мереж, абсолютні втрати теплової енергії під час виробництва та транспортування теплоносія, а також обсяг відповідних капітальних витрат на заміну (модернізацію) ТД і ТМ. Однак варіант теплозабезпечення на базі глибокої термомодернізації будівель пов'язаний із найбільшими капітальними витратами.

Варіанти теплозабезпечення, пов'язані з використанням економічнішого обладнання, є зазвичай більш вартісними порівняно з варіантами використання менш економічного обладнання. Так, вартість конденсаційних котлів майже в два рази перевищує вартість традиційних котлів, однак конденсаційні котли споживають природного газу на 15–20 % менше, ніж традиційні.

Вибираючи обладнання, слід враховувати те, що частка капітальних витрат у структурі величини сумарних витрат за період експлуатації обладнання не є домінуючою. У праці [14] виконано порівняльний аналіз теплових джерел за критерієм сукупних витрат: газових котлів (ГК); конденсаційних котлів (КК); котлів на біопаливі (КЩ); теплових насосів, що використовують теплоту каналізаційних стоків; теплових насосів з когенераційними установками (ТН + КГУ); електрокотлів (ЕК); електрокотлів з тепловим акумулюванням (ЕК + ТА); скидної теплової енергії від промислового підприємства (СТ). Показано, що частка капітальних витрат порівняно зі сукупними витратами для різних ТД істотно відрізняється (рис. 3.4.1), однак для всіх ТД частка експлуатаційних витрат є домінуючою. Із розглянутих вище теплових джерел економічно найдоцільнішими за критерієм мінімізації сукупних витрат є СТ промислових підприємств, котли на деревній трісці, конденсаційні котли та комбіновані ТД у складі ТН і КГУ.

Так, за десятирічний період експлуатації частка капітальних витрат для електрокотлів і газових котлів не перевищує 5 %. Для автоматизованих котлів на трісці, теплових насосів і комбінованих теплових джерел у складі

теплових насосів та когенераційних установок частка капітальних витрат є істотною, але не перевищує 37 %. Однак для всіх ТД визначальним чинником формування сумарних витрат є не величина капітальних витрат, а його економічність.

Безліч варіантів породжується прагненням знайти оптимальний рівень централізації теплопостачання. Крайніми варіантами цієї множини є варіант збереження конфігурації наявної системи теплопостачання, з одного боку, або повна відмова від її використання з установкою індивідуальних (будинкових або квартирних) теплових джерел, з іншого. Проміжним варіантом є часткове збереження централізованої системи з визначенням окремих будівель і районів, що переводяться на індивідуальне опалення. Оптимальність того чи іншого варіанта за критерієм мінімізації сумарних витрат залежить здебільшого від щільності забудови, наявності та розташування альтернативних джерел енергії, а також стану і конфігурації наявної системи централізованого теплопостачання.

Проекти з підвищення енергоефективності теплопостачання можна класифікувати за низкою ознак:

- вид ПЕР (природний газ, вугілля, мазут, електроенергія, біопаливо та ін.);
- клас технічного пристрою (водогрійний, паровий котел, ТЕС та ін.);
- етап технологічного процесу перетворення ПЕР (виробництво, транспортування, споживання);
- рівень витратності проекту (з незначними витратами, середньовитратний, високовитратний);
- швидко-, середньо-, довгокупні проекти (інфраструктурні проекти, які необхідні для підтримки інфраструктури та справного технічного стану СЦТ, зазвичай довгокупні);
- інші ознаки.

Перспективні види енергоефективного обладнання та матеріалів, які можуть використовуватися для реалізації проектів на різних етапах технологічного процесу перетворення теплової енергії, наведено в табл. 3.4.1. Перелік енергоефективних проектів можна розширити за рахунок включення до нього проектів, пов'язаних із налагодженням, технічним обслуговуванням, оптимізацією конфігурації та параметрів роботи СЦТ, а також реалізацією інших енергоефективних заходів.

Таким чином, енергоефективність СЦТ можна підвищити впровадженням низки проектів, які можуть реалізовуватися на ТД, ТМ та для споживачів теплової енергії. Загалом ці проекти технічно та економічно впливають один на одного. Їх взаємний вплив розглядають у п. 4.7.

Урахування місцевих чинників дає змогу в комплексі вирішувати проблеми розвитку теплопостачання та регіональної інфраструктури, а також соціальні проблеми.

З огляду на викладене вище необхідно розглянути декілька варіантів розроблення довгострокового плану модернізації та розвитку систем теплопостачання населеного пункту. Рекомендований варіант вибирається за критерієм мінімізації сумарних витрат із використанням методу витрат і вигід.

3.5. Традиційний підхід та особливості планування модернізації застарілих наявних СЦТ

Таблиця 3.4.1. Проєкти щодо підвищення енергоефективності теплопостачання на різних етапах перетворення ТЕ

Виробництво	Транспортування	Застосування
Модернізація газових котлів (пальники, утилізатори, теплоізоляція, регульований електропривід, САР «паливо—повітря» та ін.) Конденсаційні газові котли ТЕС і котли на біопаливі Автоматизовані котли на вугіллі Газогенератори на біопаливі та вугіллі Газопоршневі КГУ ТН Геліосистеми ГВП Індивідуальні (квартирні, будинкові) ГК Теплові акумулятори Електрокотли та електроопалювальні прилади	Попередньо ізольовані труби Заміна мережних, циркуляційних і підживлювальних насосів Перехід на якісно-кількісне регулювання Регульований електропривід	Утеплення фасадів, горіщних перекриттів, підвалів Системи погодного і програмного регулювання теплоспоживання будівель Енергоефективні вікна Теплоутилізатори скидного повітря в системах вентиляції Відновлення централізованого ГВП Установка радіаторних відбивачів Промивання внутрішньобудинкових систем опалення
Оптимізація конфігурації ТМ (об'єднання котельень, переведення віддалених споживачів на індивідуальне теплопостачання, зміна розташування котельень та ін.)		
Встановлення приладів обліку ПЕР, створення СЕМ		

Необхідність розгляду декількох варіантів довгострокового плану обумовлена не лише наведеними вище чинниками, а й суттєвою невизначеністю прогнозування параметрів, які впливають на вибір того чи іншого варіанта. До таких параметрів слід віднести перш за все ціни на паливо та електроенергію, а також попит на ТЕ. Завдання прогнозування розглядається в п. 4.4.

3.5. ТРАДИЦІЙНИЙ ПІДХІД ТА ОСОБЛИВОСТІ ПЛАНУВАННЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЗАСТАРІЛИХ НАЯВНИХ СЦТ

Науково-методичною базою розроблення перспективних планів розвитку та модернізації СЦТ є фундаментальні закономірності термодинаміки, теплопередачі, теплопостачання, теплофікації, системні дослідження в теплопостачанні, засади енергоефективності, методи проєктного аналізу та теорії підтримки прийняття управлінських рішень. Науково-методичну базу в сфері централізованого теплопостачання проаналізовано в праці [12].

Фундаментальні закономірності теплопостачання, теплофікації та ефективного використання енергії в цих технічних системах викладено, наприклад, у працях [15—18]. Теплові схеми ТЕС і методи їх розрахунку детально подано в [3]. Методи розрахунку котельних установок, включаючи енергетичний баланс та енергетичну ефективність, наведено в [7—9].

Сучасна система ЦТ міста або промислового центру є складною технічною системою. Кількість можливих варіантів виконання СЦТ дуже велика. Завдання полягає в тому, щоб знайти ці варіанти, перевірити їхню технічну здійсненність, економічно оцінити кожен із них і, порівнюючи їх між собою, обрати найкращий. Підхід до СЦТ, як до складної технічної системи, і системні дослідження в теплопостачанні викладено, зокрема, в працях [23–25].

Науково-методичну базу централізованого теплопостачання здебільшого сформовано в 60–90 роках ХХ ст., у період стрімкого розвитку СЦТ. Поточний період розвитку СЦТ в Україні пов'язаний переважно з необхідністю проведення енергоефективної модернізації й розроблення перспективних планів модернізації застарілих і неефективних систем.

Завдання проведення модернізації СЦТ має певні особливості порівняно зі створенням нових систем, які відображено в табл. 3.5.1.

Вирішенню проблеми модернізації застарілих неефективних СЦТ присвячено, зокрема, праці [12, 26, 27].

Важливою складовою розроблення перспективного плану розвитку наявної СЦТ є аналізування фактичних показників її стану (п. 4.3) і зіставлення цих величин із нормативними значеннями. Засади енергетичного нормування викладено в [28, 29].

Енергоефективність СЦТ можна збільшити внаслідок реалізації комплексу інвестиційних проєктів. Тому важливим інструментом розроблення перспективного плану розвитку та модернізації СЦТ є метод аналізу витрат і вигід, а також методологія проєктного аналізу [30–32].

Розроблення плану перспективного розвитку та модернізації — це процес прийняття рішень [33]. Ухвалення рішення — підгрунття будь-якого керування, фундаментальними поняттями якого є: об'єкт керування, мета керування та цільові установки, керовані змінні, засоби керування, некеровані змінні, обмеження у процесі керування, прогнозування.

Таблиця 3.5.1. Особливості розроблення планів модернізації СЦТ

Нові системи теплопостачання	Наявні системи теплопостачання
Відсутність реальної СЦТ і можливості натурних вимірювань. Відсутність фактичної бази для порівняння. Характеристики підключених об'єктів (будівель) чітко визначено	Наявність реальної СЦТ та можливості натурних вимірювань і наявність статистичних даних. Наявність фактичної бази для порівняння варіантів. Характеристики підключених об'єктів (будівель) чітко не визначені та підлягають уточненню
Можливість ув'язки на етапі проєктування характеристик різних взаємопов'язаних інфраструктурних систем (архітектурно-планувальні рішення, тепло-, газо-, водо-, електропостачання)	Необхідність проведення модернізації СЦТ з урахуванням обмежень з боку взаємопов'язаних інфраструктурних систем
Немає альтернативи створенню тієї чи іншої системи теплопостачання	Є можливість використання існуючої системи теплопостачання. Необхідність прогнозування наслідків відстрочки модернізації

3.5. Традиційний підхід та особливості планування модернізації застарілих наявних СЦТ

Складність ситуації в сфері централізованого теплопостачання обумовлена наявністю взаємопов'язаних технічних, техніко-економічних, фінансових, соціальних, екологічних, інституційних, політичних чинників, багато з яких важко піддаються кількісному оцінюванню. Це диктує необхідність застосування методології когнітивного аналізу [34]. Його використання для аналізу проблем у сфері централізованого теплопостачання відображено в працях [12, 35].

Наведені вище складові перспективного планування модернізації та розвитку застарілих і неефективних СЦТ слід розглядати як елементи енергетичного менеджменту в сфері централізованого теплопостачання. Основи та методологія застосування енергетичного менеджменту викладені в працях [36—41].

У праці [36] замість традиційного механізму нормування пропонується використовувати так званий механізм контролю і нормалізації, що ґрунтується на методі виявлення витрат, які можна усунути [37, 40]. Суть методу полягає в порівнянні даних про фактичний рівень енергоспоживання з рівнем енергоспоживання, який відповідає ефективному використанню енергії та якого вже було досягнуто в минулому для конкретного об'єкта в конкретних умовах. Математичною засадою методу є кореляційно-регресійний аналіз [41].

Розроблення перспективного плану модернізації та розвитку застарілих неефективних СЦТ є складним комплексним завданням, яке виконується на базі поєднання традиційних підходів до створення систем централізованого теплопостачання та сучасних методів статистичного і проєктного аналізів, методів підтримки прийняття управлінських рішень у рамках створення та забезпечення ефективного функціонування систем енергетичного менеджменту в сфері ЦТ.

МЕТОДОЛОГІЯ РОЗРОБЛЕННЯ ДОВГОСТРОКОВИХ ПЛАНІВ

4.1. ФОРМУВАННЯ ЦІЛЮВИХ ПОКАЗНИКІВ. ПІДГОТОВКА ТЕХНІЧНОГО ЗАВДАННЯ

Формування цільових показників Перспективного плану модернізації та розвитку (ППМР) системи централізованого теплопостачання відбувається на стадії розроблення і затвердження технічного завдання (ТЗ). Кількісне оцінювання цільових показників здійснюється фахівцями органів місцевого самоврядування (ОМС), теплопостачальних організацій та залучених спеціалістів у сфері централізованого теплопостачання, які мають досвід розроблення ППМР та інформацію про СЦТ населеного пункту, що розглядається. При цьому використовуються чинні нормативно-правові та нормативно-методичні матеріали, результати проведених раніше досліджень, розроблених програм та проєктів, пов'язаних із централізованим теплопостачанням, і, в першу чергу, результати енергетичних аудитів і розроблених раніше техніко-економічних обґрунтувань проєктів модернізації та розвитку СЦТ.

Зазначимо, що формування цільових показників тісно пов'язане з процедурою розроблення ППМР, основні етапи якої наведено на рис. 4.1.1. Тому, незважаючи на те, що цільові показники повинні бути вказані в ТЗ на розроблення ППМР (рис. 4.1.1, етап 0), їх зазвичай слід уточнювати після аналізування показників поточного стану СЦТ (етап 1), проведення техніко-економічного оцінювання проєктів і варіантів (етап 2) та детального опрацювання рекомендованого варіанта (етап 3). Таким чином, формування цільових показників є ітераційним процесом, який реалізується під час розроблення ППМР.

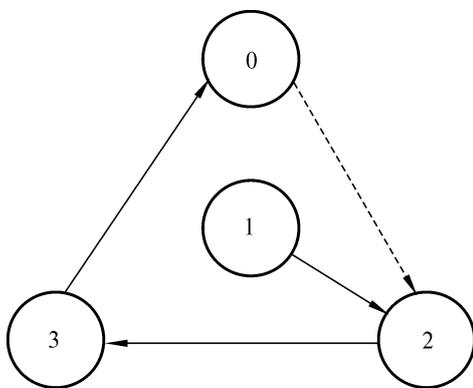


Рис. 4.1.1. Основні етапи розроблення ППМР СЦТ: 0 — підготовка ТЗ, формування (уточнення) цільових показників; 1 — аналізування показників поточного стану; 2 — розроблення проєктів і варіантів; 3 — детальне опрацювання рекомендованого варіанта

4.2. Збір вихідних даних

Розглядаються шість груп цільових показників:

1. Структура теплопостачання.
2. Показники ефективності виробництва ТЕ.
3. Показники ефективності транспортування ТЕ.
4. Надійність теплопостачання.
5. Якість теплопостачання.
6. Екологічність теплопостачання.

Цільові показники за своїм змістом збігаються з показниками поточного стану СЦТ і відрізняються від них числовими значеннями. Детальніше показники поточного стану СЦТ розглядатимуться в п. 4.3.

Повний комплекс вимог до розроблення ППМР СЦТ потрібно вказати в технічному завданні, яке має складатися з таких розділів:

1. Підстава для розроблення.
2. Мета роботи.
3. Об'єкти дослідження.
4. Обсяги та зміст робіт.
5. Етапи виконання роботи.
6. Вихідні дані.
7. Узгодження і затвердження схеми.

4.2. ЗБІР ВИХІДНИХ ДАНИХ

Збір вихідних даних є одним із найскладніших та найважливіших етапів під час розроблення ППМР системи централізованого теплопостачання. Адже від повноти та достовірності вихідних даних залежатиме якість та достовірність проведеного аналізу показників стану системи теплопостачання, а також точність техніко-економічних розрахунків енергоефективних заходів.

Етап збору вихідних даних напряму залежить від наявності СЕМ на підприємстві: згідно з вимогами ISO 50001 за правильного функціонування СЕМ усі вихідні дані, необхідні для аналізування показників стану СЦТ, унаслідок моніторингу заносяться до відповідних баз даних (технічні, оперативні, фінансово-економічні, реалізовані проекти тощо) та з періодичною звітністю (щодобово, щотижнево, щомісячно, щорічно). У разі функціонування СЕМ відповідно до ISO 50001 цей етап буде швидким та продуктивним.

У випадку відсутності на підприємстві сучасної СЕМ необхідно зробити запит від теплопостачального підприємства на значний обсяг інформації:

- перелік наявного обладнання, його паспортні дані та технічні характеристики;
- оперативні дані підприємства різної періодичності за останні п'ять років;
- дані всіх наявних приладів обліку;
- за необхідності провести додаткові вимірювання та інструментальні обстеження;
- перелік реалізованих енергоефективних проектів за останні п'ять років;
- попередню схему теплопостачання населеного пункту, чинний генеральний план, ПДСЕРК та інші релевантні наявні документи та проекти.

Перелік основних вихідних даних, які необхідні для проведення аналізу показників поточного стану системи теплопостачання міста:

1.1. Технічні характеристики джерел теплопостачання:

1.1.1. Креслення генеральних планів котелень та планів будівель котелень із розміщенням обладнання.

1.1.2. Загальне виробництво ТЕ, виробництво ТЕ на власні потреби, її відпуск із колекторів, річне виробництво теплової енергії на покриття теплових втрат у мережах, корисний відпуск ТЕ споживачам з розділенням на групи споживачів (населення, бюджет, інші споживачі) протягом останніх трьох років.

1.1.3. Кількість спожитого природного газу, електроенергії та холодної води протягом останніх трьох років.

1.1.4. Теплова потужність: встановлена, розрахункова підключена, фактична максимальна погодинна протягом останніх п'яти років.

1.1.5. Тип і технічні характеристики:

- котельних агрегатів;
- котлів: рік введення в експлуатацію, напрацювання з початку експлуатації, рік проведення останнього капітального ремонту, продовження строку безпечної експлуатації (рішення експертної організації, призначений строк служби, основні заходи з продовження ресурсу);
- статистика відмов та відновлення роботи обладнання;
- насосного устаткування;
- тягодуттьового обладнання;
- теплообмінних апаратів;
- системи водопідготовки;
- системи обліку енергоресурсів (паливо, електроенергія, вода, теплова енергія).

1.1.6. Хімічний аналіз вихідної води.

1.1.7. Сертифікат фізико-хімічних параметрів головного палива.

1.1.8. Сертифікат фізико-хімічних параметрів резервного палива.

1.1.9. Наявність і технічний стан систем автоматизації технологічних процесів.

1.1.10. Існуюча система електропостачання джерела — категорія надійності.

1.1.11. Фонові концентрації забруднювальних речовин: оксид вуглецю, діоксид азоту (N_2O), оксид азоту (NO_2), твердих частинок у районі основних котелень.

1.2. Характеристика теплоносія:

1.2.1. Розрахунковий і фактичний обсяг витрат мережної води.

1.2.2. Розрахунковий і фактичний обсяг витрат підживлювальної води.

1.2.3. Розрахунковий і дійсний температурний графік, їх співвідношення за опалювальний період.

1.2.4. Тиск у прямому трубопроводі на котельні.

1.2.5. Тиск у зворотному трубопроводі на котельні.

1.2.6. Статичний напір на котельні.

1.2.7. Теплові втрати: річні та годинні теплові втрати в мережах, відсоток теплових втрат.

4.3. Аналіз показників стану системи тепlopостачання

- 1.2.8. Річні та годинні втрати теплоносія з витоками.
 - 1.3. Характеристики споживачів:
 - 1.3.1. Адреса.
 - 1.3.2. Поверховість споживача (будинку).
 - 1.3.3. Теплові навантаження на систему опалення й вентиляції.
 - 1.3.4. Наявність вузлів обліку ТЕ системи опалення.
 - 1.3.5. Перелік та підключене теплове навантаження споживачів, які перейшли на індивідуальне опалення.
 - 1.3.6. Діаметр існуючої встановленої шайби на кожному вводі до споживача.
 - 1.4. Характеристики мереж тепlopостачання:
 - 1.4.1. Довжина і діаметр прямого та зворотного трубопроводів.
 - 1.4.2. Розташування та найменування теплових камер.
 - 1.4.3. Розташування відсічної запірної арматури на кільцях ТМ.
 - 1.4.4. Ділянки ТМ, які підлягають заміні за технічним станом.
 - 1.4.5. Тип прокладання ТМ (наземне, підземне, безканальне, в каналах).
 - 1.4.6. Тип і стан ізоляційного матеріалу трубопроводів.
 - 1.4.7. Статистика відмов та відновлення роботи ТМ.
 - 1.4.8. Нові ділянки теплових мереж (прокладені за останні п'ять років).
- Зазвичай ці дані є у відповідних відділах та підрозділах тепlopостачального підприємства, але знаходяться в різному вигляді. Тому рекомендовано підготувати опитувальні листи відповідно до необхідного обсягу інформації.

4.3. АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ СТАНУ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Оцінка поточного стану СЦТ є початковим етапом розроблення ППМР та базою для подальшого формування проєктів енергоефективної модернізації.

Дані для визначення показників стану СЦТ надаються тепlopостачальною організацією за базовий період. Як такий період рекомендується використовувати останні три роки, які передують розробленню схеми тепlopостачання. Необхідно зіставити показники середньої температури за опалювальний період за поточний рік із середньостатистичним значенням.

Аналіз показників поточного стану наявної системи тепlopостачання містить:

- ✓ Аналіз показників ефективності використання палива існуючої СЦТ міста:
 - ефективність виробництва ТЕ;
 - ефективність транспортування ТЕ;
 - ефективність використання ТЕ споживачами.
- ✓ Аналіз показників надійності системи тепlopостачання:
 - питома пошкодженість трубопроводів ТМ за окремими зонами тепlopостачання; виявлення ділянок із найбільшим рівнем пошкодженості;
 - відповідність рівнів надійності джерел тепlopостачання і ТМ вимогам нормативних документів.

- ✓ Аналіз показників якості теплопостачання:
 - відповідність кількості ТЕ, яка подається, розрахунковим значенням;
 - статистичний аналіз відповідності між споживанням палива і температурою зовнішнього повітря за окремими тепловими джерелами;
 - статистичний аналіз кількості перерв у теплопостачанні споживачів через пошкодження теплових мереж та інші причини;
 - статистичний аналіз середньої тривалості перерв у теплопостачанні споживачів унаслідок пошкоджень теплових мереж та інших причин;
 - статистичний аналіз зареєстрованих звернень споживачів теплової енергії з питань невідповідності якості послуг умовам договорів.
- ✓ Аналіз екологічних показників. Розрахунок та аналіз викидів забруднювальних речовин та парникових газів відповідно до паспорта схеми теплопостачання та нормативно-правових актів України на 1 Гкал відпущеної теплової енергії:

- питомі викиди оксидів азоту;
- питомі викиди оксидів сірки;
- питомі викиди твердих частинок;
- питомі викиди парникових газів;
- інтегральний показник токсичності викидів димових газів відносно нормативних показників — як сума відношень фактичних та нормативних питомих викидів оксидів азоту і сірки та твердих частинок.

- ✓ Резюме аналізу показників сучасного стану системи теплопостачання.

Приклади аналізу показників із реальних проєктів. Ефективність використання палива. 1. Джерела теплової енергії. У цьому прикладі показано доцільність аналізування використання палива в експлуатаційних районах міста, що дає змогу визначити, на який район у першу чергу необхідно звернути увагу щодо потреби в підвищенні енергетичної ефективності теплових джерел.

Показником енергетичної ефективності котельні є коефіцієнт ефективності використання палива:

$$\eta = \frac{Q_{\text{рік}} \cdot 10^{-3}}{B_{\text{рік}} Q_{\text{н}}^{\text{розр}}} \cdot 100 \%,$$

де $Q_{\text{рік}}$ — річна кількість теплової енергії, яка вироблена котельнею, Гкал; $B_{\text{рік}}$ — річна кількість палива, спожитого котельнею, тис. м³ (т); $Q_{\text{н}}^{\text{розр}}$ — теплотворна здатність палива, ккал/м³ (кг).

Ефективність використання палива визначено методом обчислення прямого балансу всієї сукупності котелень за даними підприємства щодо обсягів споживання газу та виробництва ТЕ (калорійність газу прийнято 8200 ккал/м³). На рис. 4.3.1 показано ефективність використання теплоти палива в експлуатаційних районах міста.

Результати проведеного аналізу на базі даних, наданих підприємством КП «Теплопостачання», свідчать, що середня ефективність використання палива (КЕВП) на котельнях становить 90,4 % (за даними 2016 р.). Як видно з рис. 4.3.1, найнижчим показником КЕВП (84 %) є в ЕР5, що вказує на низьку ефективність генерувального обладнання.

4.3. Аналіз показників стану системи тепlopостачання

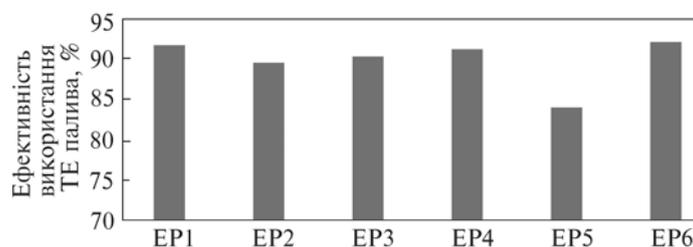


Рис. 4.3.1. Ефективність використання теплоти палива в експлуатаційних районах міста

2. Теплові мережі. За даними підприємства КП «Теплопостачання» проаналізовано втрати теплової енергії в ТМ для EP1—EP6. Результати визначення втрат теплової енергії в ТМ для енергетичних районів міста зведено в табл. 4.3.1 та проілюстровано на рис. 4.3.2. Як видно з рисунка, найбільші втрати теплової енергії протягом 2016 р. спостерігались у EP2 (29,4 %) та EP6 (16,9 %), що спричинено великою кількістю зношених трубопроводів та ізоляційного покриття, а також, можливо, невідповідністю діаметрів трубопроводів тепловим навантаженням на відповідних ділянках ТМ.

3. Споживачі. Споживання природного газу на потреби споживачів міста з розбивкою за енергетичними районами на одиницю опалювальної площі дає змогу визначити райони з найбільшим питомим споживанням палива для потреб опалення та ГВП (за наявності) (табл. 4.3.2 і рис. 4.3.3).

Загалом на підприємстві КП «Теплопостачання» питоме споживання природного газу на потреби теплопостачання становить 157,08 кг ум. п./Гкал. Проте, як видно з рис. 4.3.3, найбільше питоме споживання природного газу на потреби теплопостачання у EP5 сягає 170,2 кг ум. п./Гкал, що означає недостатньо ефективне використання природного газу в цьому енергетичному районі.

Таблиця 4.3.1. Втрати ТЕ в ТМ для енергетичних районів міста за 2016 р.

Параметр	EP1	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6
Відпуск з котельні, Гкал	380314	382337	198402	316685	118172	295403
Втрати ТЕ, Гкал %	41538 10,9	112564 29,4	23542 11,9	33350 10,5	7268 6,2	49841 16,9

Таблиця 4.3.2. Споживання природного газу на потреби споживачів міста з розбивкою за енергетичними районами за 2016 р.

Параметр	EP1	EP2	EP3	EP4	EP5	EP6
Газ, тис. кВт · год*	489121	503389	259100	409510	165852	378313
Опалювальна площа, тис. м ²	3791,2	3145,6	2101,5	3214,1	1187,4	2970,2
Питоме споживання газу, кВт · год/м ²	129,0	160,0	123,3	127,4	139,7	127,4

* Питоме теплота згоряння (нижча) газу G20 (природний газ) — 34,02 МДж/м³, тобто 1 м³ G20 під час згоряння виділить 34,02 МДж або 9,45 кВт · год енергії.

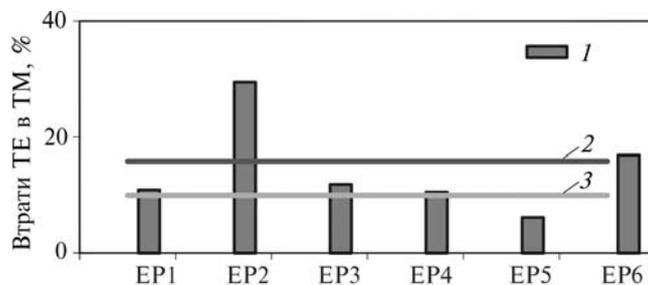


Рис. 4.3.2. Втрати ТЕ в ТМ для енергетичних районів міста за 2016 р.: 1 — втрати ТЕ; 2 — середні фактичні втрати ТЕ; 3 — середні втрати ТЕ, закладені в тарифі

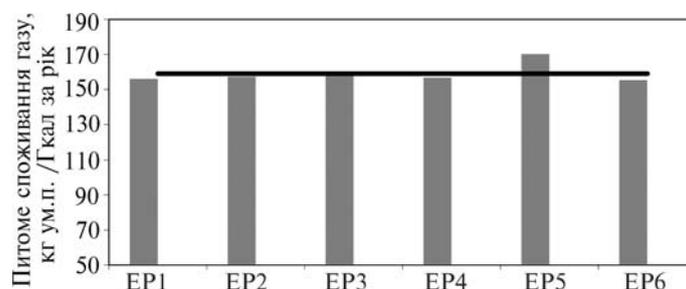


Рис. 4.3.3. Питоме споживання природного газу на потреби споживачів міста за енергетичними районами за 2016 р.

Ефективність використання електричної енергії. Показником енергетичної ефективності використання електроенергії на транспортування теплоносія є витрата електроенергії на одиницю відпущеної теплової енергії:

$$e = \frac{E_{\text{рік}}}{Q_{\text{рік}}},$$

де $E_{\text{рік}}$ — річна кількість електроенергії, яка витрачена на привід циркуляційних насосів, кВт · год; $Q_{\text{рік}}$ — річна кількість відпущеної ТЕ споживачам від ТД.

Величина e характеризує енергетичну ефективність МН, а також віддаленість і компактність розташування теплових споживачів, підключених до котельні.

Ефективність використання електроенергії на транспортування теплоносія від теплових джерел до споживачів у експлуатаційних районах міста відображено на рис. 4.3.4. Наведені на рисунку результати свідчать, що питоме споживання електричної енергії на транспортування теплоносія для різних котельень змінюється від 30 до 40 кВт · год/Гкал. Середньостатистична питома витрата електроенергії на транспортування теплоносія в СЦТ України становить 30 кВт · год/Гкал. Отже, в першу чергу необхідно звернути увагу на мережні насоси котельень EP1 та EP5, а також розглянути варіанти їхньої заміни на сучасніші та енергоефективніші.

4.3. Аналіз показників стану системи тепlopостачання

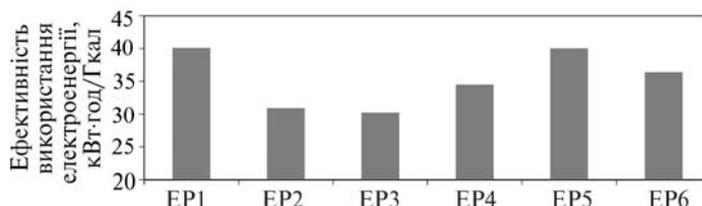


Рис. 4.3.4. Ефективність використання електроенергії на транспортування теплоносія від ТД до споживачів у експлуатаційних районах міста

Якість погодного регулювання. Споживання палива. 1. Подобовий аналіз для котельні. Зміна обсягу споживання палива (виробництва і відпуску ТЕ) відповідно до зміни температури зовнішнього повітря характеризує якість погодного регулювання.

Для перевірки якості погодного регулювання системи тепlopостачання населеного пункту побудовано порівняльні графіки фактичних значень споживання природного газу (палива) від градусо-днів протягом січня—березня 2017 і 2018 рр. (графіки на прикладі котельні наведено на рис. 4.3.5—4.3.8).

Градусо-доба — це різниця між нормативною температурою повітря в опалювальному приміщенні та середньодобовою температурою зовнішнього повітря:

$$n = T_{\text{н. о. п}} - T_{\text{ср. з. п}},$$

де n — фактична кількість градусо-днів; $T_{\text{н. о. п}}$ — нормативна температура повітря в опалювальному приміщенні, $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{ср. з. п}}$ — фактична середньодобова температура зовнішнього повітря, $^{\circ}\text{C}$.

Як видно з наведених вище рисунків, у січні 2017 та 2018 рр. спостерігається приблизно однакова залежність зміни споживання природного газу від градусо-днів, на відміну від березня, особливо 2017 р., коли витрати газу майже не змінюються за зміни температури зовнішнього повітря. Це пояснюється необхідністю підтримувати температуру T_2 у зворотному трубопроводі для потреб ГВП у теплий період.

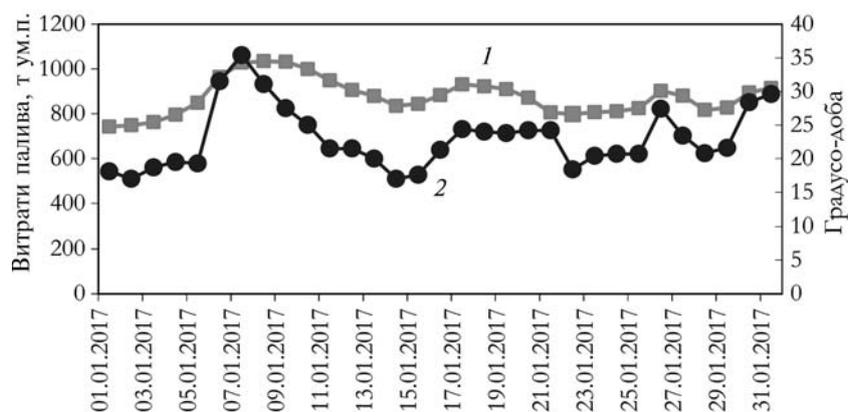


Рис. 4.3.5. Залежність споживання природного газу (1) від градусо-днів (2) протягом січня 2017 р. для котельні

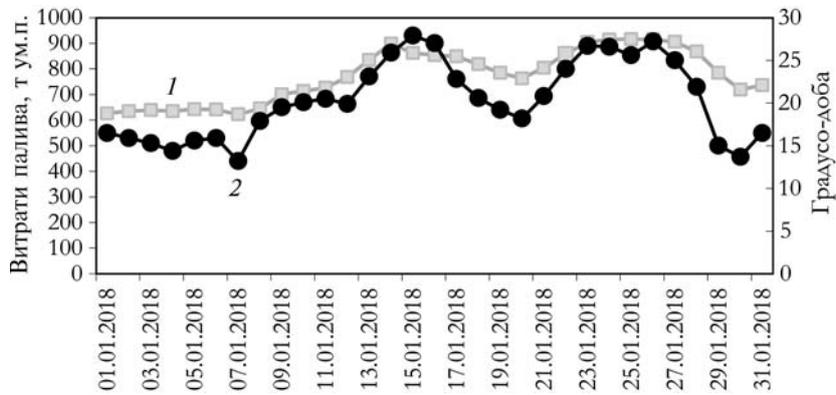


Рис. 4.3.6. Залежність споживання природного газу (1) від градусо-днів (2) протягом січня 2018 р. для котельні

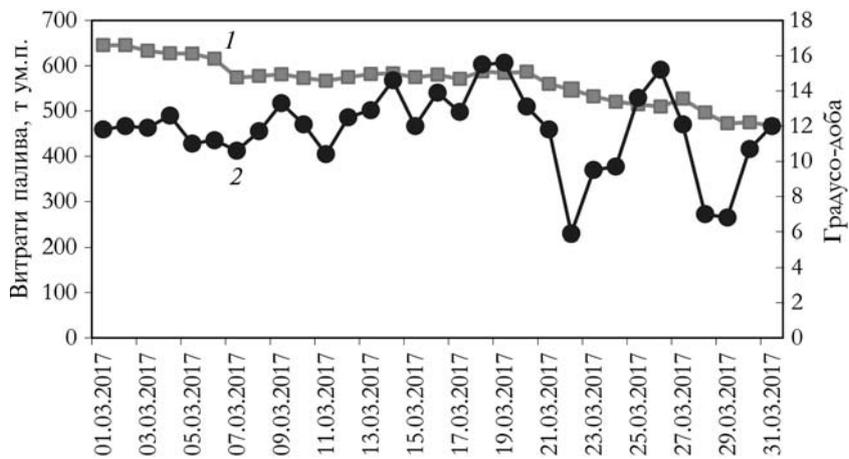


Рис. 4.3.7. Залежність споживання природного газу (1) від градусо-днів (2) протягом березня 2017 р. для котельні

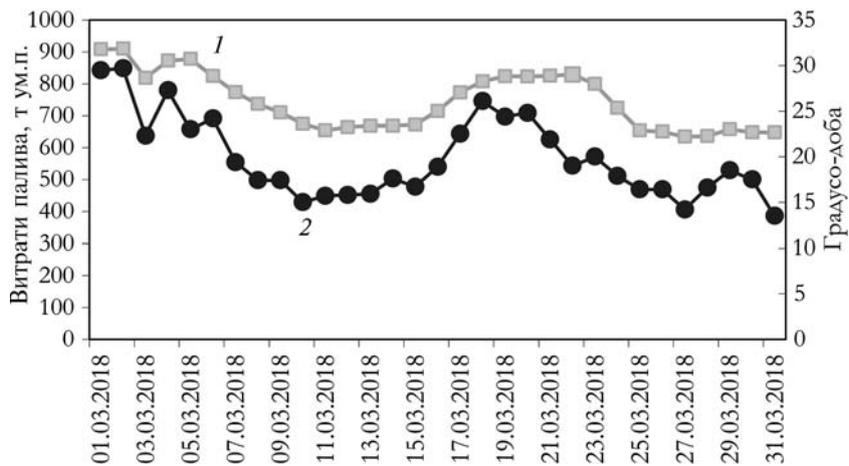


Рис. 4.3.8. Залежність споживання природного газу (1) від градусо-днів (2) протягом березня 2018 р. для котельні

4.3. Аналіз показників стану системи тепlopостачання

Рис. 4.3.9. Кореляційна залежність споживання природного газу від градусо-днів протягом січня 2017 р. (1) і січня 2018 р. (2) для котельні: 1 — $y = 13,822x + 558,433$, $R^2 = 0,631$; 2 — $y = 20,109x + 363,525$, $R^2 = 0,789$

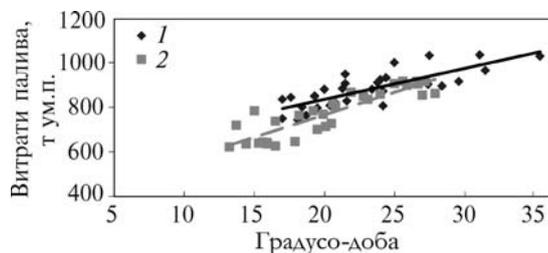
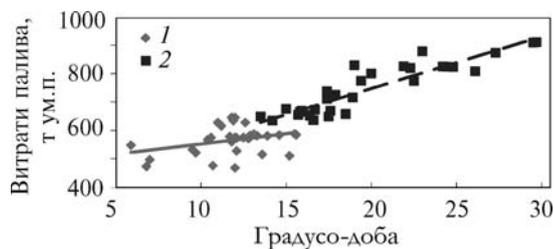


Рис. 4.3.10. Кореляційна залежність споживання природного газу від градусо-днів протягом березня 2017 р. (1) і березня 2018 р. (2) для котельні: 1 — $y = 7,204x + 479,901$, $R^2 = 0,116$; 2 — $y = 18,339x + 380,564$, $R^2 = 0,828$



Важливим показником ефективності роботи котельень є коефіцієнт кореляції між місячним споживанням природного газу та відповідною кількістю градусо-днів (рис. 4.3.9, 4.3.10). За задовільної якості погодного регулювання всі точки, які характеризують кількість градусо-днів та кількість спожитого природного газу в певному місяці, розташовані на одній прямій, а коефіцієнт кореляції близький до одиниці. Про незадовільну якість погодного регулювання свідчить великий розкид точок відносно прямої, яка характеризує середньоквадратичну залежність і мале значення коефіцієнта кореляції.

Рівняння лінійних регресій та коефіцієнти кореляції для найбільшого ТД міста подано в табл. 4.3.3.

За результатами регресійного аналізу можна зробити висновки, що загалом на котельні в січні та березні 2017 р. коефіцієнт кореляції є низьким (особливо у березні). Це свідчить про низьку якість погодного регулювання в теплі періоди опалювального сезону 2017 р. Натомість у січні та березні 2018 р. більше значення коефіцієнта кореляції $R^2 = 0,789 - 0,828$ засвідчує, що між обсягом споживанням природного газу (а отже, й відпуску ТЕ) та кількістю градусо-днів існує залежність.

Наведені чинники зумовлюють необхідність установлення сучасної автоматики для регулювання споживання палива залежно від зміни температури зовнішнього повітря та вдосконалення (створення) на підприємстві сучасної служби енергетичного менеджменту.

Таблиця 4.3.3. Дані регресійного аналізу для котельні

Рік	Результати аналізу			
	січень		березень	
	рівняння	R^2	рівняння	R^2
2017	$13,822x + 558,433$	0,631	$7,204x + 479,901$	0,116
2018	$20,109x + 363,525$	0,789	$18,339x + 380,564$	0,828

Температура теплоносія. Затверджено температурний графік відпуску ТЕ для найбільшої котельні: 115/70 °С з якісним регулюванням.

Для перевірки відповідності роботи системи теплопостачання КП «Теплоенерго» прийнятому температурному графіку відпуску ТЕ побудовано порівняльний графік фактичних температур теплоносія у подавальному та зворотному трубопроводах на виході з котельні до зовнішньої тепломережі від середньодобової температури зовнішнього повітря протягом січня 2017—січня 2018 рр. За результатами обробки графічних даних (рис. 4.3.11—4.3.14) можна визначити, що в *подавальному* трубопроводі ТД у тепліші дні (понад 0 °С) фактична температура теплоносія майже відповідає нормативному значенню, а за холодної погоди — значно нижча, ніж нормативна, і практично не змінюється. У *зворотному* трубопроводі у тепліші дні (понад 0 °С) фактична температура теплоносія більша за нормативне значення, а за холодної погоди — значно нижча, ніж нормативна, і майже не змінюється.

Таким чином, на ТД не спостерігається регулювання температури теплоносія відповідно до затвердженого температурного графіка, що може зумовлювати перетоки приміщень споживачів у теплі дні (понад 0 °С) і суттєві недотоки у холодні.

Витрата мережної води теплоносія. Для перевірки відповідності фактичних витрат мережної води в системі теплопостачання на прикладі найбільшої котельні виконано їх порівняння з розрахунковими витратами теплоносія.

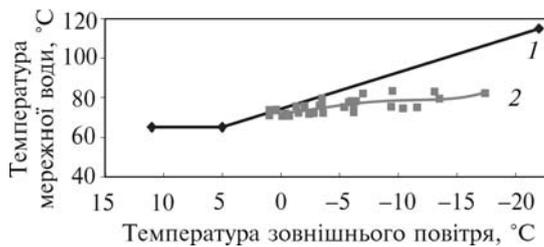


Рис. 4.3.11. Порівняльний графік фактичних температур теплоносія у подавальному трубопроводі на виході з котельні до тепломережі від температури зовнішнього повітря у січні 2017 р.: 1 — норма; 2 — факт

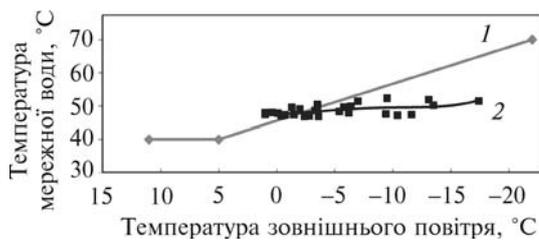


Рис. 4.3.12. Порівняльний графік фактичних температур теплоносія у зворотному трубопроводі на виході з котельні до тепломережі від температури зовнішнього повітря у січні 2017 р. Позначення такі самі, як на рис. 4.3.11

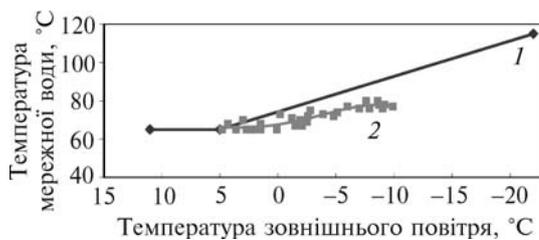
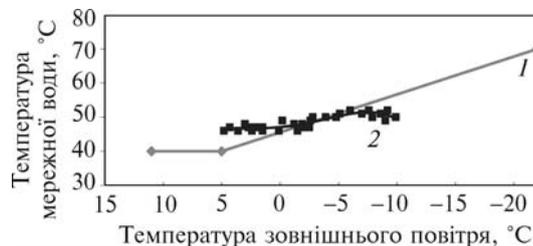


Рис. 4.3.13. Порівняльний графік фактичних температур теплоносія у подавальному трубопроводі на виході з котельні до тепломережі від температури зовнішнього повітря у січні 2018 р. Позначення такі самі, як на рис. 4.3.11

4.3. Аналіз показників стану системи тепlopостачання

Рис. 4.3.14. Порівняльний графік фактичних температур теплоносія у зворотному трубопроводі на виході з котельні до тепломережі від температури зовнішнього повітря у січні 2018 р. Позначення такі самі, як на рис. 4.3.11



Витрату теплоносія, м³/год, що має циркулювати у мережах системи тепlopостачання (без урахування тепловтрат) розраховують за спрощеною формулою:

$$G_{\Sigma}^{\text{розр}} = \frac{Q_{\Sigma}^{\text{розр}}}{T_{\text{под}}^{\text{граф}} - T_{\text{звор}}^{\text{граф}}} \cdot 10^3,$$

де $Q_{\Sigma}^{\text{розр}}$ — загальне розрахункове навантаження на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання, Гкал/год; $T_{\text{под}}^{\text{граф}}$ — розрахункова температура теплоносія у подавальному трубопроводі, °C; $T_{\text{звор}}^{\text{граф}}$ — розрахункова температура теплоносія у зворотному трубопроводі, °C.

Розрахункове теплове навантаження систем тепlopостачання котельні за даними підприємства становить $Q_{\Sigma}^{\text{розр}} = 633,7$ Гкал/год, у тому числі на опалення та вентиляцію $Q_{\text{о}}^{\text{розр}} = 604,0$ Гкал/год та середньогодинне з гарячого водопостачання $Q_{\text{г}}^{\text{ср}} = 29,7$ Гкал/год.

Розрахункова витрата теплоносія за розрахункових навантажень, що має циркулювати у мережі системи тепlopостачання СТ-1, становить 14 083 м³/год:

$$G_{\Sigma}^{\text{розр}} = \frac{Q_{\Sigma}^{\text{розр}}}{T_{\text{под}}^{\text{граф}} - T_{\text{звор}}^{\text{граф}}} \cdot 10^3 = \frac{633,7}{115 - 70} \cdot 10^3 = 14\,083 \text{ м}^3/\text{год}.$$

За добовими даними роботи теплових виводів у січні 2017 р., наданими підприємством, та виконаними розрахунками побудовано графік відповідності розрахункового і фактичного значення витрати теплоносія у подавальних трубопроводах котельні (рис. 4.3.15).

Графічні відображення порівняння фактичних та розрахункових витрат теплоносія виявило витрату мережної води у виводах котельні підприємства, якої недостатньо для покриття втрат теплової енергії у зовнішніх тепломережах та компенсування недотримання температурного режиму кількістю мережної води, що циркулює у системах тепlopостачання.

Надійність тепlopостачання. Надійність системи тепlopостачання проілюстровано на прикладі одного з типових міст України.

Загальна довжина теплових мереж міста в двотрубному обчисленні сягає 326,7 км. Кількість трубопроводів ТМ, термін експлуатації яких понад 20 років, становить 67 % (218,5 км). Теплову ізоляцію більшості трубопро-

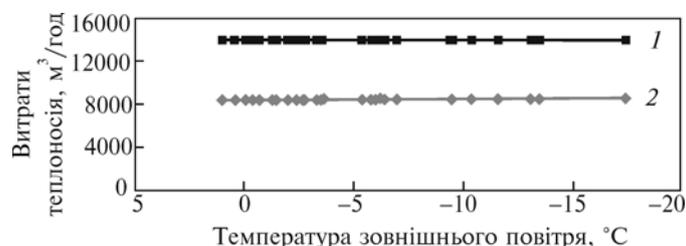


Рис. 4.3.15. Графік відповідності розрахункового і фактичного значень витрат теплоносія у подавальних трубопроводах котельні у січні 2017 р.: 1 — розрахункові витрати; 2 — фактичні витрати

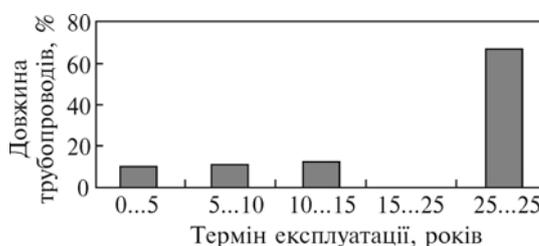


Рис. 4.3.16. Характеристика теплових мереж міста за терміном експлуатації

водів у разі підземного прокладання виконано з мінеральної вати і покрито металевими листами або руберойдом. Характеристики теплових мереж за віком наведено на рис. 4.3.16.

За 2015 р. на трубопроводах обладнання ТМ виявлено та усунуто 319 пошкоджень. Проаналізувавши кількість пошкоджень за 2015 р. порівняно з 2014 р., дійшли висновку, що їхня кількість зменшилася майже в 2 рази або на 305 випадків. Детальну інформацію про порівняння кількості аварій за районами теплових мереж (РТМ) подано в табл. 4.3.4.

Кількість аварій на 1 км у ТМ КП «Тепло» за окремими РТМ за 2014—2015 рр. відображено на рис. 4.3.16.

Як бачимо з рис. 4.3.17, кількість пошкоджень на 1 км теплових мереж за різними тепловими районами коливається від 1,7 (РТМ2) до 2,5 аварій/км/рік (РТМ3). Середнє значення аварій у ТМ становить 2,0 аварій/км/рік за 2015 р., що значно перевищує європейський нормативний рівень, який становить 0,1 пошкодження на 1 км/рік. Висока питома пошкоджуваність ТМ свідчить про пріоритетність реалізації заходу із заміни зношених ділянок труб теплових мереж.

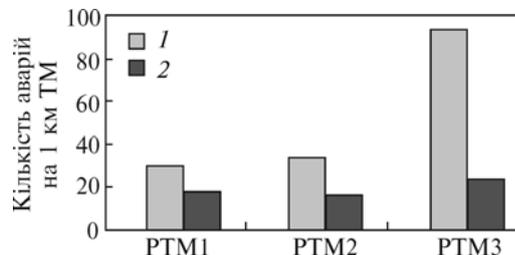
Якщо не вжити відповідних заходів із заміни труб ТМ, то за кількості поривів, що перевищують 2-3 пошкодження на 1 км/рік, цей процес може набути лавиноподібного характеру. Як наслідок, функціонування СЦТ у місті опиниться під загрозою.

Таблиця 4.3.4. Пошкодження труб ТМ КП «Тепло»

РТМ	Рік	
	2014	2015
Виявлено пошкоджень,	624	319
з них:		
РТМ1	213	129
РТМ2	183	89
РТМ3	386	101

4.3. Аналіз показників стану системи тепlopостачання

Рис. 4.3.17. Динаміка пошкоджень ТМ на 1 км для ТМ КП «Тепло» за РТМ: 1 – 2014 р.; 2 – 2015 р.



Питома протяжність ТМ. Важливою характеристикою СЦТ у цілому і кожного теплового району, зокрема, є питома протяжність ТМ (λ), тобто відношення їх протяжності (у двотрубному обчисленні) до приєданого теплового навантаження.

Питома протяжність теплових мереж систем тепlopостачання деяких населених пунктів України змінюється від 0,2 до 2,2 км/Гкал/год (рис. 4.3.18).

Цей показник істотно впливає на рівень теплових втрат у трубопроводах, витрат електроенергії на транспортування теплоносія і, як наслідок, рентабельність роботи тепlopостачальних організацій. Чим нижчий цей показник, тим вища рентабельність. Питома протяжність теплових мереж міста становить 0,3 км/Гкал/год.

На рис. 4.3.19 показано діапазон питомої протяжності λ ТМ із виділенням потужних котелень КП «Тепло».

Як бачимо з рис. 4.3.19, питома протяжність теплових мереж для потужних ТД є різною і становить 0,8–1,77 км/Гкал/год. Якщо значення питомої протяжності ТМ є великим (як у котелень № 8 і № 9), то виникають під-

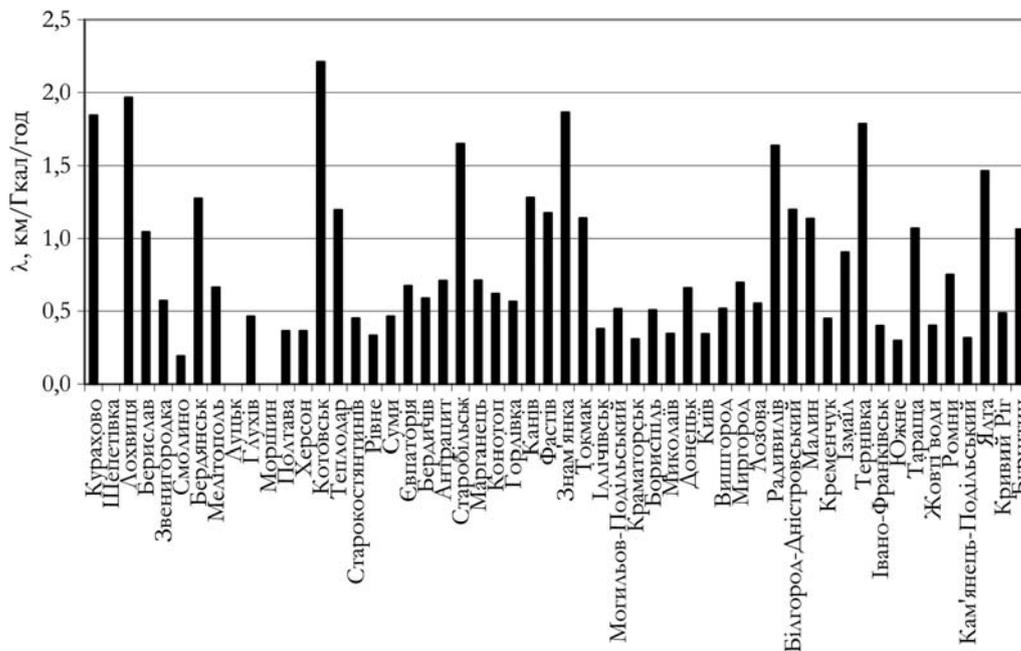


Рис. 4.3.18. Питома протяжність ТМ систем тепlopостачання деяких населених пунктів України

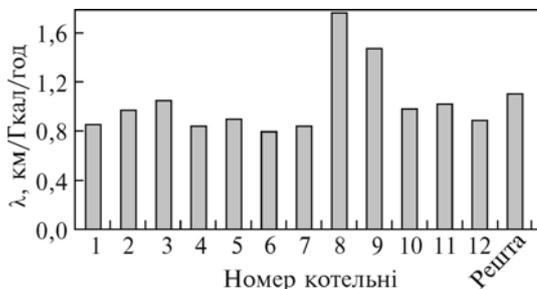


Рис. 4.3.19. Питома протяжність ТМ для потужних ТД КП «Тепло»

стави для розгляду заходів щодо оптимізації конфігурації теплових мереж таких джерел, зокрема, відключення від централізованого теплового джерела протяжних, мало навантажених ділянок теплової мережі та пере-

підключення відповідних теплових споживачів до локальних ТД.

Витрати води на підживлення. Нормативне значення споживання води на підживлення визначається згідно з Керівними технічними матеріалами (КТМ) 204 України 244—94 (зі змінами та доповненнями від 2001 р.).

Згідно з п. 3.1.5 КТМ 204 України 244—94 середньорічні витрати води для підживлення системи тепlopостачання у закритих системах тепlopостачання слід приймати як 0,25 % за годину від фактичної місткості води в трубопроводах теплових мереж та в приєднаних до них системах опалення і вентиляції будівель.

Дані з фактичного споживання води на підживлення теплових мереж КП БМР «БЦТМ» згідно з КТМ 204 України 244—94 наведено у табл. 4.3.5.

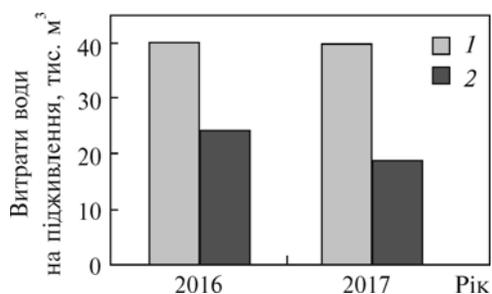
На рис. 4.3.20 наведений графік нормативного та фактичного обсягів використання підживлювальної води системи тепlopостачання КП «Тепло» за січень та березень 2017 і 2018 рр. (згідно з даними табл. 4.3.5). Як бачимо, всього протягом місяця спожито підживлювальної води в середньому 25 тис. м³, що не перевищує нормативне допустиме значення 41 тис. м³. У цілому за рік обсяг використання підживлювальної води для системи тепlopостачання КП «Тепло» становить приблизно 100 тис. м³/рік за максимально допустимого значення 246 тис. м³/рік.

Аналізуючи кожен із показників, можна оцінити як окремі (локальні) потреби у впровадженні тих чи інших заходів, так і загалом визначити комплекс необхідних заходів із підвищення енергоефективності СЦТ населеного пункту.

Рис. 4.3.20. Нормативне та фактичне використання підживлювальної води системи тепlopостачання КП «Тепло» за січень 2016 і 2017 рр.: 1 — норма; 2 — факт

Таблиця 4.3.5. Фактичні втрати води для підживлення системи тепlopостачання КП «Тепло» за січень 2016 і 2017 рр. (м³)

Період	Рік	
	2016	2017
Січень	24960	19616
За рік	180745	100245



4.4. ПРОГНОЗУВАННЯ ВПЛИВОВИХ ЧИННИКІВ

Одним із ключових моментів прийняття рішення про вибір проектів та варіантів модернізації СЦТ є загальна вартість проекту разом із капітальними та експлуатаційними витратами впродовж розрахункового періоду. Капітальні витрати пов'язані з величиною приєднаного теплового навантаження споживачів. Експлуатаційні витрати залежать від зміни вартості ПЕР (особливо природного газу).

Отже, розроблення проектів і варіантів модернізації СЦТ має здійснюватися з урахуванням результатів прогнозування очікуваної зміни приєднаних теплових навантажень на розрахунковий період за окремими зонами дії теплових джерел, а також очікуваної протягом розрахункового періоду зміни вартості ПЕР.

Прогнозування очікуваної зміни приєднаних теплових навантажень. Прогнозні показники слід використовувати в ході вибору встановленої потужності ТД, діаметрів труб ТМ та інших характеристик обладнання та систем, які планується застосовувати для модернізації систем тепlopостачання.

Для прогнозування приєднаних теплових навантажень за окремими зонами дії теплових джерел можна використовувати такі дані:

- уточнені дані про приєднані теплові навантаження за окремими споживачами ТЕ;
- ретроспективну статистичну інформацію про фактичне споживання палива та відпуск ТЕ тепловим джерелом;
- дані про підключення нових споживачів ТЕ відповідно до перспективного плану розвитку населеного пункту та іншої документації, яка містить плани забудови територій;
- дані про термомодернізації будівель, підключених до ТД;
- дані про відключення споживачів від СЦТ;
- ретроспективні та прогнозні дані про зміну чисельності населення.

Нижче викладено спрощений підхід до оцінювання прогнозованого приєднаного теплового навантаження ТД на підставі даних у реперних точках і припущення щодо лінійного характеру їх зміни протягом двох періодів — ретроспективного та розрахункового (рис. 4.4.1).

Ретроспективний період — це минулий період, протягом якого можна простежити динаміку змін необхідних величин (3—5 років). Розрахунковий період — це період у майбутньому, протягом якого необхідно оцінити зміни прогнозованої величини (може становити 10—50 років).

Прогнозованою величиною є сумарне приєднане навантаження всіх споживачів ТЕ, які знаходяться в зоні дії певного ТД. На момент прогнозування її значення зазвичай відоме (рис. 4.4.1, точка *a*). Цю величину називають паспортним приєднаним навантаженням. Здебільшого її значення потребує уточнення та додаткових розрахунків. Після уточнення фактичне приєднане навантаження (точка *b*) може відрізнятись від паспортного (*a*).

Фактичне приєднане навантаження *b* є відправною точкою побудови лінії тренду для оцінювання прогнозного значення в кінці розрахункового періоду.

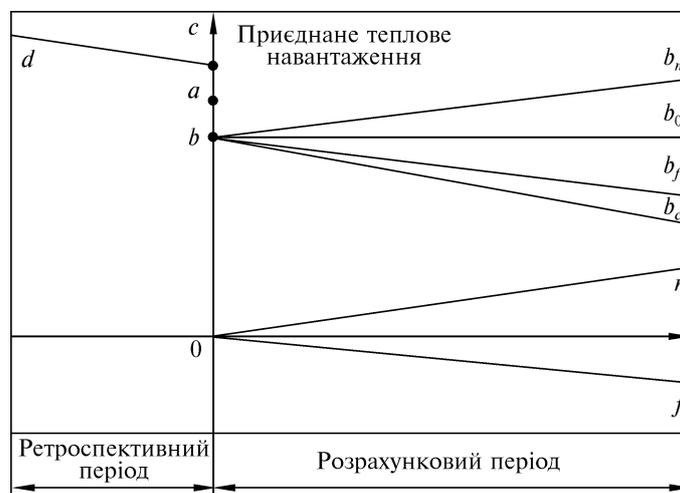


Рис. 4.4.1. Спрощений підхід до оцінювання прогнозного значення приєданого теплового навантаження

З огляду на істотну невизначеність чинників, які впливають на прогнозоване значення, слід розглянути кілька сценаріїв, кожен із яких характеризується певною лінією тренду (рис. 4.4.1):

- $(b; b_0)$ — нульовий сценарій, який передбачає відсутність істотних змін прогнозованого значення;
- $(b; b_c)$ — статистичний сценарій, який базується на припущенні про те, що протягом розрахункового періоду збережеться така сама динаміка приєданого теплового навантаження, як і протягом ретроспективного періоду. При цьому лінія $(b; b_c)$ є паралельною лінії $(d; c)$, яка характеризує зміни відпуску ТЕ тепловим джерелом за ретроспективний період;
- $(b; b_f)$ — сценарій термомодернізації споживачів ТЕ, який базується на планах термомодернізації будівель і відповідає зменшенню приєданого теплового навантаження f наприкінці розрахункового періоду. При цьому лінія $(b; b_f)$ є паралельною лінії $(0; f)$;
- $(b; b_n)$ — сценарій розвитку, який базується на припущенні, що до джерела ТЕ буде підключено нових споживачів, сумарне приєдане навантаження яких наприкінці розрахункового періоду дорівнюватиме n . При цьому лінія $(b; b_n)$ є паралельною лінії $(0; n)$.

Під час розроблення схем теплопостачання слід визначити наведені вище реперні точки та обґрунтувати найімовірніший сценарій для прогнозування.

Приклад застосування цієї методики для прогнозування потреби в ТЕ населеного пункту. Місто активно розвивається і його межі розширюються. Генеральний план розбудови передбачає збільшення території міста, а отже, і зростання кількості промислових об'єктів, будівництво житла та будівель бюджетної сфери для потреб населення. У генеральному плані виділено розрахунковий етап до 2036 р.

4.4. Прогнозування впливових чинників

Житловий фонд міста на кінець розрахункового періоду приблизно становитиме 6758,8 тис. м² загальної площі на відміну від сьогоднішніх 4489 тис. м² загальної площі (тобто на 50 % більше).

Показник середньої житлової забезпеченості (загальної площі) в цілому по місту дорівнюватиме 30,7 м²/особу (на сьогодні — 21,2 м²/особу).

Прогнозна чисельність населення становитиме 219,9 тис. осіб (нині — 178 тис. осіб).

Генеральний план передбачає поступове здійснення реконструкції під багатоквартирну забудову територій садибної забудови, військових містечок, окремо розташованих серед житлової забудови з порушенням санітарних розривів ділянок комунально-складського та виробничого призначення.

Реконструкція садибної забудови передбачається впродовж позарозрахункового періоду. Але зауважимо, що намічена в проєкті послідовність освоєння ділянок протягом розрахункового періоду та на подальшу перспективу має рекомендаційний характер (залежно від можливостей і потреб міста). Головне, що такі заходи передбачено в генеральному плані в разі додержання, безумовно, режимів використання історичних територій.

З огляду на демографічні прогнози, поліпшення рівня забезпеченості мешканців житлом, заплановане нове житлове будівництво та реконструкцію територій дійшли висновку, що містобудівна місткість територій у нових проєктних межах становитиме близько 270 тис. осіб.

Отже, потреба в забезпеченні міста тепловою енергією зростає, оскільки протягом останніх трьох років не було відключень від централізованого теплопостачання.

Припустимо, що передбачена житлова площа збільшиться на 50 %. Але з урахуванням наявності сучасних енергозберігальних матеріалів та вимог до нового будівництва потреби в теплопостачанні для населення можуть зрости на 25 %.

Згідно з новим генеральним планом передбачено територіальний розвиток промислової зони, розміщення вздовж траси М-05 логістичних комплексів і формування на в'їзді до міста центру громадського обслуговування міжрайонної системи розселення.

Проте ці чинники не впливають на приєднання чи від'єднання промислових споживачів до (від) СЦТ.

Наведемо сценарії прогнозування попиту на ТЕ:

1. Нульовий сценарій передбачає відсутність істотних змін у СЦТ міста — сьогоднішнє значення розрахункового максимального теплового навантаження на опалення та середнє навантаження на систему ГВП становить 279 Гкал/год.

2. Сценарій комплексної термомодернізації будівель бюджетних споживачів ТЕ — приєднане навантаження бюджетних споживачів у такому випадку орієнтовно зменшиться на 40 % і становитиме 5,7 Гкал/год, а загальне приєднане навантаження — 275 Гкал/год.

3. Сценарій розвитку, який базується на припущенні, що до ТД будуть підключені нові споживачі ТЕ — площа житлового фонду орієнтовно збільшиться на 50 % до 2036 р., а приєднане теплове навантаження для потреб населення — на 55 Гкал/год.

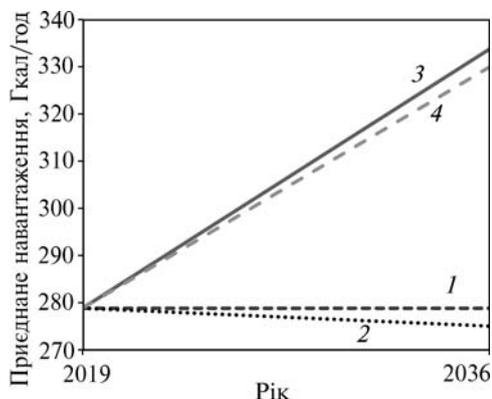


Рис. 4.4.2. Можливі сценарії попиту на теплову енергію до 2036 р.: 1–4 — відповідно сценарії 1–4

4. Сценарій розвитку та термо-модернізації бюджетних будівель (сценарій 2 + сценарій 3).

На рис. 4.4.2 відображено можливі сценарії попиту на ТЕ до 2036 р. згідно з новим генеральним планом.

Отже, у випадку будівництва нового житла відповідно до нового генерального плану та впровадження

енергоєфективних заходів (комплексної термомодернізації бюджетних споживачів) прогнозована потреба в ТЕ становитиме 330 Гкал/год (сценарій 4), а без термомодернізації бюджетних будівель — 334 Гкал/год (сценарій 3).

За відсутності нових споживачів категорії населення під час термомодернізації бюджетних будівель прогнозована потреба в ТЕ становитиме орієнтовно 275 Гкал/год (сценарій 2).

Прогнозування зміни вартості ПЕР. Основною складовою експлуатаційних витрат є вартість енерговитрат, які прямо пропорційно залежать від ціни ПЕР.

Проаналізувавши господарсько-фінансову діяльність низки теплопостачальних організацій, з'ясували, що структура собівартості одиниці теплової енергії може характеризуватися такими цифрами: природний газ (або інший вид палива) — 57,0 %, електроенергія — 7,9 %, водопостачання — 0,8 %, інші складові — 34,5 %. Таким чином, витрати на природний газ і електроенергію становлять приблизно 65–70 % загальних витрат на виробництво теплової енергії.

Вплив вартості природного газу (або іншого виду палива) на рентабельність виробництва ТЕ за умови фіксованої ціни теплової енергії є ключовим чинником визначення прибутковості або збитковості ведення діяльності теплопостачальних підприємств. Тому важливим є знаходження критичної ціни палива, за якої рентабельність дорівнюватиме нулю.

Зміна ціни електроенергії менш істотно впливає на рентабельність виробництва ТЕ, ніж зміна вартості палива. Це пояснюється тим, що витрати електроенергії у відсотковому поданні значно менші, ніж первинної енергії палива, яке витрачається на виробництво ТЕ.

Нижче відображено динаміку вартості палива (природного газу і вугілля) та електроенергії для одного з вітчизняних теплопостачальних підприємств (рис. 4.4.3, 4.4.4).

Як бачимо з цих рисунків, вартість енергоносіїв протягом останніх років постійно зростає. Так, упродовж 2014–2016 рр. ціна на природний газ для населення збільшилася більш ніж у 5 разів, для інших категорій споживачів — в 2,1 раза, а на електроенергію для підприємства — в 2,4 раза за п'ять років.

4.5. Аналіз потенціалу відновлюваних та місцевих джерел енергії

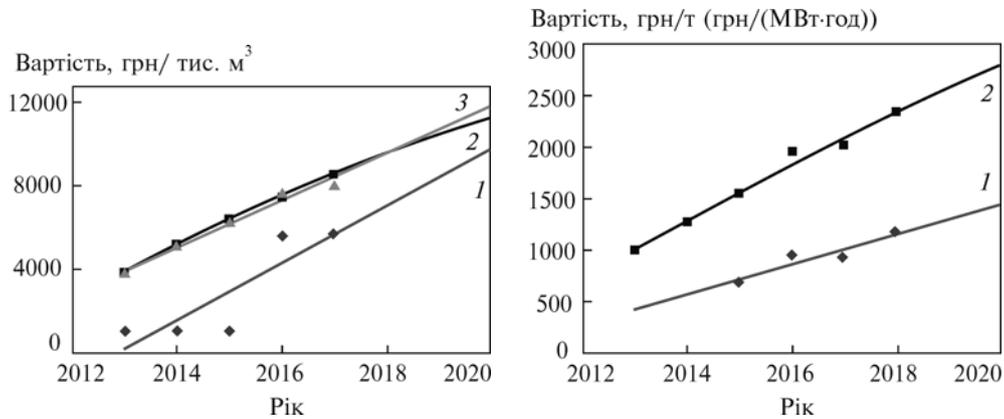


Рис. 4.4.3. Зростання цін на природний газ для різних категорій споживачів: 1 — населення; 2 — бюджет; 3 — інші

Рис. 4.4.4. Зростання цін на вугілля, грн/т (1), та електроенергію, грн/МВт · год (2)

Такі прогнозування вартості на енергоносії є вагомими для побудови моделі керування господарсько-фінансовою діяльністю теплостачального підприємства.

4.5. АНАЛІЗ ПОТЕНЦІАЛУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ТА МІСЦЕВИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Одним із цільових показників у ході розроблення перспективного плану модернізації та розвитку СЦТ є частка альтернативних джерел енергії. Для оцінювання можливості збільшення цього цільового показника необхідно проаналізувати наявність таких джерел енергії, їхній потенціал, розташування, кількісні характеристики та напрями використання (табл. 4.5.1).

Таблиця 4.5.1. Приклад реєстру альтернативних джерел енергії

№ з/п	Назва	Необхідна інформація для аналізування	Можливості використання
1	ТПВ	Кількісний та якісний склад ТПВ. Наявність сортувальних станцій. Можливості виробництва RDF-палива. Розташування полігону ТПВ і можливого майданчика для будівництва сміттєспалювального заводу	Сміттєспалювальний завод з виробництвом теплової та електричної енергії. Подача ТЕ до ТМ. Підмішування RDF-палива в невеликих кількостях до палива котельні
1.1	Звалищний газ із полігону ТПВ	Обсяг та терміни заховання ТПВ. Потенціал звалищного газу. Розташування полігону ТПВ до найближчих котельні	Будівництво КГУ на полігоні ТПВ. Подача ТЕ до ТМ найближчої котельні

Продовження табл. 4.5.1

№ з/п	Назва	Необхідна інформація для аналізування	Можливості використання
2	Біопаливо (тріска, пелети, відходи сільськогосподарської переробки, інше)	Постачальники біопалива в районі населеного пункту. Ціни на біопаливо	Встановлення біопаливних котлів і подача ТЕ до ТМ
2.1	Енергетичні плантації	Наявність відповідних територій та агрокліматичних умов для енергетичних плантацій	Постачання біопалива для котлів, підключених до СЦТ
2.2	Відходи міського зеленого господарства	Кількість відходів міського зеленого господарства, зокрема обрізка дерев та прибирання листя	Постачання біопалива для котлів, підключених до СЦТ
3	Каналізаційні стоки	—	—
3.1	Теплота каналізаційних стоків	Розташування КОС і КНС. Графіки вимірювань витрат і температур неочищених та очищених каналізаційних стоків	Створення ТН станцій на КОС і КНС, подача ТЕ до ТМ
3.2	Мулові осади	Кількість та якісний склад осадів. Наявність проблеми захоронення мулових осадів	1. Зброджування мулових осадів та виробництво біометану. подача біометану в газові мережі, КГУ або котли 2. Виробництво біопалива з мулових осадів із використанням сонячних теплиць. Додавання біопалива з мулу до твердого палива ТЕЦ
4	Відходи підприємств і транспорту	—	—
4.1	Тепла скидна вода (системи охолодження компресорів і технологічного обладнання, ставки-охолодники ТЕС)	Графіки зміни витрат і температур теплої скидної води. Розташування джерел теплої скидної води відносно ТМ	Безпосереднє використання теплої скидної води як теплоносія (за температури понад 50 °С) або використання за допомогою ТН (за температури 15—49 °С)
4.2	Тверді відходи (горючі відходи, відпрацьовані автомобільні шини)	Назва та адреса підприємства, кількість відходів, графік виходу відходів, якісний склад	Спалювання горючих відходів у топках котлів. Переробка автомобільних шин із використанням технології газифікації або піролізу. Використання отриманого газу або рідкого палива в котлах

4.6. Зонування теплопостачання

Закінчення табл. 4.5.1

№ з/п	Назва	Необхідна інформація для аналізування	Можливості використання
4.3	Рідкі відходи (відпрацьовані харчові та моторні мастила, інші рідкі горючі відходи)	Назва та адреса підприємства, кількість відходів, графік виходу відходів, якісний склад	Використання рідкого палива в котлах для спалювання
4.4	Газоподібні відходи (супутні гази технологічних процесів)	Назва та адреса підприємства, кількість газів, графік виходу газів, якісний склад	Будівництво нових або використання наявних котелень (КГУ) для спалювання супутніх газів технологічних процесів
5	Скидна теплова енергія вентиляційних викидів (торговельно-розважальні, офісні, комп'ютерні, холодильні центри)	Назва та адреса підприємства, кількість скидного повітря, графік виходу вентиляційних викидів та їхня температура	Виробництво теплоносія опалювальних параметрів із використанням теплових насосів
6	Сонячна енергія	Інтенсивність сонячного випромінювання для даної місцевості (за місяцями). Розташування майданчиків для розміщення сонячних колекторів	Сонячне гаряче водопостачання в опалювальний і неопалювальний періоди. Сонячне опалення з використанням сезонного акумулювання гарячої води
7	Теплова енергія морів і водойм (Чорне море та інші природні водойми)	Сезонна температура води на різних глибинах	Теплонасосні та теплонасосно-когенераційні технології виробництва ТЕ

Наведену інформацію призначено для розроблення потенційних проектів використання альтернативних джерел енергії для виробництва теплової енергії в СЦТ на базі методу витрат і вигід (див. розд. 5).

4.6. ЗОНУВАННЯ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Під час розроблення схем теплопостачання населених пунктів потрібно визначити (уточнити) зони централізованого, помірно-централізованого, децентралізованого, автономного або індивідуального теплопостачання, які характеризуються різним ступенем централізації цих систем.

Доцільний ступінь централізації теплопостачання населених пунктів визначається низкою чинників, головні з яких наведено на рис. 4.6.1.

Зіставлення різних проектів і варіантів, пов'язаних із формуванням зон теплопостачання та з різним ступенем централізації, здійснюється з використанням методу аналізу витрат і вигід (АВВ), який дає змогу врахувати чинники, наведені на рис. 4.6.1, та неекономічні чинники.

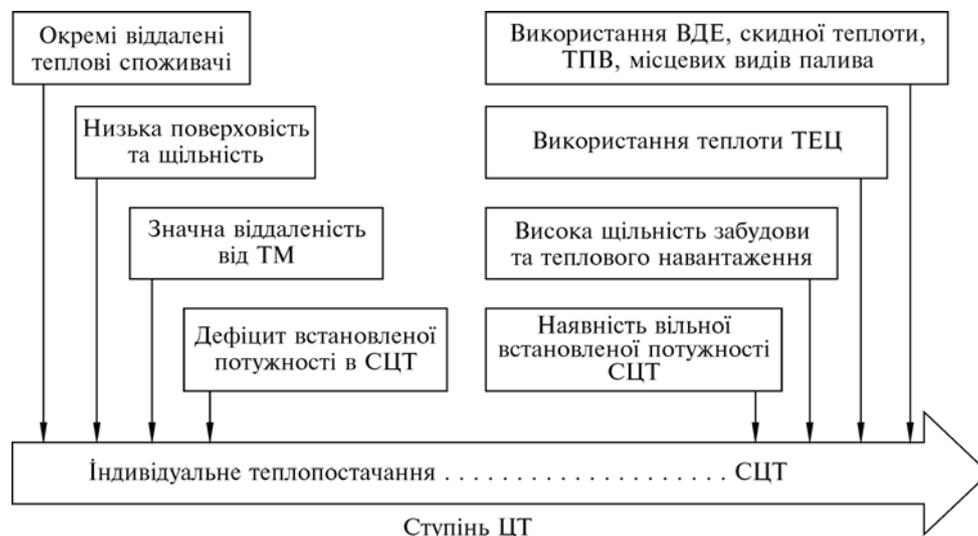


Рис. 4.6.1. Чинники, що впливають на ступінь ЦТ населених пунктів

Попереднє аналізування доцільного ступеня централізації в конкретних зонах теплопостачання можна виконати на підставі розгляду спеціальних індикаторів.

Основним із індикаторів є щільність теплового навантаження, пов'язана з поверховістю і відповідно щільністю забудови населеного пункту (табл. 4.6.1).

Чим вищий показник щільності теплового навантаження зони теплопостачання, тим доцільнішим є використання централізованої системи теплопостачання. На підставі результатів дослідження [1] можна відзначити, що за значень щільності теплового навантаження 0,5 МВт/га і вище (що відповідає переважній поверховості 3 чи більше) реконструйовані СЦТ переважають за економічними характеристиками у систем індивідуального теплопостачання, незалежно від ціни на природний газ. Зі збільшенням ціни ефективність СЦТ зростає. За 0,3—0,5 МВт/га для визначення доцільного ступеня централізації необхідно проводити техніко-економічні дослідження згідно з методом АВВ. За щільності теплового навантаження до 0,3 МВт/га переваги мають системи індивідуального або автономного теплопостачання.

Таблиця 4.6.1. Залежність щільності теплового навантаження від поверховості

Параметр	Значення									
	24	16	9	7	6	5	4	3	2	1
Переважна поверховість										
Щільність теплового навантаження, МВт/га	1,1—1,7	1—1,45	0,75—0,92	0,58—0,82	0,47—0,64	0,29—0,47	0,17—0,23	0,1—0,15	0,05—0,08	0,03—0,05

4.6. Зонування теплопостачання

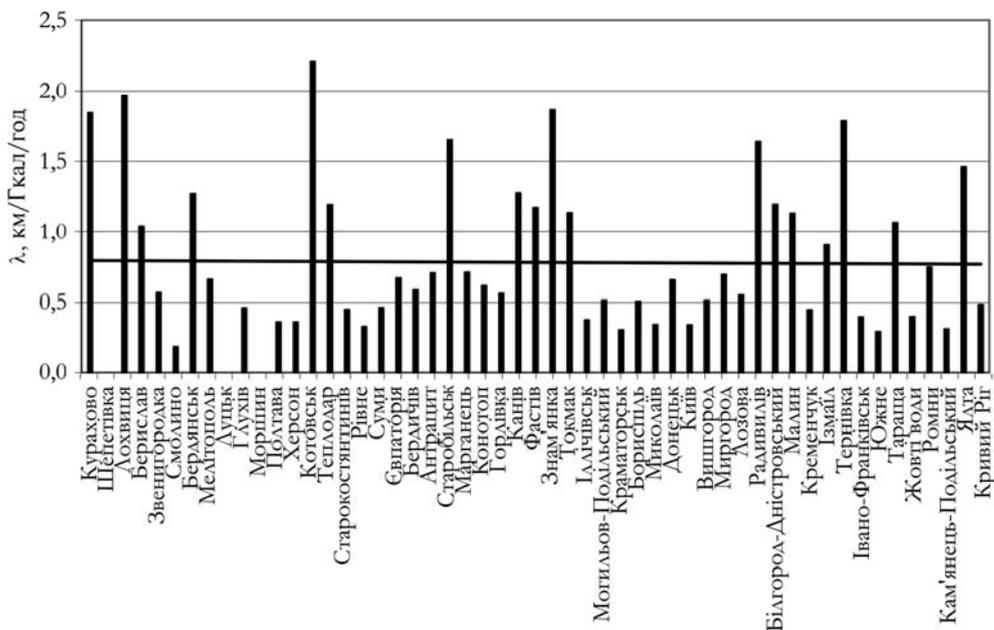


Рис. 4.6.2. Питома протяжність теплових мереж деяких міст України (дані паспортів схем теплопостачання 2005—2010 рр.)

Іншим індикатором, який можна використовувати під час аналізування ефективності структури СЦТ [2], є питома протяжність теплових мереж:

$$\lambda = L / Q_{\text{сум}}^{\text{розн}}$$

де $Q_{\text{сум}}^{\text{розн}}$ — сумарне теплове навантаження в зоні дії ТД (теплової потужності), приєднане до ТМ цього джерела, Гкал/год; L — сумарна довжина трубопроводів ТМ, яка утворює зону дії ТД, км.

Як бачимо з рис. 4.6.2, значення питомої протяжності ТМ окремих населених пунктів України істотно різняться. Її середнє значення становить приблизно 0,8 км/Гкал/год. Великі значення цієї величини свідчать про необхідність проведення детальнішого аналізу структури ТМ зони теплозабезпечення, що розглядається, і оцінювання доцільності переведення окремих віддалених споживачів ТЕ на децентралізоване, автономне або індивідуальне теплопостачання.

Особливу увагу під час розроблення схем теплопостачання слід приділяти результатам аналізу техніко-економічної доцільності розширення зон теплопостачання ТЕЦ [3—5] з використанням поняття радіуса ефективного теплопостачання.

4.7. АЛГОРИТМ РОЗРОБЛЕННЯ ПЛАНУ. РОЗРОБЛЕННЯ ПРОЄКТІВ І ВАРІАНТІВ

Розроблення ППМР системи централізованого теплопостачання (СЦТ) населеного пункту можна подати у вигляді алгоритму послідовних етапів, спрямованих на модернізацію СЦТ (рис. 4.7.1).

Етап 1. Аналізуються проведені дослідження та документи, спрямовані на модернізацію СЦТ, зокрема генеральний план розвитку населеного пункту, енергетичний аудит СЦТ, попередня схема теплопостачання, регіональна програма розвитку комунальної теплоенергетики, окремі проєкти та техніко-економічні обґрунтування модернізації СЦТ і підключених до них будівель.

Етап 2.1. Докладно описаний у п. 4.3.

Етап 2.1.1. На підставі виконаного аналізу показників поточного стану визначаються показники базового (нульового) варіанта, який не передбачає капіталовкладень на модернізацію і розвиток СЦТ. Сумарні витрати за базовим варіантом на період планування (десять років) містять експлуатацій-

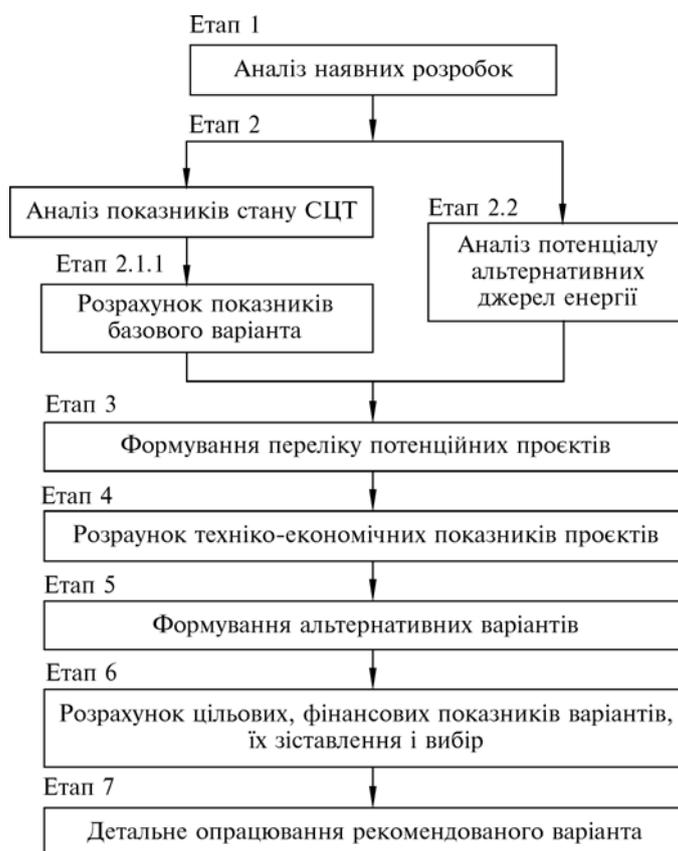


Рис. 4.7.1. Алгоритм розроблення ПМР СЦТ

4.7. Алгоритм розроблення плану. Розроблення проєктів і варіантів

ні витрати та витрати на проведення ремонтно-відновлюваних робіт, пов'язаних переважно з ремонтом зношених ТМ.

Етап 2.2. Докладно описано в п. 4.5.

Етап 3. Перелік потенційних проєктів розвитку (модернізації) системи теплопостачання формується на підставі результатів аналізу, одержаних на попередніх етапах.

Взаємозв'язок між показниками поточного стану і проєктами модернізації СЦТ проілюстровано в табл. 4.7.1.

У загальному випадку необхідно попередньо проаналізувати доцільність детальнішого розроблення таких проєктів:

- проєкти будівництва, реконструкції та модернізації джерел ТЕ;
- проєкти з оптимізації структури системи теплопостачання, зокрема зміни до зон теплопостачання, ліквідацію неефективних джерел ТЕ та підключення споживачів до ефективніших джерел; розширення зон дії ТЕЦ та інших ефективних ТД; відключення віддалених споживачів від джерел ЦТ тощо;
- проєкти щодо впровадження КГУ;
- проєкти щодо впровадження джерел ТЕ, які використовують альтернативні види палива;
- проєкти щодо використання скидного енергетичного потенціалу;
- проєкти оптимізації, будівництва та реконструкції ТМ;
- інші проєкти будівництва, реконструкції та модернізації елементів системи теплопостачання;
- проєкти зі створення та (або) вдосконалення системи енергетичного менеджменту на підприємствах ЦТ;
- неінвестиційні проєкти («м'які» заходи).

Таблиця 4.7.1. Приклади взаємозв'язку показників стану і проєктів модернізації СЦТ

Показник стану	Проєкт модернізації СЦТ
Велика питома витрата умовного палива в котельні	Заміна котла, заміна пальників, встановлення теплоутилізатора, автоматизація процесу горіння
Великі витрати ТЕ в ТМ	Заміна зношених ділянок труб ТМ
Велика кількість поривів труб ТМ	
Велика питома витрата електроенергії на транспортування теплоносія	Заміна МН ефективнішими насосами з ЧРП*. Використання якісно-кількісного регулювання теплового навантаження
Велика питома протяжність ТМ	Відключення віддалених теплових споживачів від СЦТ. Встановлення локальних ТД
Низька якість погодного регулювання. «Перетопи» і «недотопи» в будівлях	Встановлення ІТП
Великі втрати в ТМ у неопалювальний період (приготування гарячої води)	Встановлення локальних систем ГВП (сонячні колектори, біопаливні котли)

* ЧРП — частотно-регульований привід.

Початковий перелік проєктів підлягає обговоренню з представниками органів місцевого самоврядування, теплопостачальних організацій, а також експертів, добре знайомих із проблемами розглянутих СЦТ. Початковий перелік проєктів можна скоротити, виходячи з технічних та екологічних міркувань, а також із наявності фінансових обмежень. Таким чином, потрібно сформулювати уточнений перелік проєктів.

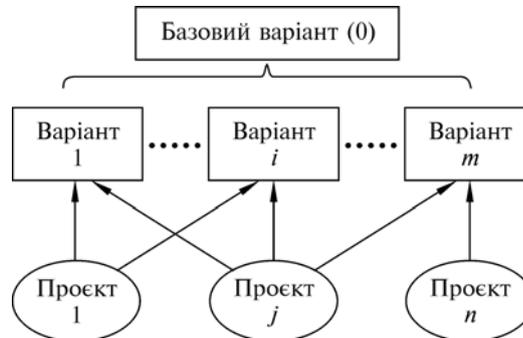
Етап 4. На базі використання методу аналізу витрат і вигід для кожного проєкту з уточненого переліку слід розрахувати техніко-економічні показники (табл. 4.7.2), а також інші витрати і вигоди проєкту в натуральному і грошовому виразах. Також потрібно розрахувати капітальні витрати, простий і дисконтований терміни окупності капітальних витрат, IRR, NPV. Доцільно здійснити пріоритизацію проєктів за терміном окупності капітальних витрат та інших показників.

Таблиця 4.7.2. Техніко-економічні показники проєктів (приклад)

Показник проєкту	Проект		
	1	i...	m
Економія ПЕР, у тому числі:			
теплова енергія, Гкал/рік			
теплова енергія, млн євро/рік			
електрична енергія, МВт · год/рік			
електрична енергія, млн євро/рік			
природний газ, тис. м ³ /рік			
природний газ, млн євро/рік			
хімічно очищена вода, м ³ /рік			
хімічно очищена вода, млн євро/рік			
Показники енергетичної та екологічної ефективності			
Зниження питомих витрат палива на виробництво ТЕ, кг ум. п./Гкал			
Зниження енергетичної складової собівартості ТЕ (у цінах ПЕР базового року), грн/Гкал			
Зниження питомих витрат електроенергії на транспортування ТЕ, кВт · год/Гкал			
Зниження втрат ТЕ в ТМ, %			
Скорочення викидів парникових газів, т CO ₂ /рік			
Фінансові показники			
Розрахункове скорочення витрат на ПЕР, млн євро/рік			
Розрахункове скорочення витрат на ПЕР, млн грн/рік			
Капітальні витрати, млн євро/рік			
Капітальні витрати, млн грн			
Експлуатаційні витрати, млн євро/рік			
Експлуатаційні витрати, млн грн			
Чиста економія, млн євро/рік			
Чиста економія, млн грн/рік			
Простий термін окупності капітальних витрат, років			
Дисконтований термін окупності за ставки 6 %, років			
IRR, %			
NPV, млн грн			

4.7. Алгоритм розроблення плану. Розроблення проєктів і варіантів

Рис. 4.7.2. Формування альтернативних варіантів ППМР СЦТ



Етап 5. Сформовані проєкти є своєрідними «цеглинками» для створення різних варіантів ППМР СЦТ (рис. 4.7.2).

Потрібно розглянути не менше ніж два альтернативних варіанти, окрім нульового, який використовується як база для порівняння.

Кожен проєкт може входити в один або кілька альтернативних варіантів (рис. 4.7.2). Альтернативні варіанти відрізняються один від одного складом проєктів, які входять до них. При цьому частина проєктів може бути загальною для декількох альтернативних варіантів, а частина — може входити лише в один варіант. Проєкти мають доповнювати один одного.

Етап 6. Рекомендований варіант вибирається на підставі результатів порівняння цільових і фінансових показників розглянутих альтернативних варіантів:

- частка централізованого теплопостачання, %;
- частка ТЕ, виробленої з альтернативних джерел енергії, %;
- частка спільного виробництва теплової та електричної енергії, %;
- питомі витрати умовного палива на виробництво та транспортування ТЕ, кг ум. п./Гкал;
- вартість виробництва та транспортування ТЕ, грн/Гкал;
- капітальні витрати, млн грн;
- термін окупності капітальних витрат, років;
- внутрішня форма прибутку (IRR), %;
- чиста поточна вартість (NPV), млн грн.

Вибираючи рекомендований варіант на підставі наведених вище показників, потрібно враховувати фінансові обмеження, технічні ризики, соціально-економічні чинники, прогнозовані зміни впливових чинників та інші обставини, які здатні вплинути на вибір варіанта.

Етап 7. Детальне опрацювання рекомендованого варіанта повинно містити:

- технічний опис;
- техніко-економічні та фінансові показники;
- таблицю запланованих змін цільових показників порівняно з базовим періодом;
- аналіз екологічних характеристик;
- аналіз соціальних наслідків реалізації варіанта;
- оцінку технічного та техніко-економічного взаємовпливу окремих проєктів рекомендованого варіанта;
- аналіз прогнозованої зміни впливових чинників від техніко-економічних характеристик рекомендованого варіанта (аналіз на чутливість);

- аналіз ризиків і невизначеностей;
- план реалізації та фінансування рекомендованого варіанта;
- розроблення перспективного паливно-енергетичного балансу.

4.8. ОЦІНКА ЕКОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

Однією з вимог щодо легітимного функціонування паливоспалювальних установок є виконання норм, зазначених у екологічному законодавстві України. Під час розроблення схем теплопостачання має бути виконане стратегічне екологічне оцінювання, зокрема, викидів забруднювальних речовин і парникових газів від усіх паливоспалювальних установок СЦТ населеного пункту, а для конкретних проектів впровадження заходів — оцінювання впливу на довкілля в рамках відповідної проектної документації.

Викиди забруднювальних речовин. До об'єктів моніторингу атмосферного повітря відповідно до постанови КМУ від 09.03.1999 р. № 343 «Про затвердження Порядку організації та проведення моніторингу в галузі охорони атмосферного повітря» [6] віднесено викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря. Згідно з постановою КМУ від 29.11.2001 р. № 1598 «Про затвердження переліку найпоширеніших і небезпечних забруднюючих речовин, викиди яких в атмосферне повітря підлягають регулюванню» [7] до таких викидів відносять викиди: оксидів азоту, діоксиду сірки та речовин у вигляді суспендованих твердих частинок.

Нормативи гранично допустимих викидів (ГДВ) встановлені відповідно до наказу Мінприроди України від 27.06.2006 р. № 309 «Про затвердження нормативів гранично допустимих викидів забруднювальних речовин із стаціонарних джерел» [8]. Нормативні значення гранично допустимих викидів основних забруднювальних речовин із стаціонарних джерел подано в табл. 4.8.1.

Обмеження застосовуються як для робочих стаціонарних джерел, так і для тих, що проектуються, будуються або модернізуються. Відповідно до пункту 1.4 наказу № 309, якщо для стаціонарного джерела встановлено нормативи ГДВ та технологічні нормативи допустимого викиду, то застосовується технологічний норматив допустимого викиду.

Згідно з положеннями законодавства України підприємства можуть здійснювати викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами після отримання дозволу, виданого обласною державною

Таблиця 4.8.1. Нормативи гранично допустимих викидів основних забруднювальних речовин зі стаціонарних джерел

Речовина	Гранично допустимі викиди, мг/м ³
Оксиди азоту (у перерахунку на діоксид азоту)	500
Оксид вуглецю	250
Суспендовані тверді частинки	50
Оксиди сірки (у перерахунку на діоксид сірки)	500

4.8. Оцінка екологічних показників

адміністрацією з питань охорони навколишнього природного середовища (частина п'ята статті 11 Закону України «Про охорону атмосферного повітря») [9]. Відповідно до наказу Мінприроди України від 10.12.2008 р. № 639 «Про затвердження Методики розрахунку розмірів відшкодування збитків, які заподіяні державі в результаті наднормативних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря» [10] підприємства мають сплачувати державі відшкодування збитків за наднормативні викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря. Шкідливі викиди від теплогенерувальних установок комунальної теплоенергетики України розраховуються відповідно до положень документа, яким буде замінено форму державного статистичного спостереження з охорони атмосферного повітря 2-ТП-повітря «Звіт про охорону атмосферного повітря», або до Галузевої методики Мінрегіонбуду України від 16.03.2006 р. № 67 [11].

У рамках гармонізації українського природоохоронного законодавства з європейським Мінприроди України видало наказ від 22.10.2008 р. № 541 «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт» [12], яким встановлює саме технологічні нормативи (на відміну від ГДВ) концентрацій викидів оксидів азоту (NO_x), сірчистого ангідриду (SO_2) та суспендованих твердих частинок у газових викидах відповідно до вимог Директиви Європейського парламенту та Ради 2001/80/ЄС «Про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферу від великих спалювальних установок» від 23.10.2001 р.

У рамках імплементації європейських екологічних норм Україна взяла зобов'язання адаптувати своє законодавство, зокрема, під нормативні вимоги Директиви 2010/75/ЄС Європейського парламенту та Ради від 24.11.2010 р. про промислові викиди (комплексне запобігання та контроль забруднень) [13], прийнятої замість Директиви 2001/80/ЄС, яка містить жорсткіші вимоги до обмеження викидів забруднювальних речовин в атмосферу. Ці вимоги набули чинності в країнах ЄС для нових спалювальних установок з 01.01.2016 р.

Під дію цієї Директиви підпадають спалювальні установки, сукупна номінальна ефективна теплова потужність яких дорівнює або перевищує 50 МВт, незалежно від використовуваного виду палива. При цьому Директива 2010/75/ЄС встановлює нове правило групування викидів — підхід «єдиної димової труби», тобто граничні значення викиду забруднювальної речовини визначаються для сумарної номінальної теплової потужності всіх спалювальних установок, підключених до однієї димової труби.

Відповідно до вимог та плану імплементації цієї Директиви, всі такі нові установки в Україні з 01.01.2018 р. мають відповідати її вимогам. Однак при цьому для наявних установок передбачені деякі особливі умови.

Нормативи на викиди в атмосферне повітря під час спалювання природного газу як для нових, так і для наявних установок становлять, мг/м^3 , відповідно:

для оксидів азоту NO_x	100
для оксиду вуглецю CO	100
для твердих частинок	5
для діоксиду сірки SO_2	35

Під час спалювання природного газу фактично єдиним значним забрудником довкілля є оксиди азоту.

Нормативи на викиди в атмосферу під час спалювання твердого та рідкого палива залежать від потужності спалювальної установки та дати введення її в експлуатацію. Для установок потужністю до 100 МВт, введених у дію не пізніше ніж 07.01.2014 р., вони є такими:

- для оксидів азоту NO_x — 300 мг/м^3 , для нових — 300 мг/м^3 та 250 мг/м^3 ,
- для твердих частинок — 30 мг/м^3 , для нових — 20 мг/м^3 ,
- для діоксиду сірки SO_2 — 400 та 200 мг/м^3 .

Україна отримала можливість відстрочити обов'язкове виконання вимог Директиви 2010/75/ЄС унаслідок реалізації Національного плану скорочення викидів (НПСВ) від наявних великих спалювальних установок [14]. Такий НПСВ розроблено Міненерговугілля України і схвалено Розпорядженням Кабміну України від 08.11.2017 р. № 796-р [15]. НПСВ вводиться в дію з 01.01.2018 р. і діятиме до 31.12.2033 р. Протягом дії НПСВ реалізуватимуться заходи зі зменшення викидів оксидів азоту через дуже високу складність і вартість їх впровадження. Для викидів пилу і діоксиду сірки термін дії НПСВ є меншим і закінчується 31.12.2028 р.

У НПСВ передбачено, зокрема, такі основні технічні заходи:

- модернізація наявних спалювальних установок з метою підвищення ефективності використання енергії палива;
- спільне спалювання біомаси з твердим паливом (вугіллям);
- заміна наявних зололовлювачів на нові апарати пилоочищення димових газів (електрофільтри, тканинні фільтри);
- будівництво установок сіркоочищення димових газів.

Для певних спалювальних установок, визначених операторами, протягом обмеженого часу (20 000 або 40 000 год, починаючи з 01.01.2018 р.) можна дотримуватися граничних значень викидів, встановлених дозволами, які є чинними на 31.12.2015 р. Після завершення цього періоду спалювальні установки необхідно вивести з експлуатації або замінити на нові установки, щодо яких слід дотримуватися вимог Директиви 2010/75/ЄС.

На сьогодні Україна не прийняла на себе міжнародних зобов'язань щодо обмеження концентрацій забруднювальних речовин у продуктах горіння спалювальних установок потужності до 50 МВт, для таких установок чинними є нормативи згідно з наказом Мінприроди України № 309 [8]. Однак слід очікувати, що в процесі подальшого просування на шляху до європейської інтеграції Україна повинна буде виконувати вимоги також і інших, крім безпосередньо вказаних в Угоді про асоціацію з ЄС, нормативних документів ЄС, зокрема нової Директиви ЄС 2015/2193 від 25.11.2015 р. «Про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферне повітря від середніх спалювальних установок» [16].

Цією Директивою регулюються викиди забруднювальних речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки та пилу; окремими її положеннями встановлюються також правила моніторингу викидів оксиду вуглецю CO) від спалювання палива в установках з номінальною тепловою потужністю рівною або понад 1 МВт, або до 50 МВт («спалювальні установки середньої потуж-

4.8. Оцінка екологічних показників

ності») незалежно від того, який вид палива вони використовують (включаючи біомасу). Фактично вона є доповненням і подальшим розвитком вимог Директиви 2010/75/ЄС на установки середньої потужності і разом з останньою охоплює щонайменше 80 % виробничих потужностей підприємств централізованого теплопостачання країни.

Граничні концентрації в димових газах забруднювальних речовин (оксидів азоту, діоксиду сірки і твердих частинок) залежать від виду палива, потужності спалювальної установки та дати введення її в експлуатацію, і для наявних установок потужністю 5—50 МВт під час спалювання природного газу та вугілля становлять, мг/м³:

для оксидів азоту NO _x	250 і 650
для твердих частинок	відсутні та 30
для діоксиду сірки SO ₂	відсутні та 400

Для нових установок нормативи майже збігаються з вимогами Директиви 2010/75/ЄС. При цьому для наявних спалювальних установок ЦТ передбачено деякі часові послаблення нормативів [17].

Зважаючи на це, в рамках формування схеми теплопостачання міста необхідно надати наступну інформацію:

- Перелік наявних у місті або тих, що будуть споруджені, ПСУ, окремо потужністю більш ніж 50 МВт на один димар — джерело викидів та їхня кількість, і чи входять вони до НПСВ України. Це визначає тривалість періоду, за який місто має забезпечити впровадження технологій зі зниження викидів чи газоочищення.

- Рівень викидів основних забруднювальних речовин, таких як оксиди азоту, монооксид вуглецю та оксиди сірки, а також твердих частинок (під час спалювання твердого палива) у довкілля. Інформацію про технології, які потрібно застосовувати для поліпшення ситуації.

Інтегральну токсичність викидів забруднювальних речовин T розраховують за формулою

$$T = \frac{C_{\text{NO}}}{\text{ГДВ}_{\text{NO}}} + \frac{C_{\text{NO}_2}}{\text{ГДВ}_{\text{NO}_2}} + \frac{C_{\text{NO}_2\text{O}_5}}{\text{ГДВ}_{\text{NO}_2\text{O}_5}} + \frac{C_{\text{CO}}}{\text{ГДВ}_{\text{CO}}} + \frac{C_{\text{C}}}{\text{ГДВ}_{\text{C}}} + \frac{C_{\text{SO}_2}}{\text{ГДВ}_{\text{SO}_2}} + \frac{C_{\text{SO}_3}}{\text{ГДВ}_{\text{SO}_3}},$$

де C_i — значення фактичних або прогнозних концентрацій забрудників, що входять до складу суміші, мг/м³; ГДВ _{i} — гранично допустимий викид, мг/м³.

З метою зменшення токсичних викидів у разі необхідності потрібно застосувати низку методів:

Методи зниження утворення та викидів оксидів азоту.

1. Технологічні методи зменшення утворення оксидів азоту:

- метод рециркуляції димових газів;
- метод впорскування води або пари;
- ступеневе спалювання палива;
- використання пальників зі зниженим виходом оксидів азоту.

2. Методи зменшення викидів оксидів азоту газоочищенням:

- хімічні методи газоочищення (абсорбційне чи адсорбційне очищення);
- метод термokatалітичного очищення;
- метод каталітичного очищення.

Методи та обладнання для очищення газового потоку від діоксиду сірки (рис. 4.8.1).

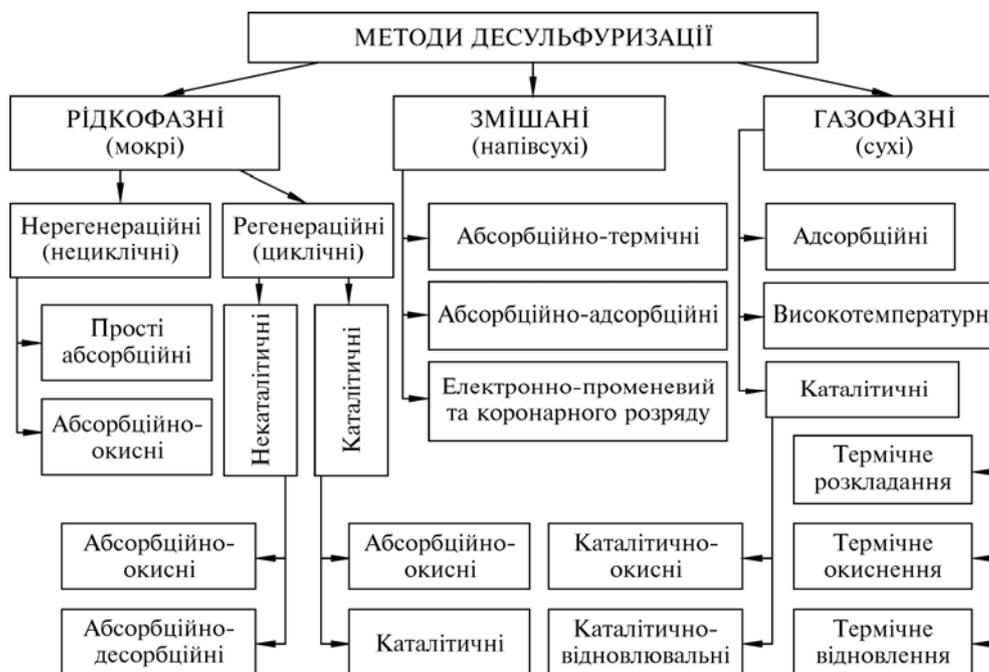


Рис. 4.8.1. Схематична класифікація процесів десульфуризації димових газів

Методи та обладнання для очищення газового потоку від суспендованих твердих частинок під дією:

- гравітаційних або інерційних сил;
- молекулярних сил зчеплення частинок із плівкою води або краплями;
- електростатичних сил електричного поля;
- фільтрації через тканину або зернистий шар.

Приклад розрахунку інтегральної токсичності викидів забруднювальних речовин. На котельні проводяться інструментальні вимірювання викидів забруднювальних речовин, наприклад оксидів азоту C_{NO_x} у перерахунку на C_{NO_2} , оксиду вуглецю C_{CO} та суспендованих твердих частинок C_C , діоксиду сірки C_{SO_2} , згідно з чинними сертифікованими методиками. Результати вимірювань масової концентрації забруднювальних речовин у викидах стаціонарних джерел зводяться до нормальних умов (температура 273 К, тиск 101,3 кПа, сухий газ) і стандартного вмісту кисню (6 % кисню для твердого палива, 3 % кисню для рідкого і газоподібного палива) [8].

Припустимо, що під час вимірювання отримано такі концентрації:

$$C_{NO_x} = 220 \text{ мг/м}^3, C_{CO} = 200 \text{ мг/м}^3, C_C = 100 \text{ мг/м}^3, C_{SO_2} = 480 \text{ мг/м}^3.$$

4.8. Оцінка екологічних показників

Тоді інтегральна токсичність газових викидів T становитиме відповідно до гранично допустимих викидів ($\text{ГДВ}_{\text{NO}_x} = 500 \text{ мг/м}^3$, $\text{ГДВ}_{\text{CO}} = 250 \text{ мг/м}^3$, $\text{ГДВ}_{\text{C}} = 50 \text{ мг/м}^3$, $\text{ГДВ}_{\text{SO}_2} = 500 \text{ мг/м}^3$):

$$T = \frac{220}{500} + \frac{200}{250} + \frac{100}{50} + \frac{480}{500}.$$

Відповідно до українських нормативів (табл. 4.8.1) перевищення спостерігається лише для викидів суспендованих твердих частинок. Для зменшення викидів необхідно застосовувати наведені вище методи.

Інтегральна токсичність газових викидів T відповідно до європейських нормативів ($\text{ГДВ}_{\text{NO}_x}^{\text{EC}} = 100 \text{ мг/м}^3$, $\text{ГДВ}_{\text{CO}}^{\text{EC}} = 100 \text{ мг/м}^3$, $\text{ГДВ}_{\text{C}}^{\text{EC}} = 5 \text{ мг/м}^3$, $\text{ГДВ}_{\text{SO}_2}^{\text{EC}} = 35 \text{ мг/м}^3$) [13] становить:

$$T = \frac{220}{100} + \frac{200}{100} + \frac{100}{5} + \frac{480}{35}.$$

Згідно з європейськими вимогами, наприклад, для джерел потужністю понад 50 МВт (директива 2010/75/ЄС) перевищення спостерігаються для оксидів азоту — в 2,2 рази, оксиду вуглецю — в 2 рази, діоксиду сірки — в 13,7 рази і суспендованих твердих частинок — у 20 разів.

З метою зменшення перевищення нормативів викидів оксидів азоту доцільно застосовувати технологічні методи зниження утворення оксидів азоту, які наведено вище. Для зниження викидів оксиду вуглецю необхідно налагоджувати процес горіння. Зменшити суттєве перевищення викидів діоксиду сірки можна лише застосовуючи систему сіркоочищення (методи див. вище). Уловлювання твердих частинок доцільно проводити з використанням наведених методів уловлювання.

Парникові гази. Кіотський протокол до Рамкової Конвенції ООН про зміну клімату в редакції, прийнятій на Дохійській Конференції (COP18, м. Доха, Катар, 2014 р.), встановлює для України на другий період відповідальності (2013—2020 рр.) граничні викиди в обсязі 3,1 млрд т еквівалента CO_2 .

Розпорядженням Кабміну України від 17.09.2014 р. № 847-р «Про імплементацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони» [18] (Угода про асоціацію) затверджено план заходів з імплементації Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії та їхніми країнами-членами, з іншої сторони, на 2014—2017 рр.

Відповідно до п. 259 цього плану на виконання статей 360—363, 365, 366 і додатків ХХХ, ХХХІ Угоди про асоціацію між Україною та ЄС, а також згідно з «Планом імплементації Директиви 2003/87/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 13 жовтня 2003 р. про встановлення схеми торгівлі викидами парникових газів (ПГ) у рамках Співтовариства та внесення змін і доповнень до Директиви Ради 96/61/ЄС зі змінами і доповненнями, вне-

сеними Директивою 2004/101/ЄС», затвердженим розпорядженням Кабміну України від 15.04.2015 р. № 371-р [19] (на жаль, ці розпорядження та плани не було вчасно виконано і вони втратили чинність. Натомість постановою Кабміну України від 25.10.2017 р. № 1106 затверджено новий «План заходів з виконання Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони» [20]), основними завданнями імплементації Директиви 2003/87/ЄС є впровадження визначених в Угоді положень Директиви:

- встановити систему моніторингу, звітування та верифікації обсягів викидів ПГ;
- встановити загальнодержавне обмеження викидів ПГ;
- створити Національний план розподілу викидів;
- розробити методологію реалізації проєктів, які дають можливість отримати квоти на нереалізовані викиди, та реєстр таких проєктів.

Відповідно до розділу «Зміна клімату та захист озонового шару» додатка ХХХ до глави 6 «Навколишнє природне середовище» Розділу V «Економічне і галузеве співробітництво» Угоди про асоціацію між Україною та ЄС, положення Директиви № 2003/87/ЄС про встановлення схеми торгівлі викидами ПГ у рамках Європейського Співтовариства мають бути впроваджені протягом двох років з дати набуття чинності цієї Угоди.

Для забезпечення можливості впровадження Національного плану розподілу та системи торгівлі дозволами на викиди парникових газів серед підприємств країни необхідно сформувати нормативну базу та визначити обсяги дозволів, потрібних для виробничої діяльності підприємств. Необхідною передумовою цього є офіційне визначення базового рівня викидів підприємством ПГ. За цим рівнем можна оцінювати майбутні цілі щодо скорочення викидів. Його визначають за базовою лінією діяльності підприємства за базовий період. Моніторинг викидів ПГ дає змогу побачити прогрес щодо досягнення цієї цілі.

У 2021 р. розпочинається період виконання Україною (як і іншими 195 країнами — Сторонами Рамкової конвенції ООН про зміну клімату) міжнародних зобов'язань щодо обмеження викидів ПГ згідно з новою міжнародною кліматичною угодою, прийнятою на 21-й Конференції Сторін Рамкової конвенції ООН про зміну клімату та 11-й Зустрічі Сторін Кіотського протоколу (COP21, м. Париж, Франція, грудень 2015 р.). Ця кліматична Угода стане новим витком розвитку міжнародного співробітництва в сфері глобального запобігання зміні клімату після Кіотського протоколу, зокрема у галузі подальшого розвитку і розширення міжнародної системи торгівлі дозволами на викиди ПГ.

Розроблена Мінприроди України «Стратегія низьковуглецевого розвитку України», затверджена Постановою КМУ від 18.07.2018 р. [21] передбачає максимально можливе і прийнятне для умов України впровадження європейської моделі організації системи торгівлі з урахуванням десятирічного досвіду функціонування Європейської системи торгівлі викидами (ЄСТВ) та її нормативної і методичної баз.

4.8. Оцінка екологічних показників

Вуглецеве фінансування для підприємств комунальної енергетики можливе лише в межах національної системи торгівлі викидами ПГ, пов'язаної договірними відносинами з потужнішими системами торгівлі викидами інших держав.

Нині в Україні відсутні затверджені національні регуляторні документи щодо запровадження дозвільної системи на викиди парникових газів, плану розподілу квот на викиди та системи торгівлі такими квотами. Проект Закону України «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» знаходиться на розгляді у комітетах Верховної Ради України.

Викиди ПГ можна розрахувати за обсягами використаного палива та його вуглемісткістю [22].

Розрахунок викидів CO₂ для кожного виду палива здійснюється за формулою

$$V^{CO_2} = K_1 K_2 E_{HTЗ} \cdot 44/12,$$

де V^{CO_2} — річний викид CO₂ у масових одиницях, т/рік; E — фактичне споживання палива за рік, тис. т/рік, млн м³/рік; K_1 — коефіцієнт окиснення вуглецю в паливі (частка спаленого вуглецю) (табл. 4.8.2); K_2 — коефіцієнт викидів вуглецю, т/ТДж (табл. 4.8.3); $HTЗ$ — нижча теплотворна здатність палива, ТДж/тис. т, ТДж/млн м³ (табл. 4.8.4); 44/12 — коефіцієнт перерахунку вуглецю на вуглекислий газ (молекулярна маса відповідно: вуглець — 12 г/моль, O₂ = 2 · 16 = 32 г/моль, CO₂ = 44 г/моль), тобто на кожен спалений тону вуглецю витрачається 3,67 т діоксиду вуглецю.

В Україні майже для всіх видів палива, крім кам'яного вугілля, відсутні результати досліджень із визначення національних коефіцієнтів окиснення вуглецю в паливі та його викидів від їхнього спалювання. Тому під час інвентаризації ПГ використовуються коефіцієнти, викладені в Посібнику МГЕЗК (Міжнародна група експертів щодо змінення клімату) для складання загальнонаціональних кадастрів газів із парниковим ефектом.

Таблиця 4.8.2. Значення коефіцієнтів окиснення вуглецю K_1

Вид палива	K_1
Вугілля	0,98
Нафта та нафтопродукти	0,99
ПГ	0,995
Торф	0,99

Таблиця 4.8.3. Вміст вуглецю в паливі

Паливо	Вміст вуглецю, т/ТДж	Паливо	Вміст вуглецю, т/ТДж
Кам'яне вугілля	26,8	Мазути топкові важкі	20,2
Буре вугілля (лігніт)	27,6	Пропан та бутан зріджені	17,2
Торф паливний неагломерований	28,9	Мастила відпрацьовані	20,0
Брикети та напівбрикети торф'яні	28,9	Коксовий газ	13,0
ПГ	15,3	Газ інший не включений до переліку	33,0
Дрова для опалення	29,9		

Таблиця 4.8.4. Теплотворна здатність згоряння палива

Паливо	Одиниці виміру	НТЗ
Кам'яне вугілля (не для виробництва коксу)	ТДж/тис. т	21,89
Буре вугілля (лігніт)	ТДж/тис. т	8,58
Торф паливний неагломерований	ТДж/тис. т	10,73
Брикети та напівбрикети торф'яні	ТДж/тис. т	10,02
ПГ	ТДж/млн м ³	34,03
Дрова для опалення	ТДж/млн м ³	7,77
Мазути топкові важкі	ТДж/млн м ³	40,09
Пропан та бутан зріджені	ТДж/млн м ³	46,01
Мастила відпрацьовані	ТДж/млн м ³	40,15
Коксовий газ	ТДж/млн м ³	16,75
Газ інший не включений до переліку	ТДж/млн м ³	8,37
ТПВ	ТДж/млн м ³	4,0—7,2

Приклад розрахунку викидів CO₂. Підприємство за рік спожило 100 тис. т кам'яного вугілля. Знайдемо обсяг викидів CO₂ від спалювання вугілля цим підприємством.

Фактичне споживання кам'яного вугілля $E = 100$ тис. т/рік. Коефіцієнт окиснення вуглецю K_1 у кам'яному вугіллі приймаємо (згідно з даними табл. 4.8.1) таким: $K_1 = 0,98$, а коефіцієнт викидів вуглецю K_2 (згідно з даними табл. 4.8.2) —

$$K_2 = 26,8 \text{ т/ТДж.}$$

НТЗ кам'яного вугілля з табл. 4.8.3:

$$\text{НТЗ} = 21,89 \text{ ТДж/тис. т.}$$

Кількість викидів CO₂ за рік від спалювання 100 тис. т кам'яного вугілля становитиме:

$$V^{\text{CO}_2} = 0,98 \cdot 26,8 \cdot 21,89 \cdot 100,0 \cdot 44/12 = 210 \text{ 803,6 т/рік.}$$

У рамках розроблення схеми тепlopостачання населеного пункту потрібно розрахувати обсяги зменшення викидів парникових газів за кожним із поданих проєктів і варіантів модернізації СЦТ.

4.9. СТРУКТУРА ДОВГОСТРОКОВОГО ПЛАНУ

Перспективний план модернізації та розвитку (ППМР) СЦТ складається з таких частин:

- 1) Пояснювальна записка.
- 2) Графічна частина.
- 3) Паспорт ППМР.
- 4) План фінансування та реалізації проєктів.

4.9. Структура довгострокового плану

5) Зведений аналіз впливу на навколишнє середовище.

6) Додатки.

Пояснювальна записка ППМР СЦТ повинна містити:

1. Загальну інформацію про населений пункт, зокрема:

а. Опис населеного пункту:

- інформація про чисельність населення, обсяги, розміщення, структуру та стан житлового фонду з урахуванням адміністративно-суспільної забудови (наявний стан та на розрахунковий період) згідно з розподілом на адміністративні, житлові та промислові райони міста;

- аналіз реалізованих та запланованих проектів і програм термомодернізації будівель;

- основні інфраструктурні об'єкти населеного пункту з виявленням характерних особливостей, проблем і потенційних можливостей (системи газопостачання, електропостачання, водопостачання та каналізації, керування твердими побутовими відходами);

- кліматологічні характеристики населеного пункту;

- стисла характеристика промислового комплексу.

б. Стан, плани будівництва та термомодернізації будівель. Інформація про розроблені плани житлових кварталів, виробничих і суспільно-ділових зон та інших матеріалів щодо зонування території міста.

с. Аналіз доступності та потенціалу використання традиційних ПЕР на сьогодні та на перспективу.

д. Аналіз доступності та потенціалу використання відновлюваних і альтернативних джерел енергії, місцевих видів палива на сьогодні та на перспективу.

2. Опис та аналіз наявної СЦТ населеного пункту:

а. Опис структури СЦТ:

- аналіз вже розробленої схеми теплопостачання, а також реалізованих і запланованих проектів та програм модернізації системи теплопостачання населеного пункту;

- характеристики наявних джерел теплопостачання: ТЕЦ, сміттєспалювальних установок, районних, квартальних, промислових та окремих опалювальних котельень, установок із використанням вторинних ресурсів, нетрадиційних джерел теплопостачання;

- характеристики споживачів ТЕ (за категоріями споживачів);

- характеристики наявних ТМ від джерел теплопостачання міста;

- наявність приладів обліку споживання та відпуску ПЕР.

б. Визначення та аналіз зон теплопостачання:

- розроблення ситуаційної схеми зон теплопостачання, зокрема зон централізованого, помірно-центрального, децентралізованого, автономного та іншого теплопостачання;

- складання балансів використання палива та теплової енергії за окремими зонами теплопостачання та системою теплопостачання в цілому. Виявлення дефіцитів теплової потужності за окремими зонами теплопостачання на розрахункові періоди;

- визначення щільності споживання ТЕ для зон теплопостачання та системи теплопостачання в цілому.

с. Аналіз паливно-енергетичних балансів за попередні періоди.

- d. Аналіз показників поточного стану наявної системи тепlopостачання:
- ✓ Аналіз показників ефективності наявної системи тепlopостачання міста:
 - ефективність виробництва ТЕ;
 - ефективність транспортування ТЕ;
 - ефективність використання ТЕ.
 - ✓ Аналіз показників надійності системи тепlopостачання:
 - питома пошкоджуваність трубопроводів ТМ в окремих зонах тепlopостачання. Виявлення ділянок з найбільшим рівнем пошкоджуваності;
 - відповідність рівнів надійності джерел тепlopостачання і ТМ вимогам нормативних документів.
 - ✓ Аналіз показників якості тепlopостачання:
 - відповідність кількості ТЕ, яка подається, розрахунковим значенням;
 - статистичний аналіз відповідності між споживанням палива і температурою зовнішнього повітря за окремими ТД;
 - статистичний аналіз кількості перерв у тепlopостачанні споживачів у зв'язку з пошкодженням ТМ та з інших причин;
 - статистичний аналіз середньої тривалості перерв у тепlopостачанні споживачів через пошкодження ТМ та з інших причин;
 - статистичний аналіз зареєстрованих звернень споживачів ТЕ з питань невідповідності якості послуг умовам договорів.
 - ✓ Аналіз екологічних показників. Розрахунок та аналіз викидів забруднювальних речовин та парникових газів відповідно до паспорта схеми тепlopостачання та нормативно-правових актів України.
 - ✓ Резюме аналізу показників сучасного стану системи тепlopостачання.
 - e. Показники наявного та прогнозного попиту на ТЕ (теплого навантаження) з урахуванням підключення (відключення) споживачів, будівництва та термомодернізації будівель:
 - аналіз використання ТЕ в будівлях за укрупненими показниками;
 - визначення (уточнення) структури та значень наявних і прогнозованих (на розрахункові періоди) теплових навантажень з урахуванням проведення енергозберігальних заходів і прогнозованого теплового навантаження за категоріями споживачів.
3. Визначення довгострокових цілей сталого розвитку системи тепlopостачання населеного пункту та цільових показників стану системи тепlopостачання населеного пункту (відповідно до ТЗ).
4. Розроблення та аналіз потенційних проєктів розвитку (модернізації) системи тепlopостачання на підставі проведеного аналізу показників стану системи тепlopостачання, аналізу доступності традиційних ПЕР і потенціалу використання відновлюваних та альтернативних джерел енергії, а також місцевих видів палива, включаючи:
- a. Аналіз витрат і вигід для інвестиційних проєктів розвитку (модернізації) системи тепlopостачання:
 - проєкти будівництва, реконструкції та модернізації джерел ТЕ;
 - проєкти з оптимізації структури системи тепlopостачання, зокрема зміни до зон тепlopостачання, ліквідація неефективних джерел ТЕ і під-

4.9. Структура довгострокового плану

ключення споживачів до ефективніших джерел; розширення зон дії ТЕЦ та інших ефективних ТД; відключення віддалених споживачів від джерел ЦТ тощо;

- проекти щодо впровадження КГУ;
- проекти щодо впровадження джерел ТЕ, які використовують альтернативні види палива;
- проекти щодо використання скидного енергетичного потенціалу;
- проекти оптимізації, будівництва та реконструкції ТМ;
- інші проекти будівництва, реконструкції та модернізації елементів системи теплопостачання;
- проекти зі створення та (або) вдосконалення системи енергетичного менеджменту на підприємствах ЦТ;
- неінвестиційні проекти («м'які» заходи).

b. Пріоритизація проектів розвитку (модернізації) системи теплопостачання за терміном окупності та іншими показниками.

5. Розгляд варіантів (не менше двох) ППМР СЦТ:

a. Аналіз витрат і вигід для базового та альтернативних варіантів, зокрема аналіз цінових (тарифних) наслідків та уточнення цільових показників стану системи теплопостачання населеного пункту.

b. Обґрунтування вибору рекомендованого (оптимального) варіанта розвитку системи теплопостачання населеного пункту.

c. Виконання поглибленого техніко-економічного аналізу рекомендованого варіанта:

- оцінка технічного та техніко-економічного взаємовпливу окремих проектів рекомендованого варіанта;
- аналіз прогнозної зміни чинників, що впливають на техніко-економічні характеристики рекомендованого варіанта (аналіз на чутливість);
- аналіз ризиків та невизначеностей.

d. Розроблення перспективного паливно-енергетичного балансу.

6. Теплові та гідравлічні розрахунки для ТМ; аналіз та обґрунтування температурних графіків для рекомендованого (оптимального) сценарію розвитку системи теплопостачання населеного пункту.

7. Організаційний план реалізації схеми теплопостачання населеного пункту. Аналіз ризиків та рекомендації щодо мінімізації їхніх наслідків.

8. Перелік припущень щодо можливої зміни впливових чинників.

Графічна частина повинна містити план населеного пункту з нанесенням за рекомендованим варіантом:

- 1) наявної та перспективної забудов населеного пункту;
- 2) централізованих та інших теплових джерел із нанесенням зон їхньої дії;
- 3) розташування альтернативних джерел енергії;
- 4) магістральних ТМ;
- 5) розрахункових схем нових і модернізованих ТМ за рекомендованим варіантом;
- 6) інформації за кожним об'єктом (з описом або основними характеристиками).

Паспорт ППМР СЦТ має включати в себе головні показники базового та рекомендованого варіантів ППМР.

План фінансування та реалізації проєктів повинен містити назви проєктів, суми капітальних витрат, фінансові показники проєктів (NPV, IRR тощо), опис запланованих джерел фінансування, етапів та термінів реалізації проєктів, а також аналіз чутливості у разі змін впливових чинників та макроекономічних показників.

Зведений аналіз впливу на навколишнє середовище для рекомендованого варіанта ППМР має містити оцінку потенціалу зменшення викидів парникових газів та екологічні показники для рекомендованого (оптимального) сценарію розвитку СЦТ.

Пояснювальна записка, аналіз впливу на навколишнє середовище, план фінансування та реалізації проєктів, а також паспорт схеми теплопостачання населеного пункту надаються в електронному форматі текстових редакторів і на паперовому носії.

Вихідні дані, тепло-гідрравлічні та техніко-економічні розрахунки подаються у форматі електронних таблиць.

Графічна частина надається в електронному форматі з використанням електронних інструментів моделювання системи теплозабезпечення, включаючи, але не обмежуючись, ГІС.

4.10. ФІНАНСУВАННЯ ПРОЄКТІВ МОДЕРНІЗАЦІЇ СЦТ

Етапність і пріоритетність проєктів. Етапи реалізації будь-якого інвестиційного проєкту поділяються на підготовчий, передінвестиційний та етап реалізації [23]. Зміст кожного з етапів залежить від джерела фінансування (табл. 4.10.1).

За даними Мінрегіону України [24] більшу частку наявного фінансування проєктів енергоефективності, що формуються за рахунок коштів міжнародних фінансових організацій (МФО) та донорів, становлять проєкти модернізації СЦТ.

Розроблення, впровадження та фінансування інвестиційних проєктів має відбуватися у тісній взаємодії з державними органами влади та органами місцевого самоврядування.

У випадку залучення коштів міжнародних фінансових організацій зміст етапів визначається відповідними МФО і здійснюється за базовими принципами банківського кредитування, передбаченими відповідною міжнародною угодою. Всі міжнародні угоди щодо позики між МФО та Урядом України укладаються згідно з процедурою постанови КМУ № 70. У разі залучення фінансування від МФО Уряд України надає державні гарантії на запозичені кошти. При цьому слід враховувати, що час підготовчого та передінвестиційного етапів таких проєктів може сягати більше ніж три роки [24]:

- очікувана тривалість процедури підписання фінансової угоди з наданням державних гарантій становить близько одного року;
- очікуваний термін відбору проєктів і підписання субкредитних угод може тривати близько одного року;
- після підписання усіх субкредитних угод близько 1,5 року може тривати процес проведення тендерів вибору підрядників та підготовки до сплати за їхні послуги, роботи або обладнання.

4.10. Фінансування проєктів модернізації СЦТ

Таблиця 4.10.1. Зміст основних етапів проєкту

Етап	Джерело фінансування	
	Самофінансування	Залучення позикових коштів
Підготовчий	Аналіз поточного стану та перспектив балансу між попитом і пропозицією ТЕ, витратами ПЕР	Аналіз поточного стану та перспектив балансу між попитом і пропозицією ТЕ, витратами ПЕР
	Вивчення і визначення тарифної політики та вартості енергоресурсів	Вивчення і визначення тарифної політики та вартості енергоресурсів
	Вивчення і відбір технології та обладнання	Вивчення і відбір технології та обладнання
	Вивчення питань технічного обслуговування та експлуатації	Вивчення питань технічного обслуговування та експлуатації
	Розрахунок енергетичної та економічної ефективностей	Розрахунок енергетичної та економічної ефективностей
Передінвестиційний	Вивчення можливостей застосування преференцій і схем фінансування	Вивчення можливостей і умов залучення фінансових ресурсів
	Узгодження тарифної політики та вартості енергетичних ресурсів із ресурсопостачальними організаціями	Вивчення можливостей застосування преференцій і схем фінансування
	Розроблення документів з обґрунтування проєкту (ТЕО, бізнес-план, фінансова модель)	Оцінка можливостей з отримання підтримки на регіональному рівні Розроблення програми фінансування і узгодження її на регіональному рівні
	Визначення виконавців, укладання договору (договорів)	Проведення експертизи проєкту Визначення виконавців, укладання договору
Етап реалізації	Створення групи керування проєктом	Створення групи керування проєктом
	Супровід і контроль виконання договору (договорів)	Отримання позикових коштів
	Верифікація та оцінювання результатів	Супровід і контроль виконання договору (договорів)
	Отримання доходів	Верифікація та оцінювання результатів Отримання доходів і повернення боргу

Наведемо основні етапи залучення кредиту Європейського інвестиційного банку (ЄІБ) за затвердженою Урядом України програмою «Розвиток муніципальної інфраструктури України» (ПРМІУ):

✓ *Пошук перспективних проєктів:*

- конкурси проєктів;
- подання заявок.

✓ **Аналіз та підбір проєктів:**

- оцінювання заявок та вибір проєктів.

✓ **Підготовка проєкту:**

- інвестиційне техніко-економічне обґрунтування;
- оцінювання екологічного та соціального впливів (ОЕСВ/ESIA);
- підготовка Плану закупівель;
- технічна підтримка у підготовці проєкту.

✓ **Оцінювання проєкту та виділення коштів:**

- юридична експертиза ЄІБ;
- виділення коштів для проєкту в межах наданої ЄІБ позики;
- угода із субпозичальником про передачу коштів позики.

✓ **Реалізація проєкту:**

- складання проєктної та тендерної документації;
- закупівля;
- вибірка позики у рамках ПРМІУ;
- будівництво та постачання;
- технічна підтримка в реалізації проєкту, зокрема нагляд за будівництвом;
- завершення проєкту, введення в експлуатацію та усунення недоліків.

✓ **Завершення проєкту:**

- моніторинг та перевірка результатів проєкту;
- оцінювання впливу проєкту.

Етапи залучення кредиту Європейського Банку Реконструкції та Розвитку (ЄБРР):

1. Затвердження концепції проєкту та його загальної структури, зокрема фінансування.
2. Підписання листа-мандата, що затверджує план впровадження, витрати та обов'язки.
3. Фінальний розгляд проєкту після підписання умов кредиту та проведення всіх необхідних досліджень (ЕО, аналізування соціального та екологічного впливу результатів проєкту, план закупівель тощо).
4. Презентація проєкту Раді директорів Банку та його затвердження.
5. Підписання угоди та перерахування коштів позичальнику.

Зауважимо, що позичальник має забезпечити гарантії для ЄБРР у вигляді застав активів, акцій компанії тощо на підставі договірних умов. Окрім відсоткової ставки, можуть виникати додаткові комісії та платежі, що повинні сплачувати підприємства (наприклад, платежі за оцінювання застави, разова комісія Банку, комісії за конвертацію та інші).

Механізм здійснення проєктів енергоефективності за допомогою енергосервісних договорів або ЕСКО дає змогу ОМС або КП здійснити заходи енергомодернізації практично без власних інвестицій відповідно до основного принципу: повернення приватних інвестицій в енергоефективність бюджетних установ винятково за рахунок економії енергоспоживання [26, 27]. Згідно з Примірним енергосервісним договором [28] етапи здійснення проєкту за механізмом ЕСКО можна визначити так:

1. Рішення власників про застосування механізму ЕСКО для реалізації.
2. Проведення енергетичного аналізу, розрахунки базових рівнів енергоспоживання, розроблення техніко-економічного обґрунтування.

4.10. Фінансування проєктів модернізації ЦТ

3. Підготовка тендерної документації.
4. Процедура закупівлі енергосервісу (електронний аукціон).
5. Укладення та реєстрація енергосервісного договору з ЕСКО-компанією.
6. Реалізація проєкту (здійснення робіт, встановлення обладнання за договором тощо).
7. Створення на об'єкті системи вимірювання та верифікації рівня досягнення енергоефективності.
8. Повернення інвестицій ЕСКО-компанією і отримання прибутків.

Незалежно від джерел фінансування пріоритетними є ті проєкти, які характеризуються вищою економічною ефективністю або соціальною та екологічною значущістю.

Джерела та схеми фінансування. Масштабні обсяги запропонованих проєктів модернізації та розвитку теплоенергетичних підприємств потребують значних фінансових ресурсів, часу та організаційних зусиль з боку адміністрації підприємства та місцевої влади. Ці проєкти найчастіше розглядаються як інвестиційні. Згідно зі статтею 10 Закону України «Про інвестиційну діяльність» джерелами фінансування інвестиційної діяльності підприємств можуть бути [29]:

- власні фінансові ресурси інвестора (прибуток, амортизаційні відрахування тощо);
- позички фінансових коштів інвестора (облігаційні позики, банківські та бюджетні кредити);
- залучені фінансові кошти інвестора;
- бюджетні інвестиційні асигнування;
- безоплатні та благодійні внески, пожертвування організацій, підприємств і громадян.

Оптимальне поєднання різних джерел фінансування залежно від умов кожного конкретного населеного пункту та підприємства і є завданням місцевих органів влади. Завданням органів державної влади є насамперед створення сприятливого середовища для інвестицій з метою ефективнішої роботи приватних підприємств теплоенергетичної сфери, залучення кредитів і грантів міжнародних організацій.

Головним джерелом фінансування модернізації та розвитку теплоенергетичних підприємств повинні стати кошти, які сплачують споживачі ТЕ відповідно до інвестиційних програм. Згідно з наказами Мінрегіону України № 630 [30] та № 237 [31] і постановами НКРЕКП № 381 та № 1372 кожне теплокомуненерго щорічно має затверджувати таку програму. Проте нині, в перехідний період, коли тарифи досі не забезпечують економічно ефективну роботу цих підприємств, вирішення проблеми потребує залучення як бюджетних фінансових ресурсів (з державних і місцевих бюджетів), так і приватних інвестицій (державно-приватне партнерство, концесії), кредитних ресурсів та коштів МФО, а також коштів індивідуальних власників житла. Джерелом фінансування більшості програм та проєктів у сфері ЦТ в Україні є донори та МФО (табл. 4.10.2).

У разі залучення фінансування від МФО Уряд України надає державні гарантії на запозичені кошти [32].

Таблиця 4.10.2. Джерела фінансування МФО програм та проєктів у сфері ЦТ [32]

МФО	Назва проєкту (програми)	Участь уряду України	Сума позики (гранту)
Європейський інвестиційний банк (ЄІБ)	Розвиток муніципальної інфраструктури України	Мінфін, Мінрегіон	Не менше ніж 10 млн євро
KfW	Незв'язаний фінансовий кредит на відновлення східної частини України	Мінфін, Мінрегіон або ОДА, НКРЕКП	Визначається окремо
Європейський банк Реконструкції та Розвитку (ЄБРР)	Комерційні кредити	Гарантії ОМС потребують погодження з Мінфіном	Від 5 до 250 млн євро, в середньому 25 млн євро
Фонд Е5Р	Грантова підтримка кредитів МФО	—	До 5 млн євро

Таблиця 4.10.3. Переваги та недоліки кредитування ОМС та КП [34]

Бенефіціар кредитування МФО	Переваги	Недоліки
Міська влада	Сумлінність позичальників (за міжнародною статистикою). Стабільні та прогнозовані джерела доходів. Неперервність діяльності муніципалітету. Закріплені законом стимули до вчасного повернення кредитів та обмеження на обсяг боргу. Платежі за боргом є першочерговими відповідно до бюджетного законодавства	Тривала процедура підготовки угоди або будь-яких змін до неї (необхідне погодження Мінфіну та ухвалення міською радою). Відсутність досвіду оцінювання кредитоспроможності муніципалітету
Комунальне підприємство	Зрозуміла методика оцінювання кредитоспроможності. Можлива підтримка міської влади у разі виникнення проблем із погашенням боргу. Досить проста процедура підготовки кредитного фінансування	Слабкий фінансовий стан більшості КП. Низька ліквідність забезпечення, яке можуть запропонувати КП. Платежі з бюджету за гарантією місцевої влади у разі дефолту КП не є першочерговими. Повернення кредиту можливе в разі банкрутства або ліквідації КП

Основні документи, що регулюють реалізацію проєктів, які фінансуються МФО, є: Міжнародна угода між МФО та Україною; операційні посібники, що регламентують рух коштів, процес закупівлі, відбір проєктів тощо; субкредитні Угоди з Мінфіном України, Мінрегіоном України, НКРЕКП, ОМС і комунальними підприємствами.

Перевагою використання запозичень у МФО для реалізації проєктів є можливість залучення значних коштів за досить низькою ставкою, а недоліком — тривала процедура підготовки угоди або будь-яких змін до неї, високий мінімальний поріг кредитування та великий ризик через нестабільність валютного курсу національної валюти.

4.10. Фінансування проєктів модернізації СЦТ

Залучення підприємствами теплопостачання прямого фінансування проєктів від МФО потребує надання місцевих гарантій. Поточними проєктами в Україні, для впровадження яких надаються такі гарантії, є програми ЄБРР. Місцеві гарантії забезпечуються органами місцевого самоврядування через розпорядження, але потребують погодження з Мінфіном України.

Відповідно до Закону України «Про місцеве самоврядування» та Бюджетного кодексу України місцеві органи самоврядування можуть залучати зовнішнє фінансування. Порядок узгодження запозичення ОМС регулює постанова Кабміну України від 16.02.2017 р. № 110 [33].

Надання кредитних коштів від МФО для реалізації проєктів ЦТ можливе для ОМС або для комунальних підприємств теплопостачання. У табл. 4.10.3 подано переваги та недоліки кредитування ОМС та КП за кошти МФО.

Ще однією з можливостей фінансування заходів модернізації СЦТ є залучення приватного капіталу, але для цього, окрім зведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня, необхідно створити привабливі умови для інвесторів. Це, в першу чергу, стабільність, прозорість і зрозумілість «правил гри» на ринку послуг теплопостачання, можливість одержання прибутку й повернення вкладених коштів. Зрозуміло, що без визначення чіткої структури власності та засобів керування неможливо створити належні умови для інвесторів.

ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ НАПРЯМИ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТА РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

5.1. УДОСКОНАЛЕННЯ СТРУКТУРИ СЦТ

Заміна зношених ділянок труб із оптимізацією діаметрів. У реальних умовах, коли від СЦТ відключилася велика кількість споживачів внаслідок переходу на індивідуальне опалення та (або) ГВП, часто система теплопостачання виявляється недозавантаженою, а наявні трубопроводи, крім необхідності заміни через фізичне зношення, потребують перевірки на відповідність навантажень і діаметрів.

Для перевірки відповідності навантажень і діаметрів потрібні такі дані:

- перелік споживачів та приєднаних навантажень від теплопостачальної організації;
- схема ТМ населеного пункту з нанесеними трубопроводами та їх діаметрами і протяжністю, а також позначеннями всіх споживачів;
- результати гідравлічного розрахунку ТМ.

Приклад. Унаслідок проведеного аналізу СЦТ одного з населених пунктів України виявлено, що на багатьох ділянках ТМ завищено діаметри трубопроводів. У табл. 5.1.1 зведено довжини та діаметри наявних та оптимальних трубопроводів теплових мереж, за яких швидкість теплоносія не перевищуватиме $V = 1,5$ м/с. Як бачимо з таблиці, унаслідок заміни наявних трубопроводів СЦТ міста значно зменшиться протяжність труб великих діаметрів і відповідно збільшиться протяжність труб малих діаметрів, через що об'єм трубопроводів ТМ зменшиться в 1,8 раза. Це дасть змогу на стільки само зменшити нормативні витрати води на підживлення та значно знизити втрати ТЕ в теплових мережах.

Згідно з інформацією теплопостачального підприємства кількість трубопроводів ТМ, віком понад 15 років становить 60,9 % (24,933 км), а понад 25 років — 40,9 % (16,749 км). Іншими словами, труби ТМ є зношеними та потребують заміни.

Крім того, як свідчать результати аналізу відповідності навантажень і діаметрів теплових мереж, необхідно оптимізувати систему ТМ міста заміною старих трубопроводів на нові з оптимальними діаметрами згідно з тепловими навантаженнями споживачів.

Наведені факти, що характеризують стан теплових мереж, зумовлюють наявність теплових втрат у мережах, які можна значно знизити. Втрати ТЕ

5.1. Удосконалення структури СЦТ

Таблиця 5.1.1. Результати розрахунків довжин і діаметрів наявних та оптимальних трубопроводів ТМ для системи тепlopостачання міста

№ з/п	Оптимальні трубопроводи			Наявні трубопроводи		
	Довжина труби, м п.	Новий діаметр труби, мм	Об'єм для заповнення ТМ, м ³	Довжина труби, м п.	Наявний діаметр труби, мм	Об'єм для заповнення ТМ, м ³
1	15 480,6	38	17,55	1898	25—38	1,53
2	10 864	57	27,71	10 550	45—60	26,91
3	6674	76	30,26	1052	76	4,77
4	5550	89	34,51	5768	89	35,87
5	1614	108	14,78	8236	102—108	75,41
6	1762	133	24,47	3622	133	50,29
7	746	159	14,80	3222	159	63,94
8	1914	219	72,06	5350	219	201,42
9	1436	273	84,01	2136	273	124,97
10	2292	325	190,04	5764,6	325	477,98
11	0	377	0,00	218	377	24,32
12	306	426	43,59	120	426	17,10
13	1516	530	334,29	2218	530	489,08
Всього	50 154,6	—	888,07	50 154,6	—	1593,58

в теплових мережах міста визначаються розрахунково через недостатню оснащеність СЦТ приладами обліку теплової енергії.

Тому в розрахунках економії ТЕ в разі заміни теплотрас на попередньо ізольовані пінополіуретанові труби (ПІТ ППУ) для підземного прокладання з сигнальною стрічкою приймаються за факт розрахункові значення тепловтрат для ПІТ ППУ, а для старих труб застосовують коефіцієнт, який враховує вік труби та різницю товщини ізоляції старої та нової труб.

Розрахунок заміни 40 953 м п. приведено до 50 155 м п. трубопроводів (згідно зі схемою ТМ) пропорційним зменшенням усіх ділянок трубопроводів, що потребує уточнення для детального проектування схеми теплових мереж на стадії робочого проекту (РП). Результати розрахунку вартості заміни трубопроводів, економії енергії та коштів під час заміни труб на нові труби типу ПІТ ППУ зведено в табл. 5.1.2.

Розрахунок втрат ТЕ в теплових мережах, наведений в табл. 5.1.2, виконано за методикою згідно з ДБН В.2.5-39:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі». Еконо-

Таблиця 5.1.2. Зведені техніко-економічні розрахунки із заміни труб на ПІТ ППУ для СЦТ

Загальна протяжність ТМ, м п.	Втрата ТЕ в старих трубах, МВт · год/рік	Втрата ТЕ в нових ПІТ ППУ, МВт · год/рік	Економія ТЕ у разі заміни труб на нові ПІТ ППУ, МВт · год/рік	Економія води на підживлення, м ³ /рік	Економія коштів, тис. грн/рік	Загальна вартість ПІТ ППУ з монтажними роботами, тис. грн	Простий термін окупності, років
40 953	20 716	5714	15 001	33 694	19 906	38 021	1,9

мію коштів визначають за середнього тарифу — 1300 грн за 1 МВт · год корисної відпущеної теплової енергії та за вартості хімічищеної води 12,01 грн/м³. Капітальні витрати включають у себе також вартість проектних робіт, які за попередніми розрахунками становлять 2,54 млн грн без урахування особливостей місцевих ґрунтів та перетину з іншими комунікаціями.

На сьогодні загальна економія за наявних цін на ТЕ становить 20 млн грн; капітальні витрати на впровадження цього заходу — 38,0 млн грн, а простий період окупності — 2 роки.

Такі заходи необхідно реалізовувати для забезпечення надійності централізованої системи теплопостачання, зменшення теплових втрат у трубопроводах ТМ, зменшення витрат води на підживлення та відповідно коштів підприємства.

Відключення окремих віддалених будинків від СЦТ. Наявна ситуація. У випадку, коли значна частина населення вже не користується послугами СЦТ (або протягом останніх років спостерігається зростаюча динаміка відключення від СЦТ), доцільно розглянути відключення окремих, віддалених від ТД будинків.

Процес безсистемного масового відключення окремих квартир у багатоквартирних житлових будинках від внутрішньої будинкової системи розподілу ТЕ призводить до порушення гідравлічного і теплового режимів не лише всередині будинків, а й в СЦТ у цілому. Водночас спостерігається збільшення втрат теплової енергії в теплових мережах під час транспортування теплоносія, що, в свою чергу, призводить до збільшення собівартості ТЕ та відповідного зростання фінансових витрат теплопостачального підприємства і платежів за ТЕ інших споживачів.

Розглянемо техніко-економічний ефект від відключення будинків від СЦТ за такими критеріями:

- максимально віддалені будинки від котельні;
- відключення від СЦТ понад 50 % квартир у будинку.

В окремих випадках доцільно розглядати також ТЕО з відключення деяких споживачів з незначним відсотком індивідуального опалення, але тільки у випадку, якщо навколо них є будівлі з більш ніж 50 % відключених від СЦТ абонентів та якщо таке відключення дасть змогу суттєво зменшити протяжність ТМ і відповідно втрати теплової енергії (рис. 5.1.1).

Саме зменшення протяжності ТМ є ключовим економічним чинником економії електроенергії МН на транспортування теплоносія та економії ТЕ внаслідок зменшення теплових втрат в ТМ.

Приклад (рис. 5.1.1). Унаслідок транспортування теплоносія сумарні втрати теплової енергії на обраних ділянках становитимуть 90 Гкал/рік (без урахування додаткових втрат ТЕ внаслідок аварій на ТМ та несанкціонованого відбору води споживачами).

Для припинення подальшого руйнування СЦТ і зниження споживання палива пропонується відключити від СЦТ сім обраних житлових будинків. Цей захід органічно передбачає облаштування решти споживачів індивідуальними системами опалення.

5.1. Удосконалення структури СЦТ

Вартість облаштування однієї квартири електрокотлом із урахуванням облаштування зовнішніх мереж електропостачання оцінюється в 12 000 грн (середня вартість електричного котла українського виробництва потужністю 5—7 кВт становить 2,5 тис. грн, а монтаж та облаштування квартирної опалення — 3,5 тис. грн).

Економічна доцільність цього заходу в тому, що його впровадження дає змогу уникнути великих втрат ТЕ в ТМ, які мають великі діаметри та довжини за відносно малих обсягів ТЕ. Крім того, буде зменшено споживання електроенергії на транспортування теплоносія МН. Орієнтовний термін окупності такого заходу становить 1—2 роки.

Інтеграція ТМ (об'єднання ТД). У загальному випадку може розглядатися інтеграція великої кількості теплових джерел різних типів, розташованих на різній відстані одне від одного. Це завдання є досить складним і трудомістким. Його рішення пов'язане з розробленням техніко-економічних обґрунтувань інвестиційних проєктів і проведенням детальних розрахунків із використанням геоінформаційних систем.

Для попереднього оцінювання на стадії формування і вибору найперспективніших варіантів інтеграції та відхилень неефективних рішень пропонується використовувати пакет елементарних моделей, які дають змогу оцінити ефективність інтеграції двох теплових джерел різних типів (рис. 5.1.2).

На рис. 5.1.2 і в табл. 5.1.3 використані такі умовні позначення: b_1 , b_0 — питома витрата умовного палива на виробництво ТЕ на енергоефективному (1) і базовому (0) ТД, кг ум. п./Гкал; $b_{тр}$ — питома витрата умовного палива на транспортування теплоносія, кг ум. п./Гкал; L , N — протяжність перемички, км, і потужність транспортованого теплового потоку, МВт.

Як показники ефективності інтеграції застосовуються показник зниження витрати умовного палива $\Delta b = b_0 - (b_1 + b_{тр})$ і термін окупності капітальних витрат на створення перемички T .

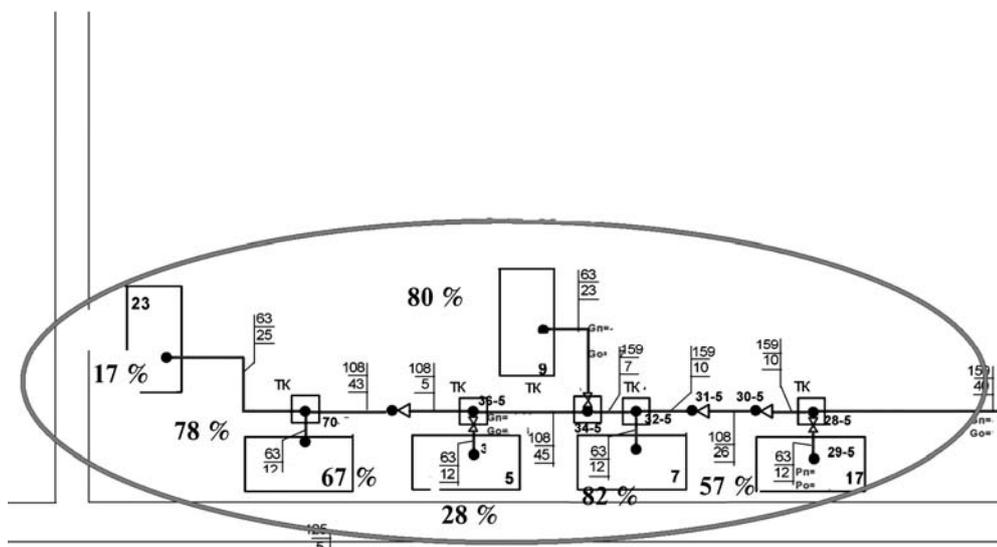
Розрахунковий аналіз виконувався з використанням електронної таблиці Excel (табл. 5.1.3). Зведені результати розрахунків наведено у табл. 5.1.4.

У всіх розрахункових варіантах як базове ТД, на якому відбувається заміщення теплової енергії від ефективнішого теплового джерела, прийнято газову котельню з питомою витратою умовного палива $b_0 = 164$ кг ум. п./Гкал, що відповідає середній ефективності використання газу в наявних котельнях (87 %). Розрахунки виконано з припущенням, що тривалість подачі теплової енергії через перемичку здійснюється протягом опалювального періоду (180 діб). За умови подачі теплоносія через перемичку протягом усього року терміни окупності капітальних витрат зменшаться вдвічі.

Розглянуто такі енергоефективні теплові джерела, які заміщують теплову енергію базової котельні:

- скидна тепла енергія (СТ) промислового підприємства ($b_1 = 0$);
 - теплонасосно-когенераційна станція ($b_1 = 78$ кг ум. п./Гкал);
 - енергоефективна котельня з конденсаційними котлами ($b_1 = 135$ кг ум. п./Гкал, $\eta = 106$ %);
- ТЕЦ на природному газі ($b_1 = 155$ кг ум. п./Гкал).

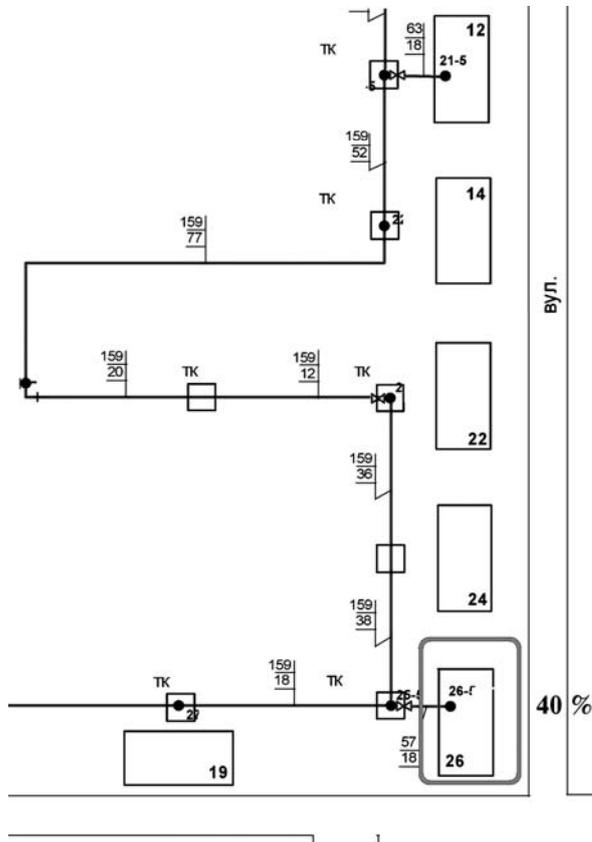
Рис. 5.1.1. Фрагмент схеми ТМ з нанесеними даними щодо кількості відключених споживачів у будинках, %



Таблиця 5.1.3. Вихідні дані

Параметр	Значення
Ціна газу C , грн/1000 м ³	6810,00
Ціна електроенергії E , грн/(кВт · год)	2,10
Потужність скидного теплового потоку W , Гкал/год	60,00
Тривалість періоду на рік, діб	360,00
Річний відпуск ТЕ, Гкал	518400,00
Температура в подавальній магістралі, °С	70,00
Температура в зворотній магістралі, °С	45,00
Питома витрата умовного палива на ТД, кг ум. п./Гкал	70,00
Коефіцієнт ефективності використання газу на базовій котельні	0,87
Питома витрата умовного палива на базовій котельні, кг ум. п./Гкал	164,21
Відстань від ТД до котельні (двотрубної), м	30000,00
Діаметр трубопроводу, мм	850,00
Швидкість води в трубопроводі, м/с	1,20
Перепад тиску на МН, ат	11,43
Теплотворна здатність умовного палива, ккал/кг	7000,00

5.1. Удосконалення структури СЦТ



Дані, наведені в табл. 5.1.4, дають загальне уявлення про енергетичну та техніко-економічну доцільність інтеграції теплових джерел з різною питомою витратою палива (природного газу), розташованих на різній відстані від можливої точки підключення до міської теплової мережі.

З енергетичної точки зору скидку теплову енергію промислових підприємств доцільно транспортувати на відстань 30 км і більше. Витрати умовного палива на транспортування ТЕ, зокрема витрати на компенсацію теплових втрат, є істотно меншими, ніж вигрощ від використання СТ (рис. 5.1.3). Діапазон техніко-економічної доцільності транспортування СТ істотно вужчий, ніж діапазон енергетичної доцільності (рис. 5.1.4).

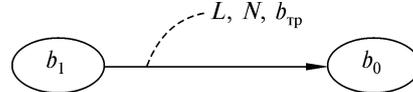


Рис. 5.1.2. Схема елементарної моделі

та результати розрахунку

Параметр	Значення
Питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії, кг ум. п./кВт · год	0,37
Виробництво теплоносія на джерелі, Гкал	518400,00
Втрата ТЕ в трубопроводі, Гкал	28868,097
Відпуск ТЕ базової котельні, Гкал	489531,903
Відносна втрата ТЕ в трубопроводі, %	5,57
Питома витрата умовного палива на компенсацію теплових втрат, кг ум. п./Гкал	8,42
Витрати електроенергії на транспортування теплоносія, МВт · год	7900,30
Питома витрата умовного палива на компенсацію електроенергії, кг ум. п./Гкал	5,97
Питома витрата умовного палива на транспортування теплоносія, кг ум. п./Гкал	14,40
Зниження питомої витрати умовного палива, кг ум. п./Гкал	79,81
Зниження витрати умовного палива, кг ум. п.	39070155,80
Вартість 1 кг ум. п. (у перерахунку на газ), грн/т ум. п.	5,89
Економія, млн грн	229,94
Капітальні витрати, млн грн	2169,31
Термін окупності, років	9,43

Таблиця 5.1.4. Зведені результати розрахунку

L	L/N	b _{тп}	b ₁ = 0		b ₁ = 78		b ₁ = 135		b ₁ = 155	
			Δb	T	Δb	T	Δb	T	Δb	T
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
N = 10 Гкал/год (11,6 МВт), D_{тп} = 370 мм, V = 1,06 м/с										
0	0	0	164,21	0	94,21	0	29,21	0	9,21	0
5	0,43	5,98	158,23	2,65	88,23	4,75	23,23	18,04	3,23	129,73
10	0,86	12,29	151,92	5,67	81,92	10,52	16,92	50,92	-3,28	—
15	1,29	18,96	145,25	9,15	75,25	17,67	10,25	129,74	—	—
20	1,72	26,03	138,18	13,21	68,18	26,77	3,18	574,16	—	—
25	2,16	33,53	130,68	17,99	60,68	38,74	-4,32	—	—	—
30	2,59	41,50	122,71	23,71	52,71	55,20	—	—	—	—
N = 20 Гкал/год (23,2 МВт), D_{тп} = 530 мм, V = 1,03 м/с										
0	0	0	164,21	0	94,21	0	29,21	0	9,21	0
5	0,22	3,90	160,31	2,19	90,31	3,88	25,31	13,84	5,31	65,95
10	0,44	7,94	156,27	4,57	86,27	8,27	21,27	33,56	1,27	562,25
15	0,65	12,13	152,07	7,17	82,07	13,29	17,07	63,91	-2,93	—
20	0,88	16,49	147,71	10,04	77,71	19,09	12,71	116,68	—	—
25	1,07	21,03	143,18	13,21	73,18	25,84	8,18	231,23	—	—
30	1,29	25,75	138,46	16,72	68,46	33,82	3,46	669,26	—	—
N = 40 Гкал/год (46,4 МВт), D_{тп} = 750 мм, V = 1,03 м/с										
0	0	0	164,21	0	94,21	0	29,21	0	9,21	0
5	0,11	2,61	161,60	1,83	91,60	3,23	26,60	211,11	6,60	44,79
10	0,22	5,28	158,92	3,77	88,92	6,73	23,92	25,02	3,92	152,54
15	0,32	8,03	156,18	5,82	86,18	10,55	21,18	42,94	1,18	769,69
20	0,44	10,84	153,37	8,01	83,37	14,74	18,37	66,89	-1,63	—
25	0,54	13,73	150,48	10,34	80,48	19,34	15,48	100,54	—	—
30	0,65	16,70	147,51	12,83	77,51	24,41	12,51	151,25	—	—
N = 80 Гкал/год (92,8 МВт), D_{тп} = 1050 мм, V = 1,05 м/с										
0	0	0	164,21	0	94,21	0	29,21	0	9,21	0
5	0,05	1,78	162,43	1,55	92,43	2,73	27,43	9,19	7,43	33,93
10	0,10	3,59	160,62	3,17	90,62	5,61	25,62	19,85	5,62	90,53
15	0,16	5,43	158,77	4,84	88,77	8,66	23,77	32,36	3,77	203,86
20	0,20	7,31	156,90	6,59	86,90	11,91	21,90	47,25	1,90	545,00
25	0,27	9,22	154,99	8,42	84,99	15,35	19,99	65,27	-1,01	—
30	0,32	11,16	153,05	10,32	83,05	19,02	18,05	87,52	—	—

Якщо обмежити економічно обґрунтований термін окупності капітальних витрат п'ятьма роками, то максимальна віддаленість джерела скидної теплової енергії від міської теплової мережі становитиме 9, 11, 14, 17 км для транспортованої потужності скидного теплового потоку відповідно 12, 23, 46, 93 МВт. Якщо збільшити економічно допустимий термін окупності капітальних витрат до 10 років, то максимальна віддаленість джерела СТ від міської теплової мережі дорівнюватиме 16, 20, 25 і 30 км.

5.1. Удосконалення структури СЦТ

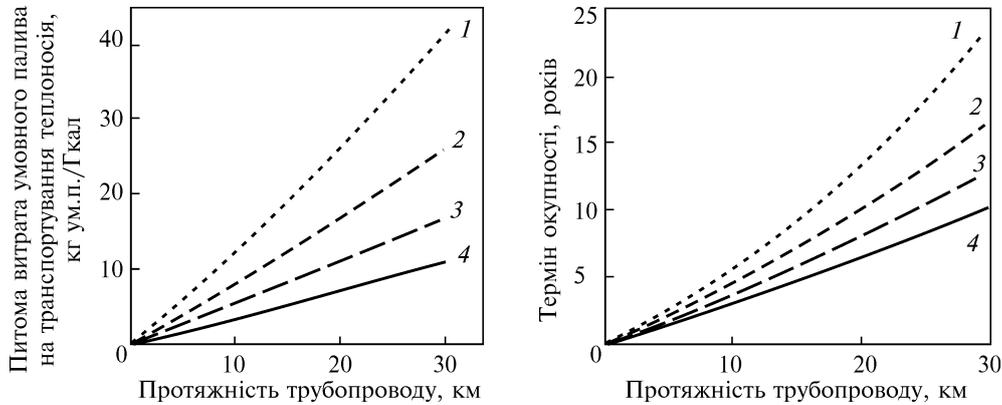


Рис. 5.1.3. Залежність питомих витрат палива на транспортування теплоносія від протяжності трубопроводу та потужності теплового потоку: 1 — 12 МВт; 2 — 23 МВт; 3 — 46 МВт; 4 — 93 МВт

Рис. 5.1.4. Залежність терміну окупності витрат на перемичку від її протяжності та потужності потоку СТ. Позначення такі самі, як на рис. 5.1.3

Використання *теплонасосних когенераційних теплових джерел* з питомою витратою палива близько 78 кг ум. п./Гкал є енергетично доцільним у всьому діапазоні досліджених віддаленостей (0—30 км) і потужностей (12—93 МВт). Техніко-економічна доцільність при максимально допустимому терміні окупності капітальних витрат 10 років обмежується відстанями 10, 12, 15 і 19 км для потужностей відповідно 12, 23, 46 і 93 МВт.

Використання *котельні із конденсаційними котлами* з питомою витратою палива близько 135 кг ум. п./Гкал ($\eta_{т.н} = 106\%$) також енергетично доцільне в усьому діапазоні досліджених віддалень (0—30 км) і потужностей (12—93 МВт). Техніко-економічна доцільність цього ТД за максимально допустимого терміну окупності капітальних витрат 10 років обмежується відстанями 3—6 км за потужностей 12—93 МВт.

Інтеграція *ТЕЦ на природному газі* з питомою витратою палива на виробництво ТЕ близько 155 кг ум. п./Гкал з енергетичної точки зору обмежена відстанями 7—25 км у розглянутому діапазоні потужностей. Для протяжніших трубопроводів витрати палива на транспортування теплоносія перевищують економію палива, яка досягається заміщенням теплоти від ефективнішого теплового джерела. Техніко-економічна доцільність цього ТД за максимально допустимого терміну окупності капітальних витрат 10 років обмежується відстанями 1,0—1,7 км за 12—93 МВт.

Використання *звичайної енергоефективної газової котельні* (наприклад, із коефіцієнтом ефективності використання палива 92 %) як замісної потужності в СЦТ із середньою ефективністю використання палива 87 % обмежене за протяжністю сполучного трубопроводу, як з енергетичної, так і з техніко-економічної точки зору, приблизно так само, як і ТЕЦ на природному газі.

5.2. ВИКОРИСТАННЯ ТВЕРДИХ ПОБУТОВИХ ВІДХОДІВ ЯК ПАЛИВА У СЦТ

Стан проблеми керування відходами. Перспективне планування схеми централізованого теплопостачання населеного пункту пов'язане в першу чергу з наявністю таких великих потужних і високоефективних теплових джерел як теплоелектроцентралі.

При цьому з позицій найбільш економічно вигідного виробництва ТЕ пріоритет має надаватись використанню як палива горючих твердих побутових (ТПВ) та промислових відходів, які неминуче утворюються внаслідок діяльності людей та підлягають спеціальному поводженню з ними. У провідних країнах світу відходи вже давно розглядають як альтернативне джерело енергії, суттєвою перевагою якого є постійне зростання його кількості та зручне розташування — в населених пунктах поруч зі споживачами енергії. Перший сміттєспалювальний завод у Великобританії було побудовано в 1874 р., а в Японії — в 1924 р.

В Україні енергетичне використання ТПВ відповідає одному з головних завдань «Нової енергетичної стратегії України на період до 2035 року», а саме зменшенню залежності держави від імпорту первинних енергетичних ресурсів [1].

Проаналізувавши безліч матеріалів щодо енергетичного використання ТПВ, дійшли висновку, що єдиного рішення стосовно технології утилізації ТПВ для всіх міст або регіонів не існує. Тому мета цього пункту — за результатами дослідження міжнародного досвіду визначити і запропонувати найкращі технологічні рішення енергетичної утилізації ТПВ, придатні для умов України, надати практичні рекомендації працівникам відповідних комунальних підприємств і проектних організацій щодо поводження з відходами, вивчити можливість їх застосування в Україні з урахуванням економічного стану держави та чинного законодавства, а також розробити та спрямувати відповідні рекомендації керівним органам держави.

У 2017 р. в Україні прийнято «Національну стратегію керування відходами до 2030 року» [2]. У ній зазначається, що в Україні функціонує 460 міст, близько 500 районів, 885 селищ міського типу і 28 388 сіл. Обсяги утворення твердих побутових відходів в Україні у 2016 р. становили 49 млн м³, або близько 11 млн т (без урахування тимчасово окупованих територій, Автономної Республіки Крим та м. Севастополя). Незважаючи на те, що протягом останніх 20 років чисельність населення України постійно скорочується, обсяги утворення побутових відходів збільшуються.

Показник утворення відходів в Україні в середньому становить 250—300 кг/рік на особу і має тенденцію до зростання. Стратегія покладає відповідальність за організацію послуг із поводження з ТПВ на органи місцевого самоврядування (ОМС).

Зазначимо, що державному обліку та статистиці побутових відходів у Україні властиві істотні недоліки. У статистичній звітності та нормативно-

5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у ЄС

правових актах щодо поводження з побутовими відходами оперують як об'ємними, так і ваговими категоріями. Перерахунок одних одиниць в інші призводить до суттєвих похибок під час оцінювання, прогнозів тощо.

В Україні домінуючим способом поводження з побутовими відходами залишається їх вивезення та захоронення на полігонах та сміттєзвалищах. У 2016 р. лише 5,8 % побутових відходів перероблено, в тому числі 2,71 % (1,3 млн м³) — утилізовано (спалено), 3,09 % (1,53 млн м³) — спрямовано на інші сміттєпереробні комплекси та близько 0,003 % (2000 м³) — компостовано. Решту (приблизно 94 %) розміщено на полігонах і сміттєзвалищах, яких станом на 2016 р. в Україні налічувалося 5470 од., з них 305 од. (5,6 %) перевантажені, а 1646 од. (30 %) не відповідають нормам екологічної безпеки. За експертними оцінками понад 99 % полігонів, що функціонують, не відповідають європейським вимогам (Директиві Ради № 1999/31/РЄ від 26.04.1999 р. «Про полігони захоронення відходів»). Унаслідок недостатнього рівня контролю або відсутності належної системи поводження з побутовими відходами, за офіційними даними, щороку утворюється понад 27 тис. несанкціонованих сміттєзвалищ. За даними Держстату, їх площа становить 12 тис. км².

Поводження з відходами в Україні порівняно з ЄС в цілому та деякими країнами Європи, зокрема, відображено в табл. 5.2.1 [3]. Як бачимо з таблиці, прикладом енергетичного використання ТПВ може бути Швеція, де спалюється близько 50 % цих відходів. За аналогією в Україні можна як первинне паливо застосовувати приблизно 4,5 млн т ТПВ, що відповідає 1,28 млн т ум. п. (теплотворна здатність ТПВ — 2000 ккал/кг або 8,36 МДж/кг). Оскільки в містах для опалення використовується переважно природний газ, спалювання такої кількості ТПВ могло би замінити або вивільнити для інших потреб 1,5 млрд м³ природного газу. Наведені оцінки справедливі за умови організованого збирання сміття за відсутності несанкціонованих звалищ, кількість відходів на яких невідома. Обов'язковою умовою ефективного використання ТПВ як палива та сировини для подальшої переробки є запровадження їх сортування. Крім використання енергетичного потенціалу ТПВ, важливими перевагами сучасних методів їх термічного перероблення є ефективне знешкодження зі зменшенням інтегрального впливу на довкілля та зменшення кінцевого обсягу відходів до 10 разів.

Таблиця 5.2.1. Ситуація з відходами в Україні та ЄС

Поводження з побутовими відходами	Україна (2015), дані Мінрегіону України, млн т*	Країни ЄС (2015), дані Євростату, млн т	Швеція (2015), дані Євростату, млн т	Польща (2015), дані Євростату, млн т
Всього утворено відходів	9,23	241	4,377	10,863
Захоронення, видалення	8,69(94,07 %)	61(25,3 %)	0,035(0,8 %)	4,808(44,3 %)
Спалювання	0,25(2,73 %)	64(26,6 %)	2,241(51,2 %)	1,439(13,2 %)
Перероблення	0,3(3,2 %)	69(28,6%)	2,101(48 %)	4,616(42,5 %)

* Наведено згідно з коригуванням за розрахунками Т.Л. Омеляненко, http://nowaste.com.ua/wp-content/uploads/2016/11/Omelianenko_SHv_forum.pdf

Важливим компонентом системи керування відходами та їх утилізації є законодавча база. В Україні основним документом, що регулює поводження з відходами, є Закон України «Про відходи», прийнятий у 1998 р. [4]. Цей закон відповідає положенням Рамкової Директиви 2008/98/ЄС «Про відходи» [5]. Директива розглядає ТПВ як вторинний антропогенний ресурс, матеріальний та енергетичний потенціал якого можна і потрібно утилізувати.

Законодавство доповнює низка законів щодо конкретних видів відходів: радіоактивних, хімічних джерел струму, ветеринарних, металобрухту, Кодекс України про надра та інші нормативно-правові акти. Доповненням до Закону України «Про відходи» у 2017 р. Верховна Рада України зобов'язала органи місцевого самоврядування запровадити з 01.01.2018 р. сортування всього сміття, але ця норма закону не виконується через відсутність необхідної інфраструктури та зацікавленості суб'єктів господарювання.

Наведені дані характеризують стан проблеми в цілому, але не є дороговказом у виборі технічних та організаційних рішень щодо поводження з відходами в Україні. Прийняття рішень про поводження з ТПВ є складною проблемою і має враховувати багато чинників. До головних з них можна віднести вибір пріоритетного напрямку утилізації — енергетичний або санітарний, економічний стан держави, рівень життя населення, тобто його можливість оплачувати технологічний процес утилізації відходів від збирання до перероблення, знешкодження та захоронення залишків, кліматичні умови в регіоні, характерний для певного міста або регіону, а також склад відходів та їхній обсяг.

Розглядаючи проблему енергетичного використання відходів в Україні, необхідно вирішити низку завдань, необхідних як для вибору технологій утилізації, так і організації попередньої підготовки для утилізації та транспортування. Потрібно визначити кількість відходів для певного міста, поселення або регіону та оцінити частку відходів, яку можна спрямувати для використання як енергетичної сировини, а також склад (морфологія) відходів, найхарактерніший для певного міста або місцевості, дослідити їхній фракційний склад, густину та теплотворну здатність. Принципово важливим питанням є визначення одиничних потужностей енергетичних установок утилізації відходів, при цьому слід використовувати переваги будівництва одиничних підприємств великої потужності чи розділяти переробні потужності на низку порівняно невеликих установок з урахуванням транспортних витрат і наявності територій для їх розміщення. Необхідно вирішити питання про цілеспрямованість енергетичного використання — на отримання переважно електричної або теплової енергії чи іншого виду палива: біогазу, біометану, іншого газоподібного — генераторного газу або синтезгазу, рідкого у вигляді важкого котельно-пічного палива або твердого у вигляді пелет RDF (Refuse Derived Fuel).

Визначення кількості відходів. Тверді побутові відходи, частку яких можна застосовувати як енергетичний ресурс, утворюються здебільшого в містах і селищах міського типу. Виробником ТПВ є як житловий сектор, так і бюджетні, торговельні та комунальні установи. Середній обсяг утворення відходів на одну особу становить 270—300 кг/рік, але він може суттєво відрізнитись від середнього значення як в один, так і в інший бік.

5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у СЦТ

Частка відходів як потенційна енергетична сировина. Грунтуючись на даних Євростату, європейська торговельна асоціація постачальників технологій «Відходи в енергію» (European Suppliers of Waste-to-Energy Technology — ESWET) відзначає тенденцію країн-членів ЄС до збільшення до 2030 р. частки рециклінгу ТПВ до 65 % та до зменшення частки захоронення до 10 %. Цю тенденцію особливо помітно у Естонії, Литві та Фінляндії, де створюються нові потужності з перероблення та енергетичного використання ТПВ. На енергетичне використання спрямовуватиметься приблизно 25 % відходів як різниця між рециклінгом та захороненням. Одночасно зазначається, що в таких країнах, як Болгарія, Кіпр, Хорватія, Чехія, Греція, Угорщина, Латвія, Португалія, Румунія та Іспанія резерв перероблення ТПВ великий, оскільки 40 % ТПВ відправляються на звалища [6]. У багатьох літературних джерелах ця частка становить 40 %. У праці [7] з посиланням на [8] наведено усереднений склад відходів для України (табл. 5.2.2). Як бачимо, частка горючих відходів (з пластмасою, без харчових відходів) становить 37,8 %. Таким чином, частку ТПВ, яку можна спрямувати для отримання енергетичних продуктів, доцільно приймати в межах 30—50 % загальної кількості.

Енергетичне використання харчових відходів. Частка харчових відходів порівнянна з часткою горючих відходів, її енергетичний потенціал достатньо великий, але в Україні не використовується. Суть технологій енергетичного використання харчових та (або) змішаних відходів полягає у їх ферментації з виробництвом біогазу. Біогаз складається переважно з метану CH_4 та оксиду вуглецю CO_2 у співвідношенні приблизно 50 : 50. Після видалення з біогазу CO_2 залишається газ із вмістом метану понад 90 %, близьким до складу природного газу. Такий газ називають біометаном або іноді «відновленим природним газом». Слід враховувати, що на практиці в разі виносу технологічного обладнання за межі міст до харчових відходів приєднують відходи сільського господарства та спеціально вирощені енергетичні рослини. Наведену нижче інформацію щодо виробництва біогазу та біометану отримано переважно за матеріалами консалтингової компанії «АККОРД ЛТД» [9].

Потреба в анаеробній ферментації харчових і змішаних відходів у майбутній круговій економіці буде зберігатися та навіть зростати. Це є важливою проблемою менеджменту відходів і кругообігу біомаси, а також циркуляції поживних речовин. Крім того, таке відновлюване джерело енергії (біогаз) здатне забезпечувати не лише базове навантаження електромереж, а й гнучкий баланс між попитом і пропозицією.

Таблиця 5.2.2. Усереднений склад відходів в Україні

Компоненти відходів	Масова частка, %	Компоненти відходів	Масова частка, %
Харчові відходи	36,1	Інші органічні відходи	0,4
Папір та картон	14,3	Метал	2,3
Садові (зелені) відходи	9,8	Будівельні матеріали	3,6
Деревина	1,9	Скло та кераміка	6,2
Гума, шкіра, кістки, солома	2,2	Пластмаса	5,8
Тканина	3,4	Інші неорганічні відходи	14,1

Згідно зі звітом Європейської біогазової асоціації, кількість біогазових комплексів в Європі стабільно зростала і у 2017 р. досягла 17 783 од., а кількість заводів із виробництва біометану — 540. Загальна встановлена потужність біокомплексів зросла до 10 532 МВт, а обсяг виробленої з неї електроенергії — 65 179 ГВт · год. Виробництво біометану досягло 19 352 ГВт · год. У 2017 р. біометан виробляли у 15 європейських країнах; у 2018 р. до них приєдналися Бельгія, Естонія та Ірландія. Нині у секторі відбуваються зрушення щодо кінцевого продукту в бік «відновленого природного газу», причому це стосується як діючих комплексів, так і тих, що будуються.

У 2018 р. кількість біогазових станцій в Німеччині становила 9494. На сьогодні обсяг виробництва біогазу в Німеччині сягає приблизно 50 % всього обсягу, що виробляється в ЄС. Наявними є проблеми щодо «зеленого» тарифу та використання великої кількості площ під злакові культури, що використовуються для виробництва біогазу.

Компанія «Bright Biomethane» (Нідерланди) оголосила про початок будівництва першого заводу з виробництва біометану в Бельгії на базі існуючого біогазового комплексу, який потрібно доукомплектувати обладнанням для виробництва біометану. Нині комплекс щорічно переробляє 35 000 т садових і харчових відходів місцевих домогосподарств. Замовником є компанія з керування відходами «IOK Afvalbeheer».

У Китаї, за повідомленням агентства «Синьхуа», освоєнням виробництва біогазу займається Китайська корпорація атомної енергетики CGN. Прогнозний обсяг поставок біогазу у 2018 р. становив 500 млн м³ (за матеріалами news.rambler.ru).

Вартісні показники виробництва біогазу та біометану розглядаються з використанням даних компанії «АККОРД ЛТД».

Вартість впровадження проекту з виробництва біогазу потужністю 1 МВт варіюється в межах 3—4 тис. євро/кВт. Чим менша потужність біогазової станції, тим більша її питома вартість. Будівництво малих біостанцій для виробництва електричної енергії є недоцільним. Це не стосується саморобних побутових установок для виробництва біогазу для власних потреб. Таких установок чимало у Китаї, Індії, країнах Південно-Східної Азії та Африканського континенту.

Вартість біогазового комплексу встановленою потужністю 5 МВт з додатковою системою доочищення біогазу до біометану дорівнюватиме 22—23 млн євро. За завантаженості 8000 год/рік він вироблятиме 9 млн м³ біометану. (Неважко підрахувати, що за вартості метану 350 євро/тис. м³ прямий термін окупності комплексу становитиме 7 років.) Для виробництва біометану непотрібне придбання концесії, характерна відсутність рентних платежів, а сировиною можуть бути відходи і побічні продукти тваринництва та рослинництва, харчові відходи людської життєдіяльності.

У численних публікаціях підкреслюється, що виробництво електроенергії з біогазу та виробництво біометану для закачування у газові мережі повинно отримувати державну підтримку. Така підтримка здійснюється в усіх європейських країнах і в Україні. Так, у Великобританії діє так званий RHI-тариф, згідно з яким тариф на біометан становить 5,6 пенси за 1 кВт · год. За цим тарифом оплачуються перші 40 тис. МВт · год ТЕ, що подається у

5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у СЦТ

вигляді біометану у газовій мережі. Тариф встановлюється на 20 років після початку роботи біогазового комплексу. В Україні тариф на електроенергію, отриману з біогазу, встановлено у розмірі 12,38 євроцент/(кВт · год), що перевищує більш ніж удвічі тариф для населення. Нині в Україні використовується 84 млн м³/рік біометану для виробництва електроенергії за «зеленим» тарифом. У Німеччині для виробництва електроенергії застосовується 8,3 млрд м³/рік біометану. Встановлена потужність генерації на біометані дорівнює 4 ГВт. Коефіцієнт її використання становить 0,8. Цей показник для вітрових та сонячних потужностей набагато менший. За останні 10 років Німеччина збільшила виробництво біометану у п'ять разів.

Використання біометану в транспортній енергетиці. Існує сектор економіки, в якому ефективність використання біометану достатньо висока для того, щоб уникнути субсидування. Таким сектором є транспортна енергетика, а саме застосування біометану поряд з природним газом для заміщення ними рідких моторних палив. В Європі та деяких країнах світу зростає інтерес до використання метану як моторного палива і з економічних, і екологічних міркувань. Газ застосовують як у стисненому, так і зрідженому стані. Використання стиснутого (CNG — compressed natural gas, CBG — compressed biogas) або зрідженого природного газу або біометану (LNG, LBG — liquefied natural or biogas) є поширеним трендом останнього часу в транспортній енергетиці. У цьому секторі розроблено і впроваджуються об'ємні комплексні програми, які охоплюють декілька країн або великі регіони. Особлива увага приділяється великовантажним перевезенням та громадському транспорту. Шведсько-фінська компанія «Gasum» створює систему використання зрідженого біометану та природного газу для міждержавних перевезень у країнах північної Європи: Швеції, Фінляндії та Норвегії. Всього планується створення мережі з 50-ти заправок трейлерів зрідженим метаном. На початок 2018 р. функціонувало чотири заправних станцій, хоча було заплановано будівництво 10 та визначено місця будівництва ще 36 станцій LNG та LBG. Програма базується на таких перевагах використання газового палива, як технічна доступність, цінова конкурентоспроможність, екологічність — меншими, ніж у випадку дизельного палива є викиди твердих часток та оксидів азоту і вуглецю. Зазначаються конкурентні переваги також і над електротранспортом у зберіганні запасу енергії на борту великовантажного транспортного засобу. Для зберігання енергії, еквівалентної 100 л дизельного палива, необхідно приблизно 3,5 т літій-іонних батарей (відповідно до щільності енергії батареї 280 Вт · год/кг). Вантажівки, що працюють на LNG, здатні забезпечити пробіг на одній заправці більш ніж 1600 км з обертовим моментом і силовими характеристиками, еквівалентними використанню дизельного палива.

За даними Європейської асоціації з транспорту на природному газі (Natural Gas Vehicles Association Europe — NGVA) на сьогодні в Європі на CNG працюють 16 000 автобусів та 10 000 вантажівок, а на LNG — 4000 вантажівок. Транспорт на газі обслуговують 3525 заправок CNG та 182 заправки LNG, з них 1270 у Італії, 852 у Німеччині, 182 у Швеції. В Україні налічується майже 300 газонаповнювальних компресорних станцій та близько 20 тис. транспортних засобів на газі. У перспективі очікується, що

ця кількість буде збільшуватись за рахунок застосування біометану під час будівництва нових потужних біогазових заводів, у яких для виробництва біогазу використовуватимуть поряд з сільськогосподарськими харчові відходи міст і поселень.

Програму широкого використання метану як моторного палива на транспорті прийнято у штаті Нью Джерсі (США). Відомі автобудівні компанії розробляють нові моделі цього типу транспортних засобів. Прикладами таких розробок є легковий автомобіль на стисненому метані фірми «Volkswagen» (Німеччина) з витратою газу $4 \text{ м}^3/100 \text{ км}$; рефрижератор фірми «Capstone» (США) з гібридним двигуном — газова мікротурбіна + LiIon акумулятор; міський автобус на стисненому газі компанії «Львівські автобусні заводи» (Україна); трактор Т-150 на стисненому метані (Україна). Компанія «Ivesco» визначає ключову роль природного газу та біометану в енергетичному переозброєнні транспортного сектору. Зі своєю концепцією представники компанії ознайомили на відкритті нового заводу з виробництва біометану та станції для заправки, побудованих силами компаній «Pot au Pin Energie», «Air Liquide» і «Carrefour» (м. Цестас, Франція; за матеріалами igrader.ru 11.07.2018). Після очищення біометан надходить у газорозподільну мережу, яка доставляє його на газові заправні станції в усій країні. Газові вантажівки мережі супермаркетів «Carrefour» використовують біометан для транспортування товарів, завершуючи тим самим цикл безвідходної економіки. Компанія «Ivesco» пропонує повний асортимент екологічно чистих транспортних засобів на біометані, куди входять легкі комерційні вантажні автомобілі, автобуси та мікроавтобуси.

В Естонії біометан становить третину від всієї енергії, що виробляється відновлюваними джерелами. Виробництво дотується Центром екологічних інвестицій, який підтримує будівництво 12 газозаправних станцій загальною вартістю 2,23 млн євро.

Біометан з відходів стає об'єктом міжнародної торгівлі. Нідерландська компанія «Essent» вперше в історії уклала контракт на імпорт біогазу з біогазового заводу Великобританії. У 2017 р. завод поставив на експорт 20 млн м^3 біометану, що відповідає його річному виробництву біогазовим комплексом встановленою потужністю 5 МВт.

Компанією «АККОРД ЛТД» наводяться розрахунки, які свідчать про нібито недоцільність оснащення біогазових установок системами виробництва біометану: для отримання 1000 м^3 біометану потрібно 2000 м^3 біогазу, під час спалювання якого можна отримати (нетто) 4000 кВт · год електроенергії і продати її державі за майже 500 євро за вартості 1000 м^3 природного газу близько 350 євро. При цьому не враховується, що 1000 м^3 біометану можуть замінити 1000 л рідкого моторного палива, які в еквіваленті коштують нині в Україні 830 євро (925 дол. США).

Ще кращі показники спостерігаються під час виробництва біометану з газу звалищ, коли витрати на виробництво біогазу відсутні. Собівартість виробництва біометану становить менш ніж 150 євро за 1000 м^3 ; муніципальний біометановий комплекс працює без «зеленого» тарифу, без приєднання до газових або електричних мереж. Економія від переведення великовантажного муніципального транспорту з дизельного палива на біометан дає змогу швидко повернути необхідні інвестиції.

5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у СЦТ

Як наслідок збільшення світової частки розподіленої енергетики набуває актуальності необхідність стабілізації параметрів електричних мереж [10]. З цього погляду вартим уваги є використання біогазових комплексів як балансувальних потужностей електромереж. Компанія «АККОРД ЛТД» з посиланням на матеріали німецьких дослідників надає характеристики одного з таких комплексів, побудованого у Німеччині (2012 р.). Комплекс «Naturenergie Osteraue» встановленою потужністю 837 кВт працює ~16 год на день із середньою потужністю 563 кВт. Місткість сховища газу становить 6000 м³, робоча температура — 40 °С; покупцем електроенергії є «Energy2Market» (E2M). Теплоу енергію використовують для опалення та гарячого водопостачання приватних домогосподарств; дигестат власник застосовує як добриво. Обсяг інвестицій сягає 2 500 000 євро. В Німеччині функціонує багато таких комплексів.

Харчові відходи є вагомим енергетичним ресурсом. Їх слід піддавати ферментації окремо чи в суміші з сільськогосподарськими відходами приміських господарств або для отримання біогазу, або в кінцевому результаті — біометану. Виробництво електроенергії з біогазу та біометану потребує державної підтримки у вигляді спеціальних тарифів на вироблену енергію. Економічно виправданим є використання біометану як моторного палива транспортних засобів. Цей напрям набуває дедалі більшого поширення в світі. Відходи з метою вилучення з них харчових та ферментації можна сортувати безпосередньо на площадках сміттєспалювальних заводів.

Термічні технології енергетичного використання ТПВ (газифікація, піроліз, спалювання). Газифікація відходів. Головним аргументом для застосування газифікаційних технологій перероблення ТПВ є їх екологічність. Продукти спалювання генераторного газу потребують мінімальних витрат на очищення від пилу та шкідливих домішок на відміну від вихідного твердого палива. Принциповими труднощами процесу газифікації твердих відходів, особливо побутових, є їхня гетерогенність. Можливим вирішенням проблеми є виробництво штучного палива з органічної частини відходів — RDF (refused derived fuel) — гомогенного з контрольованими характеристиками.

Інформації про практичну реалізацію технологій газифікації ТПВ мало, а через складність технологій їхня суть не розкривається. За повідомленням французької компанії «SUEZ», нею експлуатується сім об'єктів «Waste-to-Energy» (WtoE), які в 2017 р. виробили 1195 ГВт · год електроенергії, і нині будується установка для газифікації відходів у графстві Суррей для перероблення 250 тис. т відходів потужністю 25 МВт. (Про технологію газифікації не повідомляється.) Компанія «Synova Power» запатентувала технологію газифікації, яка, як зазначено в повідомленні, здатна переробляти всі види відходів — муніципальні, сільськогосподарські, лісні, комерційні — у вуглецево нейтральний синтетичний природний газ, який можна використовувати як паливо або хімічну сировину. Суть технології не розкривається, але стверджується, що її використання може забезпечити близько 15 % світової потреби в енергії, що слід вважати рекламним перебільшенням [11].

Як наслідок, газифікаційні технології перероблення ТПВ матимуть обмежене застосування, оскільки їх використання потребує спеціальної підготовки вихідної сировини з метою її гомогенізації та відповідно додатко-

вих витрат. З огляду на наведені недоліки, обмеженість інформації та, особливо, вартісні показники неможливо зробити висновок про придатність технологій газифікації і тим більше рекомендувати її до використання в Україні.

Піроліз. Піроліз — це процес термічного розкладу органічної сировини без доступу повітря. Піроліз ТПВ агресивно рекламується розробниками для використання їх енергетичного потенціалу. Продуктами піролізу є горюча рідина, піролізний газ і твердий вуглецевмісний залишок. Співвідношення між рідкими, газоподібними та твердими продуктами піролізу залежить переважно від складу вихідного матеріалу, а також температури процесу. Характерними прикладами піролізу є виробництво коксу для металургійних потреб або піроліз відпрацьованих автопокришок. Вважається, що ця технологія може бути самоокупною внаслідок утворення так званої сирої нафти — 20—30 % сухої маси біопалива. Однією з узагальнювальних публікацій в галузі піролізу є праця [12]. Для значної кількості смол та кислотоутворювальних речовин у вихідних газах необхідне очищення та використання обладнання з високою корозійною стійкістю. Зольність коксозольного залишку піролізу ТПВ досягає 70—80 %, що утруднює його використання як енергетичного ресурсу і унеможливує його безпечно депонування внаслідок значного вмісту вуглецю. Через ці недоліки впровадження технологій піролізу ТПВ в Україні є мало ймовірним.

Спалювання ТПВ. Це найпоширеніший, підтверджений практикою підхід до утилізації ТПВ. Його реалізують здебільшого за технологіями спалювання в котлах із рухомим подом та обертових печах. Кількість сміттеспалювальних заводів (ССЗ) у Європі швидко зростає. У 2010 р. у країнах ЄС працювало 395 ССЗ, а в 2017 р. їх було вже 492, серед них у Франції 126, Німеччині 96, Італії 39, Великобританії 40, Швейцарії 30, Швеції 34, Польщі 6 тощо (рис. 5.2.1).

Потужність сміттеспалювальних заводів становить від 100—114 тис. т/рік у Польщі та Франції до 214—232 тис. т/рік у Німеччині та Великобританії.

Нові ССЗ побудовані у Литві, Польщі, Китаї, Індії, Австралії, ОАЕ (м. Дубай) та інших країнах. Їх будівництву сприяє заборона депонування сміття та мулу на полігонах. Не можна обійти увагою участь енергетичних компаній у розширенні ресурсної бази енергетики за рахунок використання різноманітних відходів, у першу чергу ТПВ, та забезпечення вирішення двоєдиної задачі енергетики та екології. Наприклад, нині біля м. Стокгольм завершується будівництво потужного сміттеспалювального заводу за інвестицій від німецької енергетичної компанії «E.ON». Інвестиції становлять приблизно 500 млн євро, а термін окупності — 40 років.

У процесі термічної переробки ТПВ утворюються шлак, зола, газоподібні продукти згоряння, стічні води, а також відходи, одержувані внаслідок роботи пристроїв із очищення відпрацьованих газів. Їх кількість розподіляється приблизно так:

- маса шлаку — 25—35 % і обсяг 10—20 % початкового обсягу ТПВ;
- маса золи — приблизно 2,5—3 % початкової маси ТПВ;
- газоподібні продукти згоряння — приблизно 5000—6000 м³/т ТПВ (при 0,1013 МПа, 0 °С) із залишками золи приблизно 0,03 % ТПВ і кон-

5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у ЄС

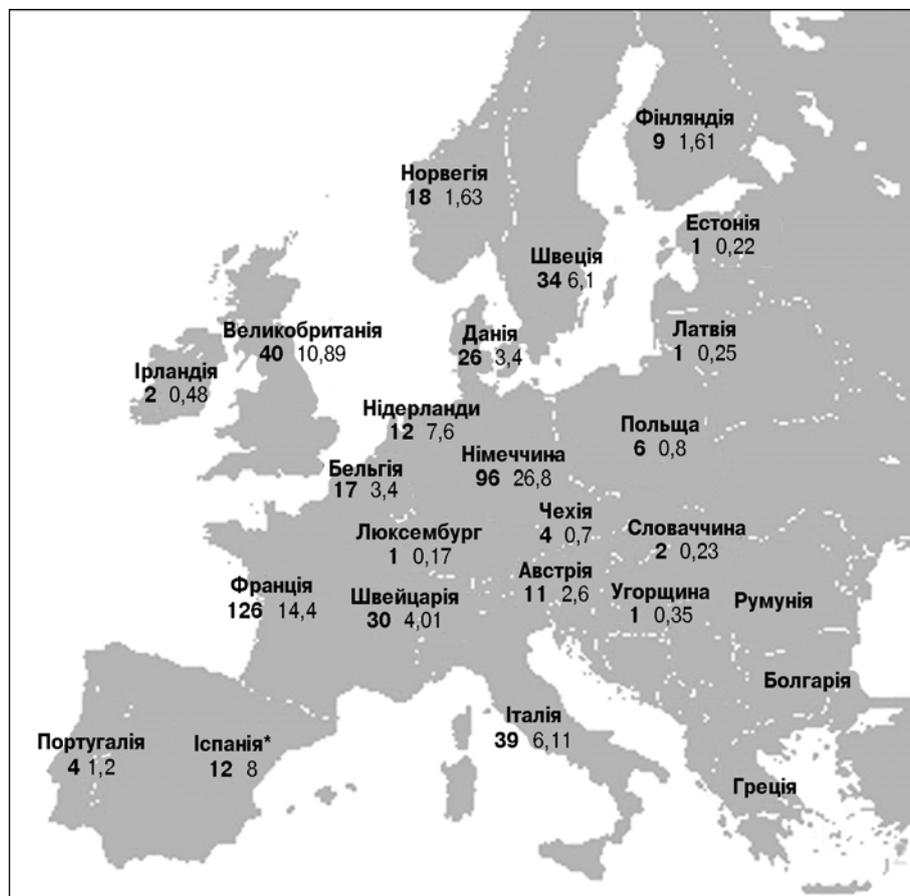


Рис. 5.2.1. Розташування сміттєспалювальних заводів у країнах ЄС [13]: перше число — заводи «WTE» (без заводів спалювання небезпечних відходів); друге число — термічне знешкодження відходів на заводах «WTE»; * — заводи «Індус» (Андора) та «SAISA»

центрацією до газоочисних приладів 5–10 г/м³, димові гази — переважно азот, водяна пара, кисень і вуглекислий газ;

- залишкові продукти діяльності технології очищення продуктів згоряння (згідно з застосованими нейтралізувальними і осадовим реагентами).

У продуктів згоряння ТПВ висока токсичність через наявність у них не лише звичних забрудників атмосфери, що утворюються під час спалювання традиційних палив (зола, СО, оксиди сірки та азоту), а й інших різноманітних забруднювальних речовин, які є у відходах, та продуктів їх термічної переробки (сполук фтору, хлору, важких металів та ін.).

Належне очищення димових газів, що утворюються внаслідок високо-температурного знешкодження відходів, — головне завдання сучасних технологій поводження з ТПВ. Системи знешкодження та очищення викидів є важливими в процесі термічної переробки ТПВ як за використаною територією, так і за собівартістю. Тверді продукти термічної переробки ТПВ

можна складувати, а в подальшому частково використовувати (в будівництві шляхів тощо), решта вивозиться на полігони. Основну небезпеку з позицій впливу на навколишнє середовище створюють газоподібні продукти спалювання.

Зауважимо, що на обробку (очищення і знешкодження) величезних обсягів легких викидів відводиться вкрай обмежений час (наприклад, через електрофільтр потік пилогозової суміші проходить за 5–20 с). Уповільнити цей процес неможливо, оскільки для цього потрібно збільшити розміри газоочисних споруд, що не виправдано з погляду технології очищення.

Концентрації забруднювальних речовин у газових викидах установок для спалювання відходів в Україні повинні, як і в країнах ЄС, відповідати вимогам Директиви 2010/75/ЄС «Про промислові викиди» [14], в якій також встановлено вимоги до умов спалювання з метою повного термічного розкладання токсичних органічних сполук (зокрема, температура газів, утворюваних в результаті спалювання відходів, має підніматися принаймні до 850 °С за як мінімум дві секунди, а під час спалювання відходів з вмістом галогенізованих органічних речовин, виражених як хлор, що перевищує 1 %, — принаймні до 1100 °С) [15, 16].

Процес очищення димових газів від кислотних газоподібних забрудників (SO_2 , SO_3 , HCl та HF) може здійснюватись за допомогою процесу адсорбції з використанням гідратного вапна. Складові важких металів та органічні забрудники, такі як діоксини та фурани, відокремлюються адсорбцією в активоване вугілля. Типова система очищення має складатися з таких ступенів газоочищення:

- поглинання кислих складових димових газів вапняним порошком у реакторі (розпилювальній сушарці з відцентровим розпилювачем) — «напівсухий» метод — ступінь I;
- видалення діоксинів і важких металів — адсорбція з фільтрацією (вдування активованого вугілля в потік димових газів) — ступінь II;
- золоочищення та фільтрація продуктів хімічної реакції (у вигляді сухого порошку) після ступеня I очищення та відпрацьованого активованого вугілля після ступеня II в електрофільтрі та (або) рукавному фільтрі — ступінь III.

Вибір системи очищення відпрацьованих газів базується на вимогах Директиви 2010/75/ЄС. Згідно з цією Директивою, граничні величини викидів повинні задовольняти встановлені вимоги, як для середньодобових значень, так і для півгодинних середніх значень. Контроль півгодинних середніх показників необхідний для того, щоб впевнитися, що система очищення відпрацьованих газів може швидко реагувати на коливання рівнів викидів.

Типова питома вартість впровадження технологій очищення продуктів спалення ТПВ, як і іншого твердого палива, від оксидів азоту та сірки сягає 50 дол. США на 1 кВт встановленої потужності у випадку використання режимно-технологічних методів, які дають змогу знизити викиди майже в два рази, а за їхньої недостатності та необхідності використання хімічних методів очищення — 250 дол. США на 1 кВт встановленої потужності.

5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у СЦТ

Вартість будівництва заводу з термічної переробки відходів визначається його потужністю, глибиною переробки тощо, а також глибиною очищення викидів у довкілля. Усереднена питома вартість сягає 450 тис. євро на 1 т ТПВ/рік.

Так, проектна вартість заводу з термічної переробки відходів, який будуватиметься біля м. Казань, становить приблизно 250 млн євро [17]; розрахункова вартість будівництва сміттєпереробного підприємства компанією «Altergom Limited» в Україні (введення в дію в 2020 р.) становить 20 млн дол. США [18], а сміттєпереробного комплексу з сортування, компостування та спалення ТПВ, проектування якого у м. Львів доручено французькій компанії «Еджис», — 85 млн євро [19].

За умов завантаження сміттєспалювального заводу понад 150 тис. т/рік економічно вигідними в світі вважаються навіть високі інвестиційні витрати на будівництво такого заводу.

Київський завод «Енергія». Нині в Україні практично єдиним сміттєспалювальним заводом, що працює, є завод «Енергія», який входить до системи централізованого тепlopостачання м. Києва. Протягом 2015 р. на заводі було термічно знешкоджено близько 250 тис. т відходів, при цьому обсяги виробництва ТЕ становили майже 300 тис. Гкал (еквівалент близько 35 млн м³ природного газу). Динаміку обсягів утилізації ТПВ м. Київ на ССЗ «Енергія» показано на рис. 5.2.2. На заводі успішно застосовується технологія прямого спалювання несорттованих твердих побутових відходів.

Викиди в атмосферу заводу «Енергія» суттєво забруднюють повітря міста, навіть у разі додержання нормативів гранично допустимих концентрацій викидів. Тому проблема зменшення викидів під час термічної переробки твердих побутових відходів є дуже актуальною не тільки з погляду дотримання вимог нормативних документів, а й для захисту населення та довкілля від наслідків забруднення.

Для зменшення концентрацій викидів оксидів азоту та оксидів вуглецю на заводі «Енергія» відповідно до вимог нормативних документів України

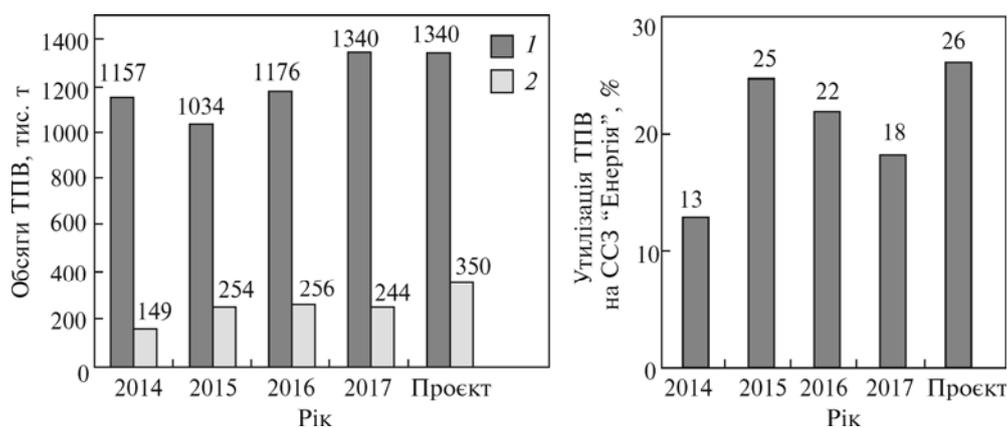


Рис. 5.2.2. Динаміка обсягів утилізації ТПВ м. Києва на ССЗ «Енергія»: 1 — обсяги збирання ТПВ; 2 — утилізація ТПВ

та Директиви 2010/75/ЄС передбачено в 2018—2021 рр. виконати роботи з удосконалення режимів роботи котлоагрегатів — реконструкції електрообладнання та контрольно-вимірювальних приладів і автоматики (КВПіА) на котлах із впровадженням автоматизованої системи керування технологічними процесами. У ці самі строки заплановано впровадження системи хімічного очищення димових газів із використанням промислово перевіреної технологічної схеми з реактором напівсухого хімічного очищення та тканинним фільтром для вловлювання леткої золи, важких металів, твердих продуктів реакцій та непрореагованого сорбенту (гашеного вапна). Розміри обох апаратів мають забезпечити необхідний час перебування в них димових газів для повного проходження реакцій та осадження частинок пилу.

Загальну схему обладнання проектованої лінії знешкодження ТПВ із використанням квазісухого методу хімічного очищення з впорскуванням вапняку та активованого вугілля на заводі «Енергія», запропоновану Інститутом технічної теплофізики НАН України (ІТТФ НАНУ) та Інститутом вугільних енерготехнологій НАН України (ІВЕ НАНУ), подано на рис. 5.2.3.

Вартим уваги з економічного та практичного поглядів є застосування запропонованої Інститутом газу НАН України (ІГ НАНУ) та Інститутом промислової екології модульної схеми будівництва сміттєспалювальної установки на базі обертової барабанної печі поряд із наявною районною котельнею. При цьому відпадає необхідність у будівництві системи утилізації ТЕ, димової труби тощо. Продукти згоряння сміттєспалювальної печі (10—20 %) підмішуються до дуттьового повітря, що надходить на горіння в котли котельні, і беруть участь у процесі горіння як частина окисника палива (рис. 5.2.4). При цьому забезпечується достатній час перебування продуктів згоряння в зоні високих температур 1500—1600 °С і повний розклад канцерогенних діоксинів і фуранів до CO₂ і H₂O, а збільшення баласту в складі окисника знижує утворення NO в топці котла. Застосування такої модульної схеми дає змогу суттєво зменшити капітальні витрати на будівництво як самої сміттєспалювальної установки, так і системи очищення продуктів спалювання.

Енергетична утилізація ТПВ може здійснюватись за декількома напрямками, зокрема, крім описаної безпосередньої термічної утилізації (спалювання) ТПВ, найпоширенішими є переробка ТПВ з виробництвом RDF-палива та подальша його термічна утилізація, а також анаеробна ферментація біовідходів (харчових і зелених відходів) з отриманням біогазу та подальшим його спалюванням.

Біогаз, отриманий під час анаеробної ферментації біовідходів, можна спалювати в котельні з використанням, зокрема, розроблених в ІГ НАНУ пальників для сумісного спалювання біогазу і природного газу (рис. 5.2.5).

Сміттєспалювальні заводи — приклади для України. Нижче наведено приклади організації у Швеції та Чехії технологій спалювання у котлах, які можуть застосовуватися в Україні.

Сміттєспалювальний завод у м. Уппсала (Швеція), введений в експлуатацію у 2008 р., знаходиться, як і більшість ССЗ, у державній власності. Завод забезпечує дві третини потреб міста чисельністю мешканців близько 160 тис.

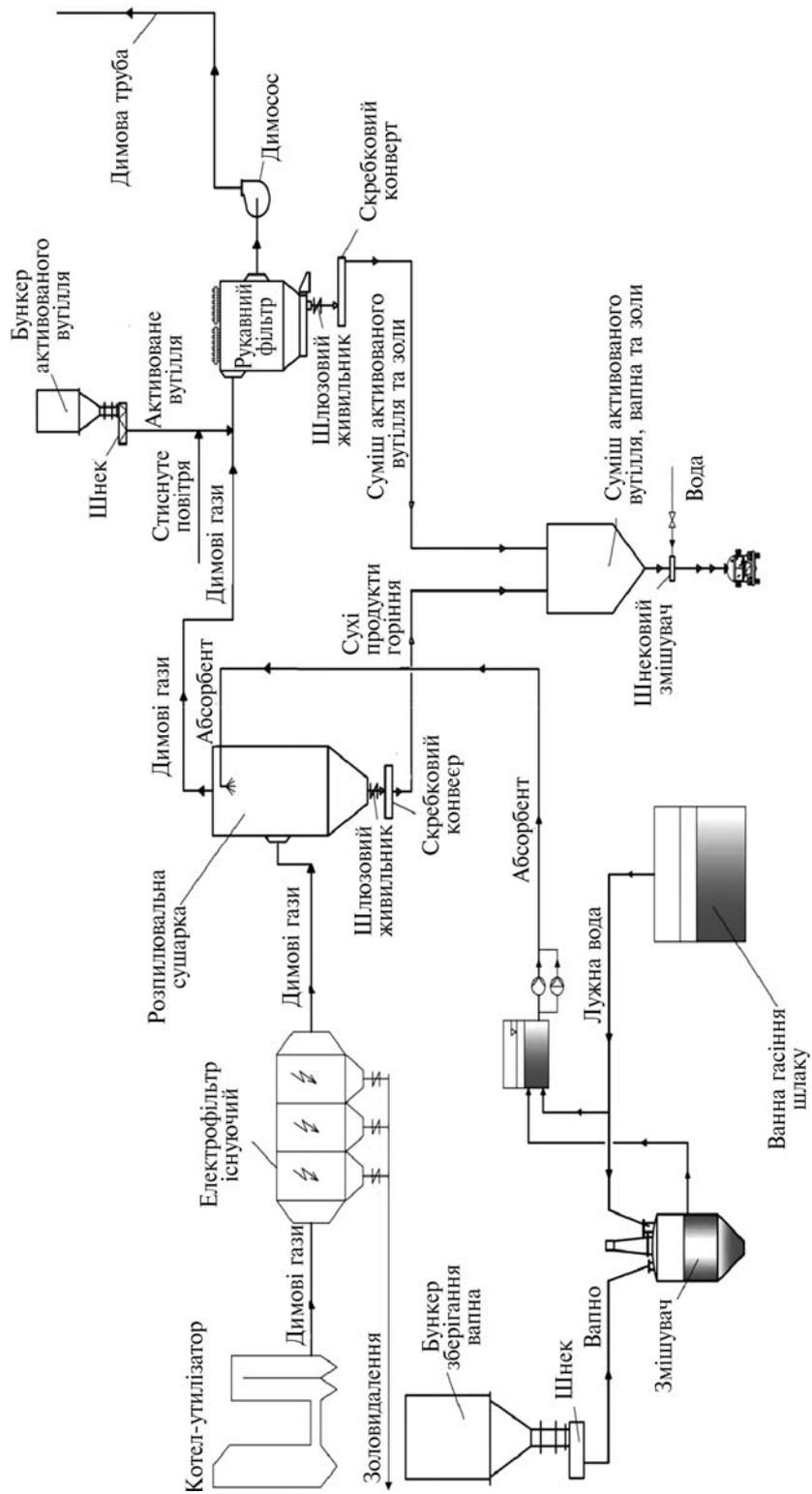


Рис. 5.2.3. Схема обладнання проектованої лінії знешкодження ТПВ на заводі «Енергія»

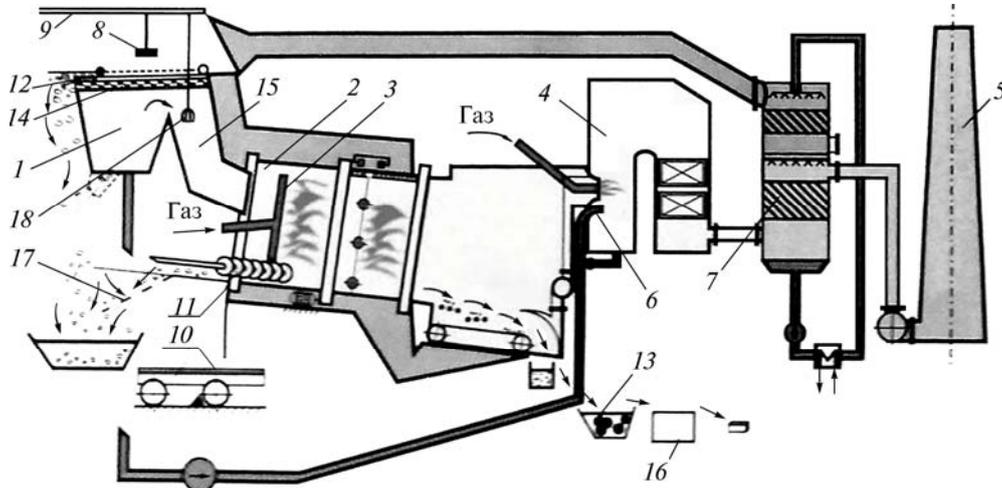


Рис. 5.2.4. Принципова схема модульної установки для термічної переробки ТПВ:
 1 — бункер; 2 — обертова піч; 3 — пальники; 4 — котел-утилізатор; 5 — димова труба; 6 — форсунка; 7 — контактний теплообмінник-абсорбер; 8 — магніт; 9 — тельфер; 10 — візок; 11 — шнек; 12 — естакада; 13 — дробарка; 14 — вібраційні решітки; 15 — завантажувач; 16 — прес; 17 — люк; 18 — розпушувач

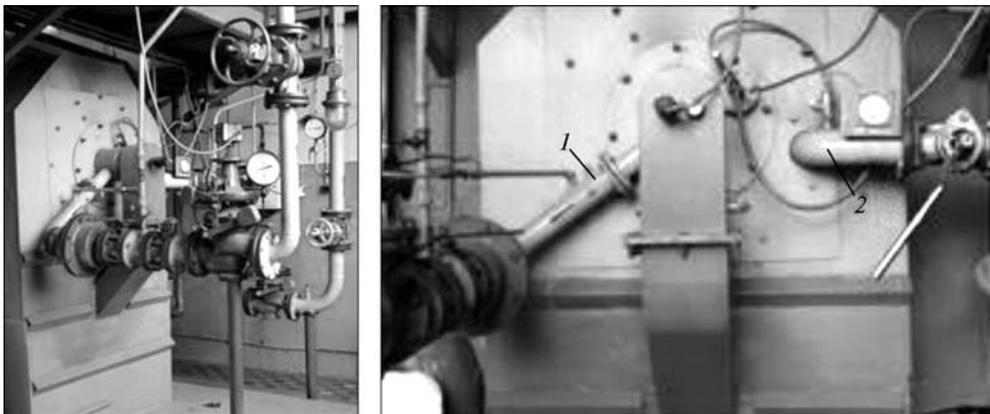


Рис. 5.2.5. Пальник ГМ-10-Б розробки ІГ НАНУ для сумісного спалювання біогазу і природного газу в котельні ДЕ-16/14

у електроенергії та газі. ССЗ знаходиться на відстані 300 м від житлової забудови [20]. Близько 70 % електроенергії, що виробляється, витрачається на підігрівання води, яка через теплообмінники надходить до міських теплових мереж. Кількість працівників становить 100 осіб, половина з яких є водіями смітєвезів. У кожній зміні зайнято 15 працівників; підприємство є максимально автоматизованим. Завод переробляє місцеве сміття та надає послуги з утилізації сміття, завезеного з Великобританії. За переробку однієї його тонни завод одержує 70 євро. Технологічну схему заводу наведено на рис. 5.2.6.

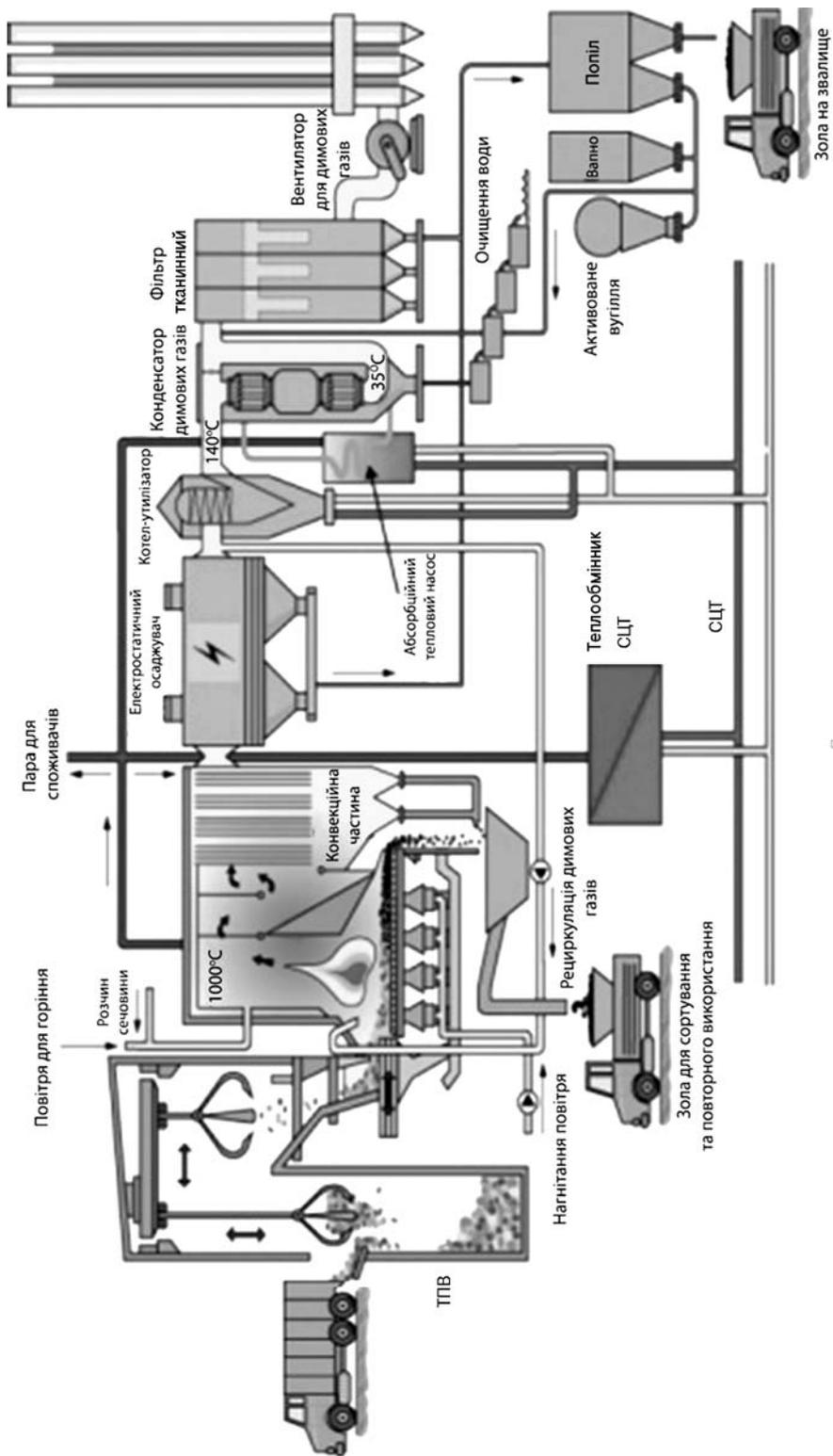


Рис. 5.2.6. Схема сміттєспалювального заводу у м. Уппсала (Швеція) [20]

У періоди пікових навантажень у разі нестачі сміття для виробництва необхідної кількості електроенергії на заводі використовується торф, який імпортується з Білорусі. Торф спалюється в окремій котельні на території заводу, оскільки це не потребує складної системи очищення. Використання торфу економічно вигідніше, але основний дохід підприємство отримує не за продаж електроенергії або газу, а від платні за утилізацію сміття. У собівартості перероблення відходів близько 40 % — це витрати на заходи екологічної безпеки.

У праці [20] розвінчується розповсюджений в Україні міф про необхідність попереднього повного сортування сміття перед спалюванням. Його сприймають як завдання Національної стратегії керування відходами. На заводі в м. Уппсала відсортовуються лише харчові відходи, з яких виробляється біогаз, а з нього — біометан, на якому працює муніципальний транспорт. Усі нехарчові відходи спалюються разом. Далі з шлаку магнітами вилучається метал, на ситах просіюються залишки скла; кінцевий залишок, кількість якого становить приблизно 1 %, використовується як дешевий будівельний матеріал.

Функціонування заводу розвінчує також ще один розповсюджений в Україні міф про шкідливість спалювання сміття через викиди токсинів у повітря. Сусідство житла з заводом нікого в місті не турбує, бо під час спалювання витримується технологія, насамперед — температура спалювання. Токсини утворюються за температур близько 650 °С, а стандартна температура під час спалювання становить 1200 °С. У разі її зниження нижче за 850 °С система безпеки автоматично припиняє спалювання. Неприємний запах від виробництва біогазу відчувається лише в приміщенні переробного цеху, але завдяки досконалій системі вентиляції не відчувається ззовні. Таким чином, за дотримання нормативів переробка сміття може бути абсолютно безпечною.

Важливою обставиною у справі будівництва ССЗ є фінансовий чинник. У [20] зазначається, що навіть за самих досконалих технологій переробка сміття не може вийти навіть на собівартість. Необхідні кошти забезпечуються населенням: середнє домогосподарство сплачує близько 83 євро за рік за утилізацію ТПВ та ще 23 євро за харчові відходи, що в перерахунку на гривні в травні 2019 р. становило 265 грн за місяць. В умовах України тариф на утилізацію сміття для населення був би суттєво меншим відповідно до різниці в оплаті праці. У 2018 р. в Україні середній затверджений тариф на поводження з ТПВ становив 102 грн/м³ [21].

Для України необхідність будівництва ССЗ є невідворотною як з екологічних і енергетичних, так і політичних міркувань, оскільки Україна відповідно до Угоди про асоціацію з ЄС має прийняти нове законодавство про відходи та збільшити частку відновлюваної енергетики в енергобалансі країни.

Будівництво ССЗ можливе лише у випадку високого ступеня довіри населення до доброчесності переробників, як це є в Швеції, де ССЗ знаходиться по суті всередині міської забудови. Для України був би справжнім проривом початок роботи з досягнення європейських стандартів у справі поводження з відходами та руйнування міфів у цьому питанні.

5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у СЦТ

У наведеному прикладі для ССЗ (Швеція) технологія мінімізації шкідливих викидів є достатньо складною. Вона включає в себе селективне відновлення оксидів азоту інжекцією аміаку в топковий простір, рециркуляцію димових газів, наявність абсорбційного ТН, подвійну фільтрацію димових газів у електро- та тканинних фільтрах.

Значно простішою є технологія спалювання відходів, застосована у м. Брно (Чехія; рис. 5.2.7) [22]. Потужність заводу розрахована на обслуговування території з двомільйонним населенням. Технологічна лінія обладнана двома котлами з реверсними похило-перештовхувальними решітками та конденсаційною двоступінчатою турбіною. Ступінь високого тиску турбіни використовується для виробництва електроенергії, а пара — для виробництва теплоти для системи централізованого опалення м. Брно. Унаслідок спалювання маса відходів зменшується на 72 %, а об'єм — на 90 %. Кількість органічних речовин у шлаку знаходиться в межах 1—5 %. Система очищення гарантує мінімальну емісію у навколишнє середовище, рівень якої порівнянний з емісією від електростанцій на природному газі.

Детальний опис технологічної схеми наведено у [22]. Систему зважування автоматизовано і керується вона спеціальною програмою. Сировина, що підлягає спалюванню, розділяється на два потоки. Один з них направляється на спалювання, а другий — на додаткове сортування. Шихта подається у котли через вісім отворів. Один раз її запалено і далі вона не потребує додаткового палива. У котли подається хімічно очищена вода. Вихідні гази піддаються напівсухій обробці вапном, а потім вони подаються в мокрі абсорбери. У випадку перевищення «кислих» компонентів у димових газах у потік між абсорберами та тканими фільтрами автоматично впорскується сухе вапно. Кінцевий продукт системи газоочищення складається з суміші легкої золи та надлишку реагентів — вапна та активованого вугілля. Оцінка ефективності системи очищення становить 99 % і відповідає екологічним вимогам.

Порівнявши системи очищення в працях [20] і [22], дійшли висновку, що для умов України за деякого віддалення майбутніх ССЗ від житлових масивів доцільно розробити систему очищення викидних газів переважно згідно з чеською розробкою з додаванням деяких елементів із системи очищення ССЗ у м. Уппсала, зокрема ввести в лінію очищення додатково електрофільтр.

Приклади застосування технології спалювання у киплячому шарі тут не розглядаються, оскільки киплячий шар потребує сировини однорідного фракційного складу та значних витрат на її підготовку.

Перед прийняттям рішення про будівництво ССЗ необхідно вирішити важливе питання про його потужність. З наведених даних про кількість ССЗ у країнах Європи можна зробити висновок про їхню порівняно невелику потужність. Будівництво невеликих ССЗ можна розглядати як тенденцію у вирішенні питання енергетичного використання відходів середніх та малих міст та регіонів. Під час їхнього проектування використовуються прості, надійні випробувані рішення. Наприклад, компанія «Steinmüller Babcock Environment» будує другу чергу ССЗ у невеликому м. Премніці у природному парку біля м. Берлін [23]. На ССЗ як паливо буде застосовуватися

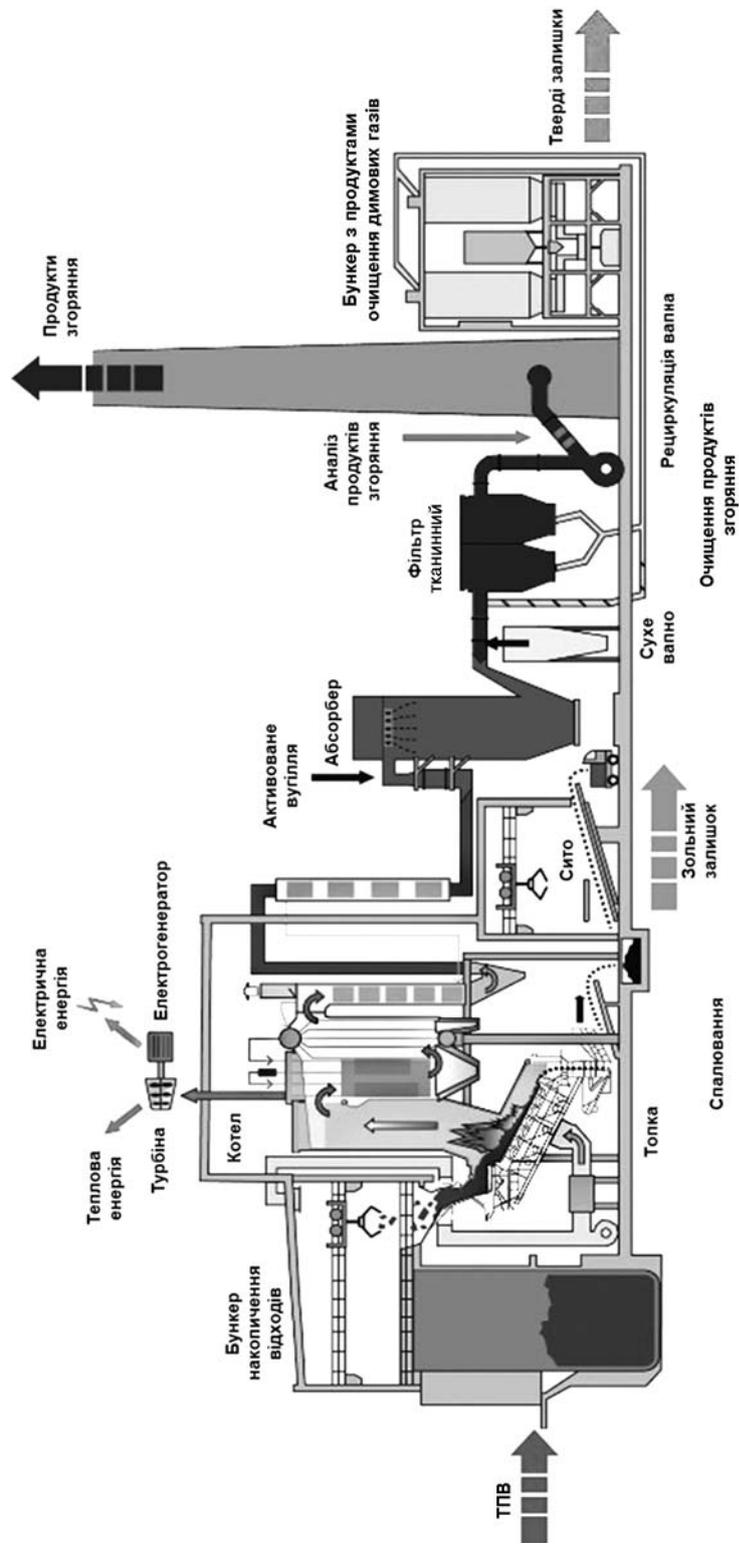


Рис. 5.2.7. Принципова схема ССЗ м. Брно (Чехія) [22]

5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у СЦТ

суміш побутових, комерційних відходів та RDF — 150 000 т/рік; теплова потужність — 56 МВт. Як основне обладнання буде використано котел з похило-перештовхувальною решіткою замість котла з киплячим шаром, який застосовується у першій черзі заводу. Оскільки власне споживання енергії незначне, електрична та теплова енергія будуть поставлятися місцевим промисловим споживачам та населенню. Таку тенденцію можна пояснити складністю організації збирання сміття на великих територіях, а також суттєвою вартістю перевезень сміття та залишків від його перероблення.

Звалищний газ. «Свіжі» відходи можна використовувати за однією із зазначених технологій. На старих полігонах доцільно вилучати так званий звалищний газ, а решту переробляти залежно від віку полігону та вмісту в ньому органічних речовин. Звалищний газ за своїм складом є біогазом і складається з метану, діоксиду вуглецю та домішок азоту й невеликої кількості сірководню. Виділення звалищного газу починається через 7—10 років після введення в експлуатацію полігону і триває протягом 20—25 років. У міру вилучення газу в його складі кількість азоту збільшується, а метану — зменшується. Кількість вилученого біогазу становить приблизно чверть усього обсягу, що виділяється за весь період життя полігону [7].

В Україні накопичено суттєвий досвід проектування та введення в дію установок із виробництва електроенергії з використанням звалищного газу. Нині на 20 полігонах побудовано системи збору біогазу з використанням його для виробництва електроенергії та продажу за «зеленим» тарифом [21]. Установки включають в себе системи очищення газу, двигуни внутрішнього згоряння та електрогенератори. Загальна встановлена потужність генераторів становить понад 18,4 МВт (на 01.01.2019). Але не можна не нагадати, що вилучення біометану з газу звалищ та використання його як моторного палива є економічно ефективнішим і самоокупним заходом.

Палива, похідні від ТПВ. RDF (*Refuse Derived Fuel*) — це паливо, отримане внаслідок подрібнення і зневоднення твердих побутових відходів або комерційних і промислових відходів з властивостями, подібними до ТПВ, до фрагментів розміром близько 25 мм. RDF є загальним терміном, що використовується для змішаних відходів, склад, характеристики та властивості яких повністю невідомі. Теплотворна здатність може бути від 8 до 14 МДж/кг.

У процесі підготовки RDF-палива від зібраних змішаних відходів відбирається вторсировина, яка спрямовується на переробку — макулатура, склобій, пластик і метал, а також біовідходи: харчові відходи та «зелені» відходи (обрізки дерев, рослини), які відправляються на аеробне компостування або на анаеробну ферментацію. Всі інші види відходів, здебільшого забруднені пластик, папір, картон, композити, текстиль і біовідходи та можливо склобій і метал, є сировиною для RDF-палива, яку подрібнюють, після чого пресують у брикети або гранули.

RDF не є стабільним матеріалом, в ньому відбуваються реакції і деградація зі швидкістю, непередбачуваною через його неоднорідний склад і не стандартизовану підготовку. Жодна зі стадій виробництва RDF-палива не передбачає видалення таких небезпечних відходів, як батарейки, лампи і прилади, що містять ртуть, залишки ліків, лакофарбову продукцію тощо.

Світовими лідерами у виробництві RDF-палива як альтернативного джерела енергії є країни Західної Європи і Північної Америки. Використовують його як додаткове (до 10–15 %) паливо в цементному виробництві, оскільки вважається, що в технологічних печах саме цих підприємств, де досягається температура 1200–1500 °С, забезпечується його повне згоряння. Тобто за таких високих температур не мають виділятися канцерогенні забруднювальні речовини — діоксини і фурани. Зола, що містить солі важких металів, поглинається цементом і не шкодить довкіллю. На інших промислових об'єктах, наприклад на теплоелектроцентралях і комунальних котельнях, спалювати таке несортване паливо неможливо з екологічних міркувань, оскільки температура процесу спалення там набагато нижча [24, 25]. Спалення RDF можна організувати в спеціальних котлоагрегатах, оснащених в тому числі відповідними системами очищення.

У загальному понятті RDF можна виокремити, зокрема, SRF (*Solid Recovered Fuel*) — тверде відновлене паливо та TDF (*Tire Derived Fuel*) — паливо, отримане з шин.

SRF виробляється з безпечних відходів відповідно до європейського стандарту EN 15359:2011 [26, 27]. Здебільшого це комерційні та ТПВ, попередньо відсортовані з використанням механічних і біологічних методів очищення. У SRF підвищена теплотворна здатність становить 14–22 МДж/кг; його можна використовувати як частку додаткового палива в цементних печах і в енергетичних котлах вугільних електростанцій.

TDF виробляють із подрібнених шин із можливим додаванням вугілля та інших відходів, таких як деревина або хімічні відходи, і його можна застосовувати для спалювання в цементних печах, на вугільних електростанціях та паперових фабриках.

RDF-паливо можна використовувати як додаткове паливо в енергетичних котлах.

За дорученням Європейської комісії для допомоги у досягненні завдань Директиви Об'єднаний дослідницький центр Європейської комісії (Joint Research Centre) підготував перелік найкращих доступних технологій запобігання викидам практично в усіх галузях виробництва — «Довідковий документ найкращих доступних технологій для великих спалювальних установок (Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants)» з метою запобігання викидам у країнах-членах ЄС — Австрії, Німеччині, Фінляндії, Франції, Швеції, Великобританії [28]. До цього переліку віднесено і спільне спалювання як ТПВ, так і осадів стічних вод (ОСВ), а також інших горючих відходів у суміші з основним паливом у котлах ТЕС (waste co-incineration). У [28] наведено 31 приклад спалювання ТПВ, ОСВ у котлах електростанцій у країнах ЄС. Деякі приклади такого спільного спалювання ТПВ подано у табл. 5.2.3. Доведено, що вугільні установки без проблем можуть використовувати до 25 % зневоднених до 60 % ТПВ та ОСВ, теплотворна здатність яких становить 4,4 МВт/кг. Вартість знешкодження ОСВ у разі сумісного спалювання зменшується більше ніж у 5 разів порівняно зі спеціалізованими установками.

В Україні на сьогодні відсутні нормативи якості та сертифікація RDF-палив, і до питання їх використання потрібно підходити дуже обережно.

5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у СЦТ

Таблиця 5.2.3. Приклади спалювання RDF і SRF у великих спалювальних установках у деяких країнах ЄС

Досвід спільного спалювання відходів у деяких великих спалювальних установках в країнах-членах ЄС	Основний тип палива	Відходи, що спільно спалюються	Тип котла	Загальна номінальна вхідна теплова потужність, МВт	Вихідна електрична потужність, МВт	Частка спільного спалювання (теплова), %
Фінляндія	Торф, деревна біомаса, (вугілля)	Паливо з відходів	ЦКШ	206	65	8,4
	Торф, вугілля, біомаса	Паливо з відходів	ЦКШ	65	NA	NA
Німеччина	Лігніт	Паперові відходи, паливо з відходів, змішані відходи	КТШ	2 × 2100	2 × 800	1,9 (1,6)
	Лігніт	Паливо з відходів	КТШ	4 × 762	2160	2,2—3,5
	Вугілля	Паливо з відходів	КРШ	1528	658	3,9
	Вугілля	М'ясне (кісткове борошно), паливо з відходів	КРШ	856	320	2
	Вугілля	Мул стічних вод, паливо з відходів, м'ясне (кісткове борошно)	КРШ	887	320	1
	Вугілля	Паливо з відходів	ЦКШ	80	30	5
	Вугілля	Паливо з відходів, деревна тріска	ЦКШ	3 × 118	3 × 36	13—17
	Вугілля	Паливо з відходів, паперові відходи, мул стічних вод	ЦКШ	89	20	<20
Лігніт	Мул стічних вод, паливо з відходів, відходи деревини та біомаси	ЦКШ	550	107	<25	
Італія	Вугілля	Паливо з відходів	КТШ	793	320	24
Швеція	Біомаса, торф	Паливо з твердих відходів	ЦКШ	138	45	8
	Біомаса	Гумові відходи	ЦКШ	146	40	20
Англія	Біомаса	Паливо з твердих відходів	КТШ	69	11	24

Примітка. КТШ — котел з твердим шлаковидаленням; КРШ — котел з рідким шлаковидаленням; ЦКШ — спалювання в циркулюючому киплячому шарі.

Таким чином, технологію використання відходів для кожного міста або регіону слід вибирати з урахуванням їхньої кількості, складу, теплотворної здатності, транспортних витрат.

Загальний енергетичний потенціал відсортованих побутових відходів у еквіваленті природного газу в Україні оцінюється в 1,5 млрд м³. Використання відсортованих харчових відходів у суміші з відходами сільського гос-

подарства або спеціально вирощеними рослинами може збільшити це значення в рази. Як приклад, у Німеччині в енергетичних цілях виробляють і використовують 8,3 млрд м³ біометану, а встановлена потужність генерації становить 4 ГВт.

Інвестиційно привабливими є технології виробництва біогазу з харчових відходів із наступним виробництвом з нього електричної енергії та продажу її за «зеленим» тарифом, а також виробництво біометану. Міжнародний досвід свідчить про участь відомих енергетичних компаній у виробництві біогазу та будівництві сміттєспалювальних заводів. В Україні у вирішенні таких проблем могли б узяти участь НАК «Нафтогаз України», ДПЕК, Енергоатом, місцеві адміністрації та територіальні громади, в тому числі з залученням вітчизняних та закордонних інвесторів.

У транспортній енергетиці набуває поширення застосування біометану, отриманого з відходів, як моторного палива для транспортних засобів. Розроблено та виконуються програми його широкомасштабного використання поряд з природним газом у стисненому та зрідженому станах. У їх виконанні беруть участь енергетичні та автовиробничі компанії — «Gasum», «Iveco», «Capstone», «Volkswagen».

Зазначимо можливість використання біогазових комплексів як балансувальних потужностей енергомереж поряд із ТЕС та ТЕЦ.

Газифікація і піроліз відходів потребують їх спеціальної підготовки — ретельного сортування, подрібнення, гомогенізації, систем видалення смоли та інших вкраплень з генераторного газу та пірогазу. Під час виготовлення RDF з відходів додаються операції грануляції, торефікації, подрібнення, що зумовлює подорожчання процесу.

Серед технологій енергетичного використання ТПВ найбільш поширеною у світі є технологія їх спалювання з виробництвом електричної та теплової енергії. Для України можна вважати найприйнятнішою просту, надійну та випробовану технологію спалювання ТПВ із відсортуванням лише харчових відходів, спалюванням решти органічної маси в котлах із рухомим подом, випробованою порівняно недорогою системою очищення вихідних газів.

До основних проблем розвитку енергетичної утилізації ТПВ в Україні можна віднести такі:

- Термічна утилізація ТПВ потребує значних капіталовкладень. Знижена вартість вивезення ТПВ, яка в світі становить 30—130 євро/т ТПВ, а в Україні — лише 333 грн/т ТПВ, зменшує інвестиційну привабливість галузі.
- Перевізникам сміття нині вигідніше везти відходи на полігони, а не на переробні заводи, через низький податок на захоронення.
- Теплоота згоряння ТПВ залежить від морфологічного складу та вологості компонентів. ТПВ характеризуються істотною неоднорідністю як за складом, так і за вологістю, навіть у межах одного компонента.
- Підвищена вологість змішаних ТПВ суттєво знижує теплоту згоряння відходів. Для зменшення вологості ТПВ потрібна оптимізація процесу збирання відходів (збір відходів у захищені від атмосферних опадів контейнери, окремий збір біовідходів) або підсушування ТПВ перед спалюванням.
- Очищення продуктів спалювання відходів до досягнення нормативів є складним завданням, вартість систем очищення може досягати вартості спалювального обладнання.

5.3. Модернізація наявних котлів

• Задля привертання уваги інвесторів до будівництва ТЕЦ-на-ТПВ, тобто до енергетичної переробки відходів, в Україні необхідно вирішити декілька питань. Перші два стосуються фінансових та інституційних, і сприяти їх вирішенню може держава (за бажанням) чи муніципалітети:

Перше — це компенсація недоотриманої вигоди за рахунок від'ємної різниці тарифу на вивезення ТПВ в Європі та в Україні. Цю компенсацію інвестору можна надати як частину стимулювального тарифу, що буде поступово зменшуватися з підвищенням добробуту мешканців.

Друге — це компенсація недоотриманої вигоди за рахунок від'ємної різниці теплотворної здатності ТПВ в Європі та в Україні. Цю компенсацію інвестору також можна надати як другу частину стимулювального тарифу, що буде поступово зменшуватися з підвищенням добробуту мешканців та з реальним впровадженням роздільного збору харчових відходів.

Третє питання має технологічний характер, і вирішити його мають українські чи світові компанії — розробники відповідних технологій. Саме вони повинні пройти свою частку шляху для виходу на український ринок у частині вирішення проблем спалювання низькоякісного різнофракційного та низькокалорійного палива, а також у частині забезпечення високоякісного очищення газів, що відходять, до нормативів ЄС.

5.3. МОДЕРНІЗАЦІЯ НАЯВНИХ КОТЛІВ

У котельнях систем централізованого теплопостачання України встановлено близько 47,2 тис. котлів. Розподіл котлів за їхньою потужністю та внесок котлів різної потужності у виробництво теплової енергії в системах централізованого теплопостачання України відображено на рис. 1.1.1.

Термін експлуатації близько 9,5 тис. котлів становить понад 20 років, вони потребують заміни, ремонту або модернізації. З них близько 6 тис. од. — це здебільшого котли типу НІІСТУ-5, а також котли типів НРЧ, «Ревокатова», «Мінськ» та інші продуктивністю 0,5—1 МВт. Експлуатаційний ККД цих котлів не перевищує 72—75 % і зазвичай вони працюють на навантаженнях у середньому 50 %. Решта котлів — це близько 200 од. продуктивністю понад 10—20 МВт і близько 2 тис. од. продуктивністю від 1 до 10 МВт (див. рис. 1.1.2) та інші.

Головними завданнями модернізації є досягнення на обладнанні, що експлуатується, нових жорсткіших екологічних нормативів і підвищення ефективності у зв'язку зі зміною навантажень та зростанням ціни палива.

У першу чергу доцільно модернізувати котли великої та середньої потужностей — понад 3,15 МВт. Найпоширенішими котлами великої потужності в комунальній теплоенергетиці України є КВГМ-50 і -100, ПТВМ-50, -100 і -180, ПТВМ-30М [29], а середньої потужності — ДКВр-6,5, -10 і -20 [30], ДКВ-2/8, ДЕ-10, -16 і -25, ТВГ-4, -8 і -8М [31], КВГ-7,56 [32].

Основними напрямками модернізації котлів вертикального баштового типу (ПТВМ-50, -100 і -180) є заміна пальників, зміна їх кількості та розташування, реконструкція поду з ліквідацією або обігрівом холодної воронки, встановлення нової автоматики. Характерною для котелень із такими котлами є відсутність місця для розміщення інших котлів аналогічної по-

тужності. Модернізація ускладнюється роботою цих котлів на природній тязі (відсутністю димососа).

Завод-виробник котлів ПТВМ «Дорогобужкотломаш» (м. Смоленськ) пропонує комплексну модернізацію, що полягає в реконструкції поду камери згоряння із заміною холодної воронки майже плоским екранованим подом; заміні пальників на ГГРУ-1000 (з рециркуляційними пристроями); зниженні рівня розміщення основних пальників і збільшенні висоти димової труби (рис. 5.3.1, б).

Інститут газу НАНУ спільно з Інститутом промислової екології пропонують реконструкцію через устанавлення додаткового щільного пальника в холодну воронку, а також заміну пальників на модернізовані пальники двоступеневого спалювання зі зниженим утворенням оксидів азоту (рис. 5.3.1, в, рис. 5.3.2) [33, 34].

Компанія «Enerstena VS» (Литва) модернізувала котел ПТВМ-100, що полягало в повній заміні поверхонь нагрівання газощільними екранами та в заміні 16 пальників на 6 низькоемісійних пальників Литовського енергетичного інституту [35].

Деякі компанії пропонують модернізацію котлів ПТВМ заміною пальникових пристроїв. Так, українська компанія ТОВ «РЕАЛЕНЕРГО» виконала вдалі модернізації котлів ПТВМ-50 унаслідок встановлення низькоемісійних пальників (фронтальних Lenox GRT або одного подового GT-70S фірми «Oilon Energy Oy» (Фінляндія)) зі сучасною автоматикою на базі мікропроцесорних контролерів [36].

Відомі модернізації котлів ПТВМ з використанням пальників компанії «SAACKE» (Німеччина) [37], модуляційних блокових пальників зі зниженими викидами оксидів азоту серії ER компанії «RIELLO» (Італія) [38], пальників PETRO Multi Energy System (PMES) компанії «PETRO» (Швеція) із заявленим рівнем викидів оксидів азоту 103 мг/м^3 при $3\% \text{ O}_2$ [39], Литовського енергетичного інституту ($\alpha < 1,1$, NO_x до 150 мг/м^3) [35], а та-

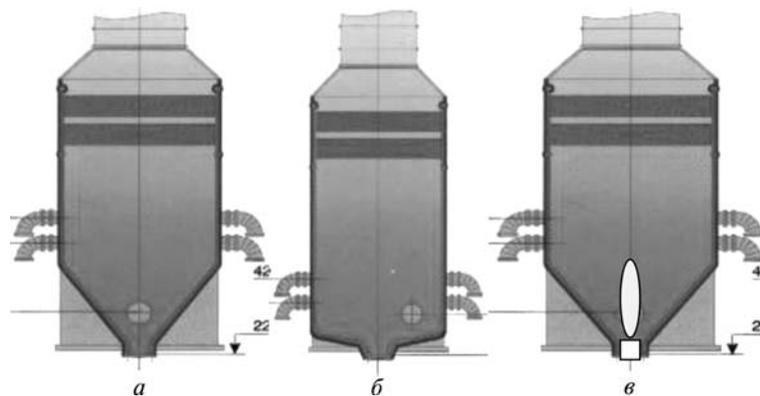


Рис. 5.3.1. Схеми модернізації котла ПТВМ-50: а — стандартний котел ПТВМ-50; б — схема модернізації, запропонованої ВАТ «Дорогобужкотломаш»; в — схема модернізації, запропонованої ІГ НАНУ спільно з Інститутом промислової екології

5.3. Модернізація наявних котлів



Рис. 5.3.2. Додатковий щілинний пальник у холодній воронці котла ПТВМ-50

кож мікродифузійних пальників розробки НТУУ «КПІ» виробництва ТОВ «Виробниче об'єднання “Струминно-нішева технологія”» [40].

Ці удосконалення дають можливість підвищити ККД котлів, особливо на знижених навантаженнях, розширити межі регулювання, підвищити надійність роботи на знижених навантаженнях, зменшити викиди шкідливих речовин в атмосферу, а в деяких випадках і збільшити продуктивність котла.

Для котлів КВГМ застосовують заміну пальників, при цьому можливе використання деяких наведених вище пальників.

Так, у м. Славутич встановлення в котлі КВГМ-50-150 пальників компанії «С.І.В. Unigas S.p.A.» (Італія) типу URВ-30 [41] дало змогу знизити середній коефіцієнт надлишку повітря α від 1,30—1,35 до 1,12—1,15 в умовах експлуатації.

Модернізація парових котлів ДКВР найчастіше пов'язана з переведенням їх у водогрійний режим і забезпеченням роботи на знижених навантаженнях.

Інститутом газу НАНУ та Інститутом промислової екології спільно розроблено технологію з переобладнання котлів ДКВР і ДЕ з метою зниження витрат природного газу в осінньо-весняний період і періоди різкого потепління взимку.

Котли ДЕ оснащені одним потужним пальником з обмеженим діапазоном стійкого регулювання та на деяких режимах мають вібрації, для уникнення яких збільшують навантаження котлів до досягнення стабільної роботи. Як наслідок, це призводить до перевитрат палива на 10—15 %, особливо в осінньо-весняний період.

Розроблені спеціальні двоколекторні пальники дають змогу експлуатувати котел у широкому діапазоні навантажень від 5 % до 120 % з високими техніко-економічними та екологічними показниками. Ці газові пальники можна встановлювати під час ремонтів або модернізації наявних пальників на котлах ДЕ. Заміна пальників не потребує переобладнання котла — пальники встановлюють в ту саму амбразуру, яка є в котлі (приклад — котел ДЕ-16/14 із двоколекторним пальником ГМ-10-Б, див. рис. 5.2.5). Основ-

ною перевагою такого пальника є наявність двох газових колекторів (фактично двох газових пальників, один на 30 %, а інший на 70 % продуктивності), що дає змогу експлуатувати малий пальник на режимах до 30 % продуктивності, не подаючи газ в основний газовий колектор, а основний пальник — на режимах від 30 до 100 %. Пальниковий пристрій такого типу успішно пройшов дворічну промислову експлуатацію в котлі ДЕ-16, де забезпечив високий ККД котла на різних режимах навантаження та регулювання довжини факела в широких межах. Можливою є також реконструкція наявних пальникових пристроїв.

Відомі варіанти модернізації котлів ДКВР і ДЕ зі встановленням пальників вказаної вище шведської компанії «PETRO Multi Energy System» [39].

Модернізація котлів типів ТВГ і КВГ, які мають двосвітні екрани і оснащені подовими пальниками, полягає в заміні пальників на нові щільніні подові пальники третього покоління МПІГ-3 із профільованими соплами і додатковою повітророзподільною решіткою, розроблені ІГ НАНУ спільно з Інститутом промислової екології, і в заміні конвективних поверхонь нагрівання на виконані з труб більшого діаметра (32 мм) [42] (рис. 5.3.3).

Унаслідок такої модернізації й встановлення сучасної автоматики котли забезпечують ККД до 94–95 %, знижуються витрати природного газу і викиди шкідливих речовин, ресурс котлів продовжується на 10–14 років. Досвід впровадження є у системах теплопостачання м. Київ, м. Одеса та ін.

Незважаючи на те, що котли малої потужності найдоцільніше замінити на нові сучасні, зокрема вироблені в Україні, з ККД не нижче ніж 92–93 %, через нестачу коштів на заміну багато теплопостачальних підприємств їх модернізують.

Особливе місце в цьому типорозмірі котлів посідає найпоширеніший котел НІІСТУ-5, який багаторазово зазнавав модернізації (рис. 5.3.4) із застосуванням різних технологій, що зумовлено здебільш економічними чинниками — витрати на модернізацію таких низькоефективних котлів у 3–4 рази нижчі, ніж у разі заміни їх на нові.

Серед найвідоміших і найцікавіших варіантів модернізації котлів НІІСТУ-5 можна виокремити технології Звягінцева [43], Кучина, Скрипка і Лавренцова [44, 45] (рис. 5.3.5), Сігала і Падерно [46].

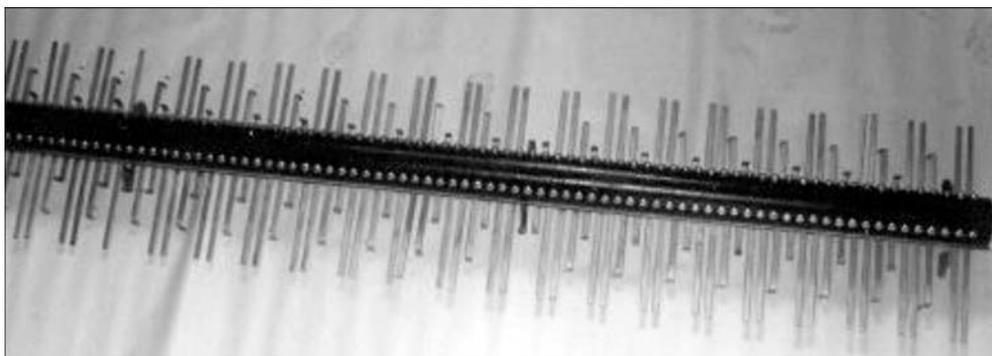


Рис. 5.3.3. Подовий пальник МПІГ-3 із профільованими соплами і повітророзподільною решіткою

5.3. Модернізація наявних котлів

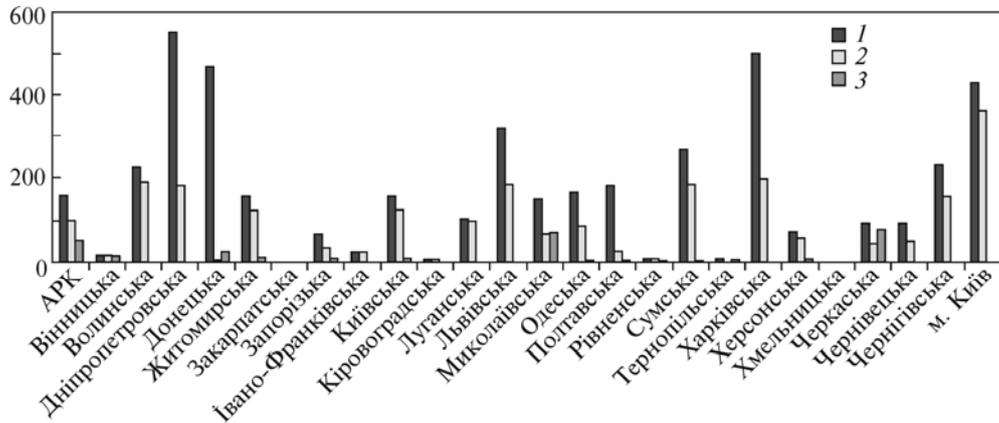


Рис. 5.3.4. Технічний стан діючих котлів НІСТУ-5 теплопостачальних підприємств комунальної теплоенергетики по областях України. Загальна кількість котлів — 4493, з них: 1 — 2348 працюють понад 20 років; 2 — 1832 — менше ніж 20 років; 3 — 313 модернізовані

На заміну застарілих котлів малої потужності найчастіше встановлюють жаротрубні котли основних європейських виробників: компаній «Viessman» [47], «Vailant» [48], «Buderus» [49], «Riello» [50] та ін.

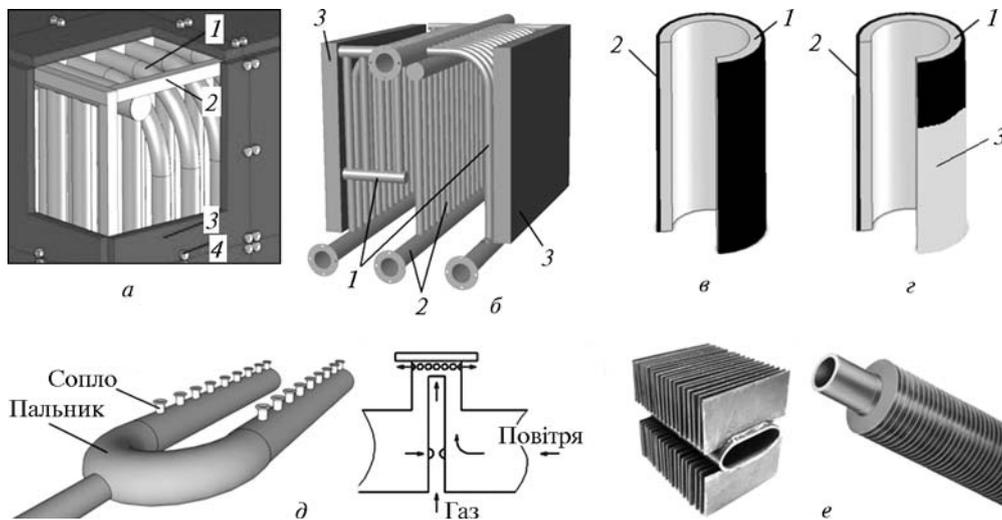


Рис. 5.3.5. Приклади модернізації котла НІСТУ-5 (ККД 93 %): *a* — теплоізоляція котла базальтвоволокнистими плитами ПЖТЗ-13: 1 — котел; 2 — каркас; 3 — ізоляція; 4 — кріплення; *б* — монтаж у топку котла двосвітного екрана та ефективних конвективних поверхонь: 1 — трубна частина котла; 2 — проміжний екран; 3 — конвективна поверхня; *в* — теплопоглинальне покриття: 1 — трубка; 2 — покриття (лак + Al_2O_3); *г* — антикорозійне покриття: 1 — трубка; 2, 3 — покриття (відповідно лак КО + Al_2O_3 і лак КО); *д* — подовий багатосопловий радіаційний пальник; *е* — високоефективні труби різної геометрії з повним і неповним оребренням



Рис. 5.3.6. Водогрійні котли КВВ-1,0 Гн, КВВ-2,0 Гн, КВВД-0,63 Гн розробки ІТТФ НАНУ



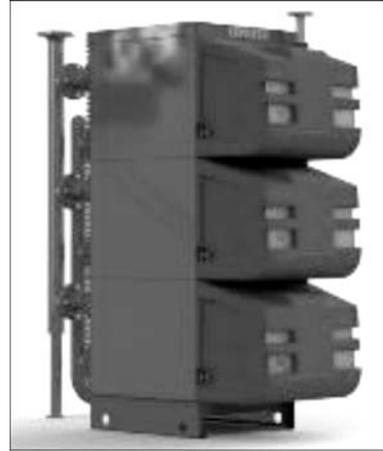
Рис. 5.3.7. Жаротрубний котел КВМУ-1,25 Гн розробки ІТТФ НАНУ

Україна може представити кілька типових конструкцій жаротрубних котлів, наприклад Колві [51], ВК-21, -22 [52], водотрубних котлів УКСЗ (універсальний котел системи Звягінцева) [53, 54], КВВ-1,0 Гн [55], КВВ-2,0 Гн [56] тощо, а також котли нових конструкцій — водотрубно-диогоарний КВВД-0,63 Гн [57, 58] (рис. 5.3.6), жаротрубний КВМУ-1,25 Гн [59] (рис. 5.3.7).

5.4. Впровадження конденсаційних котлів та теплоутилізаторів

Рис. 5.3.8. Гідронний котел «Express»

В Україні в м. Полтава серійно випускаються малі блокові котли «Express» гідронного типу, відмінною рисою яких є восьмиходова схема швидкісного проходження води через теплообмінник із мідних труб з інтегральним оребрением, що дає змогу відступити від жорстких вимог до підживлювальної води і при цьому запобігти утворенню накипу та зберегти паспортний ККД протягом усього терміну експлуатації. Розрахунковий термін експлуатації цих котлів становить 38 років, а гарантійний термін — 12 років [60] (рис. 5.3.8).



Універсальною модернізацією внаслідок дооснащення утилізаторами теплоти неконденсаційного типу будь-яких водогрійних котлів можна довести сумарний ККД до 94—94,5 %. Такі утилізатори виготовляють з чорного металу і встановлюють між котлом і димовою трубою. Модернізація дооснащенням утилізаторами теплоти конденсаційного типу дає змогу досягнути ще більшого ефекту.

Утилізовану теплоту здебільшого використовують для підігрівання зворотної мережної або підживлювальної води (докладніше див. п. 5.4).

5.4. ВПРОВАДЖЕННЯ КОНДЕНСАЦІЙНИХ КОТЛІВ ТА ТЕПЛОУТИЛІЗАТОРІВ

Втрати теплоти з відхідними газами є основними втратами енергії під час виробництва теплоти в котельних установках. Ці втрати, у розрахунку за вищою теплою згоряння палива, зазвичай сягають щонайменше 19—20 % (з них не менше ніж 7—8 % становить явна теплота, що виноситься в димову трубу з продуктами згоряння, а решта, приблизно 11 % — прихована теплота утворення водяної пари, що є у відхідних газах). Такий рівень втрат відповідає температурі відхідних газів не нижче ніж 140—160 °С. Цей діапазон температур протягом багатьох десятиліть було прийнято вважати оптимальним, зокрема, за умов запобігання конденсації вологи в димових трубах.

В останні роки тенденція різкого зростання вартості палива зумовлює необхідність зниження втрат під час виробництва теплової енергії, зокрема, за рахунок подальшого зниження температури відхідних газів котлоагрегатів та використання теплоти конденсації водяної пари, внаслідок застосування конденсаційних котлів і теплоутилізаційних технологій. Такі технології є одним із найефективніших способів енергозбереження в паливоспалювальних ТД і сприяють підвищенню повноти використання палива котлоагрегатом, зниженню собівартості виробництва ТЕ, поліпшенню екологічного стану навколишнього середовища за рахунок зменшення шкідливого впливу газів, які викидаються у довкілля.

Використання скидної теплоти відхідних газів є найефективнішим у разі їх охолодження до температури нижче від точки роси водяної пари, що міститься в газах; при цьому утилізується не тільки фізична теплота газів, а й теплота конденсації пари.

Теоретичний потенціал утилізації теплоти за цими двома складовими відображено на рис. 5.4.1 [61].

Утилізовану теплоту доцільно використовувати в системах теплопостачання для попереднього підігрівання зворотної та підживлювальної води теплових мереж, а також для підігрівання дуттьового повітря котлоагрегатів та інших цілей.

Окрім безпосереднього корисного використання утилізованої теплоти відхідних газів та пов'язаних із цим переваг, застосування конденсаційних теплоутилізаційних технологій сприяє зменшенню теплового забруднення довкілля, яке поряд із викидами парникових газів є одним із чинників глобального потепління, а також дає змогу зменшити викиди у навколишнє середовище шкідливих речовин (NO_x , CO тощо) та газів із парниковим ефектом (CO_2 , H_2O).

В європейських країнах конденсаційні котли є наймасовішим типом теплогенерувального обладнання. У деяких країнах навіть заборонено встановлювати неконденсаційні котли, тобто в разі заміни котла або встановлення нового обов'язковим є вибір саме конденсаційного котла. Наприклад, у Великобританії ця вимога діє для щонайменше малих газових котлів центрального опалення з 01.04.2005 р., а для котлів, що працюють на рідких видах палива, з 01.04.2007 р. [62].

Відповідно до Закону України «Про теплопостачання», основними напрями розвитку систем теплопостачання є (стаття 7): «...впровадження високоефективного теплоенергетичного обладнання і матеріалів у новостворюваних та діючих системах теплопостачання, зокрема, котлів з підвищеним коефіцієнтом корисної дії, утилізаторів тепла вихідних газів, малогабаритних теплообмінних апаратів, уніфікованих блочних пальникових пристроїв з автоматикою, приладів диспетчерського контролю та управління технологічними процесами».

Одним із принципів господарювання у сфері теплопостачання є охорона довкілля (стаття 27): «Суб'єкти у сфері теплопостачання повинні до-

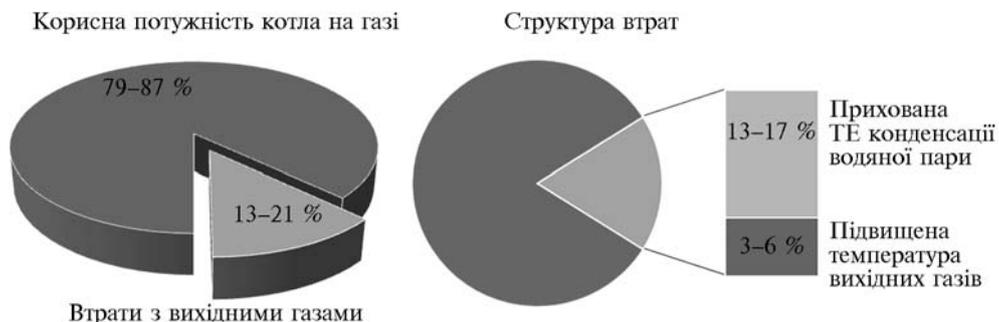


Рис. 5.4.1. Теоретичний потенціал утилізації теплоти димових газів котлів на природному газі

5.4. Впровадження конденсаційних котлів та теплоутилізаторів

тримуватися вимог законодавства про охорону навколишнього природного середовища, нести відповідальність за його порушення і здійснювати технічні та організаційні заходи, спрямовані на зменшення шкідливого впливу об'єктів у сфері теплопостачання на навколишнє природне середовище».

На сьогодні розроблено проект Закону України «Про внесення змін до Закону України “Про теплопостачання”» щодо заборони теплового забруднення атмосфери, в якому зокрема вказується: «...при проектуванні, будівництві, реконструкції установок, що спалюють природний газ або біопаливо (тріска, пелети, біогаз), мають теплову потужність 3,15–50 МВт та утворюють вихідні гази з температурою понад 60 °С, суб'єкти у сфері теплопостачання зобов'язані забезпечити встановлення утилізаторів теплоти вихідних газів. Використання нових чи реконструйованих установок, що спалюють природний газ чи біопаливо (тріска, пелети, біогаз) та утворюють вихідні гази з температурою понад 60 °С без утилізації теплоти вихідних газів, а також розбавлення газів для зниження температури, забороняється».

Формулювання може бути й іншим, але за змістом передбачається вимога обов'язкового встановлення саме конденсаційного котла або конденсаційного теплоутилізатора за неконденсаційним котлом. При цьому така вимога може бути як до нових котлів, що встановлюються, так і для наявних котлів — дооснащення утилізатором. По суті ця вимога практично еквівалентна обмеженню температури димових газів до рівня нижче від точки роси, тобто до конденсаційного режиму.

Закон України «Про енергозбереження» встановлює основні принципи державної політики енергозбереження (стаття 3), зокрема:

- пріоритетність вимог енергозбереження під час здійснення господарської, управлінської або іншої діяльності, пов'язаної з використанням паливно-енергетичних ресурсів (пункт «в»);
- створення енергозберігальної структури матеріального виробництва на базі комплексного вирішення питань економії та енергозбереження з урахуванням екологічних вимог, широкого впровадження новітніх енергозберігальних технологій (пункт «д»).

Усі котли створюють конденсат із моменту їх холодного пуску, при цьому в традиційних котлах після досягнення робочої температури конденсація припиняється. Конденсаційні котли призначено для роботи саме в режимі конденсації постійно або, як мінімум, якомога довше, що дає змогу досягти вищої ефективності та інших зазначених переваг.

Ефективність конденсаційних котлів зазвичай визначається за вищою теплотворною здатністю палива, що включає в себе кількість теплоти, яка міститься в димових газах і водяній парі та може використовуватися в процесі конденсації останньої, тому вона може перевищувати 100 % під час розрахунку на базі нижчої теплотворної здатності. Граничне значення ефективності залежить від виду палива. Співвідношення між вищою теплотою згорання і нижчою для природного газу становить близько 1,11, а для нафтопродуктів — 1,06.

Ефективність використання теплоти конденсації залежить від температури точки роси. За коефіцієнта надлишку повітря $\alpha = 1$ точка роси для природного газу становить приблизно 60 °С, при $\alpha = 1,6$ — 52 °С, а при $\alpha = 2$ — 48 °С.



Рис. 5.4.2. Порівняння принципу роботи стандартного і конденсаційного котлів

Принципову відмінність роботи конденсаційного котла від стандартного показано на рис. 5.4.2 [63].

Головним елементом будь-якого котла є теплообмінник. У конструкції конденсаційних котлів теплообмінників два. Вони можуть бути роздільними або суміщеними (двоступеневими), які виконують функції обох теплообмінників. Перший теплообмінник працює, як і в стандартних звичайних котлах — через нього проходить потік продуктів згоряння, який не остигає нижче від точки роси. У другому конденсаційному теплообміннику відбирається додаткова частина теплоти, що залишилась у продуктів згоряння. Температура останніх на виході з теплообмінника лише на 10–15 °С вища за температуру теплоносія.

Оскільки для того, щоб котел працював у конденсаційному режимі, температура теплоносія у зворотному трубопроводі повинна бути не вищою за 55–60 °С, повністю його переваги реалізуються у системі опалення з температурними параметрами 70/50 °С або нижче. Проте навіть у типовій системі з параметрами, наприклад, 90/70 °С, використання конденсаційного котла буде виправданим, оскільки у звичайному неконденсаційному режимі він буде працювати лише за великих морозів.

Принцип роботи конденсаційних котлів відомо давно, але застосовувати його в котельному обладнанні з чавуну і сталі було неможливо, оскільки водний конденсат унаслідок підвищеної кислотності за рахунок вмісту вуглекислого газу спричиняє інтенсивну корозію сталевих і чавунних деталей. Впровадження конденсаційної технології стало можливим лише з появою котельного обладнання з корозійностійких сплавів (найчастіше алюмінієво-кремнієвого — силуміну) та іржостійкої сталі.

На українському ринку котельного обладнання вже представлені конденсаційні котли (здебільшого малої потужності) відомих світових виробників: німецьких компаній «Viessmann» [64], «Vaillant» [65], «Buderus» [66],

5.4. Впровадження конденсаційних котлів та теплоутилізаторів

італійських «Ferrolі» [67], «Immergas» [68], «Riello» [69], «Biasi» [70], «Baxi Group» [71], словацької «Protherm» [72] та ін. Останнім часом на ринку з'явилися і конденсаційні котли «Condi», вироблені в Україні ТОВ «Експрес Енерджи Груп Юкрейн-Канада» [73].

Однак широке впровадження конденсаційних котлів стримується переважно їх високою вартістю, яка приблизно в два рази перевищує вартість звичайних котлів.

У тих випадках, коли неможливо або недоцільно замінювати наявні котли на конденсаційні, утилізацію скидної теплоти димових газів можливо здійснювати за допомогою окремих апаратів — теплоутилізаторів (економайзерів). На рис. 5.4.3 подано варіант типового розташування теплоутилізатора в технологічній схемі паливоспалювального обладнання підприємства.

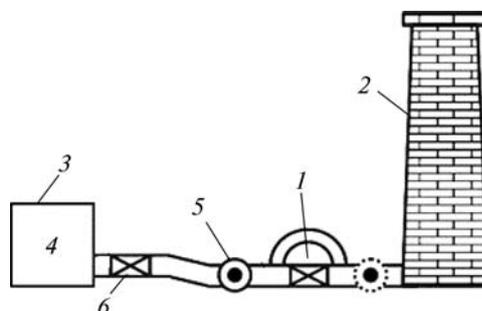
Різноманітні теплоутилізаційні технології та відповідне обладнання розроблено, зокрема, в Швеції, Данії, Литві, Росії та Україні. У колишньому СРСР розробки були розпочаті в Ленінградському інженерно-будівельному інституті, Київському науково-дослідному інституті санітарної техніки, обладнання будівель і споруд Мінбудматеріалів СРСР, пізніше — Мінпромполітики України (НДІСТ) та продовжені в ІТТФ НАНУ, НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», Київському інженерно-будівельному інституті, Інституті промислової екології тощо.

За глибиною утилізації теплоти димових газів розрізняють неконденсаційні та конденсаційні технології та обладнання. У перших реалізується лише фізична теплота газів, у других — також теплота конденсації водяної пари. Неконденсаційні апарати є порівняно дешевими, їх виготовляють із конструкційної сталі й зазвичай встановлюють за наявними котлами в старих котельнях із цегляними димовими трубами. Конденсаційні апарати суттєво дорожчі; з огляду на необхідність контактування з водою їх елементи виготовляють із іржостійкої сталі.

Залежно від механізму теплообміну теплоутилізаційні технології та апарати можуть бути контактними (коли димові гази безпосередньо контактують із теплоносієм, що нагрівається), або поверхневими (коли теплопередача здійснюється через стінку, що розділяє ці середовища). Існують також контактнo-поверхневі апарати, в яких теплоносієм — вода — після контактування з газами догрівається поверхневим способом.

У контактних теплообмінних апаратах конденсація водяної пари, що міститься в димових газах, відбувається на зрошуваній поверхні або на крапельках води, що розпилюється. Вивільнена теплота нагріває цю

Рис. 5.4.3. Варіант розташування теплоутилізатора (1) у технологічній схемі паливоспалювального обладнання підприємства: 2 — димова труба; 3 — високотемпературні установки; 4 — камера згоряння; 5 — димосос; 6 — теплообмінники-утилізатори



воду і далі її використовують у технологічному процесі. Корпус таких апаратів містить у верхній частині форсунки для розбризкування холодної води. Димові гази подаються знизу протитечією.

Розрізняють три типи контактних теплообмінників: без насадки, коли конденсація відбувається на крапельках води, що розпилюється; з пасивною насадкою, коли конденсація проходить на зрошуваній поверхні насадки (найчастіше як насадку використовують засипку керамічними елементами); з активною насадкою, коли використовують теплообмінну насадку для відведення теплоти водою додаткового контуру. Головною перевагою контактних теплообмінників є висока теплова ефективність і простота конструкції. Такі теплоутилізатори набули поширення з 60-х років ХХ ст. завдяки переважно роботам наукової школи І.З. Аронова (НДІСТ, м. Київ), який розробив методику розрахунку контактних теплоутилізаторів, розглянув різні конструкції й принципи їхньої роботи, узагальнив результати випробувань та експлуатації контактних утилізаторів теплоти з пасивною насадкою [74].

Широкого розповсюдження також набули розроблені Ризьким політехнічним інститутом і Латдіпропромом контактні теплоутилізатори з активною насадкою (КТАН). Огляд їх конструкцій і теплотехнічні характеристики наведено в праці [75].

Загальним недоліком контактних теплоутилізаторів є обмеження температури нагрівання води температурою точки роси димових газів, а також нетривалий строк експлуатації внаслідок корозії в разі виготовлення з некорозійностійкої сталі.

У поверхневих теплообмінних апаратах теплообмін і конденсація водяної пари відбуваються на поверхні двох розділених середовищ. Середовищем, що нагрівається, зазвичай є холодна вода, яка використовується для підживлення мережного контуру. Конструкції поверхневих теплоутилізаторів є вертикальним або горизонтальним газоходом із вбудованим пучком горизонтальних оребрених трубок.

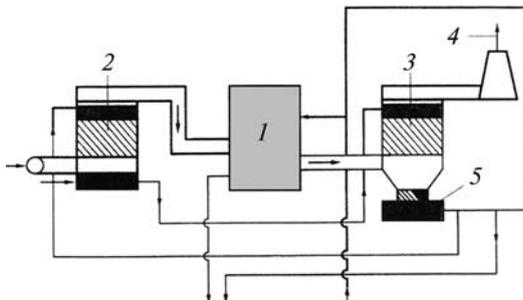
І в контактних, і в поверхневих теплообмінних апаратах, що застосовуються для глибокої утилізації теплоти димових газів, зазвичай використовують воду для відведення теплоти конденсації водяної пари. При цьому застосування безпосередньо зворотної мережної води споживача теплової енергії, як і у випадку конденсаційних котлів, обмежене її максимальною температурою, що має бути не вищою за 40—50 °С.

Такі схеми можна застосовувати для низькопотенційних систем опалення, які використовуються в деяких зарубіжних країнах, або для інших напрямів застосування утилізованої теплоти (наприклад, використання підігрітої в утилізаторі води для мийки виробничих місткостей і приміщень, для підігрівання вентиляційного повітря тощо). Нагрівання води для потреб ГВП рідко застосовується через малі її витрати і велику добову нерівномірність.

Використання утилізованої в конденсаційному обладнанні теплоти безпосередньо для зниження витрат палива в котлоагрегатах можливе внаслідок підігрівання дуттьового повітря, наприклад, у разі застосування пропонованої фахівцями ІТТФ НАНУ та Інституту промислової екології

5.4. Впровадження конденсаційних котлів та теплоутилізаторів

Рис. 5.4.4. Принципова схема контактної комбінованої теплоутилізаційної газоочисної установки: 1 — котел; 2 — контактний теплоутилізатор; 3 — контактний повітропідігрівник; 4 — димова труба; 5 — декарбонізатор



схеми контактної комбінованої теплоутилізаційної газоочисної установки із застосуванням контактних теплоутилізаторів і повітропідігрівників в одному циклі.

Принципову схему контактної комбінованої теплоутилізаційної газоочисної установки подано на рис. 5.4.4. Перспективним схемним рішенням такої установки є варіант розташування в спільному корпусі один над одним контактного теплоутилізатора і контактного повітропідігрівника, які об'єднані в загальний циркуляційний контур із насосом та проміжним теплообмінником (рис. 5.4.5).

Така установка виконує також функції зниження викидів у довкілля оксидів азоту внаслідок як зниження їхнього утворення за рахунок подачі в топкову камеру зволоженого і підігрітого в контактному повітропідігрівнику повітря, так і промивання продуктів згоряння в контактному водяному економайзері (дає змогу майже повністю видалити розчинний у воді діоксид азоту) і виведення з циклу CO_2 в декарбонізаторі.

Можуть застосовуватися різні типи контактних апаратів. Так, відоме застосування контактних порожнистих теплообмінників із розпилювальними форсунками конструкції Мінхімпрома, контактних насадкових апаратів: із кільцями Рашига конструкції НДІСТ, із насадкою «Інталокс» конструкції Л.Г. Семенюка; з активною насадкою конструкції «Латдіпропрома»; з каскадно-тарілчастою насадкою конструкції ЕНІН та ін.

У контактних теплоутилізаторах конденсат водяної пари з димових газів змішується з водою, що нагрівається. При цьому вода поглинає із продуктів згоряння газу (вуглекислоту, кисень та ін.), набуваючи слабких кислотних властивостей. У поверхневих теплообмінниках відсутній контакт між продуктами згоряння та водою, що нагрівається, а конденсат, що виділяється з димових газів, є чистішим за домішками.

Зауважимо, що під час роботи котла на сірковмісному паливі (газо-



Рис. 5.4.5. Контактна комбінована теплоутилізаційна газоочисна установка, розроблена фахівцями ІТТФ НАНУ та Інституту промислової екології

подібному, рідкому та твердому) конденсат матиме корозійно-агресивні властивості внаслідок наявності в ньому сірчаної кислоти, яка вельми агресивна вже у малих концентраціях. Тому глибока утилізація теплоти димових газів для котлів на такому виді палива потребує виготовлення всього обладнання з корозійностійких матеріалів і застосовується нечасто, хоча, як зазначалося, у деяких країнах Євросоюзу всі нові газові та нафтові котли повинні бути конденсаційними.

Конденсат, отриманий в установках глибокої утилізації теплоти димових газів котлів на природному газі, після декарбонізації є придатним для підживлення теплової мережі. Це дає змогу знизити навантаження на системи хімоводоочищення або навіть відмовитись від них і, як наслідок, зменшити споживання реагентів для водопідготовки, кількість солевмісних стічних вод, а також скоротити капітальні вкладення. Це особливо важливо для невеликих котельнь, у яких або взагалі не передбачено хімоводоочищення, або воно виконується за найпростішою схемою, і при цьому зазвичай експлуатується на низькому рівні.

Зауважимо, що за необхідності відведення отриманого конденсату внаслідок його слабкої, але все ж підвищеної кислотності (зазвичай рН становить до 4,5, а може бути навіть трохи нижче), перед виведенням у каналізацію може виникнути потреба в його нейтралізації. Наприклад, у Німеччині існують обмеження на виведення такої води в загальну каналізаційну систему.

За інтенсивністю теплообміну й аеродинамічним опором контактні та поверхневі теплоутилізатори приблизно рівноцінні.

Максимальна температура нагрівання води в контактному теплоутилізаторі залежить від температури мокрого термометра (зазвичай обмежена 45—55 °С), а в поверхневому — не залежить від неї.

Поверхневі конденсаційні теплоутилізатори є простішими в обслуговуванні (не потрібна подача води на зрошення в певному співвідношенні з витратою димових газів) і надійнішими. Однак металоємність поверхневих апаратів і потреба в площі для їхнього розміщення в 1,5—2 рази більша, ніж контактних (рис. 5.4.6, 5.4.7).

Істотною відмінністю поверхневих теплоутилізаторів від контактних є те, що вони можуть бути як конденсаційними, так і не конденсаційними. Конденсаційні поверхневі теплоутилізатори відрізняються від неконденсаційних у першу чергу матеріалами, з яких їх виготовлено, а їх конструкції здебільшого є аналогічними з деякими відмінностями.

Модернізація дооснащенням утилізаторами теплоти неконденсаційного типу є універсальною, її можна застосовувати для будь-яких котлів, з доведенням їх сумарного ККД до 94—94,5 %. Утилізатори можуть бути виготовлені з чорного металу.

Рис. 5.4.6. Поверхнева теплоутилізаційна установка, розроблена фахівцями ІТТФ НАНУ та Інституту промислової екології



5.4. Впровадження конденсаційних котлів та теплоутилізаторів

Рис. 5.4.7. Теплоутилізатори фірми «Enerstena» за трьома котлами ТВГ-8М у котельні «Московська-3» м. Києва



Такий шлях модернізації обрали теплопостачальні організації Києва, Запоріжжя, Чернігова, Житомира та інших міст (рис. 5.4.8).

Збільшити глибину утилізації можна за умови використання іншого середовища нагрівання, яке припускає від'ємні робочі температури, наприклад холодне повітря. На рис. 5.4.9 [76] наведено температурні графіки конденсаційних теплоутилізаторів у разі використання води і повітря. Як видно з порівняння графіків, повітря суттєвіше охолоджує димові гази. Зазвичай підігрів повітря димовими газами використовують для подачі його в топку котла і забезпечення ефективнішого процесу горіння палива. При цьому застосовують штатний повітропідігрівник котла пластинчастого або трубчастого типу, в якому під час охолодження димових газів температура не досягає точки роси водяної пари і конденсації немає.

Одним із найважливіших обмежень щодо впровадження технологій утилізації теплоти димових газів котлоагрегатів, особливо конденсаційних технологій глибокої утилізації їх теплоти, є необхідність запобігти руйнівному впливу конденсатоутворення в газоходах котельні та димовій трубі.



Охолодження димових газів у конденсаційних агрегатах нижче від рівня точки роси різко знижує їх вологовміст, але не унеможливає конденсації залишкових водяних парів у газоходах і димовій трубі, особливо в холодну пору року.

Для запобігання руйнуванню найпоширеніших цегляних і залізобетонних димових труб температура газів у такій трубі повинна бути достатньою для того, щоб температура внутрішньої стінки футерівки димової труби перевищувала температуру точки роси водяної пари димових газів (тобто зазвичай вищою за 55–60 °С).

Рис. 5.4.8. Теплоутилізатор виробництва НВФ «Ганза» за котлом ТВГ-8М у котельні «Щусева—Котовського» м. Києва

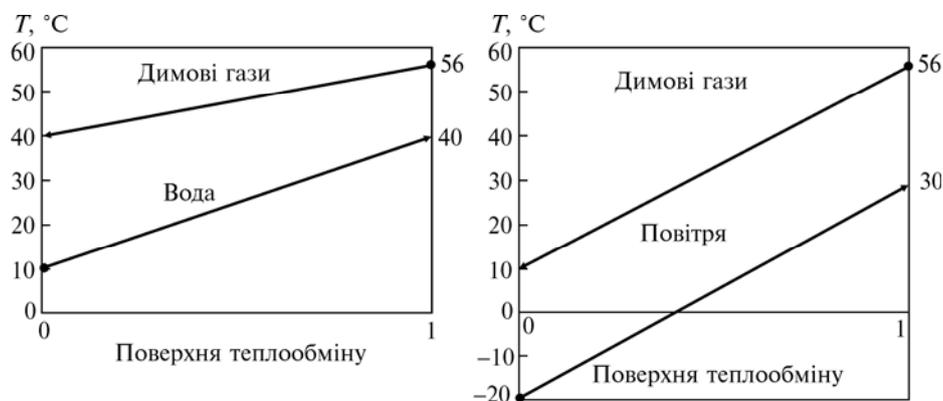


Рис. 5.4.9. Порівняння температурних графіків конденсаційних теплоутилізаторів поверхневого типу в разі використання води і повітря

Застосовуючи конденсаційні котли, забезпечити такі умови неможливо, і практично єдиним рішенням є встановлення димової труби з матеріалу, що не зазнає корозії під впливом конденсату — іржостійкої сталі, кераміки тощо. Постійно низька температура газів дає змогу використовувати і пластмасові димоходи, що зменшує капітальні витрати.

У разі застосування окремого теплоутилізаційного обладнання технічно можливо продовжити використовувати існуючі цегляні та залізобетонні димові труби. Зокрема, дотримання потрібного рівня температур димових газів у димовій трубі можна досягти так:

- байпасуванням частини димових газів повз теплоутилізатор (для котельнь усіх типів). Цей метод порівняно з іншими потребує мінімальних капіталовкладень;
- підігріванням охолоджених димових газів у поверхневому теплообміннику, нагрівальним теплоносієм яким може бути гаряча вода після водогрійних котлів (для водогрійних котельнь) або гарячі димові гази, відібрані перед економайзером парового котла (для котельнь із паровими котлами);
- підмішуванням до відхідних газів повітря, нагрітого в повітрянагрівнику котельні (для котельнь з паровими котлами).

Іншим заходом для запобігання корозії цегляних і залізобетонних димових труб, а також для максимального використання теплової продуктивності утилізатора на всіх режимах роботи котельні може бути встановлення металевого конфузора в гирлі димової труби і покриття внутрішньої поверхні футерівки захисною гідроізоляцією або встановлення всередині традиційної труби іржостійких труб.

Метод запобігання конденсатоутворенню в газоходах котельні та димовій трубі байпасуванням частини димових газів повз теплоутилізатор є більш поширеним завдяки універсальності та мінімальним капіталовкладенням ніж інші методи. Цей метод не потребує ускладнення конструкції та застосування корозійностійких матеріалів для газоходів, хоча, як очевид-

5.4. Впровадження конденсаційних котлів та теплоутилізаторів

но, ефективність теплоутилізації при цьому знижується порівняно з проходженням всієї кількості газів через теплообмінник. Для запобігання випадання конденсату в газоходах і димарі за типових умов достатнім є байпасування 10—30 % витрати газів. Потрібний для конкретних умов коефіцієнт байпасування можна визначити з рівняння теплового балансу. Так, мінімально достатній коефіцієнт байпасування під час охолодження димових газів до температур 19—24 °С становить 0,22—0,32.

Окрім того, щодо запобігання утворенню конденсату в димовій трубі за постійної роботи котлів на малих навантаженнях, характерних для роботи у перехідні періоди та для надання послуг із гарячого теплопостачання у неопалювальний період, коли температура димових газів на виході з котла недостатня для забезпечення їх виходу з труби з температурою вище від точки роси, доцільно розглянути питання встановлення конденсаційних теплоутилізаторів, у яких конденсується і відповідно затримується значна частка вологи димових газів. Охоложені димові гази зі зменшеним вологовмістом видаляються за допомогою димососа в димову трубу вже без утворення конденсату в ній.

Таким чином, запобігти конденсатуутворенню в димарі за умови роботи на малих навантаженнях можливо трьома основними способами. Перший з них — заміна котла на котел меншої відповідної до потреб потужності або встановлення такого додаткового котла. Другий — впровадження безпосередніх заходів із захисту димовідвідного тракту. Третій — встановлення конденсаційних утилізаторів теплоти димових газів з метою видалення з них вологи.

Рішення щодо впровадження конкретного заходу необхідно приймати у кожному конкретному випадку з урахуванням не тільки технічних, а й здебільшого економічних параметрів — вартості впровадження заходу, перспективи подальшого використання котла тощо.

Деякі принципові особливості конденсаційних котлів з одного боку та контактних конденсаційних теплоутилізаторів з іншого відображено в контактних водонагрівниках, розроблених у НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» [77], або в так званих апаратах заглибленого («погружного») горіння [78].

У такому апараті процес згоряння газів відбувається на деякій глибині під поверхнею води, що нагрівається. При цьому паливо і повітря подаються під невеликим тиском, що в результаті створює у воді газовий міхур і не дає змоги полум'ю згасати під водою. Завдяки цьому продукти згоряння барботують у рідині (проходять крізь неї), розділяються на газові бульбашки з дуже великою площею контактної поверхні теплообміну з водою, що нагрівається, і швидко віддають їй теплоту.

Коефіцієнт використання теплоти згоряння палива в таких котлах досягає 95—98 %. Низька температура газів, які відходять під час підводного горіння, зумовлює низьке утворення оксидів азоту, однак деяка їх частина розчиняється у воді з утворенням слабокислого середовища.

Таким чином, можна сформулювати головні переваги та недоліки обладнання для глибокої утилізації теплоти димових газів — конденсаційних котлів та теплоутилізаторів.

До *переваг* належать:

- максимальне використання ТЕ продуктів згоряння;
- зростання коефіцієнта використання палива (КВП);
- одержання додаткової гарячої води для потреб опалення й гарячого водопостачання;
- одержання додаткової сконденсованої технічної води;
- можливість роботи котельні зі знизеним навантаженням на систему хімводопідготовки або навіть без неї;
- зменшення собівартості виробництва ТЕ з можливістю знизення тарифів на тепlopостачання;
- розширення діапазону регулювання температури теплоносія в бік її знизення;
- поліпшення комфортності та якості тепlopостачання споживачів;
- зменшення викидів в атмосферу шкідливих речовин і теплового забруднення від котельні;
- створення додаткових робочих місць під час організації серійного виробництва теплоутилізаційного устаткування на вітчизняних підприємствах.

До *недоліків* належать:

- висока вартість конденсаційних котлів — вони щонайменше в два рази дорожчі ніж звичайні газові котли;
- вибагливість до матеріалів, з яких виготовлений газовідвідний тракт і димова труба;
- може знадобитись нейтралізація конденсату перед відведенням його в загальну каналізаційну систему.

5.5. ВИКОРИСТАННЯ БІОМАСИ ЯК ПАЛИВА

Біомаса є перспективним джерелом енергії і у світі, і в Україні. Нині біомаса займає четверте місце у світі серед усіх видів палива за обсягами її енергетичного використання.

У 2017 р. середня частка відновлюваної енергії (переважно, біомаси) у виробництві теплоти в ЄС становила 19,5 %. До країн-лідерів належать: Швеція — 69 %, Фінляндія — 54 %, Латвія — 54 %, Естонія — 51 %, Данія — 46 %, Литва — 46 %, Австрія — 32 % (рис. 5.5.1).

Важливо, що всі країни ЄС продовжують надалі системно нарощувати частку біоенергетики, яка перевищуватиме за більшістю прогнозів половину внеску всіх ВДЕ, принаймні до 2050 р. Жодна країна ЄС не планує скоротити частку біоенергетики.

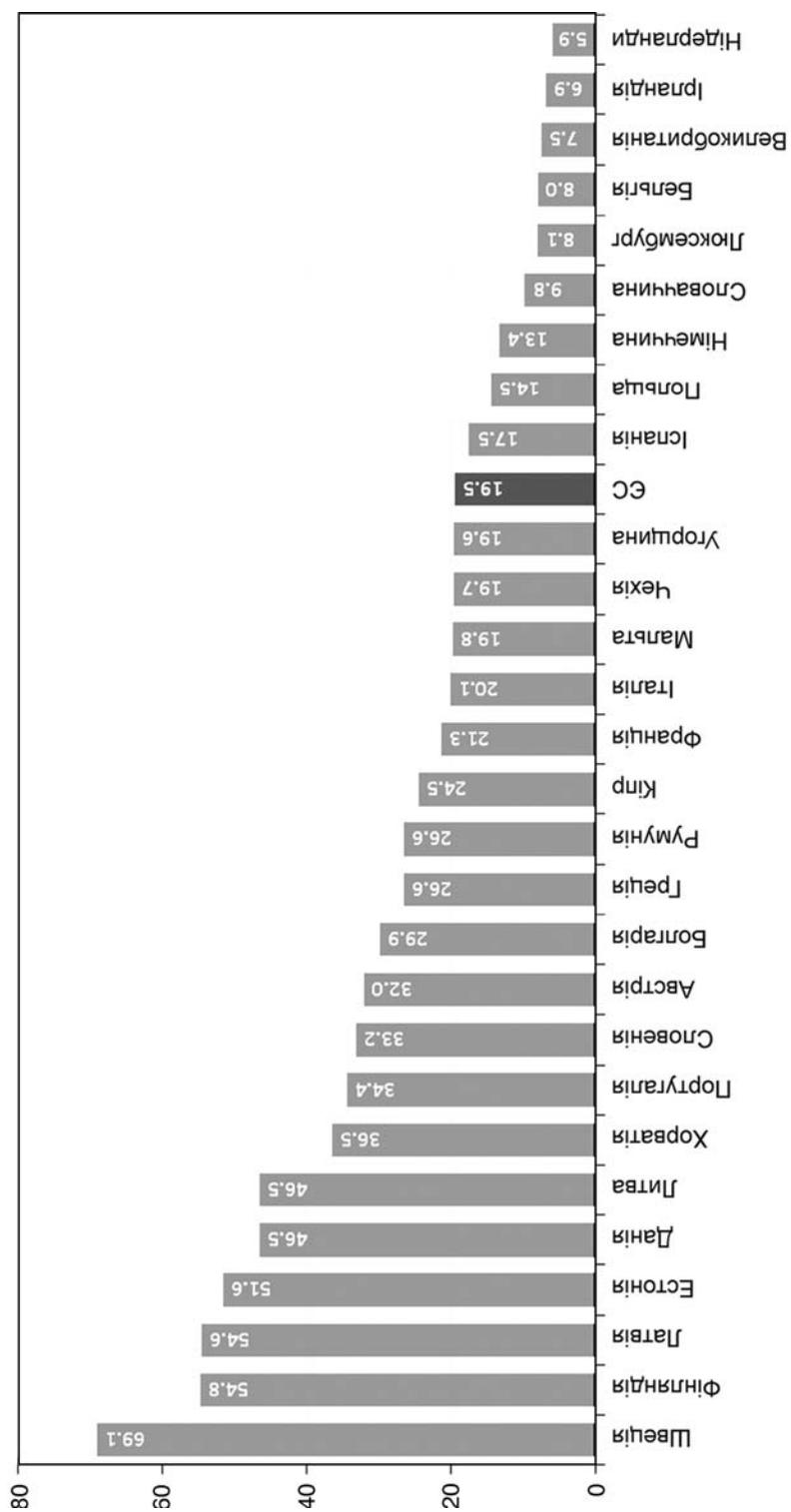


Рис. 5.5.1. Частка ВДЕ, %, у виробництві теплової енергії та холоду у ЄС у 2017 р.

Особливо цікавим для нас є досвід Литви, яка дуже швидко наростила частку біомаси в централізованому теплопостачанні з 10 % у 2004 р. до 69 % у 2017 р. Офіційні плани Литви — підвищити цей показник до 80 % у 2020 р. і до 100 % до 2050 р.

Протягом останніх років в Україні спостерігається поступове зростання кількості об'єктів та встановленої потужності для виробництва теплової та електричної енергії з біомаси.

Стале використання біомаси дасть змогу зменшити енергетичну залежність України та забезпечити використання місцевого ресурсного потенціалу. Перехід на використання біомаси сприятиме розвитку регіонів й місцевої економіки за рахунок надходження податків та зборів, а на державному рівні — поліпшенню торговельно-платіжного балансу внаслідок зменшення обсягів імпорту енергоносіїв. Соціальний вплив очікується за рахунок створення нових робочих місць, зниження тарифів на ТЕ та поліпшення надійності теплопостачання. Велика кількість успішних впроваджених проєктів, економічна доцільність, державна підтримка та сприяння розвитку біоенергетики стимулюють інвесторів та фінансові організації до реалізації нових біоенергетичних проєктів в Україні.

Біомаса, види та основні характеристики. У законодавстві України визначення біомаси як сировини для енергетичного використання наведено в Законі України «Про альтернативні види палива»: біомаса [79]— «...невикопна біологічно відновлювана речовина органічного походження, здатна до біологічного розкладу, у вигляді продуктів, відходів та залишків лісового та сільськогосподарства (рослинництва і тваринництва), рибного господарства і технологічно пов'язаних з ними галузей промисловості, а також складова промислових або побутових відходів, здатна до біологічного розкладу».

На такому визначенні біомаси базується формулювання поняття біологічних видів палива (біопалива): тверде (рис. 5.5.2), рідке та газове паливо, виготовлене з біологічно відновлюваної сировини (біомаси), яке можна використовувати як паливо або компонент інших видів палива.

Стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії регулюється нормами Закону України [80] щодо встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію з відновлюваних джерел.

Джерелом біомаси є відходи та залишки сільськогосподарства, харчової промисловості, відходи заготівлі та переробки деревини, органічні відходи домашнього і житлово-комунального господарства. Для отримання біомаси використовуються також спеціальні однорічні або багаторічні енергетичні культури зі швидким приростом маси на одиницю площі (верба, тополя, міскантус, просо, сорго та ін.).

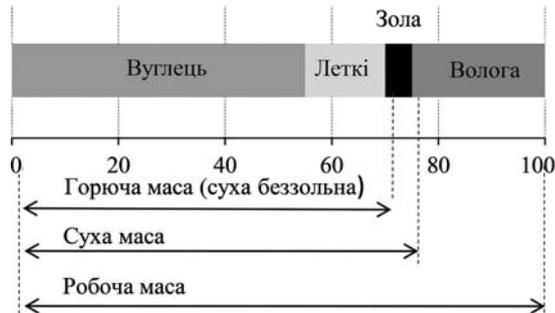
Основними фізичними та енергетичними характеристиками паливної сировини є вологість та зольність, нижча теплота згоряння, насипна щільність, розмір часток і температура плавлення золи.

Органічне паливо містить горючі речовини, внутрішній баласт, негорючі мінеральні домішки та вологу. До горючої частини палива належать С, Н, S та їхні сполуки. Найбільше теплоти виділяється внаслідок окиснення С й горіння Н. Чим більше С є в твердому паливі, тим складніше воно запалюється.

5.5. Використання біомаси як палива

Рис. 5.5.2. Склад твердого палива

Сірка S поділяється на органічну S_o (зв'язану із воднем, вуглецем, азотом), колчеданну S_k (зв'язану із залізом) і сульфатну. Вона є найшкідливішою складовою палива, оскільки під час її згоряння утворюються ангідриди SO_2 і SO_3 , які агресивно впливають на навколишнє середовище і призводять до низькотемпературної корозії труб хвостових поверхонь котла.



Кисень і азот є внутрішнім баластом. Їх вміст зменшує вміст горючих складових палива. Сполуки кисню і азоту з вуглецем і воднем зменшують теплоту згоряння палива. Вуглець, водень та кисень, що входять до складу паливної біомаси, є головними компонентами, що беруть участь в реакціях окиснення (горіння), які протікають з виділенням теплової енергії та утворенням вуглекислого газу та води. Органічно зв'язаний кисень лише частково покриває потребу для реакцій горіння, а для реакцій повного окиснення використовується кисень повітря.

Вологість — це кількісна характеристика, що відображає вміст води, яка поділяється на зовнішню, капілярну, колоїдну і гідратну. Вологість палива знижує його теплотворну здатність і температуру горіння (рис. 5.5.3).

Відносною або робочою вологістю деревини називають відношення маси води до маси вологої деревини. Вологість свіжозрубаної деревини залежить від породи, структури деревини і пори року. Вона коливається в широких межах: $W_p = 30\text{—}55\%$. Фактична вологість деревної сировини суттєво змінюється протягом зимового та літнього періодів і залежить від співвідношення кількості деревини листяних та хвойних порід та частки сухої маси в суміші. Вологість соломи в період збирання врожаю становить $8\text{—}15\%$ й залежить від способу та умов зберігання, а також погодних умов.

Абсолютною вологістю деревини називають відношення маси води до маси всієї деревини.

Одиницею виміру (обліку) лісової продукції є щільний кубічний метр — кількість деревини, що повністю займає 1 м^3 без пустот між полінами.

Для переведення складського об'єму (що враховує проміжки між полінами) у щільний використовують коефіцієнти (табл. 5.5.1) згідно з ГОСТ 3243—88 [81].

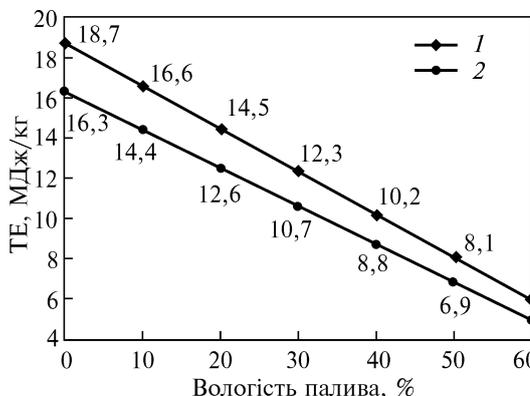


Рис. 5.5.3. Вплив вологості на нижчу теплоту згоряння палива: 1 — дрова; 2 — солома

Таблиця 5.5.1. Перевідні коефіцієнти складських метрів в щільні метри кубічні деревини

Довжина, м	Хвойні породи				Листяні породи			
	Круглі		Розколоті	Змішані круглі та розколоті	Круглі		Розколоті	Змішані круглі та розколоті
	тонкі	середні			тонкі	середні		
0,25	0,79	0,81	0,77	0,77	0,75	0,80	0,76	0,76
0,5	0,74	0,76	0,73	0,73	0,69	0,75	0,71	0,71
1,0	0,69	0,72	0,70	0,70	0,63	0,70	0,68	0,68
2,0	0,64	0,68	0,66	0,67	0,58	0,65	0,63	0,65

Для переведення щільного об'єму дров в їх масову кількість треба щільний об'єм помножити на перевідний коефіцієнт того чи іншого виду деревини. Щільність деяких видів деревини залежно від їхньої вологості наведено в табл. 5.5.2.

Зольність — це вміст негорючих елементів у паливі, що входять до сполук оксидів алюмінію, кремнію і заліза, карбонатів та сульфатів магнію, кальцію, заліза. Зольність знижує якість палива, збільшує обсяг утворення золи та забруднення поверхонь нагрівання. Вміст золи для різних типів біомаси коливається в широкому діапазоні: від 0,5 % для деяких видів чистої деревини до 12 % для деяких видів лушпиння та соломи, додатково забруднених сторонніми домішками. Середній вміст золи в соломі становить 4–8 %, а в деревному паливі — 1–3 %. Вміст золи в паливі впливає на вибір технології спалювання біомаси, вибір обладнання, спосіб видалення золи, а також на емісію твердих часток у димових газах, вибір та розмір системи очищення та обсяги відвалів золи.

Теплота згоряння палива — це енергетична характеристика палива, що визначає кількість теплоти, яка виділяється під час її згоряння. Розрізняють вищу та нижчу теплоту згоряння палива. На практиці користуються нижчою теплотою згоряння палива, що виділяється в разі повного окиснення

Таблиця 5.5.2. Щільність деяких видів деревини, кг/м³

Порода дерева	Вологість деревини, %										Вологість свіжозрубленої деревини, %
	Абсолютна										
	15	20	25	30	40	50	60	70	80	100	
	Відносна										
	13,0	16,7	20,0	23,1	28,6	33,3	37,5	41,2	44,4	50,0	
Тополя	460	470	480	500	540	570	610	650	690	760	700
Бук	680	690	710	720	780	830	890	950	1000	1110	960
Дуб	700	720	740	760	820	870	930	990	1050	1160	990
Граб	810	830	840	860	930	990	1060	1130	1190	1330	1060
Ялина звичайна	450	460	470	490	520	560	600	640	670	750	740
Сосна звичайна	510	520	540	550	590	640	680	720	760	850	820
Береза	640	650	670	680	730	790	840	890	940	1050	870

5.5. Використання біомаси як палива

всіх горючих складових палива, без урахування теплоти пароутворення та виносу з золою. Теплоту згоряння визначають експериментально за допомогою калориметра. Нижчу теплотворну здатність деревного палива можна оцінити розрахунковим методом з урахуванням робочої вологості та зольності:

$$Q_n^p = 18,9 - 0,214W_p - 0,189A_p, \text{ МДж/кг,}$$

де W_p — вологість на робочу масу, %; A_p — зольність на робочу масу, %.

Середні характеристики тріски з енергетичної верби та тополі щодо вологості та зольності мало відрізняються від аналогічних значень тріски з лісової деревини, проте біомаса з міскантусу сухіша та в неї значно більша зольність. Біомаса вирізняється високим вмістом води (35–55 %), відносно низькою теплотворною здатністю (8–12 МДж/кг) і низькою насипною щільністю (200–350 кг/м³) (табл. 5.5.3).

Підвищений рівень вмісту S може спостерігатися у відходах та залишках аграрного виробництва (солома, стебла, лушпиння та ін.) і може становити 0,1–0,5 %, а тому особлива увага приділяється процесам корозії та емісії в димових газах. Вміст N й S у деревині є низькими, що при заміщенні вугілля знижує викиди оксидів сірки та азоту в атмосферу.

Вміст в золі солей Ca та Mg спричинює зростання температури розм'якшення золи, на відміну від Na та K у поєднанні з Si. Зола соломи з низькою концентрацією Ca та високою концентрацією K починає плавитися значно раніше, ніж зола деревних палив, що потенційно обмежує використання соломи в котлах, призначених для спалювання деревного палива. Негорючі елементи, що входять до складу палива Si, Ca, Mg, K, Na і P, утворюють золову частину палива. K, P і Mg, що є поживними речовинами, відіграють важливу роль у використанні біомаси та золи як біологічних добрив.

Перспективи та можливості енергетичного використання біомаси в секторі ЦТ. Згідно з даними енергетичного балансу України [82] частка відновлюваних джерел енергії в загальному постачанні первинної енергії у 2017 р.

Таблиця 5.5.3. Паливні характеристики біомаси

Показник	Міскантус	Верба	Тополя	Солома	Деревна тріска
Вологість під час збирання, %	15–23	40–53	50–55	8–15	35–55
Насипна щільність, кг/м ³	200–220	220–300	220–300	100–180	240–350
Нижча теплота згоряння Q_n^p , МДж/кг	14–10	10–8		15–13,5	12–8
Елементний склад, %:					
С			38–50		
Н			4,5–6		
Cl	0,04	0,02–0,03	0,03–0,04	0,14–0,97	0,02
N*	0,16–1,37	0,5–1,0	0,77–0,9	0,4–0,6	0,3
S	0,28	0,03–0,34	0,03–0,2	0,05–0,2	0,05
Зольність, %	2,3–3,7	1,5–2	0,5–1,9	2–8	0,5–1,5
Температура плавлення золи, °С	1250–1385	>1500	1160–1500	850–1050	1000–1400

* Вміст залежить від обсягу внесення добрив.

становила 4,4 % (у 2016 р. — 3,8 %). Такий темп зростання відповідає європейським показникам річного росту сектору ВДЕ. Як і у 2016 р., у структурі виробництва енергії з відновлюваних джерел у 2017 р. найвагомішою є частка біопалива та відходів — 80 %.

Наведені дані свідчать про черговий значний крок у розвитку сектору біоенергетики України. Так, у 2017 р. обсяг «виробництва біопалива та відходів» становив 3618 тис. т н. е. (у 2016 р. 3348 тис. т н. е.), а обсяг «загального постачання первинної енергії з біопалива та відходів» — 3046 тис. т н. е. (у 2016 р. 2832 тис. т н. е.) (рис. 5.5.4). Різниця між цими показниками відповідає експорту біопалива — 542 тис. т н. е. у 2017 р. (554 тис. т н. е. у 2016 р.).

Постачання первинної енергії з біопалива та відходів у 2017 р. обсягом 3046 тис. т н. е. еквівалентне заміщенню близько 3,8 млрд м³ природного газу.

Розвиток сектору виробництва теплової енергії з біомаси, прогнозований «Енергетичною стратегією України до 2035 року», схваленою Урядом [83]. Згідно зі стратегією планується оптимізація структури енергетичного балансу держави, виходячи з вимог енергетичної безпеки та забезпечення частки відновлюваної енергетики на рівні 25 %. Водночас взяті Україною міжнародні зобов'язання та цілі забезпечення сталого розвитку накладають на національну економіку та енергетичний сектор низку обмежень щодо необхідності інноваційного оновлення енергетичного сектору, розширення використання відновлюваних джерел енергії, зниження енергоємності національної економіки, впливу енергетики на навколишнє середовище тощо. Загальний прогнозний енергетичний баланс України до 2035 р. з урахуванням цих обмежень наведено у табл. 5.5.4.

Згідно з проектом «Концепції реалізації державної політики у сфері тепlopостачання», схваленим Урядом [84], планується протягом 2019—2025 рр. досягнути 30 % частки використання альтернативних джерел енергії в загальному балансі систем тепlopостачання, а протягом 2026—2035 рр. — до 40 %.

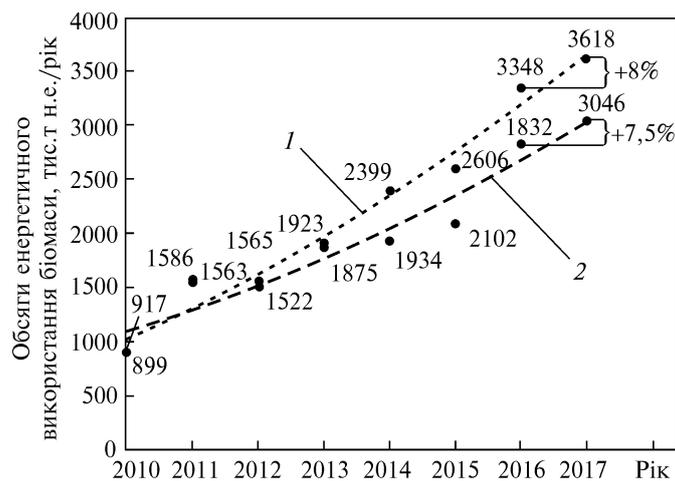


Рис. 5.5.4. Динаміка росту сектору біоенергетики в Україні відповідно до статистичних даних енергетичних балансів: 1 — «виробництво біопалива та відходів»; 2 — «загальне постачання первинної енергії з біопалива та відходів»

5.5. Використання біомаси як палива

Таблиця 5.5.4. Прогнозний баланс загального постачання первинної енергії (ЗППЕ) до 2035 р.

Джерело енергії	2015	2020	2025	2030	2035
Загальне постачання первинної енергії (всього), млн т н. е.	90,1	82,3	87	91	96
Біомаса, біопаливо та відходи, млн т н. е.	2	4	6	8	11
Частка біомаси та відходів у ЗППЕ, %	2,2	4,9	6,8	8,8	11,5
Частка ВДЕ у постачанні первинних ресурсів, %	4	8	12	17	25

На підставі результатів досліджень ринку котлів на біопаливі [85] визначено, що станом на березень 2016 р. загальна встановлена потужність котельень на біомасі становила понад 1500 Гкал/год. Розрахункове виробництво ТЕ сягало приблизно 2,6 млн Гкал (261 тис. т н. е.) або 3,6 % загального виробництва теплової енергії на котельнях. Нині лише до 20 % біопаливного обладнання встановлено на підприємствах комунального тепlopостачання, а в системах централізованого опалення та постачання гарячої води — до 5 %. В останні роки кількість котлів на біопаливі (рис. 5.5.5) у ТКЕ зросла, що пов'язано з політикою економії коштів і впровадженням рахунків із спеціальним режимом використання для зарахування коштів, що надходять за спожитий газ. Через вирівнювання тарифів на природний газ і підняття тарифів на ТЕ економічна доцільність заміщення газу та переходу на альтернативні палива постійно зростає.

Головні можливості використання біомаси полягають в її застосуванні як палива у виробництві теплової енергії для забезпечення потреб споживачів у опаленні та гарячому водопостачанні, а додаткові — в організації виробництва теплової та електричної енергії на ТЕС і ТЕЦ.

За даними опитування [88] IFC 2016 р., у третини тепlopостачальних підприємств є досвід роботи з котлами на біомасі, близько 27 % розробили відповідні проекти. Згідно з опитуванням приблизно 63 % постачальників ТЕ в короткостроковій перспективі розглядають можливість використання біомаси для виробництва теплової енергії.

Проаналізувавши структуру поточного споживання біомаси (біопалив) в Україні, дійшли висновку, що домінує тут деревна біомаса, доступний потенціал якої використовується на 90 %. Суттєва частка споживання енергії біомаси припадає на побічну продукцію олійної промисловості — лущиння соняшнику, причому його потенціал застосовується на 83 %. Таким чином, подальші перспективи та можливості нарощування обсягів виробництва енергії з біомаси пов'язані насамперед з використанням побічної продукції рослинництва (соломи, стебел) та вирощуванням енергетичних культур (табл. 5.5.5).

Технологічні та організаційні особливості енергетичного використання біомаси в муніципальному секторі. Основними технологіями спалювання деревної біомаси, що наразі використовуються, є спалювання в пальниках ретортного типу, спалювання на решітках та ін. (рис. 5.5.6) [89]. Пряме спалювання є добре відпрацьованою, простою та доступною технологією. Сучасне вдосконалення цих технологій спрямовано на вирішення проблем забруднення навколишнього середовища, пристосування до використання різних видів палива та підвищення ефективності спалювання.

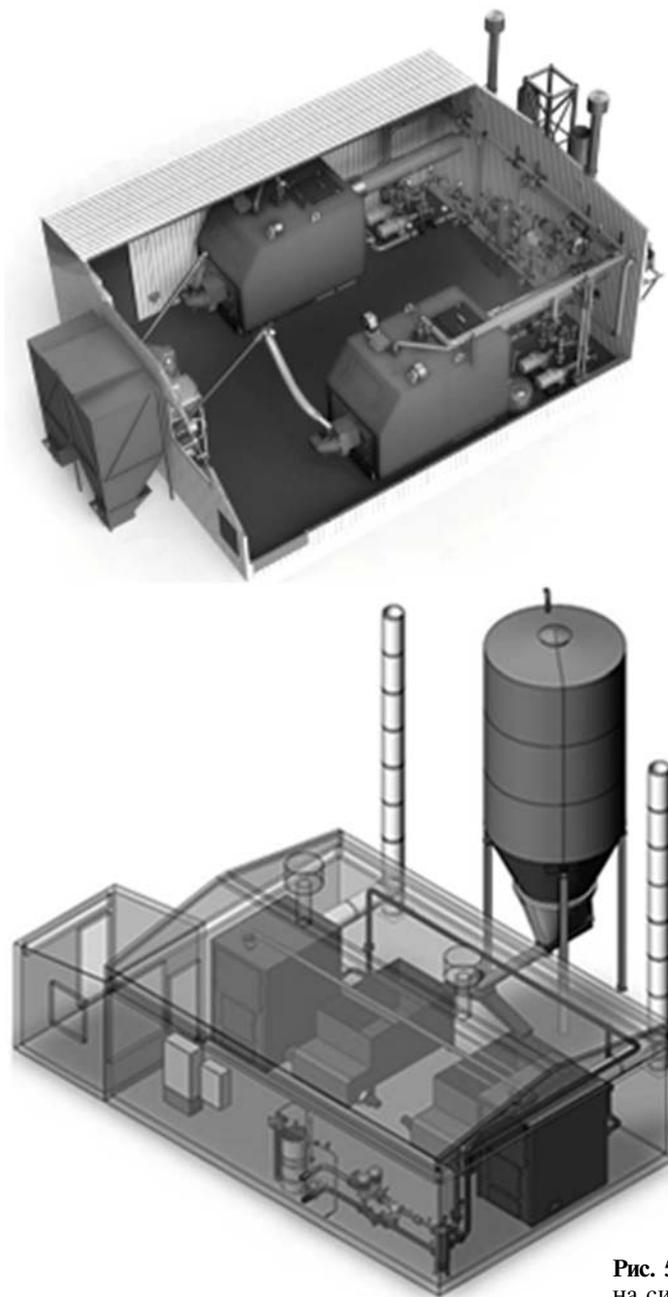


Рис. 5.5.5. Блочно-модульні котельні на сипучому біопаливі [86, 87]

Спалювання в шарі є основною технологією спалювання біопалива. Конструктивно воно складається з паливної решітки, на якій відбувається процес горіння, паливоживильного пристрою (механічного, гідравлічного чи пневматичного), системи подачі повітря та видалення золи. Первинне

5.5. Використання біомаси як палива

Таблиця 5.5.5. Використання біомаси для виробництва біопалива та енергії в Україні (2015 р.)

Вид біомаси	Потенціал, доступний для енергетичного використання, тис. т	Обсяг, що використовується для потреб енергетики		Частка використання від загального потенціалу, %
		тис. т	тис. т н. е.	
Солома зернових	10540	256	95	2,4
Стебла, стрижні кукурудзи	12120	3,7	1,2	0,0
Стебла, кошики соняшнику	8480	0	0	0,0
Деревна біомаса	9470	8514	2097	89,9
Лушпиння соняшнику	1410	1166	462	82,7

повітря подається під решітку і через отвори проникає в шар палива, де викликає процес газифікації горючих газів. Вторинне повітря подається над шаром палива (в зону окиснення) й супроводжує процес згорання. Зола, що утворилась в процесі спалювання, періодично видаляється струшуванням, зскрібанням, зрушенням або чищенням.

Спалюючи тверді біопалива з різним фракційним складом і підвищеним вмістом золи та суміші різних видів палив, використовують котли з киплячим (за теплової потужності понад 5 МВт) або циркулюючим киплячим шаром (понад 20 МВт).

Солому як паливо застосовують у котлах або теплогенераторах для періодичного спалювання цілих тюків чи тюків з попереднім подрібненням. Проте найзручніше спалювати соломку у вигляді гранул та брикетів у палиниках ретортного типу або на колосникових решітках.

В Україні протягом декількох років спостерігається значний розвиток виробництва гранул із соломи. Основний обсяг продукції — експортне постачання, проте останнім часом намітилась позитивна тенденція до збіль-



Рис. 5.5.6. Класифікація технологій спалювання біомаси

шення споживання солом'яних гранул на внутрішньому ринку. Проблема використання таких гранул пов'язана з їхнім хімічним складом і технічними обмеженнями щодо можливості їх спалювання в типових котлах для спалювання деревних гранул.

Водогрійні котли на біопаливі можна застосовувати як для опалення окремих будинків чи приміщень, так і в СЦТ. Як опалювальне обладнання (залежно від потужності та виду палива) можна використовувати котли та теплогенератори з ручним або автоматичним завантаженням палива. Зазвичай за потужностей до 2 МВт спалювання сипких деревних відходів і гранул реалізується в котлах з автоматичною подачею в спеціальному пальнику або реторті з нижньою чи верхньою подачею сировини. За потужності від 800 кВт часто встановлюють котли з похило-перештовхувальними решітками.

Надійність роботи котла за зміни погодних умов досягається підбором такої потужності, що зумовлює його якомога довшу роботу зі стабільною продуктивністю (в базовому режимі). Пікові теплові навантаження мають забезпечуватися котлами на газовому або рідкому паливі, що підключені до системи опалення паралельно до котлів на біомасі. Встановлена теплова потужність котлів на біомасі при цьому може становити 40–70 % розрахункового теплового навантаження споживачів, що точніше може визначатися техніко-економічним обґрунтуванням.

Котел на біопаливі можна встановлювати як у наявній котельні за умови вільного місця для розміщення обладнання паливоподачі, так і у вигляді окремої модульної котельні.

У деяких випадках рекомендується оснащувати котельні на біомасі водним баком-акумулятором, запас нагрітої води якого використовується для компенсації добової нерівномірності споживання ТЕ та для захисту від перегрівання. Рекомендоване співвідношення між об'ємом бака-акумулятора та потужністю становить 10/1, тобто при 1 кВт встановленої потужності котла необхідно орієнтуватись на 10 л об'єму бака-акумулятора.

Ефективність виробництва ТЕ з біомаси на об'єктах муніципальної сфери залежить від:

- організації надійного постачання паливної сировини;
- використання якісного обладнання та відповідних технологій;
- дотримання безпечної експлуатації та забезпечення екологічних, санітарних, будівельних і пожежних норм;
- оптимізації затрат.

З огляду на досвід реалізації біоенергетичних проєктів в Україні, головні труднощі полягають в організації надійного забезпечення об'єктів теплоенергетики паливною сировиною. Особливості організації логістики біопалива насамперед залежать від виду сировини — аграрних відходів, таких як солома чи стебла кукурудзи, деревини чи деревних відходів або ж готового покращеного біопалива у вигляді гранул і брикетів. Зовнішніми чинниками впливу на схему організації логістики є клімат, ґрунти і рельєф місцевості, масштаб проєкту та відстань перевезення.

Організація заготівлі біомаси характеризується сезонністю, що особливо чітко проявляється у разі використання біомаси сільськогосподарського походження. Часові рамки доступності збирання агробіомаси досить обме-

5.5. Використання біомаси як палива

жені — від кількох тижнів до кількох місяців, а час заготівлі визначається періодом збирання врожаю, погодними умовами та агротехнічними вимогами.

Нині схеми логістики виробників теплової енергії з біомаси переважно стосуються лише транспортної логістики. Проте відсутність розвинутого ринку біопалива змушує споживачів біомаси займатися питаннями заготівлі та складування для тривалого зберігання. Розширюючи організаційну схему логістики, можна зменшити не лише організаційно-технічні ризики, а й витрати на біопаливо, що суттєво впливає на собівартість ТЕ. В Україні існує позитивний досвід компаній, що самостійно займаються заготівлею деревних відходів і соломи, вирощують енергетичні культури, виробляють гранули й брикети для забезпечення власних об'єктів паливом та забезпечують замкнутий цикл від заготівлі біомаси до виробництва теплової енергії.

Використання біомаси для виробництва ТЕ потребує реконструкції діючих або будівництва нових джерел теплової енергії. Потужність теплогенерувального обладнання та планові обсяги споживання теплової енергії на об'єктах бюджетної сфери [90] визначаються на базі питомих опалювальних характеристик [91] будівель залежно від їх призначення та регіону. Детальні вимоги до підготовки проектів будівництва описано нижче.

Площа ділянки, необхідної для спорудження котельні, визначається прийнятими технічними рішеннями щодо потужності котельні, виду палива та типу котельного обладнання. Під час планування забудови (ДБН 360—92 «Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень») для опалювальних котелень на твердому паливі, що окремо розміщені в районах житлової забудови, розмір земельної ділянки має бути не менше ніж 1 га за теплопродуктивності 5—10 Гкал/год, 2 га для 10—50 Гкал/год, 3 га для 50—100 Гкал/год, 3,7 га для 100—200 Гкал/год та 4,3 га для 200—400 Гкал/год. Площі ділянок можуть зменшуватися за умови дотримання вимог, регламентованих іншими нормативними документами.

Промислові об'єкти, що є джерелами забруднення навколишнього середовища, потрібно відокремлювати від житлової забудови санітарно-захисними зонами. Зокрема, мінімальна санітарно-захисна зона залежить від видів виробництва, класу небезпеки та санітарної класифікації підприємств, розмір якої визначено нормативними документами санітарного законодавства [92]. Санітарно-захисну зону встановлюють від джерел викидів до межі житлової забудови, ділянок громадських установ, будинків і споруд, зокрема дитячих, навчальних, лікувально-профілактичних установ, закладів соціального забезпечення, спортивних споруд та ін., для теплових електростанцій, промислових та опалювальних котелень — від димарів та місць зберігання і підготовки палива, джерел шуму.

Головні будівельні вимоги до котелень потужністю понад 200 кВт наведено в ДБН В-2.5.77—2014 «Котельні». Більшість вимог стосуються котелень залежно від виду палива (рідке, тверде, газоподібне), а окремі вимоги залежать і від виду твердого палива (вугілля, торф, гранули). Під час розроблення проектів котелень на біопаливі особливу увагу варто приділяти компонуванню обладнання, організації паливних складів та паливотподачі, системам газоочищення та золовидалення, а також протипожежним заходам.

Не допускається проектування котелень прибудованих, вбудованих, дахових для таких будинків та споруд громадського призначення, як дошкільні навчальні заклади, навчальні заклади, заклади охорони здоров'я та заклади соцзахисту населення. Кількість та потужність котлів, що встановлюють в котельні, потрібно вибирати за її розрахунковою продуктивністю з урахуванням режимів роботи за мінімального навантаження. Для споживачів першої категорії кількість котлів та їх сумарна потужність має забезпечувати надійний відпуск теплової енергії за умови виходу з ладу найпотужнішого котла. Встановлення котлів та теплогенераторів на відкритому повітрі допускається, якщо це передбачено їх конструкцією.

Склади твердого палива зазвичай проектуються відкритими. Проектування закритих складів допускається для районів зі щільною забудовою. Місткість паливних складів (за умови постачання палива автотранспортом) може не перевищувати семидобового запасу. Об'єми складів біопаливних гранул, прибудованих до будівель котелень, не повинні бути більшими ніж 150 м³.

У муніципальному секторі найдоцільнішим кроком є реалізація проєктів реконструкції діючих котелень. У реальних умовах у разі зниження приєданого теплового навантаження на підприємствах тепlopостачання створюється надмірна встановлена тепла потужність застарілих котлів. Потрібно зменшувати встановлену потужність обладнання, виведенням з експлуатації морально застарілого обладнання та обладнання з низькою ефективністю. Насамперед з експлуатації та балансу необхідно вивести потужні котельні установки, що не використовуються та не можуть працювати з потужністю, нижчою за приєдане теплове навантаження. Таким чином, з'являться вільні площі та можливості для впровадження сучасного ефективного теплогенерувального обладнання, що працює на альтернативних видах палива.

У багатьох випадках реалізація біоенергетичних проєктів може ускладнюватися відсутністю можливості забезпечити санітарно-екологічні та протипожежні норми. Багато муніципальних котелень, збудованих понад 40—60 років тому, були переведені на використання природного газу й опинилися в щільній міській забудові. Складнощі в переведенні таких котелень на тверде паливо, зокрема біомасу, зумовлені не лише недостатніми для будівництва площами земельних ділянок, а й розташуванням у безпосередній близькості до житлової забудови, що пов'язано з високою ймовірністю порушення меж санітарно-захисних зон. Для таких об'єктів основними обмежувальними чинниками є рівень шуму, викиди забруднювальних речовин, пожежні розриви та наявність під'їзних шляхів.

Сучасне теплогенерувальне обладнання, що працює на біопаливі, дає змогу повністю автоматизувати процеси керування, контролю та захисту. Використовуючи ці переваги, можливо будувати як автономні, так і комбіновані котельні централізованого тепlopостачання. З організаційного погляду доцільнішим вбачається будівництво потужних котелень на біопаливі з автоматизованими паливними складами та якісними системами газоочищення. Проте реалізація масштабних проєктів потребує значних капітальних витрат, що не завжди є економічно доцільними.

Законодавче регулювання діяльності з виробництва ТЕ з біомаси в муніципальному секторі. Забезпечення однакових можливостей доступу суб'єктів відносин у сфері теплопостачання на ринок теплової енергії, а також запобігання монополізації та створення умов для розвитку конкурентних відносин у сфері теплопостачання є підґрунтям державного регулювання діяльності у цій сфері.

Виробництво ТЕ належить до ринку суміжних природних монополій, його регулює держава ліцензуванням і встановленням тарифів. Київська міська та обласні державні адміністрації здійснюють ліцензування господарської діяльності з виробництва теплової енергії суб'єктів господарювання у разі, якщо суб'єкт господарювання провадить (має намір провадити) діяльність з *виробництва теплової енергії на установках з використанням нетрадиційних або відновлюваних джерел енергії*. Це зафіксовано в п. 1.4 та п. 1.5 Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з виробництва теплової енергії, затверджених постановою НКРЕКП [93] відповідно до низки законів [94–96].

Виробник ТЕ, що має намір здійснювати діяльність з її транспортування та постачання, зобов'язаний отримати відповідні ліцензії. Теплопостачальні організації, які здійснюють діяльність із постачання теплової енергії з використанням власних ТМ, зобов'язані забезпечити рівноправний доступ до цих мереж усім суб'єктам господарської діяльності відповідно до укладених договорів.

Для отримання ліцензій разом з заявою надаються форми про місця провадження господарської діяльності, копії документів, що підтверджують право власності, користування засобами провадження господарської діяльності, копії технічних паспортів теплогенерувальних установок (або копії інших документів), що підтверджують їхні технічні характеристики та місце їх встановлення.

Економічні показники проєктів енергетичного використання біомаси в муніципальному секторі. У табл. 5.5.6 наведено порівняння вартості одиниці енергії в біопаливі та в інших енергоносіях на квітень 2018 р. Як бачимо, біопалива в деяких випадках більш ніж удвічі дешевші на одиницю енергії, ніж інші палива і енергоносії. Їх широке використання в системах ЦТ може сприяти суттєвому здешевленню ТЕ. Про це свідчить досвід Литви: середня вартість теплової енергії від котелень на біомасі в 2015–2017 рр. була на 27–35 % нижчою, ніж від котелень на газу. Тому в Литві доля біомаси в ЦТ досягла 68,6 % у 2017 р. і заплановано вийти на 80 % у 2020 р. і на 90 % у 2030 р.

Реалізація біоенергетичних проєктів у муніципальному секторі здійснюється в двох основних напрямках — виробництво ТЕ для власного теплозабезпечення та її виробництво на продаж за встановленим тарифом. Зазвичай реалізація проєктів використання біомаси для виробництва ТЕ орієнтована на повне або часткове заміщення газу. В індивідуальних котельнях виконуються проєкти повного заміщення газу, а в котельнях централізованого теплопостачання великої потужності — часткового заміщення, де газові котли відіграють роль резервних та пікових. Економія природного газу на кожному вироблену 1 Гкал ТЕ з біомаси становить 132–165 м³, а ско-

Таблиця 5.5.6. Вартість одиниці енергії в біопаливі та в інших енергоносіях (квітень 2018 р.)

Вид палива або енергоносія	Вартість (квітень 2018 р.)	Нижча тепло- творна здатність	Вартість одиниці енергії в паливі (або енергоносії), грн/ГДж без ПДВ
	А	Б	А/Б
Природний газ для населення	5798 грн/тис. м ³	34,0 МДж/м ³	171
Природний газ для промисловості	8686 грн/тис. м ³	34,0 МДж/м ³	256
Вугілля	2800 грн/т без ПДВ	25,0 МДж/кг	112
Мазут	9000 грн/т без ПДВ	42,0 МДж/кг	214
Електроенергія	1,91 грн/(кВт · год)	—	531
Деревна тріска	1000 грн/т без ПДВ	10,1 МДж/кг	99
Дрова	870 грн/т без ПДВ	13,4 МДж/кг	65
Пелети з деревини	2900 грн/т без ПДВ	17,0 МДж/кг	171
Пелети з лушпиння	1600 грн/т без ПДВ	17,5 МДж/кг	91
Тюки соломи чи стебел кукурудзи	900 грн/т без ПДВ	14,6 МДж/кг	62

рочення викидів парникових газів у випадку заміщення газу біомасою — близько 1,9 т CO_{2e}/тис. м³. Таким чином, котельня централізованого теплопостачання потужністю 8 МВт, що за опалювальний період здатна виробити 23 тис. Гкал теплової енергії, дає змогу замінити понад 3 млн м³ природного газу та знизити викиди парникових газів на 6 тис. т CO_{2e} щорічно.

Економічна ефективність біоенергетичних проектів залежить від індивідуальних умов, що визначаються впливом таких основних чинників, як:

- тривалість опалювального періоду та використання встановленої потужності обладнання, що залежить від кліматичних умов населеного пункту;
- тариф на традиційні палива, що залежить від категорії споживачів;
- ціна біопалива з доставкою, що залежить від якості та виду палива, а також від відстані транспортування;
- масштаб проекту, обсяг капітальних витрат та умови фінансування.

Наприклад, опалювальний період в Сумській обл. може сягати 187 діб, розрахункова температура в опалювальний період — -25 °С, а в Закарпатській обл. тривалість опалювального періоду — 154 доби, а розрахункова температура — -18 °С.

На сьогодні в Україні розрізняють чотири групи споживачів теплової енергії: населення, бюджетні установи та організації, комерційні споживачі та релігійні організації. Для кожної групи споживачів встановлюються різні ціни та тарифи на природний газ, а відповідно й тарифи на ТЕ. За даними НКРЕКП, рівень тарифів ліцензіатів на теплову енергію становить (2017 р.): населення — 850—1100 грн/Гкал без ПДВ, бюджетні та комерційні — 920—1200 грн/Гкал без ПДВ, релігійні — 550—850 грн/Гкал без ПДВ. В окремих населених пунктах, де тарифи встановлюють місцеві органи влади, рівень тарифів може бути значно вищим й досягати 2500 грн/Гкал без ПДВ. Таким чином, економічно доцільнішим є заміщення ТЕ для бюджетних установ і комерційних споживачів, де тарифи є найвищими.

У структурі витрат на виробництво ТЕ витрати на біопаливо можуть становити 40—60 %, а тому вартість палива є ключовим параметром економічної

5.5. Використання біомаси як палива

доцільності заміщення традиційних палив. Проаналізувавши дані про результати 200 публічних закупівель дров на суму понад 100 млн грн у 2017 р., можна зробити висновок, що ціна на біопаливо залежно від якості та регіону може в кілька разів розрізнятися, що пов'язано з витратами на доставку. Мінімальна вартість дров з доставкою та ПДВ — 240 грн/щ. м³, максимальна — 1200 грн/щ. м³, середня — 580 грн/щ. м³ (тут і далі щ. — щільність). У перерахунку на масу середня вартість дров становить 900 грн/т з ПДВ. Вартість паливних гранул з доставкою — 1170—3400 грн/т з ПДВ, брикетів — 1300—3700 грн/т з ПДВ, а деревної тріски — 800—1400 грн/т з ПДВ (рис. 5.5.7—5.5.9).

Отже, економічна ефективність однакових проєктів виробництва теплової енергії з різною вартістю біопалива може дуже суттєво розрізнятися і бути економічно недоцільною. Ціна палива та обсяг капітальних витрат пропорційно впливають на термін окупності проєктів, а тариф на відпуск ТЕ має зворотний вплив, тому використання дорогого палива доцільніше у випадку реалізації теплової енергії за високими тарифами.

Від потужності котельні, кліматичних умов і планових обсягів виробництва теплової енергії й виду біопалива залежить обсяг споживання палива та економії природного газу (рис. 5.5.10).

До капітальних витрат на реалізацію будівельних проєктів відносять обладнання і матеріали, роботи та послуги, організаційні витрати, податки та збори. Ціноутворення під час розроблення проєктів та будівництва базується на нормативно-розрахункових показниках [97] і поточних цінах трудових та матеріально-технічних ресурсів [98].

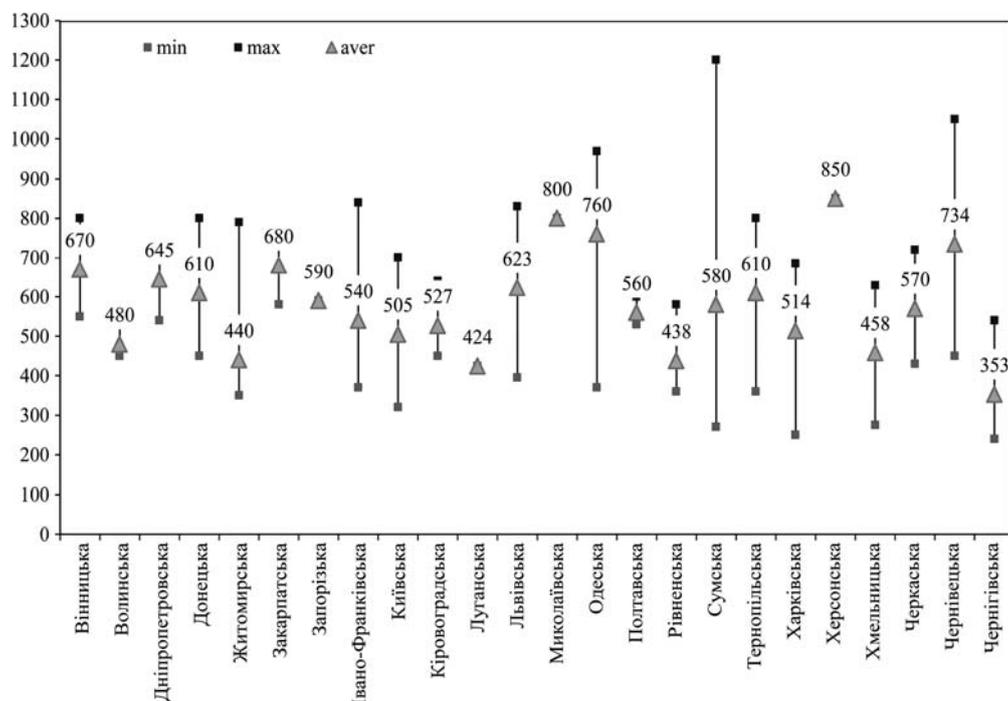


Рис. 5.5.7. Вартість паливних дров у регіонах України (2017), грн/щ. м³ з ПДВ

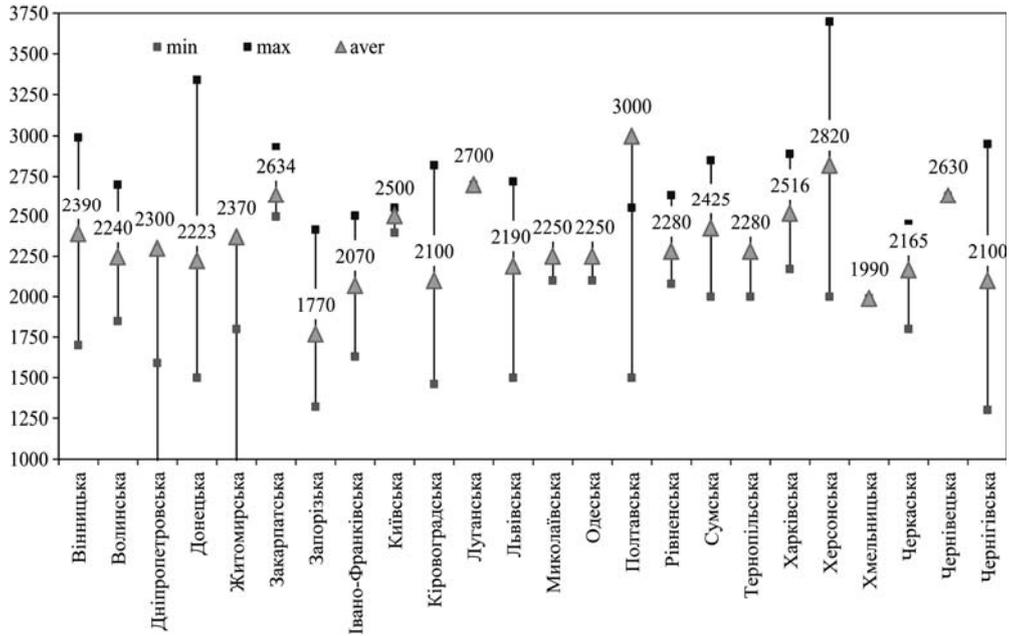


Рис. 5.5.8. Вартість брикетів у регіонах України (2017), грн/т з ПДВ

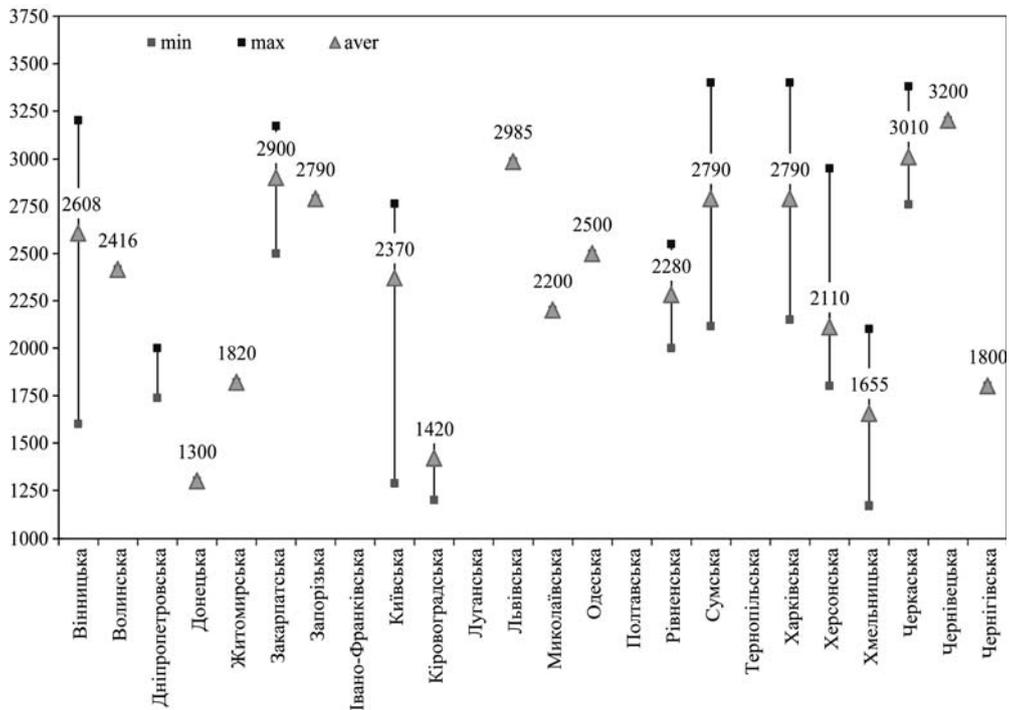


Рис. 5.5.9. Вартість пелет у регіонах України (2017), грн/т з ПДВ

5.5. Використання біомаси як палива

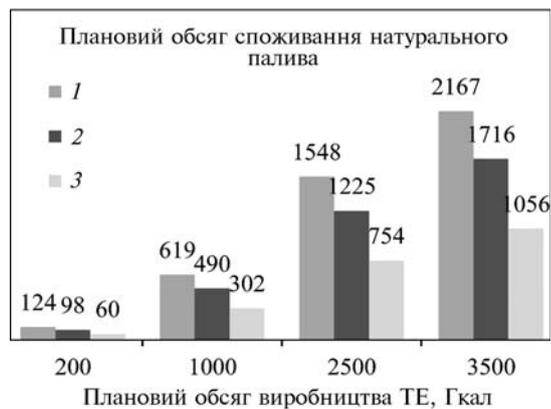
Рис. 5.5.10. Технічні характеристики роботи котельень: *a* — економія газу, тис. м³ (1) та зменшення викидів парникових газів, т СО_{2e} (2) у випадку виробництва ТЕ з біопалива; *b* — плановий обсяг споживання натурального палива, т: 1 — тріска (8 МДж/кг); 2 — дрова (10 МДж/кг); 3 — гранули (16,3 МДж/кг)

Вартість проектних робіт для котельні залежить від потужності об'єкта, типу робіт, виду палива та інших ускладнювальних чинників. Кількість стадій проектування залежить від класу наслідків об'єктів будівництва. Для котельень із класом наслідків СС1 проектування виконується в одну (робочий проект), для СС2 — у дві (ТЕО + робочий проект) або три стадії проектування (ТЕО + проект + робоча документація). Витрати на стадію проектування ТЕО становлять 20—25 % загальних витрат на проектування, стадія робочий проект (РП) — 75—80 %, проект (П) — 30—35 %, а стадія робоча документація (РД) — 40—50 %. За усередненою оцінкою вартість розроблення проектно-кошторисної документації сягає приблизно 5 % загальної кошторисної вартості будівництва.

Згідно з результатами досліджень із закупівлі твердопаливних котлів, що працюють на біопаливі, для потреб муніципального сектору переважно використовується дешеве вітчизняне обладнання. Середня вартість такого обладнання становить 0,5—1,5 тис. грн/кВт з ПДВ. Вартість проектів «під ключ» коливається в дуже широкому діапазоні й залежить як від вартості обладнання, так і від обсягів будівельних робіт. Для проектів реконструкції котельень із встановленням вітчизняних котлів на біопаливі питомі інвестиції сягають 0,8—3,0 тис. грн/кВт, а для будівництва нових котельень, зокрема, з використанням імпортного обладнання та інфраструктурою — 3,5—7 тис. грн/кВт.

Як приклад оцінювання техніко-економічних показників проектів котельень на біопаливі розглянуто кілька варіантів сценаріїв опалювальних котельень потужністю 500 і 3000 кВт (табл. 5.5.7). За паливо використовують дрова, якісні деревні гранули, гранули з соломи та деревну тріску.

Як бачимо з оцінювання, найнижча собівартість ТЕ становить 757 грн/Гкал у випадку використання дров за повною вартістю 800 грн/т (520 грн/щ. м³



Таблиця 5.5.7. Основні техніко-економічні показники котелень на біопаливі (2017)

Параметр	Сценарій			
	1	2	3	4
Потужність котельні, кВт	500	500	500	3000
Вид біопалива	Дрова	Гранули деревні	Гранули з соломи	Тріска
Калорійність біопалива, МДж/кг	10,5	17,5	16,7	9,0
Вартість біопалива без ПДВ, грн/т	800	2500	2000	1050
Питомі капітальні витрати «під ключ» без ПДВ, грн/кВт	2000	2000	2500	3000
Виробничі показники (річні)				
Плановий обсяг виробництва, Гкал	1152	1152	1152	6910
Витрата біопалива, т	530	315	331	3782
Економія природного газу, тис. м ³	158	158	158	948
Зниження викидів парникових газів, т CO _{2e}	300	300	300	1801
Економія коштів на закупівлі палива без ПДВ, тис. грн	519	155	281	1684
Усього виробничих витрат без ПДВ, тис. грн	771	1136	1010	6324
Амортизаційні нарахування річні, тис. грн	100	100	125	900
Усього витрат, тис. грн	871	1236	1135	7224
Виробнича собівартість, грн/Гкал	670	986	877	915
Повна собівартість, грн/Гкал	757	1073	985	1045

без ПДВ). У разі застосування паливних гранул із соломи повна собівартість ТЕ становить 985 грн/Гкал. Таким чином, виробництво теплової енергії з біомаси та заміщення газу є економічно доцільним за тарифів на ТЕ з газу не нижчих ніж 1100 грн/Гкал з ПДВ. На рис. 5.5.11 наведено оцінки термінів окупності проектів виробництва теплової енергії для власних потреб та для продажу залежно від питомої вартості проекту та ціни біопалива. Для інвестиційних проектів базовий тариф на виробництво ТЕ приймаємо за середнім тарифом, що становить 90 % газового тарифу — 1000 грн/Гкал без ПДВ.

Унаслідок заміщення дорогого природного газу дешевшим біопаливом економляться кошти, які можна спрямувати на повернення інвестицій. Запропонована вище методика економічного оцінювання проектів базується на використанні зекономлених коштів як різниці між повною собівартістю ТЕ з газу та біопалива. Такий метод оцінювання можна застосовувати для проектів, що фінансуються за рахунок власних коштів та реалізуються для забезпечення власних потреб у тепловій енергії.

Оцінювання проектів, що передбачають залучення інвестицій та продаж ТЕ стороннім споживачам, варто виконувати за результатами аналізу інвестиційних показників — простого та дисконтного терміну окупності (DPBP), чистої приведеної вартості (NPV) та внутрішньої норми рентабельності (IRR). Для запропонованих базових сценаріїв оцінимо інвестиційну ефективність.

Як бачимо з рис. 5.5.11, будівництво котелень на паливних дровах є економічно доцільним заходом стосовно як економії, так і діяльності з ви-

5.5. Використання біомаси як палива

робництва та продажу ТЕ. Простий термін окупності таких проектів, навіть за високої вартості палива (950 грн/т без ПДВ), становить 2,4–4,6 років. Проте простий термін окупності будівництва котелень на паливних гранулах, навіть за аналогічних питомих інвестиційних витрат (3 тис. грн/кВт), сягає 6,5–10 років. У разі використання дорогих паливних гранул за ціною понад 2500 грн/т без ПДВ і продажу ТЕ за ціною 1000 грн/Гкал проекти є збитковими. У випадках використання деревної тріски за середньою ринковою ціною 750–900 грн/т без ПДВ простий термін окупності проектів становить 5–9 років.

Завдяки цілорічному виробництву та реалізації «зеленої» електричної

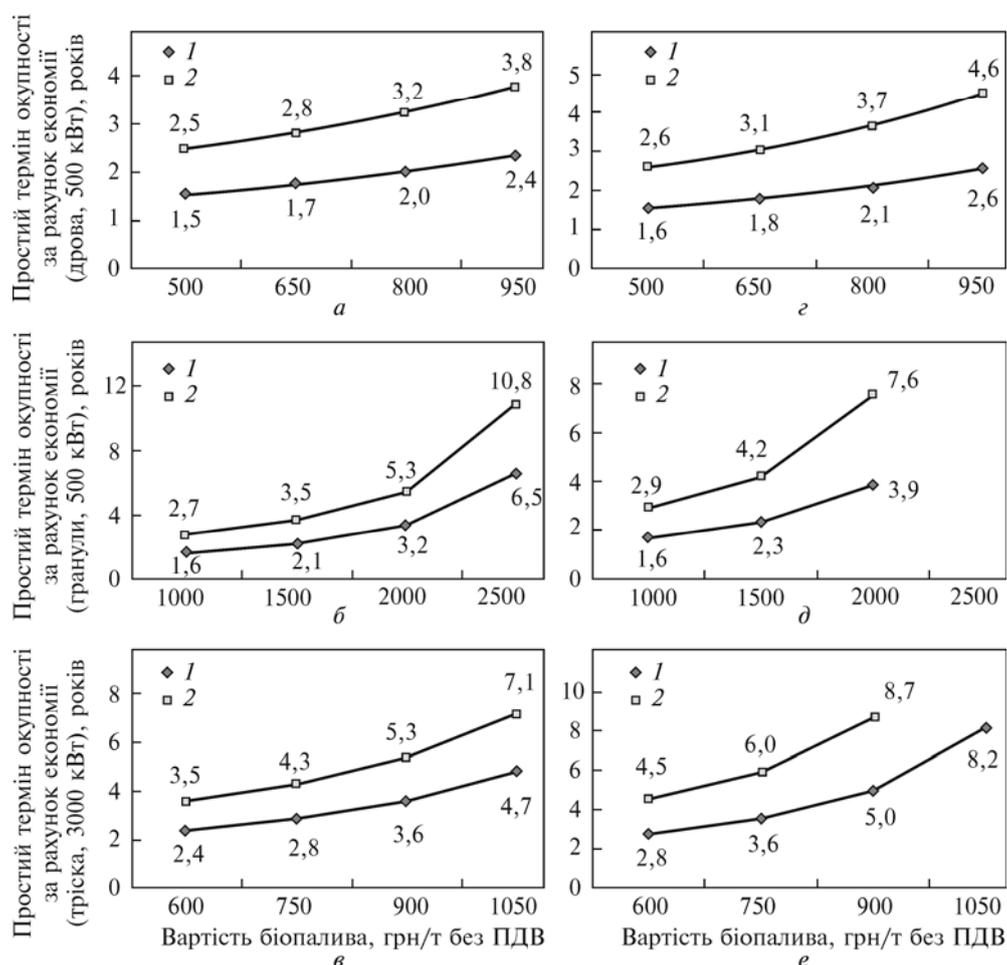


Рис. 5.5.11. Терміни окупності проектів на біопаливі (2017): *a–в* — виробництво ТЕ для власних потреб; *г–е* — продаж ТЕ за тарифом 1000 грн/Гкал без ПДВ; *a, г* — дрова, 500 кВт: 1 — 1,8 тис. грн/кВт-SSP; 2 — 3 тис. грн/кВт-SSP; *б, д* — гранули, 500 кВт: 1 — 1,8 тис. грн/кВт-SSP; 2 — 3 тис. грн/кВт-SSP; *в, е* — тріска, 3000 кВт: 1 — 2,4 тис. грн/кВт-SSP; 2 — 3,6 тис. грн/кВт-SSP

енергії та збуту теплової енергії будівництво потужних котелень та ТЕЦ на агробіомасі в системах централізованого теплопостачання може бути економічно доцільним, що визначається за техніко-економічними показниками (табл. 5.5.8).

Таблиця 5.5.8. Техніко-економічні показники котелень та ТЕЦ у системах централізованого теплопостачання (2017)

Показник	Котельня 10 МВт			ТЕЦ 6 МВт _г + 18МВт _г		
	Паливо					
	Солома в тюках	Стебла кукурудзи	Гранули з лушпиння соняшнику	Солома в тюках	Стебла кукурудзи	Гранули з лушпиння соняшнику
Обсяг відпуску електричної енергії, млн кВт · год	—			40,18		
Обсяг відпуску ТЕ, тис. Гкал	38,25			68,85		
Ціна палива з доставкою, грн/т без ПДВ	750		1440	750		1440
Споживання палива, тис. т/рік	13,5	14,1	10,2	77,1	80,9	61,5
Економія газу, млн м ³ /рік		5,2			9,6	
Потреба в інвестиціях, млн євро	2,5	2,2	1,4	23,1		16,2
Простий строк окупності*, років	4,4	3,4	2,5	6,7	4,1	5,1

* Тариф на виробництво теплової енергії 950 грн/Гкал без ПДВ (90 % тарифу на ТЕ з природного газу).

Нижче наведено приклади енергетичного використання біомаси для виробництва теплової енергії в муніципальному секторі:

Населений пункт	м. Кам'янець-Подільський
Сфера впровадження	ЖКГ, централізоване теплопостачання
Оператор	КП «Міськтепловоденергія»
Встановлена потужність	5,5 МВт
Котел і технологія спалювання	ДКВР-10/1, похило-перештовхувальна решітка
Вид палива	Тріска з вологістю до 55 %, 5 тис. т/рік
Витрата палива	Механізований підземний паливний склад, подрібнювальна машина ОЛНОВА DP 660
Допоміжне обладнання	Мультициклон, сухе золовидалення
Газоочищення та золовидалення	1,7 млн м ³ /рік
Економія газу	2015 р.
Рік будівництва	10 млн грн. Співфінансування з державного фонду регіонального розвитку
Вартість проекту, джерела фінансування	
Населений пункт	м. Вінниця
Сфера впровадження	ЖКГ, централізоване теплопостачання
Оператор	КП ВМР «Вінницяміськтеплоенерго»
Встановлена потужність	2×2,6 МВт (5,2 МВт)

5.5. Використання біомаси як палива

Котел і технологія спалювання	MAVERA, топка з триходовим жаротрубно-димогарним блоком з горизонтальним розміщенням поверхонь нагрівання, діапазон регулювання 25—100 %, плоска решітка з похилими колосниками
Вид палива	Тріска з вологістю до 30 %, розмір тріски до 100 мм
Витрата палива	6500 т/рік
Допоміжне обладнання	Механізований паливний склад, мостовий кран з грейфером 4 м ³ і бункером палива 10 × 4 × 5 м
Газоочищення та золовидалення	Мультициклон та електрофільтр, сухе золовидалення
Економія газу	2,3 тис. м ³ /рік
Зниження викидів CO _{2e}	4411 т
Рік будівництва	2015—2016 рр.
Вартість проєкту, джерела фінансування	Співфінансування за підтримки швейцарської конфедерації (BMP + КПВМР — 64,8 млн грн + SECO 9,1 млн швейцарських франків)
Населений пункт	м. Житомир
Сфера впровадження	Бюджетна сфера
Оператор	Школа, гарантійний період ТОВ «Авертех»
Встановлена потужність	2250 кВт
Котел і технологія спалювання	Теплогенератор «АВЕРС-250», пальник ретортного типу з механічним подрібнювачем
Вид палива	Солом'яні гранули
Витрата палива	130 т/рік
Допоміжне обладнання	Силоси для палива 2 × 25 м ³ з системою автоматичної подачі палива, навіс для зберігання золи
Газоочищення та золовидалення	Циклон, сухе золовидалення
Економія газу	90—100 %, 70 тис. м ³ /рік
Рік будівництва	2014—2015 рр.
Вартість проєкту, джерела фінансування	Співфінансування, кошти місцевого бюджету та грантова підтримка проєкту ПРООН в Україні
Населений пункт	м. Дніпро
Сфера впровадження	Бюджетна сфера (комплекс лікарень)
Оператор	ТОВ «Альтернативні енергоресурси»
Встановлена потужність	7 × 1500 кВт
Котел і технологія спалювання	Факельний пальник для гранул
Вид палива	Гранули деревні та лушпиння соняшника
Витрата палива	5 тис. т
Допоміжне обладнання	Силос для зберігання гранул та система паливоподачі
Газоочищення та золовидалення	—
Економія газу	2 тис. м ³ /рік
Рік будівництва	2015 р.
Вартість проєкту, джерела фінансування	Власні та кредитні кошти

Забезпечення екологічних вимог у випадку виробництва енергії з біомаси. У процесі спалювання біомаси утворюються забруднювальні речовини та відходи, які разом із продуктами згоряння потрапляють або можуть потрапляти в атмосферне повітря чи в ґрунти та воду. Проте для України загальний викид шкідливих речовин від спалювання деревного біопалива може бути у 26 разів меншим, ніж від спалювання природного газу та в 1800 раз меншим, ніж від спалювання вугілля [99].

Об'єкти, пов'язані з виробництвом теплової та електричної енергії з використанням органічного палива, відносяться до об'єктів, що становлять підвищену екологічну небезпеку. Для них обов'язковою вимогою є розроблення проєкту з оцінювання впливу на навколишнє середовище (ОВНС) [100] для стадії будівництва та експлуатації.

Валові викиди забруднювальних речовин можна визначити або через показники емісії, або прямими вимірюваннями. Найвищий пріоритет має визначення валових викидів унаслідок постійних вимірювань із використанням приладів безперервного моніторингу. За відсутності даних валові викиди розраховуються за узагальненими та (або) специфічними показниками емісії. Специфічний показник емісії стосується конкретної установки з урахуванням індивідуальних особливостей спалювання, виду палива та заходів щодо зниження викидів. Його можна визначити за результатами еколого-теплотехнічних випробувань обладнання.

Основними забруднювальними речовинами, що викидаються в атмосферу під час спалювання біомаси, є: речовини у вигляді суспензованих твердих часток, недиференційованих за складом; діоксиди сірки (SO_2); оксиди азоту (NO_x); оксид азоту (N_2O); оксид вуглецю (CO); діоксид вуглецю (CO_2); метан (CH_4); неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС).

У ході виконання ОВНС об'єми викидів визначаються як на зрізі димової труби, так і в зоні розсіювання відповідно до показників емісії котлів (за наявності) та (або) існуючих методик.

Чинні нормативи [101] гранично допустимих викидів забруднювальних речовин для наявних і нових джерел обмежують масову концентрацію забруднювальних речовин в організованих викидах. Необхідно враховувати клас небезпеки кожної речовини та не перевищувати встановлених значень нормативів гранично допустимих викидів для даного класу небезпеки (табл. 5.5.9). Зауважимо, що в Україні відсутня градація гранично допустимих концентрацій викидів забруднювальних речовин, які залежать від потужності обладнання, типу подачі палива і виду твердого палива. Нормальними умовами під час спалювання твердого палива в Україні вважаються такі, коли вміст кисню в димових газах становить 6 %, тоді як у країнах ЄС для установок потужністю до 50 МВт допускається 11 % кисню, що відповідає надлишку повітря на рівні 1,4. Таким чином, за однакового граничного рівня в перерахунку на 6 % кисню в Україні екологічні вимоги є жорсткішими ніж у країнах ЄС [102].

Як бачимо з табл. 5.5.9, гранично допустимі викиди встановлюються лише для тих котелень, масова витрата на яких перевищує нормативні значення, за винятком викидів твердих часток, які завжди мають відповідати тим чи іншим гранично допустимим нормам.

5.5. Використання біомаси як палива

Таблиця 5.5.9. Коди, клас небезпечності, гранично допустимі концентрації, орієнтовні безпечні рівні та гранично допустимі викиди забруднювальних речовин

Код	Речовина	Клас	ГДК, мг/м ³	Масова витрата, г/год	Гранично допустимі викиди, мг/м ³
301	NO _x	3	0,2	≥ 5000	500
330	SO ₂	3	0,5	≥ 5000	500
337	CO	4	5	≥ 5000	250
410	CH ₄	—	50	—	—
303	NH ₃	4	0,2	—	—
316	HCl	2	0,2	≥ 300	30
328	Сажа	3	0,15	—	—
2902	Тверді частинки, недиференційовані за складом	3	0,5	≤ 500 >500	150 50

Окремо для установок потужністю понад 50 МВт діють технологічні нормативи [103], а також окремі технологічні нормативи для котельень, що працюють на лушпинні соняшнику [104]. З січня 2018 р. для котельень, які працюють на лушпинні соняшнику, встановлено нормативи, які дещо суворіші від попередніх (табл. 5.5.10).

Зауважимо, що в стандартах екологічні вимоги до котлів жорстко не регламентовані за потужністю чи видами палива. Котли для твердого палива випускаються з прив'язкою до широкого діапазону викидів за оксидами вуглецю [105] (табл. 5.5.11). Відзначимо, що у вітчизняній практиці для розрахунків викидів концентрації слід звести до нормальних умов (температура 273 К, тиск 101,3 кПа).

Зазвичай виробники котлів не вказують у паспорті обладнання дані про викиди забруднювальних речовин, що може спричинювати потенційну небезпеку у процесі експлуатації такого обладнання.

Під час розроблення ОВНС викиди забруднювальних речовин в атмосферу від енергетичних установок оцінюють за галузевою методикою [106], що базується на спрощеному розрахунковому методі оцінювання валових

Таблиця 5.5.10. Допустимі викиди забруднювальних речовин для котельень, що працюють на лушпинні соняшнику

Код	Речовина	Клас	Нормативи до 31.12.2017 р.		Поточні нормативи (після 01.01.2018)	
			Потужні котельні, МВт	Технічний норматив, мг/м ³	Потужні котельні, МВт	Технічний норматив, мг/м ³
301	NO _x	3	<50	300	0—50	300
330	SO ₂	3	<50	250	0—50	250
337	CO	4	<50	750 ¹ , 2250 ²	0—50	250
2902	Тверді частинки, недиференційовані за складом	3	<50	100 ³ , 600 ⁴	<5 5—50	100 50

Примітка: 1 — спалювання у шарі; 2 — спалювання у вихорі; 3 — для електрофільтра; 4 — для циклона.

Таблиця 5.5.11. Вимоги до викидів забруднювальних речовин від водогрійних котлів згідно з ГОСТ 30735—2001

Вид палива	Номинальна тепло-продуктивність, МВт	Вміст CO у сухих нерозбавлених продуктах згоряння, мг/м ³		
		Клас 1	Клас 2	Клас 3
Котли для твердого палива з ручним завантаженням палива				
Деревина, торф	0,1—0,3	5000	10000	24000
Котли для твердого палива з механізованим завантаженням палива та механізованою топкою				
Деревина, торф	0,1—0,5	2500	4200	24000
	0,5—1,0	2200	3700	24000
	1,0—4,0	2000	3300	24000

викидів. Зазвичай цей метод застосовують за умови відсутності результатів екологічних випробувань котлів та паспортних даних із показниками емісії.

Для розрахунку валових викидів забруднювальних речовин на рівні з методикою використовують також інші додаткові матеріали, що містять показники емісії для ширшого кола технологій, систем очищення та видів палива. Зокрема, в праці [107] наведено приклади визначення об'ємів сухих димових газів та методику зведення їх до нормальних умов, елементний склад деяких видів біопалива (солома, стебла бавовнику, костриця льону, лушпиння соняшнику, лушпиння рису, відходи деревини) та їхні коефіцієнти емісії залежно від технології спалювання. Нижче наведені основні паливні показники різних видів біомаси, що застосовуються при визначенні емісій (табл. 5.5.12, 5.5.13).

Таблиця 5.5.12. Масовий елементний склад та нижча робоча теплота згоряння деяких видів палива

Паливо	C ^p , %	H ^p , %	S ^p , %	O ^p , %	N ^p , %	A ^p , %	W ^p , %	Q _н ^p , %
Солома	42,7	5,3	0,1	36,9	0,5	4,5	10	15,7
Стебло бавовнику	40	5	0,1	36	0,5	3,4	15	14,53
Костриця льняна	43,5	5,4	0,1	36,6	0,5	2,9	11	15,93
Лушпиння соняшнику	42,5	4,9	0,16	34,6	0,44	2,4	15	15,43
Лушпиння рису	35,4	4,3	0,1	30,2	0,5	19,5	10	18,67
Відходи деревини	34,6	4,2	0	30,1	0,4	0,7	30	12,3

Таблиця 5.5.13. Узагальнені показники емісії

Вид палива	NO _x , г/ГДж	CH ₄ [*] , г/ГДж	N ₂ O, г/ГДж	C [*] , г/ГДж	CO, г/ГДж	НМЛОС, г/ГДж
Солома	88	9	5	27200	120	50
Костриця льняна	88	9	5	22790	120	50
Лушпиння соняшнику	88	9	5	22220	120	50
Відходи деревини	200	5	4	28130	195	45

* Не залежить від технології спалювання, для всіх інших — спалювання в нерухомому шарі.

5.5. Використання біомаси як палива

У разі відхилення якості палива та технічних характеристик обладнання, що використовує біомасу, від розрахункових, а також за незадовільних режимів експлуатації установок не завжди можна дотримуватися встановлених екологічних вимог, зокрема під час інвентаризації викидів та отримання відповідних дозволів.

Експлуатація об'єктів, від яких викиди забруднювальних речовин перевищують гранично допустимі норми, заборонена. Юридичні та фізичні особи підлягають адміністративній відповідальності за порушення чинного законодавства й мають вносити плату за обсяг викидів забруднювальних речовин і додатково сплачувати штрафи за перевищення дозволених обсягів викидів. Тому необхідно застосовувати методи для зменшення вмісту забруднювальних речовин у продуктах згоряння з метою технічного забезпечення екологічних вимог. Ці методи принципово поділяються на дві групи:

- Первинні методи, що є організаційно-підготовчими та режимними заходами, спрямованими на підготовку палива та організацію процесу спалювання в топковій камері, в тому числі конструктивними рішеннями котлів.

- Вторинні методи, що є технічними заходами щодо зменшення концентрації утворених забруднювальних речовин у димових газах унаслідок застосування спеціалізованого газоочисного обладнання.

Найпоширенішим є комплексне застосування різних методів, що поєднують у собі низку заходів із забезпечення:

- якісних вимог до складу палива (вологість, зольність, розмір та ін.);
- вибору спеціального обладнання, призначеного для використання палива;
- встановлення додаткового газоочисного обладнання та виконання режимно-налагоджувальних і теплотехнічних випробувань, що забезпечують найкращі екологічні показники роботи теплотехнічного обладнання.

Енергетичне використання біомаси порівняно з використанням вугілля має суттєві переваги через значно кращі показники щодо викидів забруднювальних речовин. Проте деякі питомі викиди останніх від спалювання біомаси, зокрема викид твердих частинок, перевищують гранично допустимі концентрації, тому необхідно застосовувати додаткові системи очищення та методи впливу на процес спалювання.

Оксиди азоту (NO_x) утворюються переважно окисненням азотовмісних сполук, наявних у паливі, а також окисненням атмосферного азоту в умовах високої температури в топці котла. Для зменшення їх кількості передусім застосовують первинні методи, пов'язані з належною підготовкою палива, зменшенням температури в камері згоряння, оптимізацією коефіцієнта надлишку повітря, рециркуляцією продуктів згоряння, вприскуванням води та багатоступеневою подачею повітря, з яких останній є найпоширенішим.

Первинні методи зниження оксидів азоту є менш витратними, однак характеризуються низькою ефективністю і їм притаманна низка недоліків, пов'язаних із необхідністю встановлення додаткових інженерних систем, збільшенням витрат на власні потреби та збільшенням хімічного недопалу. При цьому може спостерігатися зниження коефіцієнта корисної дії (ККД) котла та складнощі з регулюванням технологічних процесів.

Тому для потужних установок (ТЕЦ і ТЕС) зі значними викидами оксидів азоту можуть застосовуватися вторинні методи, до яких належать заходи хімічного очищення димових газів, а саме: окиснення оксидів азоту з наступним поглинанням отриманих продуктів, відновлення з використанням каталізаторів та поглинання за рахунок спеціальних сорбентів.

Наявність CO у продуктах згоряння свідчить про неповне згоряння палива в топці котла. Зменшення викидів CO, як і інших продуктів хімічного недопалу біомаси (сажі, вуглеводневих сполук), також можливо здійснювати первинними методами, які зазвичай включають у себе оптимізацію конструкції топки та режиму горіння.

Розділення потоку дуттьового повітря на первинний та вторинний із подачею вторинного повітря в зону догоряння палива, позонне регулювання кількості повітря, оптимізація розмірів колосникової решітки та способу подачі палива, його подрібнення, попереднє підсушування до вологості 15–20 % і запобігання перевантаженню топки — все це дає можливість зменшити викиди продуктів хімічного недопалу біомаси.

Зокрема, правильно налаштувавши подачу повітря з розподілом його вздовж решітки відповідно до розподілу палива, можна значно поліпшити ефективність згоряння та знизити викиди CO в котлах.

Наявність викидів оксидів сірки та хлористих сполук у продуктах згоряння залежить від кількості сірки та хлору в біомасі. Зокрема, підвищений вміст хлору властивий соломі, яка поглинає його з ґрунту внаслідок внесення мінеральних добрив. У процесі спалювання соломи утворюються проміжні продукти у вигляді хлористих сполук, взаємодія яких за певних умов може призвести до утворення діоксинів, токсичних фосгенів (COCl₂) та хлороводневих сполук (HCl). Причиною цього є значна хімічна активність хлору та його властивість приєднуватись до ненасичених сполук, таких як CO.

Єдиним практично прийнятним способом зменшення викидів оксидів сірки та хлористих сполук в умовах котелень є використання первинних методів, що передбачають організаційно-підготовчі заходи, спрямовані на вибір палива з мінімально можливим вмістом сірки та хлору. Наприклад, у свіжій соломі вміст хлору відносно маси може досягати 0,8 %, але для злежаної соломи він може зменшуватися до 0,2 %.

Винос твердих частинок із продуктами згоряння пов'язаний з наявністю легкої золи, яка є частиною золотого залишку, що знаходиться в завислому стані. Цей вид золи осідає на поверхнях нагрівання котла, накопичується в золових бункерах та частково потрапляє в продукти згоряння у вигляді твердих частинок, що викидаються в атмосферу. Їхній вміст у продуктах згоряння істотно залежить від виду палива, його зольності та технології спалювання біомаси.

Для очищення продуктів згоряння від твердих частинок застосовують вторинні методи, які передбачають використання систем газоочищення, таких як циклони та мультициклони, скрубери, рукавні фільтри та електрофільтри.

Циклони — це механічні сепаратори, в яких тверді частинки відокремлюються від потоку димових газів унаслідок дії відцентрової сили. Секції

5.5. Використання біомаси як палива

циклонів, які працюють паралельно, об'єднують у мультициклони, що дає змогу зменшувати розміри апаратів і підвищувати ефективність очищення. Зокрема, якщо ефективність очищення для циклонів становить близько 65 %, то для мультициклонів її значення може досягати 95 %.

Головним недоліком циклонів та мультициклонів є незадовільний рівень очищення димових газів, зокрема для дрібних фракцій розміром менше ніж 1 мкм. Для уловлювання та видалення цих частинок ефективнішими є мокрі скрубери, в яких використовують воду, що зв'язує дрібні фракції. Аналогічна технологія застосовується в конденсаційних економайзерах, які не лише здатні підвищувати ККД котла внаслідок використання теплоти конденсації, а й очищати димові гази від твердих частинок.

Очищення за допомогою рукавного фільтра базується на використанні в апараті спеціальної фільтрувальної тканини, яка за умови правильного вибору та проектування установки дає змогу досягти ефективності очищення до 99 %, зокрема для частинок дуже дрібної фракції (з розміром фракцій менше ніж 1 мкм).

Досвід експлуатації таких газоочисних систем свідчить, що є ризик загоряння тканини від незгорілих частинок, які можуть попадати у фільтр. Незважаючи на можливість контролювати ризик займання, на великих котлах це майже не застосовується через відсутність штатних співробітників протягом усього часу експлуатації установки. Крім того, існує ризик забивання чи зношення фільтрувальної тканини, отже, ці апарати потребують постійного контролю та обслуговування. Тому тканинні фільтри не рекомендуються для використання в невеликих котлах на біомасі.

Альтернативою рукавним фільтрам є електрофільтри, в яких тверді частинки відділяються від потоку димових газів у електричному полі коронного розряду. Процес вилучення твердих частинок відбувається з використанням коронувального електрода внаслідок створення електричного заряду на поверхні частинки, що дає змогу осадити її на заземленому електроді з протилежним зарядом.

Такі апарати газоочищення є надзвичайно ефективними (98—99,5 %), причому їх ефективність майже так само висока для частинок розміром від 1 мкм та менше. За ступенем уловлювання електрофільтр відповідає кращим рукавним фільтрам, а його аеродинамічний опір є досить низьким порівняно з аеродинамічним опором останніх. Суттєвими недоліками електрофільтрів є значні капітальні витрати та складність експлуатації, тому установка цих газоочисних систем економічно доцільна для котлів на біомасі потужністю 5 МВт і більше.

Установлення системи газоочищення — складний та відповідальний інженерний захід, що визначає екологічність і надійність роботи котельної установки. Вибір типу та характеристик системи газоочищення визначається за масовою витратою димових газів, м³/год, та початковою і кінцевою концентраціями твердих частинок, мг/м³, що мають задовольняти значення гранично допустимих викидів забруднювальних речовин в атмосферу. Зокрема, для котлів на біомасі рекомендується використовувати двоступеневу систему очищення на базі циклонів та рукавних фільтрів або електрофільтрів залежно від потужності установки. У табл. 5.5.14 наведено узагальнені дані щодо ефективності очищення різних газоочисних систем.

Таблиця 5.5.14. Типова ефективність різних газоочисних систем

Газоочисна система	Загальна ефективність очищення, %	Ефективність очищення для твердих частинок різних розмірів, %					Аеродинамічний опір, Па	
		10 мкм	2 мкм	1 мкм	0,5 мкм	0,1 мкм	min	max
Циклон	60	90	40	30	10	1	498	1993
Мультициклон	65—95	95	60	50	20	1	498	1993
Скрубер Вентурі	87	99,6	99,6	96	90	24	1245	14 946
Рукавний фільтр	98	99,9	99,9	99	97	95	996	2491
Електрофільтр	98—99,5	99,9	98	97,5	97	95	125	996

Упровадження відповідних заходів та додавання системи очищення димових газів зумовлюють зростання вартості як самого котла, так і котельні в цілому. Ціна котла визначається переважно заводом-виробником залежно від конструктивних особливостей, використаних матеріалів та оснащеності. На ціну котла також впливають первинні заходи зі зниження викидів забруднювальних речовин в атмосферу. Тому зазвичай дорожчі котли характеризуються кращими екологічними показниками.

Витрати на додаткові системи очищення визначаються залежно від обсягу утворення димових газів і питомої вартості газоочисного обладнання. Обсяг утворення димових газів під час спалювання різних видів біомаси в умовах, наближених до нормальних (6 % — O_2 , $\alpha = 1,4$), та температурі відхідних газів 200 °C становить 3—3,5 м³/год/кВт. Типова вартість газоочисного обладнання є приблизно такою: 275 євро/тис. м³ (діапазон 250—300 євро/тис. м³) для циклонів; 550 євро/тис. м³ (діапазон 500—600 євро/тис. м³) для мультициклонів; 6000 євро/тис. м³ (діапазон 4000—7000 євро/тис. м³) для рукавних фільтрів; 10000 євро/тис. м³ (діапазон 7000—12000 євро/тис. м³) для електрофільтрів. При цьому залежно від обсягів утворення димових газів та потужності викиду (масової витрати забруднювальної речовини) можуть застосовуватися багатоступеневі газоочисні системи, в яких на першому ступені встановлюється циклон чи мультициклон, а на другому — ефективніший пристрій (рукавний фільтр або електрофільтр).

Вимоги українського екологічного законодавства в сфері енергетичного використання біомаси є близькими до європейських, тому для їх забезпечення необхідно застосовувати спеціальні технології та обладнання. Найнебезпечнішими є викиди оксидів вуглецю, оксидів азоту та твердих частинок. Основними технічними заходами зі зменшення негативного впливу на довкілля є контроль режимних параметрів та використання газоочисного обладнання.

5.6. СПІЛЬНЕ ВИРОБЛЕННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Економічні умови використання когенерації для задоволення власних потреб підприємств тепlopостачання. Тепло- та електрозабезпечення більшості об'єктів промисловості та комунальної сфери виконується традиційно від газових котлів та централізованої електричної мережі.

5.6. Спільне вироблення теплової та електричної енергії

З метою економії коштів та (або) збільшення надійності електрозабезпечення підприємства встановлюють додаткове, більш сучасне енергетичне обладнання — когенераційні установки (КГУ), призначені для задоволення власних потреб котельень в електричній енергії.

Наявні джерела теплової енергії залишаються у складі схеми енергозабезпечення, знижуючи теплопродуктивність так, що загальний відпуск ТЕ залишається постійним.

Припустимо, що відпуск теплоти та обсяг споживання електричної енергії на власні потреби підприємства за певний період часу становлять відповідно Q_0 та E_0 , а споживання палива для генерації теплоти — B_0 .

Енергетичну складову вартості енергозабезпечення визначають так:

$$C_0 = c_e^* E_0 + c_f^* \frac{Q_0}{\eta_k}. \quad (5.6.1)$$

У разі встановлення когенераційної установки, розрахованої на покриття власних потреб підприємства в електричній енергії, споживання електричної енергії від мережі знизиться, а природного газу — зросте, їх нові значення становитимуть:

$$E_1 = E_0 - E_{\text{ког}}, \quad (5.6.2)$$

$$B_1 = B_0 + B_k, \quad (5.6.3)$$

де $B_{\text{ког}} = \frac{E_{\text{ког}} + Q_{\text{ког}}}{\eta_{\text{ког}}}$ — споживання природного газу КГУ, МВт · год; $E_{\text{ког}}$,

$Q_{\text{ког}}$ — відпуск відповідно електричної та теплової енергії КГУ, МВт · год; $\eta_{\text{ког}}$ — загальний (енергетичний) ККД когенераційної установки; η_k —

ККД нетто котельних установок; $B_k = \frac{Q_0 - Q_{\text{ког}}}{\eta_k}$ — споживання природного

газу котельною установкою, МВт · год; c_f^*, c_e^* — ціни закупівлі підприємством відповідно палива та електричної енергії, грн/(МВт · год).

За припущення щодо незмінності ККД котельної установки обсяг споживання підприємством природного газу від газової мережі можна визначити за формулою

$$B_1 = B_0 + Q_{\text{ког}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{ког}}} - \frac{1}{\eta_k} \right) + \frac{E_{\text{ког}}}{\eta_{\text{ког}}}. \quad (5.6.4)$$

Вартість закупівлі енергоносіїв для потреб підприємства зміниться:

$$C_1 = C_0 - Q_{\text{ког}} \frac{c_f^*}{\eta_k} + Q_{\text{ког}} \frac{c_f^*}{\eta_{\text{ког}}} - E_{\text{ког}} \left(c_e^* - \frac{c_f^*}{\eta_{\text{ког}}} \right). \quad (5.6.5)$$

Економія витрат на енергоносії внаслідок впровадження когенераційної установки становитиме

$$\Delta C_1 = C_0 - C_1 = Q_{\text{ког}} \frac{c_f^*}{\eta_k} \left(1 - \frac{\eta_k}{\eta_{\text{ког}}} \right) + E_{\text{ког}} \left(c_e^* - \frac{c_f^*}{\eta_{\text{ког}}} \right). \quad (5.6.6)$$

Поряд із абсолютною зручно розглядати також відносну економію коштів на електрозабезпечення:

$$\Delta c_1 = \frac{\Delta C_1}{C}, \quad (5.6.7)$$

де $C = c_e^* E_{\text{ког}}$ — покупна вартість електричної енергії з мережі.

З урахуванням (5.6.7) відносну економію коштів визначають так:

$$\Delta c_1 = 1 - \frac{1}{\mu^*} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ког}} - \eta_{\text{к}}}{\eta_{\text{е}}} \right), \quad (5.6.8)$$

де $\eta_{\text{е}}$ — електричний ККД когенераційної установки; $\mu^* = \eta_{\text{к}} \frac{c_e^*}{c_f^*}$ — безрозмірний комплекс зовнішніх цін на енергоносії.

Як бачимо з формули (5.6.8), економічний результат від впровадження когенерації є тим більшим, чим вищі значення повного та електричного ККД когенераційної установки. Зі збільшенням ціни на електричну енергію з мережі він зростає, а на паливо з газової мережі — знижується.

Серед когенераційних установок малої та середньої потужностей (до 25 МВт) найбільші значення електричного та повного ККД мають установки на базі газопоршневих двигунів.

За характерних значень електричного ККД 40 %, повного ККД 80 %, притаманних сучасним газопоршневим установкам на природному газі, ККД котельних установок нетто 90 %, цінах на електричну енергію на рівні 2300 грн/(МВт · год) і на природний газ — 895 грн/(МВт · год) (8450 грн/тис. м³) відносна економія коштів від впровадження когенерації з метою покриття власних потреб котельних оцінюється за формулою (5.6.8) як 50 коп. на кожну гривню витрат підприємства на закупівлю електричної енергії з мережі. Це дає змогу окупити капітальні вкладення у когенераційний проєкт за 3—5 років. На сучасному етапі, що характеризується тенденцією до зростання цін на електричну енергію, зокрема внаслідок впровадження в Україні лібералізованого ринку електричної енергії та водночас зниження світових цін на природний газ, впровадження когенерації для задоволення власних потреб підприємств теплопостачання виявляється перспективним.

Особливості впровадження когенерації з відпуском електричної енергії у мережі. Для підприємств комунальної енергетики, до складу яких входять ТЕЦ та КГУ, електрична потужність яких перевищує потреби котельень, де вони встановлені, виникає проблема товарного відпуску електричної енергії у мережі місцевих енергетичних компаній або на оптовий ринок електричної енергії. У таких випадках актуальним стає питання визначення ціни її реалізації. Згідно з правилами, якими керується регулятор ринку — НКРЕКП України [108], воно вирішується на підставі стандартних методик розрахунку витрат палива на відпуск електричної та теплової енергії в умовах їх комбінованого виробництва [109—111].

У більшості випадків виявляється, що питома витрата палива на відпуск ТЕ від когенераційної установки, розрахована за чинними стандарта-

5.6. Спільне вироблення теплової та електричної енергії

ми, є більшою ніж у діючих газових котелень підприємства, а відповідна питома витрата на відпуск електричної енергії — значно нижчою за середній показник теплових електричних станцій енергосистеми України. За таких умов впровадження когенерації, попри наявність розрахункового ефекту економії первинного палива, призводить до зростання відпускнуго тарифу на ТЕ. Головною причиною цього можна вважати надлишкове віднесення економії палива від комбінованого виробництва на електричну енергію у діючих методиках, яке сприяє зниженню показників ефективності відпуску теплової енергії.

Особливо це стосується газопоршневих, газотурбінних та парогазових когенераційних установок, які є найперспективнішими для впровадження в підприємствах комунальної теплової енергетики (КТЕ). Для таких установок використовується звичайно нормативний документ [110], який передбачає віднесення економії палива переважно на електричну енергію. Внаслідок цього когенераційні проекти, спрямовані на реалізацію електричної енергії у мережу, на відміну від проектів задоволення власних потреб підприємств КТЕ можуть здаватися недоцільними, як такі, що збільшують вартість ТЕ. Однак за об'єктивного розгляду така оцінка може змінитися.

В ІТТФ НАНУ наприкінці ХХ ст. знайдено загальне рішення одвічної задачі об'єктивного поділу витрат палива між продуктами когенерації, яке безпосередньо впливає з фундаментальних законів фізики — першого та другого законів термодинаміки, закону збереження та перетворення енергії [112]. На підставі результатів цих досліджень розроблено та в останні роки набули чинності уточнені стандарти з визначення витрат палива на виробництво електричної та теплової енергії паротурбінними, газотурбінними, газопоршневими установками [113—115]. Відповідні ДСТУ застосовні до оцінювання енергоефективності когенерації й не розповсюджуються на сферу ціноутворення. Проте їх доцільно використовувати у випадках обґрунтування як проектів когенерації, так і договірних цін на електричну енергію на лібералізованому ринку двосторонніх угод.

Розглянемо практичний приклад розрахунку наслідків впровадження когенераційного проекту на одному з підприємств КТЕ, де було встановлено сучасну газопоршневу установку з технічними параметрами та цінами, наведеними вище. Основні показники до і після впровадження проекту, розраховані за методиками [110] та [114], подано у табл. 5.6.1.

Ці дані свідчать, що відпускнуий тариф на ТЕ від когенераційної установки, розрахований за чинною методикою [110], на 12,6 % вищий, ніж від котельні до впровадження проекту. Отже, споживач теплової енергії — основного продукту КТЕ внаслідок впровадження проекту одержує підвищений тариф, і з цієї точки зору впровадження проекту може вважатися недоцільним.

Розрахунок за ДСТУ [114] дає зворотний результат — відпускнуий тариф від КГУ знижується на 22,5 % порівняно з тарифом від котельні. При цьому вартість виробництва електричної енергії залишається нижчою, ніж тариф покупки електричної енергії з мережі. Це означає, що когенераційна установка може мати конкурентні переваги на лібералізованому ринку електричної енергії і проект може бути цілком раціональним.

Таблиця 5.6.1. Техніко-економічні показники когенераційного проекту за різними методиками

Показник	До впровадження проекту	Після впровадження проекту	
		За ГКД 34.09.103–96 [110]	За ДСТУ 8291:2014 [114]
Питома витрата палива на відпуск електричної енергії, т ум. п./ (МВт · год)	—	131,9	183,8
Питома витрата палива на відпуск теплової енергії, т ум. п./Гкал	158,9	179	143,2
Тариф на електричну енергію, грн/(МВт · год)	2300	1393	1673
Тариф на теплову енергію, грн/Гкал	1446,8	1629,9	1304
Збільшення тарифу на теплову енергію, грн/Гкал (%)	0 (0)	183,1 (12,6)	-325,9 (-22,5)

За первісного оцінювання когенераційного проекту доцільно користуватися спрощеною методикою укрупненого оцінювання когенераційних проектів [116], яка дає змогу оперативно порівняти різнотипні КГУ — паротурбінні, газотурбінні, парогазові та газопоршневі.

Вибір обладнання когенераційної електростанції. В діючих системах тепlopостачання у більшості випадків впроваджують газопоршневі когенераційні установки малої та середньої потужностей, які мають вищий електричний ККД, менші питомі капітальні витрати, ніж паротурбінні та газотурбінні. На ринку України доступні декілька типорядів ефективних газопоршневих установок відомих зарубіжних фірм з широким діапазоном одиничної потужності — від десятків кіловат до десятків мегават.

Випуск КГУ потужністю до сотень кіловат налагоджений на вітчизняному підприємстві «Первомайськдизельмаш». Широкий діапазон газотурбінних і парогазових когенераційних установок — від 1,6 МВт до 25 МВт — випускають українські фірми «Мотор Січ» (м. Запоріжжя) та «Зоря-Машпроект» (м. Миколаїв).

Під час вибору тієї чи іншої установки слід враховувати систему даних, серед яких найважливіше значення мають: одинична потужність установки; швидкість обертання; референції; електричний ККД; необхідний тиск паливного газу; витрата мастила; ресурс роботи до капітального ремонту; ресурс роботи до техобслуговування; наявність сервісного обслуговування та запасних частин в Україні; можливість капітального ремонту на місці установки; питома маса, кг/кВт; питома вартість обладнання; експлуатаційні витрати на обслуговування. Характерні значення цих показників для газопоршневих установок потужністю вище ніж 3 МВт_{ед} можна оцінити зі зведеної табл. 5.6.2, запозиченою зі звіту НВО РЕНКО «Будівництво енергетичного комплексу “Утилізаційна електрична станція” АТ “ТНК «Казхром»” (Казахстан)».

Детальні технічні характеристики когенераційних установок, необхідні під час опрацювання техніко-економічного обґрунтування когенераційного проекту, наводяться у проспектах фірм-виробників, наприклад, у [117].

Маневреність КГУ. У зв'язку із впровадженням в Україні лібералізованого ринку електричної енергії згідно із Законом України від 24.10.2013 р. «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» для когенераційних установок з'являється нова ніша економічної діяльності — надання платних послуг з первинного та вторинного регулювання електричних навантажень на ринку допоміжних послуг, а також балансувальному ринку електричної енергії [118].

Додатково до одвічної проблеми регулювання добових графіків електричних навантажень в ОЕС України постає доволі актуальна проблема маневреної підтримки електричних станцій відновлюваної енергетики — ВЕС і СЕС, які характеризуються переривчастим характером видачі потужності у сезонному, добовому та навіть хвилинному часовому вимірі. Дуже швидкі темпи введення ВЕС і СЕС, які в 2018 р. перевищили 100 %, зумовлюють появу в системі дефіциту мобільних маневрених генерувальних потужностей.

За оцінками Мінпаливенерго України, витрати, необхідні для маневреної підтримки СЕС і ВЕС у найближчі роки, сягають 0,3—0,9 млрд євро/рік [119]. До цього слід додати і чималі поточні витрати на добове і сезонне регулювання графіків електроспоживання енергоблоками ТЕС і ГЕС. Когенераційні установки, як малі, так і великі, здатні і повинні сприяти подоланню цих проблем із користю для себе.

Доцільність залучення когенераційних потужностей до регулювання електричних навантажень не є очевидною. Адже повноцінна реалізація переваг комбінованого виробництва електричної та теплової енергії перед відповідними роздільними виробництвами спостерігається у випадку роботи в суто теплофікаційному режимі, який виключає в себе можливість незалежного регулювання електричних і теплових навантажень. Перехід у маневрений режим, якщо він можливий, знижує теплову економічність теплофікаційної установки.

Однак локальні втрати КГУ можуть виявитися меншими, ніж глобальні втрати енергетичної системи та її споживачів через неякісну підтримку частоти та напруги. Особливо тоді, коли неякісна підтримка частоти погрожує цілісності системи. Наприклад, в Данії — країні з найбільшою питомою часткою ВЕС у виробництві електричної енергії, використання когенераційних потужностей у маневрених режимах є життєвою необхідністю. При цьому важливим є лише технічне забезпечення маневреності найменшою ціною.

Роботу ТЕЦ у маневрених режимах забезпечують зазвичай двома апробованими способами:

- переходом на роздільне виробництво: електричної енергії у конденсаційному режимі, а теплової енергії редукуванням пари енергетичного котла або за допомогою пікових водогрійних котлів;
- установленням на ТЕЦ теплових акумуляторів, що дають змогу змінювати електричні навантаження разом з тепловими під час роботи у теплофікаційному режимі.

Обидва методи зарекомендували себе на практиці, їх можна застосовувати як до великих ТЕЦ [120, 121], так і когенераційних установок КТЕ, щоправда із певними втратами економічності.

Таблиця 5.6.2. Характеристики газопоршневих когенераційних установок потужністю

Виробник	Модель	Електрична потужність, кВт	Кількість циліндрів, шт.	Швидкість обертання, об/хв	ККД електричний, %	Тиск паливного газу, бар	Витрата мастила, кг/(кВт × год)
«Caterpillar» (США)	G3616	3859	16	1000	40,3	3,8	0,5
«Rolls Royce Bergen» (Велика Британія)	K18G42	3640	18	1000	46,2	3,6	0,4
«Mitsubishi Heavy Industries» (Японія)	12MACH30G	3800	12	750	42,5	3,8	0,4
«Wartsila Corp.» (Фінляндія)	12V34SG	3995	12	750	45,6	5,5	0,5
«MWM (DEUTZ)» (ФРГ)	UCG2032V16	4300	16	1000	43,5	0,2	0,3
«GE Energy Jenbacher» (Австрія)	L620G8	3029	20	1500	42,5	1,6	0,3

Проте існує й інша можливість забезпечення маневреності — інтеграцією ТЕЦ з тепловими насосами-регуляторами (ТНР) згідно з [122]. Одна з можливих схем включення ТНР до технологічного циклу ТЕЦ, яка здійснює відпуск теплової енергії з гарячою водою (рис. 5.6.1), передбачає їх використання для попереднього нагрівання зворотної мережної води, що надходить на ТЕЦ, за рахунок відбору теплоти охолодження і конденсації водяної пари відхідних газів парогенератора 1 в теплообміннику-утилізаторі 8, теплоти системи охолодження конденсатора, генератора, мастильної системи турбоагрегату, машин і механізмів електричної станції, а за необхідності — з джерел теплоти природного походження [123].

Конденсатори ТНР 6 включають в основний контур нагрівання мережної води перед мережними підігрівниками (бойлерами) 4 теплофікаційної парової турбіни 2 з електричним генера-

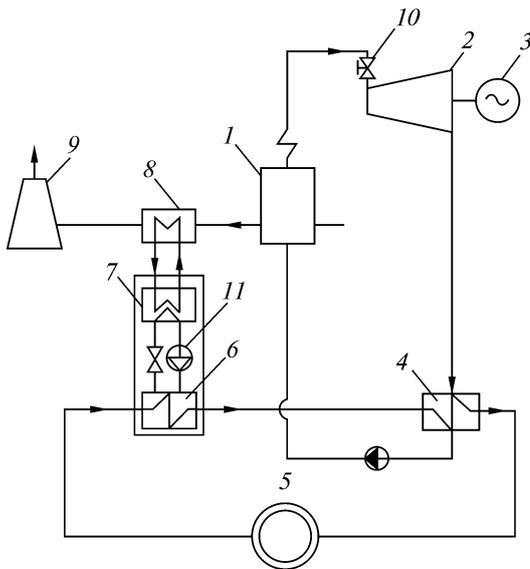


Рис. 5.6.1. Схема включення ТНР у теплову схему ТЕЦ: 1 — парогенератор; 2 — теплофікаційна парова турбіна; 3 — електричний генератор; 4 — мережний підігрівник (бойлер); 5 — споживач ТЕ; 6 — конденсатор ТНР; 7 — випарник ТНР; 8 — теплообмінник-утилізатор; 9 — димова труба; 10 — регулювальний клапан парової турбіни; 11 — електроприводний компресор ТНР

5.6. Спільне вироблення теплової та електричної енергії

понад 3000 кВт, доступних в Україні

Ресурс роботи до капітального ремонту, год	Ресурс до технічного обслуговування, год	Нааявність сервісного обслуговування та запчастин	Місце капремонту	Маса, т	Питома маса, кг/кВт	Експлуатаційні витрати, дол. США/(кВт × год)	Вартість постачання, дол. США	Вартість обладнання, дол. США/кВт
60000	1000	Київ, Одеса, Харків	На місці	64,5	17	8	2614	677
80000	1000	Англія, Норвегія	На місці	54	15	12	2839	780
90000	2000	Японія	На місці	40	11	12	3230	850
96000	1000	Москва	На місці	76	19	10	2878	720
64000	4000	Київ, Москва	На місці	47,6	11	19	2900	580
60000	1000	Москва	Завод	27,9	9	11	1698	560

тором 3, а його випарники 7 включають в контур відбору теплоти втрат ТЕЦ. Електрична потужність компресора ТНР 11 змінюється за сигналами диспетчерського центру (ДЦ) енергетичної системи.

Система працює таким чином. Якщо в енергетичній системі виникає негативний небаланс потужності генерації та споживання (брак генерації), ТНР знижує споживану електричну потужність. Його теплова потужність теж відповідно зменшиться. Це призведе до зниження температури мережної води на вході в бойлер ТЕЦ і відповідно до зниження тиску пари в регульованому відборі агрегату паротурбіни. Система автоматичного регулювання тиску пари у відборі агрегату (або вихідної температури нагрітої мережної води після бойлера) парової турбіни компенсує зниження тиску пари в бойлері за рахунок збільшення пропуску пари в турбоагрегат ТЕЦ, що спричинить зростання його електричної потужності. Теплова продуктивність системи ТЕЦ і ТНР у процесі регулювання електричних навантажень залишається незмінною. У разі виникнення позитивного небалансу потужності ОЕС (надлишок генерації) процес регулювання буде здійснено в зворотному напрямку — зростанням споживаної потужності ТНР, збільшенням його теплової потужності, відповідним зниженням теплової потужності бойлера за рахунок зниження витрати пари на турбоагрегат, супутнім зниженням електричної потужності турбоагрегату.

Регульовальний діапазон ТЕЦ із інтегрованим ТНР визначається сумою абсолютних значень регульовальних ефектів ТНР і турбоагрегатів ТЕЦ. Його знаходять за формулою

$$\Delta E + (1 + k_{\tau, \mu})e, \quad (5.6.11)$$

де ΔE — ефективний діапазон регулювання електричних навантажень ТЕЦ в інтересах енергетичної системи; e — діапазон змін споживаної потужності ТНР, який приблизно дорівнює встановленій електричній потужності

теплого насоса; μ — коефіцієнт перетворення (COP_h) ТНР у номінальному режимі, що становить 4—6; k_t — технологічний коефіцієнт паротурбінного агрегату, що змінюється від 0,3 для ТЕЦ низького тиску до 0,65 для ТЕЦ високого тиску.

Таким чином, встановлення на ТЕЦ 1 МВт регульовальної потужності ТНР забезпечує одержання 2—5 МВт регульовальної потужності для енергетичної системи, на відміну від нарізного використання ТНР.

Реалізація пропозиції дає змогу зменшити обсяг інвестицій на створення регульовальних потужностей в енергетичній системі, знизити витрати на виробництво ТЕ за рахунок утилізації теплових скидів ТЕЦ, загальний обсяг споживання палива та парникові викиди.

5.7. ВИКОРИСТАННЯ СКИДНОЇ ТЕ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

Використання скидної теплової енергії (СТ) промислових підприємств на базі застосування традиційних теплообмінних апаратів є найекономічнішим способом заміщення природного газу в системах централізованого тепlopостачання міст. Цей метод можна застосовувати у випадку, якщо температура скидного теплового потоку промислового підприємства перевищує 70 °С. Джерелом теплової енергії можуть бути продукти згоряння палив, скидне гаряче повітря, гаряча вода з систем технологічного охолодження обладнання або гарячі тверді чи сипкі технологічні продукти. Утилізація теплоти здійснюється з використанням котлів-утилізаторів або інших теплообмінних апаратів.

Утилізація цих скидних теплових потоків зазвичай пов'язана з необхідністю вирішення трьох головних завдань:

- очищення теплообмінних апаратів з боку нагрівального середовища. У більшості випадків скидні гарячі потоки забруднено побічними технологічними продуктами;

- узгодження графіків виходу СТ із графіками споживання теплової енергії, зокрема з температурними графіками СЦТ. Вирішити це завдання можна застосуванням акумуляторів теплоти;

- транспортування теплоти від теплового джерела (ТД) до теплового споживача трубопроводом водяних теплових мереж (ТМ). При цьому вирішальними є результати техніко-економічного аналізу капітальних витрат, а також витрат електроенергії та втрат теплоти під час транспортування.

Заміщення природного газу в СЦТ скидною тепловою енергією промислових підприємств може суттєво знизити собівартість ТЕ та поліпшити екологічну ситуацію в містах. Така можливість існує в багатьох промислових містах України, зокрема в Запоріжжі, Маріуполі, Дніпрі, Алчевську.

У Запоріжжі гаряче водопостачання теплових споживачів, підключених до п'яти великих газових котелень, у літній період здійснюється за рахунок СТ заводу «Запоріжсталь». У періоди максимуму споживання гарячої води теплова потужність скидного теплового потоку досягає 50 МВт. Цю потужність можна збільшити на 35 МВт Гкал/год за умови підключення додаткових споживачів гарячої води і проведення реконструкції системи

5.7. Використання скидної ТЕ промислових підприємств

збору скидної теплової енергії на заводі. При цьому використовується діюча на заводі «Запоріжсталь» теплофікаційна установка заводської ТЕЦ.

Використання теплових насосів для утилізації низькопотенційної СТ заводу «Запоріжсталь» дає змогу збільшити теплову потужність на 110 МВт і створити утилізаційну систему теплопостачання у центральній частині м. Запоріжжя, яка може працювати протягом усього року. Джерелом низькопотенційної теплоти є вода з системи охолодження доменних печей з температурою 40–30 °С, яка в цей час охолоджується в бризкальних басейнах-охолодниках (рис. 5.7.1) і градирнях.

Цей проект є економічно вигідним як для заводу «Запоріжсталь», так і для концерну «Міські теплові мережі». Його реалізація забезпечує економію природного газу на вироблення теплової енергії 53,8 млн м³/рік. Паливна складова собівартості ТЕ в газових котлах (1025 грн/Гкал) унаслідок реалізації проекту зменшиться до 595 грн/Гкал. Сумарні капітальні витрати на реалізацію проекту становлять 54,5 млн дол. США. При цьому капітальні витрати заводу на ТН і ТМ сягають 37,8 млн дол. США, а капітальні витрати концерну «Міські теплові мережі» на створення і модернізацію теплових мереж — 16,7 млн дол. США. Термін окупності капітальних витрат заводу «Запоріжсталь» становить 6,3, а концерну — 6,7 року. Реалізація проекту дасть змогу зменшити викиди парникових газів в атмосферу на 98,0 тис. т/рік.

Джерелом СТ на Алчевському коксохімічному заводі (АКХЗ) є первинні газові холодильники (ПГХ, рис. 5.7.2) охолодження коксового газу, який надходить від коксових батарей. Вода, яка циркулює у ПГХ, охолоджується в градирнях, тепла енергія з яких скидається в атмосферу (рис. 5.7.3).



Рис. 5.7.1. Бризкальний басейн-охолодник



Рис. 5.7.2. Первинний трубчастий газовий холодильник



Рис. 5.7.3. Градирні для охолодження води, яка циркулює в ПГХ

ІГ НАНУ спільно з ДП «Державний інститут по проектуванню підприємств коксохімічної промисловості» розроблено техніко-економічне обґрунтування утилізації скидної теплової енергії Алчевського коксохімічного комбінату для тепlopостачання теплового району міста від котельні «Заводська», яка знаходиться на відстані 3,5 км від ПГХ. Сумарна потужність утилізованого потоку охолодної води з температурою близько 70 °С від охолодників коксового газу дорівнює приблизно 22 МВт. Реалізація проєкту дає змогу знизити собівартість теплової енергії в 1,6 раза та замінити 12,9 млн м³/рік природного газу. Термін окупності проєкту становить 1,7 року.

Наведені приклади засвідчують, що використання СТ промислових підприємств обов'язково необхідно розглядати як інвестиційні проєкти модернізації СЦТ. Більшість промислових підприємств є приватними, тому для реалізації таких проєктів треба застосовувати механізми державно-приватного партнерства.

5.8. ВИКОРИСТАННЯ ТН

Теплові насоси є ефективним та екологічно чистим засобом використання відновлюваної енергії довкілля, акумульованої у вигляді теплоти до-воколишнього повітря (аеротермальна енергія), поверхневих вод (гідротермальна енергія), поверхневих шарів земної поверхні (геотермальна енергія) за рахунок витрат приводної електричної та (або) механічної енергії, енергії палива, скидної теплової енергії. Загальна теплопродуктивність ТН визначається як сума вилученої теплоти довкілля та енергії приводу. Тому витрата приводної енергії на одержання одиниці теплової енергії споживчого потенціалу в теплових насосах нижча, ніж у нагрівальних пристроях прямої дії. Загальна енергетична, економічна та екологічна ефективності використання сучасних ТН, які характеризуються високою технологічною досконалістю, істотно залежить від того, як одержується енергія для їх приведення у дію та як використовується одержана ними ТЕ.

Сприятливі умови для використання теплових насосів виникають у енергетичних системах із значною часткою генерації первинної або умовно первинної електричної енергії, що одержується на ГЕС, АЕС, ВДЕ без використання традиційних органічних палив, до яких належить і об'єднана енергетична система (ОЕС) України, де частка виробництва умовно первинної електричної енергії на великих ГЕС і АЕС досягає 60 %. Швидкими темпами вводяться у дію вітряні та сонячні електростанції, малі ГЕС, елект-

5.8. Використання ТН

ричні станції на біомасі, біогазові енергоустановки. Отже, щодо зниження рівня споживання органічних палив на потреби тепlopостачання та відповідно вуглецевих викидів із продуктами їхнього згоряння впровадження ТН в Україні можна вважати досить перспективним.

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

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

Впровадження теплових насосів в Україні набуло істотного розвитку з 90-х років ХХ ст., а найвищих темпів — у 2005—2008 рр. через стрімке зростання цін на природний газ. У ці роки Україна входила до четвірки країн Європи з найбільшим ринком теплонасосної техніки, базою якої були реверсивні кондиціонери (РК) з функцією нагрівання. В останнє десятиріччя парк ТН в Україні досяг значної сумарної потужності, помітно впливаючи на графік споживання електричної енергії. Сьогодні важко побачити житлові, адміністративні або комерційні будівлі, не оснащені щонайменше десятком кондиціонерів, більшість з яких є реверсивними. Суттєве поширення ТН відбулося в індивідуальному будівництві, де їх впровадження вдало поєднується із низькотемпературними опалювальними приладами (тепла підлога, стінові опалювальні панелі, вентиляторні нагрівальні прилади (фан-койл) та ін.), у системах цілорічного кондиціонування комерційного сектору (готелі, ресторани і кафе, центри відпочинку, приватні клуби, басейни, торговельні, виставкові, логістичні комплекси, у бюджетних закладах — дитячих садках, школах, університетах, лікарнях тощо). Потужні ТН впроваджуються у промисловій та комунальній енергетиці.

Економію витрат на придбання енергоносіїв, що виникає під час впровадження ТН замість котелень, визначають за формулою

$$\Delta C = C \left(1 - \frac{\mu^*}{SCOP_h} \right), \quad (5.8.1)$$

де $SCOP_h$ — сезонний коефіцієнт перетворення теплового насоса; η_k — сезонний ККД виробництва теплоти у котельні; $C = Q \frac{c_f^*}{\eta_k}$ — витрати на

паливо котельні; $\mu^* = \eta_k \frac{c_e^*}{c_f^*}$ — безрозмірний комплекс зовнішніх цін на енергоносії; Q — обсяг виробництва ТЕ, МВт · год; c_f^*, c_e^* — ціни на паливо котельні та електричної енергії для ТН грн/(МВт · год).

Відносну економію витрат на енергоносії знаходять так:

$$\Delta c_1 = \frac{\Delta C}{C} = 1 - \frac{\mu^*}{SCOP_h}. \quad (5.8.2)$$

Економічний ефект від впровадження теплових насосів найсуттєвіше залежить від значення коефіцієнта перетворення та відношення цін на електричну енергію і паливо. За високих цін на електричну енергію порівняно з паливом він знижується, а за низьких — зростає. Як засвідчує практика, теплові насоси швидко розвиваються, якщо $\mu^* \leq 2$. Станом на 2018 р. в Україні ця умова виконувалася для побутового сектору ($\mu^* = 1,7$) і майже виконувалася для промислових і прирівняних до них споживачів ($\mu^* = 2,3$). Однак темпи введення нових потужностей ТН були низькими через високу вартість енергоефективних ТН зарубіжного виробництва, непевні тенденції змін цінних пропорцій, конкуренцію з боку котлів на біопаливі та високі інвестиційні ризики, пов'язані зі змінами в політичному житті.

Оскільки теплові насоси не створюють теплову енергію, а лише підвищують температурний потенціал практично невичерпних джерел ТЕ навколишнього середовища — аеротермальної, гідротермальної, геотермальної, то згідно з Директивою 2009/28/ЄС про сприяння розвитку ВДЕ їх прийнято відносити до відновлюваних джерел енергії у разі виконання кваліфікаційної умови:

- для ТН з електричним приводом від мережі $SCOP_h \geq 2,5$;
- для ТН з паливним приводом $SCOP_h \geq 1,15$.

Порядок визначення сезонних коефіцієнтів перетворення ТН з електричним та газовим приводом визначається відповідними державними стандартами України, гармонізованими з європейськими. Енергоефективні, або «зелені» ТН, віднесені до ВДЕ, можуть претендувати на певні пільги та преференції, що надаються з боку Державного фонду енергоефективності України та приватних фондів, які опікуються проблемами енергоефективності та екології.

Досягнутий рівень поширення теплових насосів у вітчизняній енергетиці визначає актуальність врахування їхнього внеску в регіональні, галузеві та загальні енергетичні баланси країни. Удосконаленню обліку ТН сприяє їх включення у перелік відновлюваних джерел енергії згідно з Директивою 2009/28/ЄС (надалі — Директива), спрямованою на посилення підтримки розвитку відновлюваної енергетики в країнах-членах ЄС з метою досягнення запланованого на 2020 р. 20 % зменшення обсягів парникових викидів. Основні положення Директиви втілено у Законі України від 1.11.2016 № 1711-VIII «Про внесення змін до Закону України «Про альтернативні джерела енергії»» в частині віднесення теплових насосів до обладнання, що

5.8. Використання ТН

використовує відновлювану енергію. Нова редакція ЗУ визначає загальні умови віднесення ТН до відновлюваної енергетики за критерієм енергетичної ефективності, а також обов'язок щодо розроблення методики розрахунку енергії, виробленої ними з метою формування звіту для Енергетичного Співтовариства про досягнутий прогрес у підтримці та використанні ВДЕ [124, 125].

В ІТТФ НАНУ за сприяння проекту технічної допомоги UNIDO «Підвищення енергоефективності в агрохарчових та інших малих та середніх підприємствах (МВП) України» на підставі результатів аналізу відповідного досвіду зарубіжних країн, вказівок Директиви та її доповнень, а також національних особливостей впровадження теплових насосів в Україні було розроблено наукові засади укрупненої оцінки встановленої потужності ТН в Україні та проект Методики обчислення енергії, виробленої тепловими насосами з відновлюваних джерел (надалі — Методика). Її затверджено наказом Міністерства регіонального розвитку України від 12.03.2018 р. № 52, який зареєстровано в Міністерстві юстиції України 03.04.2018 р. за № 395/3184.

Методику розроблено з метою виконання укрупненого оцінювання сумарної потужності ТН в Україні та орієнтовного обрахунку обсягу виробництва ними теплоти, вилученої з відновлюваних джерел. Основними критеріями, покладеними в її розроблення, є:

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

Методика ґрунтується на наступних положеннях.

Існуючий масив теплонасосних установок, встановлених в Україні, надходив у країну у вигляді імпорту готових виробів або основних складників для їх виготовлення на місці.

Теплонасосні установки поділено на дві групи:

- реверсивні кондиціонери, первинною функцією яких є робота в режимі охолодження повітря, а вторинною — робота у режимі його нагрівання;
- теплові насоси, первинною функцією яких є робота у режимі нагрівання повітря або проміжних теплоносіїв (вода, розсіл) системи опалення та (або) гарячого водопостачання, а вторинною — охолодження повітря або теплоносіїв системи кондиціонування в активному або пасивному режимах.

Облік РК та ТН за кожний календарний рік здійснюється на підставі інформації Державної фіскальної служби (ДФС) України щодо загальної маси виробів за відповідним міжнародним кодом зовнішньоекономічної

діяльності. Для періодів, щодо яких офіційна інформація ДФС відсутня, припускається застосування додаткової інформації міжнародних органів статистичного аналізу зовнішньоекономічної діяльності.

Для оцінки доданої потужності РК за доданою масою використовується єдиний коефіцієнт питомої маси, який є усередненим значенням відношення маси установок до їх потужності і який встановлюється за результатами аналізу масиву даних фірм-виробників для РК найпоширеніших марок, а також даних статистики внутрішнього ринку РК.

Для ТН застосовується аналогічний показник. Однак його визначають унаслідок збирання та усереднення масиву даних щодо фактично встановлених в Україні установок, які мають чітку локалізацію та ідентифікацію за одиничною потужністю, маркою, джерелом одержання низькопотенційної теплоти (повітря атмосферне, повітря відпрацьоване, вода природних водоймищ, оборотних систем, горизонтальний ґрунтовий колектор, вертикальні свердловини тощо). Як наслідок визначається середня питома маса ТН та їх структуризація за типовими класифікаційними (технологічними) групами, зазначеними в Регламенті. У цій редакції Методики використано дані щодо 330 теплонасосних установок різних типів, які оголошені найбільшими фірмами-установниками відповідного обладнання.

Усереднені показники підлягають періодичному уточненню в міру розширення бази даних і зміни трендів змін технічних характеристик встановленого обладнання.

Відокремлення потужності ТН, що задовольняють мінімальні вимоги Директиви щодо сезонного коефіцієнта перетворення, здійснюється на підставі експертних оцінок, базованих на аналізі опублікованих результатів обстежень встановленого обладнання в зарубіжних країнах (Великобританія, Німеччина, Австрія) незалежними експертами, а також даних окремих обстежень теплових насосів в Україні. Розрахунок виробництва енергії ТН з відновлюваних джерел здійснюється за рекомендаціями Регламенту щодо типових значень коефіцієнтів продуктивності й тривалості, год, використання встановленої потужності ТН різних класифікаційних груп. Кумулятивну масу та потужність теплових насосів, накопичені за минулі роки, визначають як суму їх надходжень за кожний рік з урахуванням вибуття потужностей, які перевищили стандартний термін служби. Частка енергії, виробленої ТН з відновлюваних джерел у загальному обсязі кінцевої енергії, розраховується за даними Держстату України за відповідні роки.

Головним джерелом вихідних даних, необхідних для проведення розрахунків за описаною методикою, є інформація ДФС України щодо щорічних обсягів ввезення в Україну теплових насосів і реверсивних кондиціонерів за відповідними кодами зовнішньоекономічної діяльності. Облік за гармонізованою класифікацією введено в дію з 15.01.2011 р. згідно з Законом України від 21.12.2010 р. № 2829-VI «Про внесення змін до Закону України «Про митний тариф України»». Тому починаючи з 2011 р. є офіційна інформація ДФС. Як додаткове джерело інформації щодо імпорту товарів відповідних підкатегорій в Україну використано інформацію за 2011–2015 рр., розміщену на офіційному сайті Міжнародного центру тор-

5.8. Використання ТН

гівлі (ІТС) — підрозділу ООН, який опікується розвитком міжнародної торгівлі і базується у м. Брюссель (Бельгія). Порівняння даних ДФС України та ІТС за 2011—2015 рр. свідчить про їх задовільну збіжність. Динаміку імпорту в Україну в 2001—2017 рр. РК та ТН у масовому еквіваленті, включаючи компоненти для монтажу, за суміщеними даними ДФС та ІТС наведено на рис. 5.8.1.

Оцінки встановленої потужності всіх теплових насосів України, включаючи РК, за 2001—2017 рр. та ефективної потужності, тобто встановленої потужності «зелених» ТН, які задовольняють вимоги Директиви щодо енергетичної ефективності, подано на рис. 5.8.2, 5.8.3.

Згідно з розрахунками історичного максимуму встановленої потужності ТН — 8134 МВт, як і ефективної потужності — 2277 МВт було досягнуто у 2015 р. Значна різниця між сумарною та ефективною потужністю пояснюється тим, що домінуючою частиною парку теплонасосних установок є повітряні РК, які за винятком незначної (до 20 %) частки сучасних енергоефективних установок не задовольняють мінімальні вимоги щодо сезонного коефіцієнта перетворення. Тенденція до зниження встановленої потужності пояснюється тим, що введення нових ТН в останні роки відстає від виведення з експлуатації ТН, які відпрацювали свій ресурс.

Станом на початок 2018 р. загальна потужність всіх ТН (включаючи РК) становить 7382 МВт, а потужність «зелених» ТН — 2046 МВт.

Оцінки обсягу виробництва теплоти з відновлюваних джерел визначалися за рекомендованими Регламентом значеннями сезонних коефіцієнтів продуктивності терміну, год, використання встановленої потужності (табл. 5.8.1). Історичний максимум виробництва прийшовся на 2015 р. і становить 3223 ГВт · год, а обсяг виробництва у 2017 р. — 2884 ГВт · год. Такі обсяги відносяться до вилученої енергії з відновлюваних джерел, вони є нижчими за фактичне виробництво корисної енергії на величину витрат електричної енергії на привод ТН. Ця величина у 2017 р. сягала 1540 ГВт · год за середнього значення сезонного коефіцієнта перетворення 2,87. У струк-

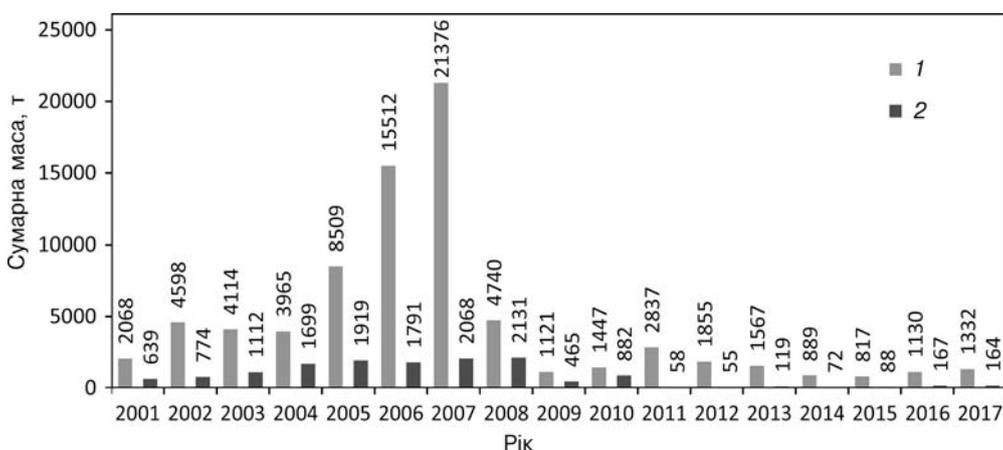


Рис. 5.8.1. Обсяг імпорту в Україну РК (1) і ТН (2)

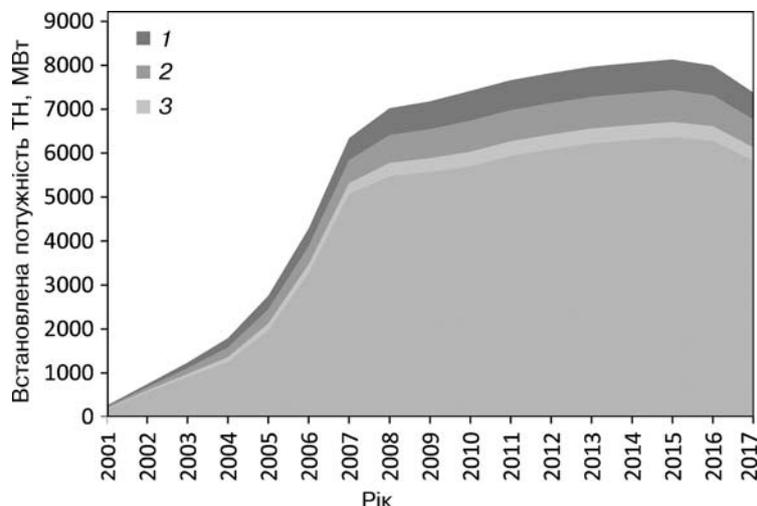


Рис. 5.8.2. Загальна встановлена потужність ТН в Україні: 1 — вода—вода; 2 — грунт—вода; 3 — повітря—вода

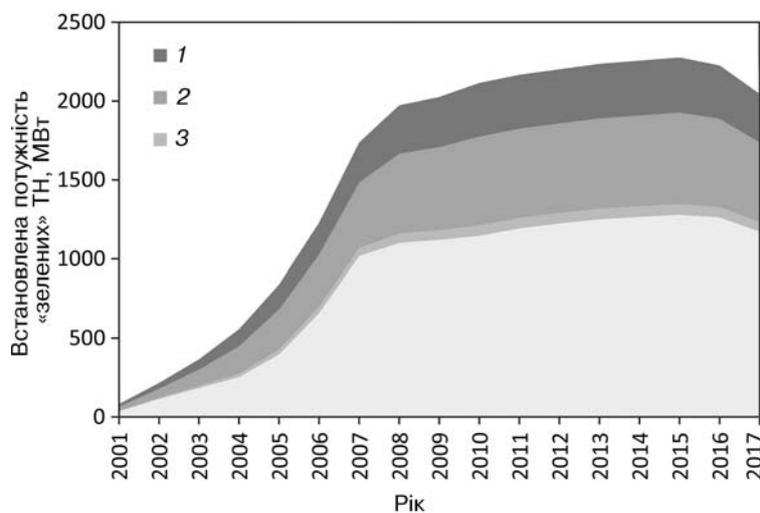


Рис. 5.8.3. Встановлена потужність «зелених» ТН. Позначення такі самі, як на рис. 5.8.2

турі виробництва теплоти з ВДЕ у 2017 р. за типами теплонасосних установок провідними є (у порядку спадання) реверсивні кондиціонери повітря—повітря — 1362 ГВт · год, ТН грунт—вода — 898 ГВт · год, вода—вода — 540 ГВт · год, повітря—вода — 61 ГВт · год, повітря—повітря — 22 ГВт · год.

Частка виробництва теплоти «зеленими» ТН, введеними у дію у 2011—2016 рр. з відновлюваних джерел, у загальному обсязі постачання кінцевої енергії в Україні станом на 2016 р. оцінюється у 0,52 %, а в загальному обсязі постачання енергії на потреби побутового сектору (17,586 млн т н. е.) — 1,4 %.

5.8. Використання ТН

Таблиця 5.8.1. Обсяг та частка виробництва теплоти ТН з ВДЕ у загальному обсязі постачання кінцевої енергії в Україні

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

¹ За даними енергетичних балансів Держстату України.

Наведені оцінки обсягів виробництва енергії з відновлюваних джерел базовані на рекомендованих (типових) значеннях експлуатаційних характеристик теплонасосних установок і відображують оціночні значення, уточнення яких потребує проведення додаткових натурних досліджень. Однак вони достатньо об'єктивно відображують те, що теплові насоси в Україні перейшли межу екзотичного виду опалювальної техніки і їхній подальший розвиток та детальні дослідження потребують не меншої уваги, ніж інших провідних галузей теплової енергетики.

Концептуальний проєкт теплонасосної СЦТ. Як свідчить світовий досвід, найбільший економічний та екологічний ефект від впровадження теплових насосів досягається у разі використання потужних теплонасосних станцій типу вода—вода з агрегатами великої одиничної потужності. Для впровадження великих теплонасосних станцій в Україні сприятливими є умови у приморських населених пунктах. Теплопостачання багатьох приморських міст України здійснюється від фізично і морально застарілих ТЕЦ та котельень, які використовують природний газ. Щодо ТЕЦ, які перебувають у державній власності, розглядається питання про передачу їх у комунальну власність або приватизацію з проведенням подальшої модернізації. Комунальні теплові мережі СЦТ також зношені, потребують заміни з оптимізацією конфігурації та діаметрів трубопроводів. У чорноморському регіоні відсутні потужні електричні станції, подекуди виникають складнощі з електропостачанням.

Проте у прибережних містах півдня України є передумови скорочення собівартості теплової енергії, що виробляється на природному газі за рахунок використання низькопотенційної теплоти Чорного моря на базі комплексного застосування ТН і КГУ. Концептуальний проєкт ТНС з газомоторним приводом розроблено співробітниками ІГ НАНУ та ІТТФ НАНУ.

Приводна когенераційна установка споживає природний газ і виробляє електричну та теплову енергію. Електрична енергія використовується для

приводу компресорів ТН, а теплова енергія надходить тепловим споживачам разом із тепловою енергією від теплових насосів. Останні використовують теплову енергію Чорного моря, в якому температура води на глибині 10 м не опускається нижче за 6,8 °С. При цьому коефіцієнт трансформації становить не менше ніж 3,65, тобто під час використання однієї одиниці електричної енергії виробляється не менше ніж 3,65 одиниць теплової енергії. Прикладом впровадження подібної системи є найбільша в світі теплонасосна станція на морській воді Värtan Ropsten (м. Стокгольм, Швеція) з розрахунковою температурою +3 °С. До її складу входять шість теплових насосів Unitor® 50FY сумарною потужністю 180 МВт.

Застосовуючи запропоновану теплонасосно-когенераційну систему (ТНКС), можна більш ніж удвічі знизити питомі витрати природного газу на виробництво теплової енергії порівняно з сучасними вискоелективними газовими котлами.

Для ефективного тепlopостачання центральної частини одного з приморських міст пропонується на базі ТЕЦ побудувати теплонасосно-когенераційну станцію зі встановленою тепловою потужністю 80 МВт. Станція з такою тепловою потужністю буде працюватиме з максимальним навантаженням протягом всього опалювального сезону, що забезпечить найкоротший термін окупності інвестицій. У найхолодніші періоди опалювального сезону можна використовувати діючі котли ТЕЦ. Забір води з Чорного моря буде здійснюватися з глибоководної частини морського порту, де температура води не опускається нижче ніж 9 °С.

У літній період працюватимуть лише когенераційні установки з електричною потужністю 17 МВт і тепловою потужністю 17 МВт, що підвищить ефективність інвестицій і знизить термін окупності капітальних витрат. Надлишкова електрична енергія буде подаватися в електричну мережу, а теплова — на гаряче водопостачання міста. Можливим є також централізоване виробництво холоду. Зазначимо, що нині централізоване гаряче водопостачання в цьому тепловому районі не здійснюється. Для його відновлення необхідна модернізація будинкових систем гарячого водопостачання.

Питомі витрати палива на виробництво теплової енергії в котлах діючої ТЕЦ становлять 160,5 кг ум. п./Гкал, що відповідає коефіцієнту ефективності використання палива 89 % (базовий варіант для порівняння). Капітальні витрати на створення ТНКС, які містять витрати на теплові насоси, когенераційні установки, допоміжне обладнання та матеріали, проектування, монтаж і пусконаладжувальні роботи, сягають близько 42,9 млн дол. США (1130,4 млн грн).

Основне обладнання ТНС. Вихідні дані, на яких ґрунтується вибір технологічного обладнання теплонасосної станції (ТНС), наведено в табл. 5.8.2.

Необхідна теплова потужність ТНС може забезпечуватися декількома теплонасосними агрегатами. За техніко-економічними міркуваннями (компактність, мінімальне значення питомої вартості обладнання та будівельно-монтажних робіт) у складі ТНС доцільно використовувати ТН одиничною потужністю від 10 МВт.

На сьогодні виробництво теплових насосів відповідного класу потужності пропонується такими фірмами: «Friotherm AG» (Швейцарія, головний офіс); «Johnson Controls Company» (США); «Star Refrigeration» (Шотландія).

5.8. Використання ТН

Таблиця 5.8.2. Вихідні дані для вибору обладнання ТНС

Показник	Значення	Примітка
Температура води на вході у випарники, °С	6,7–9	Кліматичні дані За даними реалізованих проєктів Зворотна вода тепломережі
Температура води на виході з випарників, °С	5,7–7	
Температура мережної води на вході в конденсатор, °С	45–55	
Температура мережної води на виході з конденсатора, °С	60–65	Належить оптимізації з урахуванням привідного двигуна —
Теплопродуктивність ТНС, МВт	70,8	

Таблиця 5.8.3. Основні характеристики доступних ТН великої потужності

Модель ТН	Потужність (нагрівання), кВт	Температура води, що нагрівається, °С	Товарний знак, виробник	Джерело
MaxE™ Model YK	до 8800	50–68	YORK®, Johnson Controls Company (США)	[126]
MaxE™ Model CYK HP	2500–7000	50–70	YORK®, Johnson Controls Company (США)	[109]
Titan™ Model OM HP	5000–20000	60–90	YORK®, Johnson Controls Company (США)	[126, 127]
Unitop® 50 FY	9000–20000	60–90	Friotherm AG (м. Цюрих, Швейцарія; головний офіс)	[128]
Star Neat Pump	350–8000	60–90	Star Refrigeration (м. Глазго, Шотландія)	[129]

Основні характеристики теплових насосів великої потужності (за інформацією фірм-виробників) подано в табл. 5.8.3.

Усі ТН великої потужності з необхідним температурним діапазоном нагрівання ґрунтуються на використанні двоступеневих відцентрових компресорів відкритого типу. Як робоче тіло всі вони використовують озонобезпечний хладон R134a, мають аналогічні теплові схеми та відрізняються один від одного конструктивним виконанням і дизайном.

Більш ніж 40-річний досвід виробництва й експлуатації ТН великої потужності мають виробничі підрозділи міжнародного консорціуму «Friotherm AG». У їх референц-листі налічують кілька десятків ТНС потужністю від 1 до 180 МВт, введених у дію з середини 80-х років ХХ ст. сумарною потужністю понад 1500 МВт. До них належить, зокрема, найбільша в світі ТНС на морській воді Värtan Ropsten (м. Стокгольм, Швеція) у складі шести теплонасосних установок Unitop® 50 FY (рис. 5.8.4) сумарною потужністю 180 МВт. Основні експлуатаційні показники теплового насоса Unitop® 50 FY ТНС Värtan Ropsten в зимовому режимі наведені в табл. 5.8.4.

Ще одним прикладом може бути найбільша в світі станція централізованого тепло- і холодопостачання на неочищених стічних водах Katri Vala (м. Гельсінкі, Фінляндія) сумарною тепловою потужністю 90 МВт і холодильною потужністю 60 МВт у складі п'яти агрегатів Unitop® 50 FY. Основні технічні характеристики ТН цієї станції в зимовому та літньому режимах подано в табл. 5.8.5.



Рис. 5.8.4. Високотемпературний тепловий насос типу Unitop® 50 FY «Friotherm AG». Джерело: <https://www.friotherm.com/products/unitop/unitop-50/>

Відповідні референції до теплових насосів YORK®, Johnson Controls Company і Star Neat Pump практично відсутні. Тому подальший аналіз зосереджено на виробках фірми «Friotherm AG».

Теплові насоси великої потужності виготовляють за індивідуальними заявками користувачів. Це дає можливість обрати необхідні характеристики їхньої роботи — одиничну потужність окремого ТН, температуру нагрівання та охолодження води, виходячи з допустимої області зміни таких параметрів як температура конденсації холодоагента і тепла потужність ТН.

Таблиця 5.8.4. Основні експлуатаційні показники теплового насоса Unitop® 50 FY THC Värtan Ropsten

Показник	Значення
Теплова потужність, МВт	30
Потужність електроприводу, МВт	8
Робоче тіло	R134a
Температура випарювання, °C	-3
Температура конденсації, °C	82
Температура морської води (вхід/вихід), °C	2,5/0,5
Температура води (вхід/вихід), °C	57/80
Діапазон регулювання потужності, %	10—100
Коефіцієнт перетворення (COP_h)	3,75

5.8. Використання ТН

Таблиця 5.8.5. Основні показники теплового насоса Unitop® 50 FY ТНС Katri

Показник	Значення	
	Зимовий режим	Літній режим
Теплова потужність, МВт	16,77	18,113
Потужність електроприводу, МВт	4,77	6,113
Потужність охолодження, МВт	12	12
Напруга живлення, кВ	11	
Робоче тіло	R134a	
Температура стічних вод (вхід/вихід), °С	10/4	—
Температура води контуру централізованого холодопостачання (вхід/вихід), °С	—	20/4
Температура води контуру централізованого теплопостачання (вхід/вихід), °С	50/62	45/88
Коефіцієнт перетворення (COP_h)	3,515	2,96

У табл. 5.8.6 наведено орієнтовні значення очікуваних показників роботи ТНС на базі теплових насосів Unitop® 50 FY, розраховані за даними поданих вище реалізованих проектів.

Доцільний розрахунковий режим роботи ТНС визначається, зокрема, за погодженням з характеристиками привідних двигунів теплових насосів.

Чітко визначена інформація щодо вартості ТН великої потужності відсутня, оскільки таке обладнання не є серійним, а проектується і виготовляється за індивідуальними вимогами замовника. Орієнтовну вартість ТН можна скласти, виходячи з рекомендацій щодо оцінки питомої вартості відцентрових охолодників води, які використовуються в холодильній техніці та кондиціонуванні. Питома вартість відцентрових чилерів з водяним охолодженням потужністю 4000 кВт і вище, подібних за конструкцією до теплових насосів, сягає 100—140 дол. США/кВт [130]. З огляду на це, а також на несерійний характер виробництва ТН, їх складнішу конструкцію та велику металоємність (пов'язану з вищим тиском робочих тіл), орієнтовна вартість теплових насосів на цьому етапі обґрунтування проекту може орієнтовно становити 350 дол. США/кВт з урахуванням вартості доставки.

Таблиця 5.8.6. Розрахункові характеристики роботи ТНС

Показник	Режим роботи		
	Січень	Середній за опаловальний період	Липень
Температура мережної води на вході в конденсатор, °С	50	50	40
Температура мережної води на виході з конденсатора, °С	62	62	62
Температура морської води на вході у випарник, °С	7	8,6	22
Температура морської води на виході з випарника, °С	5	6,6	20
Коефіцієнт продуктивності (COP_h)	3,65	3,71	4,6

Вибираючи склад енергетичного обладнання, доцільно дотримуватися принципу його блокового компонування, що дає змогу послідовно нарощувати електричну і теплову потужності газомоторної ТНС. Тому для комплектації ТНС можна рекомендувати до установки чотири блокових вузли, що складаються з одного теплового насоса Unitop® 50 FY з номінальною тепловою потужністю 15,7 МВт і одного привідного двигуна MWM TCG 2032 V16 з номінальною електричною потужністю 4,3 МВт [131—133].

Електричне з'єднання привідного генератора та двигуна ТН у кожному блоці доцільно здійснювати з прив'язкою до мережі електроживлення (6 кВ або 10,5 кВ), прогнозуючи можливість отримання енергії з мережі за необхідності форсування продуктивності ТН або передачі у мережу надлишків електричної енергії.

5.9. УТИЛІЗАЦІЯ МУЛОВИХ ОСАДІВ МІСЬКИХ КАНАЛІЗАЦІЙНИХ СТОКІВ ЯК ПАЛИВА

Під час розроблення перспективного плану розвитку та модернізації систем централізованого тепlopостачання населеного пункту необхідно враховувати можливість використання мулових осадів каналізаційних стоків (ОКС) на міських каналізаційних очисних спорудах (які є забрудником навколишнього середовища) як палива для виробництва теплової та електричної енергії. Нині їх знешкодження та утилізація — проблема, яку досі не вирішено належним чином.

Осади стічних вод містять шкідливі речовини неорганічного та органічного походження. До перших належать солі важких металів, до других — побутові відходи, фекалії, нафтопродукти, волокна рослин, жири, а також забруднення бактеріального походження — численні збудники хвороб.

У Європі та США приблизно 33—35 % ОКС використовують як добрива у сільському господарстві. Їм притаманні такі недоліки:

- забруднення ґрунту важкими металами та бактеріальне забруднення з поступовим накопиченням у ґрунті шкідливих речовин;
- ненадійність та висока вартість знезараження мулів від бактеріального забруднення;
- економічна неефективність порівняно із застосуванням традиційних органічних або синтетичних добрив;
- значні транспортні витрати для доставки мулу до місць його використання.

Щодо використання у сільському господарстві золи від спалювання мулів зауважимо, що технології вилучення із золи фосфору та азоту є недосконалыми та не гарантують непопадання в продукти сільського господарства шкідливих речовин.

У країнах колишнього СРСР осади переважно вивозять на полігони після ферментативної обробки або навіть і без такої. У скандинавських країнах поширене компостування з наступним використанням компосту для рекультивациі та облагороджування земель у парках та на інших територіях.

5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива

Дослідивши напрями утилізації ОКС, дійшли висновку, що пріоритетним є їх знешкодження, а не використання як добрива. З урахуванням цієї тенденції скорочується сільськогосподарське використання мулів. Можна очікувати, що з часом термічна обробка мулів буде основним напрямом їх утилізації [134].

У літературних джерелах розглядаються різні можливості їх енергетичного використання — пряме спалювання або після попередньої термічної переробки. Є багато технологій термічної обробки мулів, найчастіше її виконують ферментацією з отриманням біогазу або піролізом чи газифікацією. Біогаз використовується для власних потреб станцій аерації; піроліз найчастіше застосовується для отримання рідкого палива та твердого горючого залишку. В свою чергу і піроліз, і газифікація мають власні технологічні варіанти та комбінації.

Розглядаючи питання термічної утилізації ОКС, необхідно оцінити їхній енергетичний потенціал. При цьому слід враховувати закордонний досвід утилізації ОКС, оскільки в Україні він відсутній.

Для оцінювання енергетичного потенціалу мулів можна скористатися даними табл. 5.9.1 [135].

У праці [136] наведено дані про кількість мулів комунальних стічних вод станом на 1995 р., млн т сухої речовини: у Великобританії, Франції, Італії — 1,0–1,5; Німеччині — 2,5; Західній Європі в цілому — 7,4; Японії — 1,5, які корелюються з даними табл. 5.9.1 з урахуванням різниці у часі їхньої реєстрації.

Таблиця 5.9.1. Утворення мулів стічних вод у країнах Європи [135]

Країна-член ЄС	Рік запису даних	Утворення мулу, тис. т сухого/рік	Населення, млн	Утворення мулу, кг сухого/(особа · рік)
Данія	2005	140	5,5	25
Франція	2002	910,2	64,4	14
Німеччина	2006	2060	82,2	25
Італія	2006	1070	59,6	18
Нідерланди	2003	550	16,5	33
Португалія	2002	409	10,5	38
Іспанія	2006	1065	46	23
Швеція	2006	210	9,2	23
Великобританія	2006	1545	61	25
Середня по ЄС-15		8787	394	22
Болгарія	2006	30	7,4	4
Чехія	2006	220	10,3	21
Латвія	2006	24	2,3	10
Литва	2006	71	3,4	21
Польща	2006	524	38,1	14
Румунія	2006	137	21,5	6
Словаччина	2006	55	5,4	10
Середня по ЄС-12		1217	103	12
Всього по ЄС		10003	497	20
Чернігів*	2018	9,125	0,25	36,5
Одеса*	2018	30,295	1	30

* Дані місцевих служб України.

Ураховуючи показники табл. 5.9.1 щодо європейських країн-членів ЄС та міських служб водоканалів деяких міст України, можна вважати, що середнє значення питомої кількості мулів в Україні становить 30 кг/(особа × рік). Можна також умовно прийняти, що осадки утворюються переважно в містах і що кількість міського населення України — 70 % загального населення країни, а це близько 30 млн осіб. Загальна кількість «свіжих» мулів у розрахунку на суху масу — 900 тис. т. Теплотворна здатність «свіжих» мулів на підставі результатів досліджень фахівців ІГ НАНУ дорівнює 14 500 кДж/кг сухої речовини (3470 ккал/кг). За цих умов загальний паливний потенціал «свіжих» мулів становить 446 тис. т ум. п., тобто 1/3 % загального постачання первинної енергії; тобто ~96 млн т н. е. [137]. З цієї кількості мулів за ККД перетворення теплової енергії в електричну 0,3 можна виробити понад 1 млрд кВт · год електроенергії за рік.

Європейська тенденція у вирішенні проблеми утилізації ОКС полягає у дедалі ширшому застосуванні саме термічних методів їх утилізації, які по суті є єдиним надійним способом позбавлення ОКС від органічних та бактеріальних забрудників, до яких належать тверді побутові відходи (ТПВ), фекалії, нафтопродукти, волосся, волокна рослин, а також мікроорганізми, такі як коки, палички, спірили, збудники шлунково-кишкових та інших хвороб, у великій кількості яйця гельмінтів, плісняві та дріжджові гриби, водорості й т. п. Окрім того, є забруднення мінерального походження — пісок, частинки глини, масла, кислоти, луги, солі, а також промислові відходи. У промислових стоках налічується приблизно 15 шкідливих речовин (Zn, Pb, Cu, Ca, Ni, Mg, Cr, As, Se, Sb, Hg). Вважається, що промислові стоки проходять первинне очищення безпосередньо на підприємствах, а небезпечні, зокрема медичні відходи, знешкоджуються на місцях і не попадають у ТПВ та стоки. Але на практиці ці вимоги часто порушуються.

Найпоширенішими термічними технологіями є спалювання, піроліз, газифікація. Спалювання ОКС може проходити моно- або спільно з іншими паливами — вугіллям, ТПВ або іншими відходами. Моноспалювання здійснюють у печах — обертових, багатоподових, циклонних та печах з псевдорозрідженим, так званим киплячим шаром (КШ).

Кожній з таких технологій властиві переваги та недоліки. Загальні переваги термічних технологій — повне знешкодження органічних складових ОКС та придатність золи до депонування на полігонах. Загальні недоліки — неконтрольоване випаровування солей важких металів у димові гази та, як наслідок, необхідність встановлення вартісних систем газоочищення, інколи — необхідність вирішення проблеми переробки золи перед її депонуванням. Зола може містити залишки важких металів та недопалений вуглець. За недостатнього рівня зневоднення ОКС перед спалюванням необхідно витратити додаткову енергію для їх термічного підсушування. Це стосується здебільшого технології спалювання у КШ. Усі термічні технології є бруто збитковими.

Щодо основних характеристик технологій термічної нейтралізації необхідно зауважити, що перевагою обертових та багатоподових печей є об'єднання в одному робочому просторі зон сушіння та горіння, яке забезпечує можливість використання недостатньо зневоднених мулів. Недоліка-

5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива

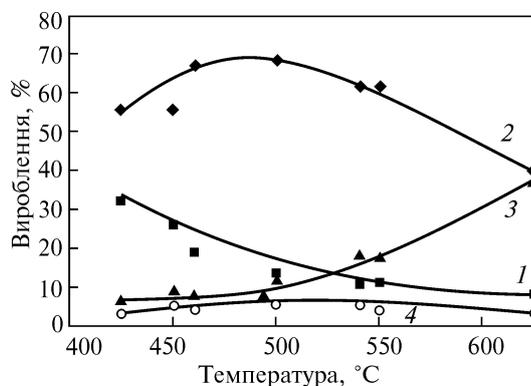
ми обертових печей є нещільність, висока капітало- та енергоємність, а багатоподових печей — також висока капіталоємність, наявність рухомих частин, корозія елементів, нерівномірність температур в об'ємі речовини.

Перевагою печей КШ є рівномірність температур у шарі, низька температура горіння та низькі значення викидів NO_x , CO , SO_2 (можливе додавання у шар вапна), Cl , F , токсичної органіки; відсутність необхідності у додатковому паливі за достатньо зневодненої сировини; добре вигорання з малими втратами; можливість використання мулів у великому діапазоні їх теплотворної здатності. Вважається достатньою теплотворна здатність ОКС, що подаються у топковий простір, яка дорівнює 4,2 МДж/кг. Недоліками технології КШ є невисокий ККД перетворення теплової енергії мулів у електричну, необхідність ретельного догляду та вживання заходів для непопадання габаритних вкраплень у робочий простір і поломки транспортувального обладнання, злипання та спікання шихти, корозія елементів, значний пиловинос, обмежений діапазон регулювання процесу. Незважаючи на ці недоліки, для спалювання ОКС найпоширенішою є технологія КШ.

Спільне спалювання потребує відповідних печей як на ТЕС, так і на сміттєспалювальних заводах, а також оснащення таких печей сучасною очисткою димових газів та обладнанням для прийому, змішування і подачі мулу. Спалювання мулу платне. За вартості перероблення мулу в печі КШ продуктивністю 17 тис. т/рік 40 євро/т австрійська компанія «Kalogeo» [138] не витримала конкуренції і припинила діяльність. Це при тому, що використовувався достатньо сирий мул, тобто значна частина витрат на сушіння мулу зберігалась. У топку подавалась суміш сухого та вологого (75 %) мулу з усередненою вологістю 47 % та теплотворністю 4,2 МДж/кг.

Піроліз ОКС. Традиційний піроліз найчастіше пропонується для використання енергетичного потенціалу біомаси та ТПВ, але піроліз ОКС ще не набув широкого застосування. Вважається, що ця технологія може бути самоокупною за рахунок утворення так званої сирової нафти у кількості 20—30 % сухої маси біопалива. Сира нафта може використовуватись безпосередньо як котельно-пічне паливо. Після перегонки з неї можна отримати серед численних органічних речовин також високоякісні малосірчані моторні палива — бензин та дизельне пальне. За низькотемпературного піролізу ОКС основна кількість важких металів залишається у зольному залишку. Однією з узагальнювальних публікацій в галузі піролізу є праця [139]. Наведена на рис. 5.9.1 залежність виходу продуктів піролізу від температури процесу є універсальною для піролізу всіх видів біомаси.

Рис. 5.9.1. Залежність виходу продуктів піролізу біомаси від температури процесу: 1 — біовугілля; 2 — біодизель; 3 — газ; 4 — вода



З підвищенням температури у реакційній зоні зростає вихід пірогазу та зменшується кількість твердого залишку (золи). Цей факт є важливим щодо його безпечного захоронення. Недоліками піролізу є наявність у золі самозаймистих речовин, що потребує спеціальних умов їх розміщення. Значна кількість кислотоутворювальних речовин у вихідних газах потребує використання обладнання з високою корозійною стійкістю. Зольність коксо-зольного залишку становить до 70—80 %, що утруднює використання його як енергетичного ресурсу і унеможлиблює його безпечне депонування.

Гідропіроліз. Новим елементом у технології піролізу біомаси є рециркуляція біогазу на вхід у камеру піролізу. Таку технологію та обладнання презентує польсько-американська консалтингова компанія «PLUS» (Poland + US) для використання у процесі утилізації ТПВ або ТПВ з додаванням 30 % ОКК [140]. Технологію називають гідропіролізом (від англійського hydro — водень), позначають D4, її розробником є американська компанія-партнер «D4 Energy Group». Напівпромислову установку потужністю за сировиною 10 200 т/рік (30 т/день) збудовано за цією технологією та випробувано у США (м. Моргантон, штат Північна Кароліна). Вологість сировини становить близько 15 %, нижня теплотворна здатність $Q_{\text{нр}} \sim 14$ МДж/кг (~ 3350 ккал/кг). Хімічна енергія виробленого біогазу (синтез-газу) дорівнює 370 ГДж/день (16 800 м³/день) з $Q_{\text{нр}} \sim 22$ МДж/м³ (5260 ккал/м³). Енергетичний баланс установки подано на рис. 5.9.2.

З огляду на кількість газу, яка видається для зовнішнього використання, у когенераційній системі можна встановити електричний генератор потужністю 1,5 МВт_{ел.} Головним елементом технологічної схеми є піч гідропіролізу, оснащена двома трубами, в яких відбувається основний процес. У середині труб розміщені шнеки, що проштовхують через них сировину (рис. 5.9.3).

Шнеки обігриваються ззовні чотирма пальниками, що працюють на сингазі. Фактичний склад пірогазу (сингазу, синтез-газу) не наводиться, але з посиленням на інформацію Центру поводження з відходами Інституту будівництва та гірничої справи у Варшаві повідомляється, що отриманий газ «є горючим і за хімічним складом подібний до природного», а саме: Н₂ — 10 %, СН₄—20 %, етан, бутан, пропан та інші важкі вуглеводні СМНН ~ 30 %, а також СО, СО₂ та ін. Очевидно, що такий склад отриманого газу відрізняється від складу природного газу, але його висока калорійність — 5260 ккал/м³ (~ 22 МДж/м³) — порівняно з калорійністю «класичного» синтез-газу — суміші водню та оксиду вуглецю 2400 ккал/м³ (10 МДж/м³) — або коксового газу 4000 ккал/м³ (16,4 МДж/м³) свідчить про значний вміст у ньому метану та важких вуглеводнів. За цих умов вірогідна реакція метанізації вуглецю сировини, яка добре протікає за надлишку водню.

У Польщі виробляється 15 млн т ТПВ. Від січня 2016 р. заборонено вивозити на сміттєзвалища відходи з теплотворною здатністю понад 6 МДж/кг (1435 ккал/кг), а це майже всі відходи, крім скла, металу та мінералів. Ринок Польщі оцінюється у 300 одиниць таких установок, вартість однієї установки без когенераційної частини — 7 млн євро. Компанія запрошує інвесторів до організації серійного виробництва установок та їх постачання у країни Європи.

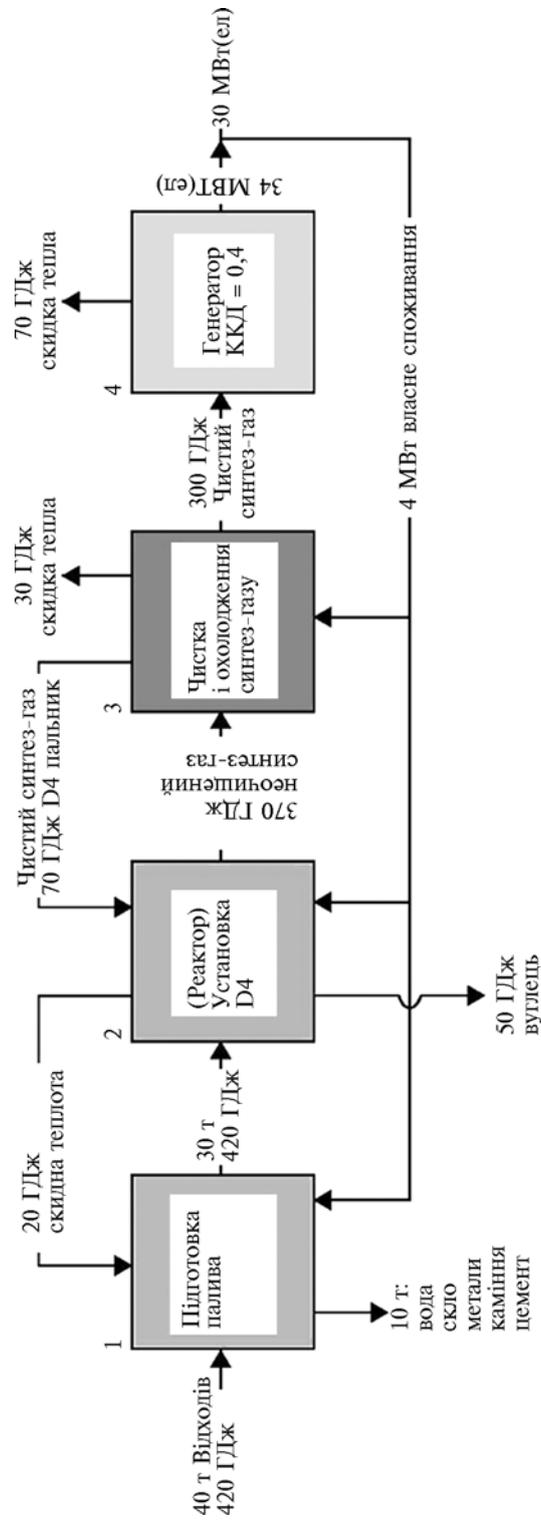


Рис. 5.9.2. Енергетичний баланс установки гідропіролізу [140]

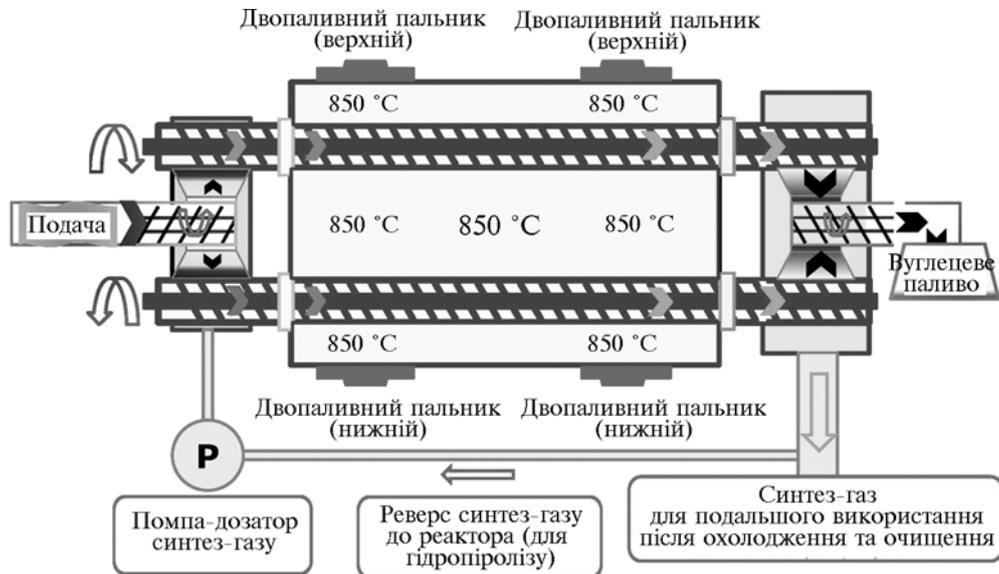


Рис. 5.9.3. Піч піролізу установки гідропіролізу за технологією D4 [140]

Зазначимо, що технологія та установка мають елементи, надійність яких викликає сумніви. До недоліків належать корозійна стійкість корпусу шнекового пристрою та власне шнеку в середовищі кислих газів за температури 850 °C, можливість попадання важких металів як у газову, так і у тверду фазу. Для них характерні й інші недоліки піролізного процесу, наведені вище.

На думку авторів, установки такого типу після детальних випробувань можна було б використовувати в Україні для утилізації ТПВ та ОКС у невеликих та середніх за кількістю мешканців містах. При цьому доцільно як матеріал корпусу та шнеку використовувати кислотостійкий чавун, алюмокремнієвий сплав або інші придатні матеріали і покриття, дослідити хімізм процесу та його екологічні характеристики, визначити допустимі значення вологості та зольності. Слід враховувати витрати на попередню підготовку палива.

Аналогічний процес з рециркуляцією пірогазу випробуваний у лабораторному масштабі [141]. Схему установки подано на рис. 5.9.4.

Процес здійснюється в реакторі з «киплячим» шаром і спрямований на отримання з біопалива так званої біонафти. Зворотний газ рециркуляції використовується як агент для псевдозрідження подрібненої біомаси. Технологія рекомендується особливо для південноазійських країн, що розвиваються, оскільки в них значну частку первинних паливних джерел становлять біопаливо та відходи біологічного характеру. Перевагою процесу можна вважати відсутність реактора, виготовленого з металевих матеріалів.

Екологічні наслідки процесу піролізу ОКС висвітлено у праці [142]. Висушений сировинний шлам піролізували за температури 400–600 °C для дослідження впливу температури піролізу на властивості та екологічну без-

5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива

пеку наявності важких металів у біовугіллі, одержаному з мулу. Сумарні концентрації Cu, Zn, Pb, Cr, Mn і Ni збільшувалися з підвищенням температури піролізу та виходу біовуглецю. Однак було виявлено, що більша частина важких металів існувала в окиснювальних і залишкових формах після піролізу, особливо при 600 °С, що призвело до значного зниження їх біодоступності, тобто зменшення екологічного ризику. Результати дослідження свідчать про те, що піроліз є перспективним методом обробки мулу для іммобілізації важких металів у біовугіллі, й акцентують потенціал мінімізації шкідливого впливу біовугілля внаслідок контролю температури піролізу.

Енергетичній ефективності процесу піролізу присвячено низку праць [142, 144, 145]. У [143] піролізу піддавали висушені осаді стічних вод на пілотній установці продуктивністю 300 кг/год. Пірогаз спалювався в топці над камерою піролізу. Досліджено баланс енергії та маси для визначення ефективності цього обладнання, а також кількості ТЕ у високотемпературних димових газах, які можна використовувати для висушування мокрого мулу стічних вод або виробництва пари.

У праці [144] оцінено екологічні та економічні показники технології гідротермального піролізу шламу (ГТП) порівняно зі спалюванням, вивезенням на полігони та компостуванням. Зіставлення виконувалося за впливом на зміну клімату, людську токсичність, витрати, корисне використання і землекористування у китайському м. Хіамен. Встановлено, що оптимальна пропорція між застосуванням різних технологій становить: спалювання шламів з вмістом води 80 % — 35,9 %, ГТП — 28,9 %, компостування — 25,9 %, вивезення на полігони — 9,3 %. Ці дані необхідні особам, які приймають рішення, що відповідають особливостям водних та соціально-економічних умов у китайських містах. Зауважимо, що висновки щодо наведених пропорцій технологій не є універсальними, їх слід сприймати як придатні для конкретного китайського міста. Основний висновок авторів полягає в тому, що гідропіроліз займає менші площі, несуттєво впливає на довкілля та має економічні переваги над вивезенням на звалища, спалю-

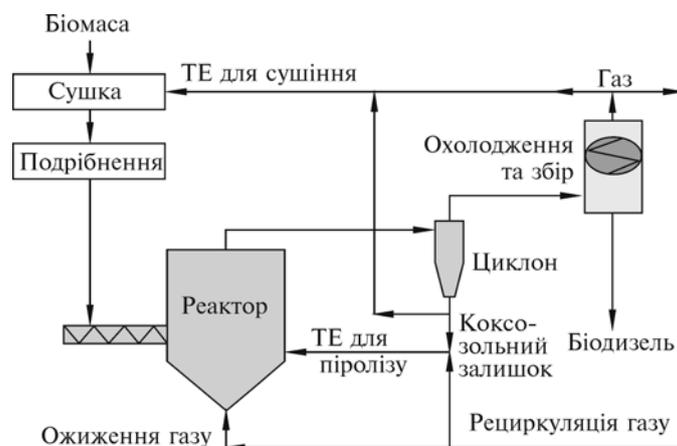


Рис. 5.9.4. Схема установки гідропіролізу в киплячому шарі з рециркуляцією пірогазу [141]

ванням та компостуванням. До таких висновків слід ставитися критично, оскільки, наприклад, економічна перевага вивезення шламів на звалища не викликає сумніву. Сумнівною є можливість спалювання шламів вологістю 80 %.

Енергетична ефективність процесу переробки ОКС залежить переважно від вмісту органіки. У праці [145] щодо енергетичної ефективності порівнювалися три процеси: анаеробне зброджування, піроліз, а також комбінований процес зброджування з наступним піролізом дігестату. Встановлено, що інтеграція піролізу та попереднього анаеробного зброджування може бути найефективнішим рішенням для отримання енергії з мулів стічних вод. Відзначається, однак, що цей комплексний спосіб не завжди перевершує дві окремі технології, коли переробляються різні типи шламу. Технологія піролізу демонструвала найнижчу енергоефективність і найбільше навантаження на навколишнє середовище, і тільки завдяки відносній частці твердого шламу з леткими речовинами в сумарних твердих тілах (легкі тверді/сумарні тверді), що перевищує 63 %, система змогла генерувати чистий вихід енергії. Інтегрований шлях мав кращу екологічну ефективність та енергоефективність, ніж одиничний піроліз, оскільки попереднє анаеробне зброджування посилювало перетворення органічної речовини шламу на енергію. Коли шлам (легкі тверді/сумарні тверді) перевищував 61 %, інтегрована система експортувала надлишок ТЕ. Анаеробне зброджування було найкращим серед трьох способів, оскільки не потребувало витрат енергії та матеріалів на термічну сушку і піроліз. Цей висновок китайських дослідників досить сумнівний, оскільки багатьма іншими дослідженнями підтверджено екологічну недосконалість процесу зброджування та неповне використання енергії органічних речовин, бо значна частина органіки залишається в дігестаті.

Газифікація ОКС є найменш вивченим процесом і не набула практичного застосування. Технологія передбачає попередню підготовку ОСВ. Підготовка мулових залишків складається з гранулювання та сушки з утворенням відновлюваного енергоресурсу, деякі характеристики якого наведено в табл. 5.9.2.

Повітряна газифікація підготовленого біопалива забезпечує термообробку мулових залишків і генерацією газоподібного палива, оптимальним використанням якого розробники технології вважають забезпечення приводу двигунів внутрішнього згоряння з виробництвом електричної та теплової енергії. З метою підвищення характеристик генераторного газу пропонується для газифікації застосовувати повітряне дуття, збагачене киснем. Результати досліджень свідчать, що підвищення вмісту кисню в дутті до 28 % забезпечує виробництво генераторного газу, якість якого сприяє стабільній роботі двигунів внутрішнього згоряння (табл. 5.9.3.).

Характеристики зольного залишку, що залишається після газифікації підготовленого ОСВ, забезпечують можливість їх безпечного депонування. При цьому відносно високий вміст з'єднань фосфору в залишку (табл. 5.9.2) дає можливість використовувати його для виробництва фосфорних і комплексних добрив.

Перевагами газифікації є високі значення ККД під час використання генераторного газу для виробництва електроенергії в двигунах внутрішнього зго-

5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива

Таблиця 5.9.2. Підготовлене біопаливо з ОСВ (м. Запоріжжя)

№ з/п	Показник, позначення	Значення параметра	№ з/п	Показник, позначення	Значення параметра
Характеристики палива			Хімічний склад золи		
1	Загальна волога, Маг, %	6,8	9	SiO ₂ , %	45,0
2	Зольність, Ad, %	40,8	10	Fe ₂ O ₃ , %	7,49
3	Загальна сірка, Ws, d, %	0,93	11	Al ₂ O ₃ , %	9,62
4	Вихід летких речовин, Vd, %	49,2	12	SO ₃ , %	0,97
5	Теплота згоряння:		13	TiO ₂ , %	0,88
	нижча, qnet, ar, МДж/кг	11,48	14	P ₂ O ₅ , %	9,64
	вища, qgr, daf, МДж/кг	22,54	15	CaO, %	12,0
	Температура стадій плавкості золи		16	MgO, %	4,54
6	Деформації, °С	1170	17	Mn ₂ O ₃ , %	0,19
7	Півсфери, °С	1320	18	K ₂ O, %	1,83
8	Розтікання, °С	1350	19	Na ₂ O, %	1,79

Таблиця 5.9.3. Склад та характеристики генераторного газу з підготовлених ОСВ

№ з/п	Компоненти	Склад генераторного газу		
		Дуття збагачене киснем		Повітряне дуття
		28 % O ₂	38 % O ₂	21 % O ₂
1	H ₂	11,26	17,87	10,08
2	N ₂	53,45	40,46	65,04
3	CO	10,93	10,52	11,25
4	CH ₄	4,55	4,13	1,10
5	CO ₂	15,78	22,2	11,32
6	C ₂ H ₄	1,30	1,63	0,17
7	C ₂ H ₆	0,12	0,19	0,01
8	C ₃ H ₈	0,17	0,31	0,02
9	iC ₄ H ₁₀	0,05	0,05	0
10	nC ₄ H ₁₀	0,11	0,15	0
11	H ₂ O	2,28	2,49	1,01
	Теплота згоряння, ккал/м ³			
	вища	5309	6260	3027
	нижча	4920	5770	2843

ряння; порівняно низькі температури процесу, що забезпечує малі значення випаровування важких металів у генераторний газ; високий рівень перетворення органічних речовин мулів на енергію генераторного газу; отримання зольного залишку у вигляді гранул високої міцності [133]. Недоліками процесу є необхідність застосування попередньо гранульованого висушеного мулу та збагачення повітря киснем для підвищення теплотворної здатності генераторного газу. Результати досліджень процесу газифікації ОКС, виконаних в ІГ НАНУ, засвідчили перспективність цієї технології.

Спалювання ОКС. Щодо мінімізації витрат на утилізацію та знешкодження ОКС для України слід розглянути застосування технологій їх спільного спалювання з іншими видами твердого палива у теплових агрегатах, насамперед у топках вугільних ТЕС і цементних печах. У праці [133] зазначається, що ферментативна переробка відходів усіх видів є економічно невиправданою, а ферментація ОКС, окрім того, є й екологічно небезпечною. Результати дослідження останніх років свідчать, що у біогаз поряд з горючими складовими — метаном та іншими газами — переходять сильні забрудники навколишнього середовища. Так, у пробах біогазу, отриманого зброджуванням стічних вод, що складались із 60 % комунальних та 40 % виробничих стоків, виявлено 1—100 мкг/м³ миш'яку і сурми, по 10—1000 мг/м³ ртуті, телуру, свинцю, олова. Ці метали представлені з'єднаннями, характерними для процесів гниття органіки. Виявлені концентрації багаторазово перевищують ГДК цих з'єднань.

У п. 5.2 йшлося про розроблення Об'єднаним дослідницьким центром ЄК (Joint Research Centre) переліку найкращих доступних технологій запобігання викидам майже в усіх галузях виробництва. До цього віднесено і спільне спалювання мулів стічних вод у котлах ТЕС (waste co-incineration). У праці [22] (п. 5.2) наведено приклади спалювання ОКС у котлах електростанцій у країнах-членах ЄС — Австрії, Німеччині, Фінляндії, Франції, Швеції, Великобританії. У Німеччині у котлах ТЕС спалюється понад 50 % ОКС. Доведено, що вугільні установки без проблем можуть використовувати до 5 % зневоднених до 60 % шламів із теплотворною здатністю 4,4 МВт/кг. Для очищення викидних газів від такого шкідливого компонента, як ртуть перед електрофільтром впорскують буровугільний кокс та використовують вугільні адсорбери. Ступінь очищення від ртуті сягає 75—85 %. Більшість знешкодження ОКС у разі сумісного спалювання зменшується більш ніж у 5 разів порівняно зі спеціалізованими установками.

Для умов України можна також пропонувати практично беззбиткове знешкодження ОКС їх сумісним спалюванням із твердим паливом у обортових цементних печах. Таке спалювання практикується у Туреччині, Німеччині. У праці [146] порівнюються екологічні наслідки моноспалювання мулу стічних вод в камері згоряння киплячого шару (КШ) і цементній печі (ЦП), в якій шлам використовується як вторинне паливо. Показано, що з погляду здоров'я людини перевагу слід надати сумісному спалюванню в цементних печах, оскільки залишкові матеріали спалювання в ЦП іммобілізовані виробленими клінкерами.

Таким чином, розробляються нові технології утилізації мулів, що відповідають екологічним вимогам: піроліз, гідропіроліз, комбіновані процеси збродження та газифікації, полігенерація, парова конверсія, газифікація сумішей з іншими видами палива, термokatалітичний риформінг, триступінчата газифікація. Більшість з цих технологій промислово ще не використовуються. Економічно ефективною, прийнятною для умов України технологією утилізації мулів є їх спільне спалювання з іншими твердими паливами та відходами у котлах ТЕС та цементних печах. Для об'єктів децентралізованої енергетики слід надати перевагу процесам газифікації або піролізу ОКС.

Для оцінювання стану очисних споруд міст України проаналізовано роботи деяких ОКС в містах України.

м. Біла Церква. За інформацією, наданою у 2017 р. ТОВ «Білоцерківводо», щорічно утворюється:

- сирого мулу — 24 010 м³, вологість — 93—94 %;
- зольність сирого мулу 28—32 % (у перерахунку на суху речовину);
- надлишкового активного мулу — 110 250 м³, вологість — 98—98,4 %;
- зольність активного мулу 25—27 % (у перерахунку на суху речовину).

У технологічному процесі часткове зневоднення сирого мулу та надлишкового мулу механічним способом не застосовується.

Проектний об'єм мулових карт — 2,96 га.

Загальна площа території, на якій розташовані мулові майданчики разом з проїздами, становить 35 тис. м², площа безпосередньо мулових карт — 33 600 м².

Зберігається у відвалах 3237,13 т в перерахунку на суху речовину. Характеристики мулу у відвалах: вміст органічної речовини 33,83 %, мінеральної речовини 66,17 %.

З огляду на визначені концентрації хімічних речовин у пробі мулу отримали, що за більшістю речовин в осаді не визначалося перевищення концентрації важких металів порівняно з гранично допустимою концентрацією для ґрунту, за винятком вмісту Zn — 3,1. Результати санітарно-гігієнічної оцінки мулів за ступенем небезпеки для навколишнього середовища і здоров'я населення кваліфіковано за класом IV.

Висновки:

1. Вміст органічної речовини під час перебування на мулових майданчиках зменшується в рази.

2. Суміш сирого мулу та надлишкового активного мулу після тривалого зберігання на мулових майданчиках стає непридатною для економічно обґрунтованого спалювання (газифікації) через втрати органічної речовини і високу мінералізацію.

Враховуючи, що перевищення вмісту важких металів спостерігається тільки для Zn в 3,1 раза, осаді можна розглядати як складову під час вироблення добрив, де його вміст становитиме до 33 %, що зменшить показник вмісту Zn до ГДК.

3. Для використання мулів з метою термічного знешкодження з отриманням позитивного економічного ефекту необхідно відмовитись від мулових майданчиків, замінивши їх механічною сепарацією чи істотно скоротити час перебування на них.

м. Херсон. Інформацію надано Виробничим управлінням каналізаційного господарства (НКП ВУВК) м. Херсон щодо утворення та зберігання мулу і надлишкового мулу на очисних спорудах каналізації міста.

На території міської очисної станції (МОС) розташовано чотири каскади мулових майданчиків по п'ять карт в кожному каскаді — 20 шт. розмірами 170 × 70 м і 21 карта розміром 340 × 70 м. Глибина огорожених валами мулових майданчиків дорівнює 1,5 м.

Загальна площа території, на якій розташовані мулові майданчики разом з проїздами, становить 38,6839 га, площа безпосередньо карт — 25 га.

На мулових майданчиках є система для відведення дренажної води у відповідний резервуар технологічної насосної станції.

Дренажна вода перекачується в «голову» очисних споруд (камеру гасіння натиску).

Проектний об'єм мулових карт дорівнює 392,7 тис. м³.

За розрахунками на майданчиках зберігається 230 тис. м³ (вологістю 72–80 %).

Щорічно утворюється сирий осад (вологість 94 %) та надлишковий мул (вологість 97 %) загальним об'ємом 119,052 тис. м³/рік.

Річний об'єм підсушеного до вологості 75 % мулу становить 17,7 тис. м³/рік або 4421,6 т за сухою речовиною.

Зольність мулів (вміст мінеральної складової) на 15 картах — 27 %, на двох картах — 29 %, на чотирьох картах — 30 %. Середнє значення зольності мулів в картах становить 27,67 %, середня вологість мулів — 80 %.

Інститутом гігієни та медичної екології ім. О.Н. Марзєєва НАМНУ (далі — Інститут) виконано санітарно-гігієнічне оцінювання мулу з каналізаційних очисних споруд м. Херсон та визначено його клас небезпеки і подальшого використання відходів. Відібрано проби з мулових карт № 16, 17, 18, 19, 20 каналізаційних очисних споруд. Пробу мулу усереднено і 10 кг згідно з актом передано Інституту.

Санітарно-гігієнічне оцінювання мулу з мулових карт проведено за результатами санітарно-хімічних досліджень з визначенням масової частки вологи вмісту органічних, неорганічних речовин, важких металів (Pb, Cu, Ni, Fe, Zn, Cd, Cr). Результати цих досліджень зведено в табл. 5.9.4. Встановлено, що масова частка вологи дорівнює 48,13 %; масова частка органічних речовин — 39 %, а мінеральна складова — 61 %.

Дані табл. 5.9.4 однозначно свідчать про неможливість використання мулів як добрив. Зокрема, перевищення за Cd становить шість разів, що свідчить про практичну неможливість його розбавлення іншими компонентами під час виробництва добрив.

Аналіз отриманої інформації щодо можливості використання мулів м. Херсон для газифікації. Згідно з даними на вході в мулові карти вміст мінеральних речовин (зольність мулів) в середньому становить 27,67 %. Відповідно решта — органічні речовини, що дорівнює 72,33 %. Тобто на 1 кг мінеральних речовин припадає ~2,6 кг органічних речовин. Після тривалого зберігання згідно зі звітом Інституту мінеральна складова становить 61 %,

Таблиця 5.9.4. Середні значення вмісту важких металів у пробі мулу з мулових карт № 16–20 каналізаційних очисних споруд м. Херсон

Зразок	Концентрація хімічного елемента у пробі, мг/кг					
	Pb	Cu	Cr	Cd	Zn	Ni
Мул з мулових карт № 16–20	31,55	91,9	299,0	17,4	68,14	49,45
ГДК у ґрунті, мг/кг	32,0	55,0	—	3,0	100,0	85,0
* Кларк, мг/кг	10	20,0	200,0	0,5	50,0	40,0

* Кларк — природний світовий фон середнього вмісту хімічного елемента у ґрунті.

5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива

масова частка органічних речовин — 39 %. На 1 кг мінеральних речовин припадає ~0,64 кг органічних речовин, тобто вміст органічних речовин знизився у 4 рази.

Висновки:

1. Вміст органічної речовини під час перебування на мулових майданчиках зменшується в рази.

2. Суміш сирого мулу та надлишкового активного мулу після тривалого зберігання на мулових майданчиках стає непридатною для економічно обґрунтованого спалювання (газифікації) через втрати органічної речовини і високу мінералізацію.

3. Для використання мулів з метою термічного знешкодження з отриманням позитивного економічного ефекту необхідно відмовитись від мулових майданчиків, замінивши їх механічною сепарацією чи істотно скоротити час перебування на них.

м. Запоріжжя. Рідка суміш очисних споруд м. Запоріжжя, яку зливали на мулові майданчики, мала питому щільність 1010 гк/м³, її вологість становила 97,55 %, середнє значення органічних речовин (біогенних) — 63,3 %, вміст мінеральної складової (зольність) — 36,7 %. Тобто на 1 кг мінеральних речовин припадає ~1,72 кг органічних речовин.

Після тривалого зберігання мулових залишків вологість дорівнює 70 %, середні значення біогенних (органічних речовин) — 40 %, а зольність — 60 %. На 1 кг мінеральних речовин припадає ~0,67 кг органічних речовин. Вміст органічних речовин порівняно з початковим продуктом знизився в 2,6 рази.

У проміжного комкуваного продукту з коротшим терміном зберігання середня вологість дорівнює 50 %, зольність — 42 %, середнє значення біогенних (органічних речовин) — 58 %. Тобто на 1 кг мінеральних речовин припадає ~1,38 кг органічних речовин. Вміст органічних речовин порівняно з початковим продуктом знизився в 1,25 рази.

Висновок. Дані стосовно очисних споруд м. Запоріжжя свідчать про те, що скорочення термінів зберігання мулів на мулових картах може бути дієвим заходом щодо збереження органічної складової.

м. Одеса. В Одесі послуги водокористування надаються КП «Інфокс-водоканал». Стічні води проходять оброблення на двох станціях біологічного очищення («Північна» та «Південна»). На очисні споруди станції «Північна» подається 50 млн м³ стоків за рік. Після очищення на мулові майданчики подаються первинний осад, вологість якого 92 %, а зольність 37 %, та активний мул вологістю 99,4 % та зольністю 42 %. У роботі очисних споруд відбуваються значні сезонні коливання. Середньодобова подача мулу на мулові площадки в осінній період становить 346 м³/год, знижуючись приблизно до 210 м³/год взимку та влітку і досягаючи 190 м³/год весною. У середньому на мулові майданчики подається близько 9300 м³ мулу за добу. У перерахунку на суху речовину витрати мулових залишків становлять 31 т/год.

Площа очисних споруд становить 88 460 м², площа мулових площадок на штучній основі — 6,6 га, на природній основі — 67,25 га.

Стан мулу на мулових картах (табл. 5.9.5) засвідчує зменшення вмісту органічних речовин.

Таблиця 5.9.5. Результати аналізу мулу з мулових карт північних очисних споруд м. Одеса

№ з/п	Параметр	Кількісний показник
1	Вологість, %	44,0
2	Азот загальний (на суху речовину), %	2,86
3	Фосфор загальний (на суху речовину), %	13,4
4	Зольність, %	62 %
5	Вміст важких металів, мг/кг:	
	Zn (ГДВ 100)	830
	Pb (ГДВ 20)	145
	Cu (ГДВ 50)	770
	Cd (ГДВ 3,0)	3,4
	Hg (ГДВ 2,1)	0,795

Проаналізувавши роботу очисних споруд, дійшли висновку, що стан решіток та пісколовок, які є першою ланкою очищення рідких стоків, є незадовільний, тому часто виходить з ладу весь комплекс очисних споруд. Висока зольність свіжоутвореного мулу ускладнює його використання. Необхідно звести первинні етапи очищення до проектного стану та повторити дослідження. Зберігання мулу на мулових картах зумовлює зниження частки органічних речовин.

Вміст важких металів в мулових залишках за більшістю показників в рази перевищує гранично допустимі значення. Використання

як складових добрив такої сировини неможливе.

Висновки:

1. Вміст органічної речовини під час перебування на мулових майданчиках зменшується удвічі.
2. Стан первинних ланок системи очищення стічних вод є незадовільним. Після проведення реконструкції необхідне повторне дослідження.
3. Мул, що потрапляє на очисні споруди Одеси, не можна використовувати як компонент добрив через суттєве перевищення вмісту Zn, Pb і Cu.
4. Для використання мулів методом термічного знешкодження з отриманням позитивного економічного ефекту необхідно відновити роботу системи очищення стічних вод і відмовитись від мулових майданчиків, замінивши їх механічною сепарацією чи істотно скоротити час перебування на них.

м. Кропивницький. На переробку на очисні споруди ОКВП «Дніпро-Кіровоград» щорічно подається близько 17 млн м³ стічних вод. При цьому споживачі послуг порушують нормативні вимоги щодо ступеня забруднення стоків, які скидаються. Як наслідок, на очищення подаються стоки з перевищенням вмісту хімічних сполук, які руйнують каналізаційні мережі, порушують технологічні регламенти очищення стічних вод і не видаляються в процесі біологічного очищення.

За період від 01.06.2017 р. до 31.05.2018 р. виявлено 2100 порушень з перевищенням вмісту фосфатів, хлоридів, азоту амонійного, нафтопродуктів, заліза, нітратів і нітритів.

Після очищення каналізаційних стоків на мулові майданчики очисних споруд подаються первинний осад, вологість якого дорівнює 95 %, а зольність — 28 %, та активний мул вологістю 99,0 % і зольністю 31 %. Є значні сезонні коливання в роботі очисних споруд. Середньодобова подача мулу на мулові площадки в зимовий період становить 200 м³/год, зростаючи до 320 м³/год весною та восени і досягаючи 400 м³/год влітку. У середньому

5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива

на мулові майданчики подається близько 7440 м³ мулу за добу. В перерахунку на суху речовину витрати мулових залишків становлять близько 10 т/год.

Площа очисних споруд дорівнює 16,2 га, а площа мулових площадок — 48,57 га.

За даними ОКВП «Дніпро-Кіровоград», яке здійснює водопостачання та водовідведення для споживачів м. Кропивницький, в осадах присутні важкі метали та інші забрудники, вміст яких перевищує нормативні обмеження.

Висновки:

1. Мул, що утворюється під час очищення стічних вод на очисних спорудах м. Кропивницький, не можна використовувати як компонент добрив через перевищення вмісту важких металів.

2. Існує можливість застосування висушеного первинного мулу як палива в теплових (енергетичних) установках.

м. Миколаїв. Очисні споруди м. Миколаїв забезпечують очищення 20,7 млн м³ каналізаційних стоків за рік. Як наслідок, на очисних спорудах ЦОС утворюється сирий осад та надлишковий мул, сумарна кількість яких становить близько 900 т/добу. Вологість мулу, що подається на підсушування, дорівнює 96,1 %. У перерахунку на суху речовину за добу утворюється 35,1 т мулових залишків.

Утворений у процесі очищення стічних вод мул на ЦОС зневоднюється підсушуванням ущільненого мулу в природних умовах на мулових майданчиках з подальшим зберіганням у відвалах поруч з муловими майданчиками до досягнення вологості 75 %. На очисних спорудах виконано реконструкцію решіток та пісколовок, що забезпечило зниження вмісту неорганічних вкраплень у мулові залишки з 37—40 % до 27—29 %.

Існує можливість забезпечення механічного зневоднення на стрічковому пресі фірми «ACI KOREA INC» (зараз не проводиться), де мул та сирий осад зневоднюються до вологості приблизно 80 %, що дає змогу перевозити мул у відвали автотранспортом. Зневоднення відбувається з обов'язковим додаванням флокулянта. Подальше підсушування мулу проходить у відвалах, поруч з муловими майданчиками, за товщини шару зневодненого мулу не більше ніж 0,3 м.

Площа очисних споруд ЦОС дорівнює 16,2 га, полів фільтрації — 0,98 га, на території знаходиться 7 мулових майданчиків. Їх середній розмір 50 × 20 × 2 м.

Нині немає вільної площі відвалів. Необхідно вирішити проблему використання підсушеного мулу з метою запобігання його накопиченню.

Для забезпечення роботи технологічного обладнання ЦОС споживається електрична енергія. З огляду на електричну потужність обладнання ЦОС середня потужність становить приблизно 0,9—1,0 МВт.

Висновки:

1. Мул, що утворюється під час очищення стічних вод на очисних спорудах Миколаєва, не можна використовувати як компонент добрив через перевищення вмісту важких металів.

2. Існує можливість використання висушеного первинного мулу як палива в теплових (енергетичних) установках.

м. Чернігів. У м. Чернігів проектна потужність ОКС становить 94 тис. м³/добу, а фактична — 84 тис. м³/добу. Вміст мулу в стоках сягає 0,1—0,4 г/л. У перерахунку на суху речовину кількість вилучених під час переробки стічних вод мулових залишків становить 27 т/добу. На каналізаційних очисних спорудах осад, що утворюється під час очищення стічних вод, і надлишковий активний мул подаються до резервуара сирого мулу, а звідти на мулові майданчики загальною площею 25,0 га. Для подачі надлишкового мулу і сирого мулу на мулові майданчики прокладений напірний трубопровід зі сталевих труб діаметром 200 мм. Кожен муловий майданчик обладнаний випускними колодязями з шандорами (дошками) для відведення мулової води, яка збирається в колектор мулової води. Через насосну станцію мулової води напірним трубопроводом діаметром 200 мм мулова вода надходить до приймальної камери очисних споруд.

У процесі очищення стічних вод на мулові площадки видаляється щодоби 800 м³ мулу вологістю 98,7 %. Після підсушування зневоднений осад (вологістю до 85 %) вивозиться на поля як добриво. У ході підсушування вміст мінеральних речовин збільшується з 29 % (для свіжого мулу) до 52—60 % (залежно від стану навколишнього середовища).

У Чернігові відсутня важка та хімічна промисловості. Як наслідок, вміст важких металів в мулових залишках не перевищує нормативних показників, що дає можливість використовувати їх як компоненти добрив. Щорічно необхідно вивозити на поля близько 60 тис. т мулу. З кожним роком проблема утилізації такої значної кількості та пошук вільних площ, на які можна вносити як добрива зневоднений осад з каналізаційних очисних споруд, зменшується. Транспортування такого об'єму мулу на значні відстані призводить до значних витрат. При цьому зниження вмісту вологи до 10—15 % зумовлює зменшення маси мулу до трохи більше ніж 10 тис. т.

Висновки:

1. Вміст органічної речовини під час перебування на мулових майданчиках суттєво зменшується.

2. Мул, що потрапляє на очисні споруди Чернігова, може та реально використовується на безоплатній основі як компонент добрив. На поля щорічно вивозиться близько 60 тис. т мулових залишків, вологість яких не перевищує 85 %. Таким чином, з 60 тис. т залишків, що вивозиться автотранспортом, 51 тис. т — вода. Зменшення маси мулів до 10 тис. т/рік за рахунок сушки істотно знизить транспортні витрати.

3. Існує можливість використання мулів методом термічного знешкодження з отриманням позитивного економічного ефекту.

м. Київ. Очисні споруди — Бортницька станція аерації (БСА). Підприємство введено в експлуатацію у 1965 р. До 1985 р. перероблений мул та стічна вода використовувалися на навколишніх полях як добрива, але в ґрунтах таких полів в окремих пробах виявлено аномальний вміст важких металів (Cu, Cr, Zn, Pb та ін.), який в десятки разів перевищував їх ГДК для сільськогосподарських ґрунтів. За результатами досліджень концентрації металів класу небезпеки I (Cd, Hg, Pb, Zn) та II (Cr, Cu, Ni) у мулах БСА в 20—100 разів (а то і більше) вищі за їх фонові вмісти у ґрунтах району робіт.

5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива

Після 1985 р. 12 тис. м³ мулу на добу вологістю 97,5 % вивозилося на мулові поля для зневоднення. У перерахунку на суху речовину його кількість у «свіжому» осаді становить приблизно 300 т/добу або 109 500 т/рік. Масова частка органічних речовин в мулових залишках, що подаються на мулові карти, коливається в межах 68—77 %.

На сьогодні кількість накопичених мулів та мулу на БСА становить 9 млн м³. Склад і структура мулів неоднорідні за об'ємом: верхня частина є торфоподібною мулистою структурою, загальна вологість якої змінюється від 37 до 78 % за середнього значення 62 %. Нижче вздовж розрізу середня вологість в'язкого мулу становить 84 %, а середня вологість рідкого мулу — 90 %. Середня вологість придонного шару ущільненого мулу сягає 68 %. Вологість верхнього шару мулових покладів змінюється найсуттєвіше залежно від кліматичних умов та подачі (підливу) «свіжого» мулу на мулове поле. За зольністю торфоподібна мулиста «шапка» змінюється від 44 до 51 % за середнього значення 46 %, що не відповідає паливним торфам, зольність яких повинна бути не більша ніж 23 %. Нижче вздовж розрізу середня зольність в'язкого мулу трохи зменшується і дорівнює 43,5 %, а середня зольність рідкого мулу — 40 %. Середня зольність придонного шару ущільненого мулу суттєво зростає до 60 %.

Аналіз стану ситуації на БСА, проведений в рамках підготовки реконструкції, ґрунтувався на термічному знешкодженні мулових залишків. При цьому проектом обмежено зону відповідальності переобладнаного комплексу — обробка стічних вод і термічна нейтралізація свіжого мулу. Проблему накопичених на мулових площадках 9 млн т не вирішено.

Висновки:

1. Вміст органічної речовини під час перебування на мулових майданчиках суттєво зменшується. Відносно низька зольність верхнього шару мулу на полях фільтрації зумовлена надходженням «свіжого» мулу. Зольність середньої частини накопичених мулів зменшується за рахунок випадіння у придонний шар важких неорганічних складових. У всіх випадках використання як енергетичного ресурсу накопиченого матеріалу малоімовірно.

2. Мул, що видаляється з каналізаційних стоків на Бортницькій станції аерації, не можна використовувати як компонент добрив через перевищення вмісту важких металів.

3. Існує можливість використання мулів методом термічного знешкодження з отриманням позитивного економічного ефекту. Саме такий спосіб переробки заплановано проектом реконструкції БСА, який нині розробляється.

Висновки за аналізом роботи ОКС міст України:

1. На всіх без винятку обстежених об'єктах:

- виявлено негативний щодо збереження органічної складової в мулових залишках вплив використання мулових карт для видалення вологи. Вміст неорганічної складової зростає від 50 % в 2—3 рази;
- підтверджено можливість обмеженого використання висушених мулових залишків як біопалива для підприємств будівельної галузі та енергетики.

2. На більшості обстежених об'єктів у мулових залишках визначено перевищення забрудників, зокрема важких металів, що обмежує або повністю унеможлиблює використання залишків як компонентів добрив.

3. У випадку, коли використання як добрив допустиме, видалення вологи на мулових майданчиках погіршує якість продукту та зумовлює зниження вмісту вологи лише до 80—85 %, що призводить до значних витрат під час транспортування.

Спалювання мулу — це найпоширеніший спосіб очищення навколишнього середовища від мулу, який застосовується багатьма європейськими країнами тривалий час.

За допомогою спалювання зменшуються об'єми мулових майданчиків, а зола, що утворюється внаслідок спалювання, можна використовувати як сировину в дорожньому і промисловому будівництві.

Спільне спалювання потребує відповідних печей на ТЕС або сміттєспалювальних заводах, а також оснащення таких печей сучасною системою очищення димових газів. Для приймання, змішування і подачі мулу, а в окремих випадках і для додаткового очищення димових газів можуть бути потрібні цільові витрати. Приймання мулу на спалювання платне.

Зазначимо, що пріоритетною під час утилізації ОКС є утилізація з корисним використанням їх енергетичного потенціалу. Можна очікувати, що з часом термічна переробка мулів буде головним напрямом їх утилізації.

На сьогодні найдоступнішою є технологія спалювання ОКС у топках енергетичних котлів ТЕЦ. Таку технологію можна використати в містах, де є ТЕЦ з котлами на вугіллі — Чернігові, Львові, Миколаєві та ін. Технологія передбачає підмішування ОКС до основного палива, що використовується на ТЕЦ, яка вже має систему очищення димових газів від шкідливих домішок.

Для прикладу нижче представлено ТЕО спалювання ОКС для Чернігова.

Підготовка мулу до спалювання.

- *Ділянка відділення вологи.* Використання пресів (або центрифуг чи стрічкових) для підвищення вмісту сухої речовини в стічних водах з 3 % до 20 %, тобто за вологості 97 % за подальшої переробки отримуємо мул вологістю 80 %.

- *Ділянка сушіння.* Комплектується гібридними сушарками (рис. 5.9.5). Вона забезпечує зниження вмісту вологи з 80 до 10 %. При цьому внаслідок механічного перемішування мулового залишку формуються гранули, середній розмір яких становить 20—25 мм. Сушка забезпечує зниження маси мулового залишку, що надходить для переробки.

Сушіння мулових залишків до вологості 10 % здійснюється тепловою енергією сонячного випромінювання. Очевидно, що потужність комплексу залежить від умов навколишнього середовища, досягаючи максимуму в літній період.

Унаслідок підготовки мулу на ділянці сушіння утворюється гранульоване паливо з нижчою теплою згоряння 14,5 МДж/кг. Через особливість цього палива — підвищений вміст забрудників і неприємний запах, воно мало придатне для реалізації зовнішнім споживачам, однак є цілком прийнятним як енергоресурс для застосування в спеціалізованих енергетичних комплексах.

5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива



Рис. 5.9.5. Сушильний комплекс «ЕКОТОП»

Наведемо приклади можливого використання мулу каналізаційних стоків для Чернігова:

- Пропонується використовувати зневоднений мул як біопаливо для зменшення залежності підприємства від поставок природного газу та електричної енергії й, відповідно, зменшення викидів CO_2 в навколишнє середовище.
- Пропонується застосовувати зневоднений мул як біопаливо на ТЕЦ для виробництва електричної та теплової енергії, що дає змогу зменшити викиди CO_2 і вирішити проблему з утилізації ОКС міста.
- Пропонується використати технологію переробки мулів з використанням гібридних сушарок. Принцип дії комплексу подано на рис. 5.9.6.

Ділянка сушіння (рис. 5.9.7) комплектується гібридними сушарками. Ця ділянка забезпечує зниження вмісту вологи з 97 % до 10–12 %. Сушіння забезпечує зниження маси мулового залишку, що надходить для переробки з 900 т/добу вологістю 97 % до 30,7 т/добу вологістю 12 %, із випаровуванням за добу близько 869 т води. Площа п'яти сонячних сушарок становить 11 198,86 м² розміром 12 × 200 м. У світі є багато прикладів використання такої технології сушіння мулу очисних споруд з використанням сонячної енергії (Північна Америка, Німеччина, Італія, Бельгія, Австрія та Австралія).

Унаслідок підготовки мулових залишків на ділянці сушіння утворюється гранульоване паливо з нижчою теплою згорання 3200 ккал/кг (13,4 МДж/кг).

Особливістю цього палива є підвищений вміст забрудників, тому воно мало придатне для реалізації зовнішнім споживачам, однак є цілком прийнятним як енергоресурс для застосування в спеціалізованих енергетичних комплексах, таких як твердопаливні енергетичні котли ТЕЦ.

Рис. 5.9.6. Функціональна схема комплексу утилізації мулу

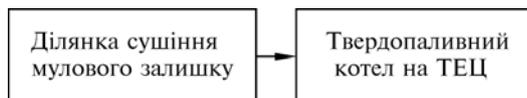




Рис. 5.9.7. Можливе місце розташування сушального комплексу на території каналізаційно-очисних споруд (КОС) м. Чернівці

5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива

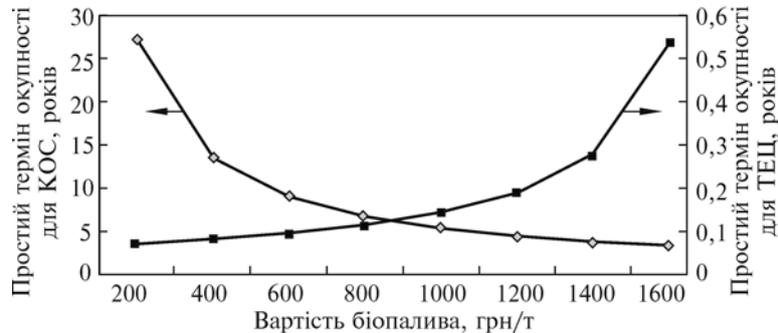


Рис. 5.9.8. Залежність простого терміну окупності для КОС і ТЕЦ від оціночної вартості біопалива

Техніко-економічні показники запропонованого утилізаційно-енергетичного комплексу. Використовуючи 348 т мулу за добу (вологістю 97 %) після сушіння отримуємо за добу 30,7 т органічного палива вологістю 12 % за калорійності палива 3200 ккал/кг.

Економічні показники запропонованого варіанта реалізації проекту залежать від вартості біопалива. На рис. 5.9.8 наведено залежність простих термінів окупності від вартості біопалива для КОС і ТЕЦ.

Економічні показники реалізації запропонованого варіанта проекту для КОС:	
Капіталовкладення, млн грн	59
Експлуатаційні витрати, млн грн/рік	1,73
Економічні показники запропонованого варіанта реалізації проекту для ТЕЦ:	
Капіталовкладення, млн грн	1,22
Експлуатаційні витрати, млн грн/рік	0,11

За оціночної вартості біопалива 1000 грн/т простий термін окупності капіталовкладень становить

- для КОС — 5,4 року,
- для ТЕЦ — 0,1 року.

Слід також ураховувати, що накопичений мул на відвалах буде перероблено і надалі не накопичуватиметься.

У табл. 5.9.6 подано результати розрахунків техніко-економічних показників утилізаційно-енергетичного комплексу переробки мулів КОС м. Чернігів.

Таблиця 5.9.6. Затрати на будівництво та економічні показники утилізаційно-енергетичного комплексу

Параметр	Значення
Водоканал КОС	
<i>Вихідні дані</i>	
Курс валюти	32 грн/євро
Обсяг стоків ЦОС	900 т/добу
Вологість стоків ЦОС	97 %
Ціна електричної енергії з ПДВ	2,55 грн/(кВт · год)
Затрати на транспортування до ТЕЦ	100 грн/т

Закінчення табл. 5.9.6

Параметр	Значення
<i>Вихідні дані</i>	
Кількість обслуговуючого персоналу	0 осіб
Вологість стоків після сушіння	12 %
Питома вартість теплиць	3500 грн/м
Ціна ворущильної машини	30000 євро
<i>Розрахункові дані</i>	
Розміри теплиці	
ширина	12 м
довжина	200 м
Обсяг мулу після сушіння	30,68 т/добу
Площа теплиці	2400 м ²
Сумарна площа теплиць	11198 м ²
Кількість теплиць	5 шт.
Потужність електрообладнання теплиці	15 кВт
Вартість теплиць	39196022,73 грн
Вартість ворущильних машин	4479545,45 грн
Вартість обладнання (всього)	4479545,45 грн
Проектні роботи ($k = 1,05$)	43675568,18 грн
Монтажні та пусконаладжувальні роботи ($k = 1,2$)	2183778,41 грн
Інші роботи та витрати (ризика) ($k = 1,1$)	8735113,64 грн
Капітальні витрати	58962017,05 грн
Вартість електричної енергії	58,96 млн грн
Транспортні витрати	613137,78 грн/рік
Експлуатаційні витрати	1119886,36 грн/рік
	1,73 млн грн/рік
ТЕЦ	
<i>Вихідні дані</i>	
Обсяг біопалива від ЦОС	30,68 т/добу
Вологість біопалива від ЦОС	12 %
Калорійність біопалива від ЦОС	3200 ккал/кг
Ціна біопалива від ЦОС	1000 грн/т
Калорійність палива (вугілля)	5800 ккал/кг
Ціна палива (вугілля)	3300 грн/т
Заробітна плата	8000 грн/міс.
Вартість електроенергії	1,7 грн/(кВт · год)
Кількість обслуговуючого персоналу	1 осіб
<i>Розрахункові дані</i>	
Ціна естакади для розвантаження біопалива	100000 грн
Ціна бункера біопалива	800000 грн
Вартість енергії, Гкал, в паливі	568,9655172 грн/Гкал
Вартість енергії, Гкал, в біопаливі	312,50 грн/Гкал
Потужність електрообладнання ділянки розвантаження біопалива	10 кВт
Період роботи ділянки біопалива	1,5 год/добу
Вартість обладнання (всього)	900000 грн
Проектні роботи ($k = 1,05$)	45000,00 грн
Монтажні та пусконаладжувальні роботи ($k = 1,2$)	180000,00 грн
Інші роботи та витрати (ризика) ($k = 1,1$)	90000,00 грн
Капітальні витрати	1,22 млн грн
Вартість електричної енергії	9307,50 грн/рік
Заробітна плата	96000,00 грн/рік
Експлуатаційні витрати	0,11 млн грн/рік

5.10. Рішення щодо енергоефективності, автоматизації, диспетчеризації об'єкта

Висновки:

1. Запропоноване технічне рішення проблеми полягає в використанні мулу як альтернативного палива для виробництва електричної та теплової енергії за технологією, яке дає змогу уникнути викидів забрудників у навколишнє середовище від переробки мулу.

Ця пропозиція направлена на вирішення екологічної проблеми утилізації мулу, який утворюється в процесі роботи КОС, та накопиченого мулу.

2. Запропонований екологічний проект є більш економічно привабливим для ТЕЦ. Наприклад, за вартості біопалива 1000 грн/т простий термін окупності для ТЕЦ становить 0,1 року, а простий термін окупності для КОС — 5,4 року (для КОС у першу чергу це екологічний проект, який дасть змогу вирішити проблему утилізації мулових відходів).

5.10. РІШЕННЯ ЩОДО ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ, АВТОМАТИЗАЦІЇ, ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЇ ОБ'ЄКТА

Автоматизація та диспетчеризація — це комплекс обладнання та програмного забезпечення для контролю, регулювання та керування інженерними системами теплових мереж і котелень.

Система автоматизації СТ містить:

- системи автоматизації теплових пунктів і котелень;
- вузли комерційного обліку теплової енергії води та газу.

Призначення і цілі створення АСК ТП. Автоматизовану систему керування технологічними процесами (АСК ТП) призначено для формування оптимальних режимів, а також для автоматизації режимів керування технологічними процесами основного і допоміжного обладнання джерел теплової енергії.

Метою створення АСК ТП є:

- 1) забезпечення роботи встановленого технологічного обладнання в усіх передбачених проектом режимах;
- 2) підвищення безпеки роботи встановленого обладнання;
- 3) скорочення шкідливих викидів в навколишнє середовище;
- 4) зниження ймовірності помилкових дій оперативного персоналу;
- 5) економія енергоресурсів, зокрема витрати палива, а також споживання ТЕ й електроенергії на власні потреби;
- 6) підвищення ступеня автоматизації за рахунок програмно-логічного керування і виконання необхідних обчислень;
- 7) підвищення коефіцієнта використання встановленого обладнання;
- 8) поліпшення якості протікання технологічних процесів у сталих і перехідних режимах;
- 9) зменшення кількості оперативного та обслуговуючого персоналу і поліпшення умов праці;
- 10) підвищення надійності та достовірності обчислень техніко-економічних показників і комплексних параметрів;
- 11) аналіз ретроспективної інформації, зокрема аварій та порушень.

Функції АСК ТП:

- 1) збирання та обробка інформації про технологічний процес і стан обладнання;
- 2) аналіз стану технологічних процесів та обладнання;
- 3) вибір раціональних режимів ведення технологічних процесів;
- 4) пуск і зупинка комплексів технологічного обладнання як об'єктів ПТС;
- 5) технологічні блокування і захист;
- 6) вироблення технологічних дій, що керують;
- 7) передача керівних впливів на виконання, їх реалізація та контроль;
- 8) оперативне відображення стану технологічного процесу і обладнання;
- 9) оперативне керування технологічним процесом і обладнанням;
- 10) технічний облік ресурсо- і енергоспоживання;
- 11) зберігання та резервування даних;
- 12) внутрішньосистемний і міжсистемний обмін даними (інформацією);
- 13) документування ходу технологічних процесів і станів обладнання;
- 14) діагностика комплексу технічних засобів системи, обладнання КВПіА.

Структура системи диспетчеризації. Програмне забезпечення системи диспетчеризації є чотирирівневим (рис. 5.10.1).

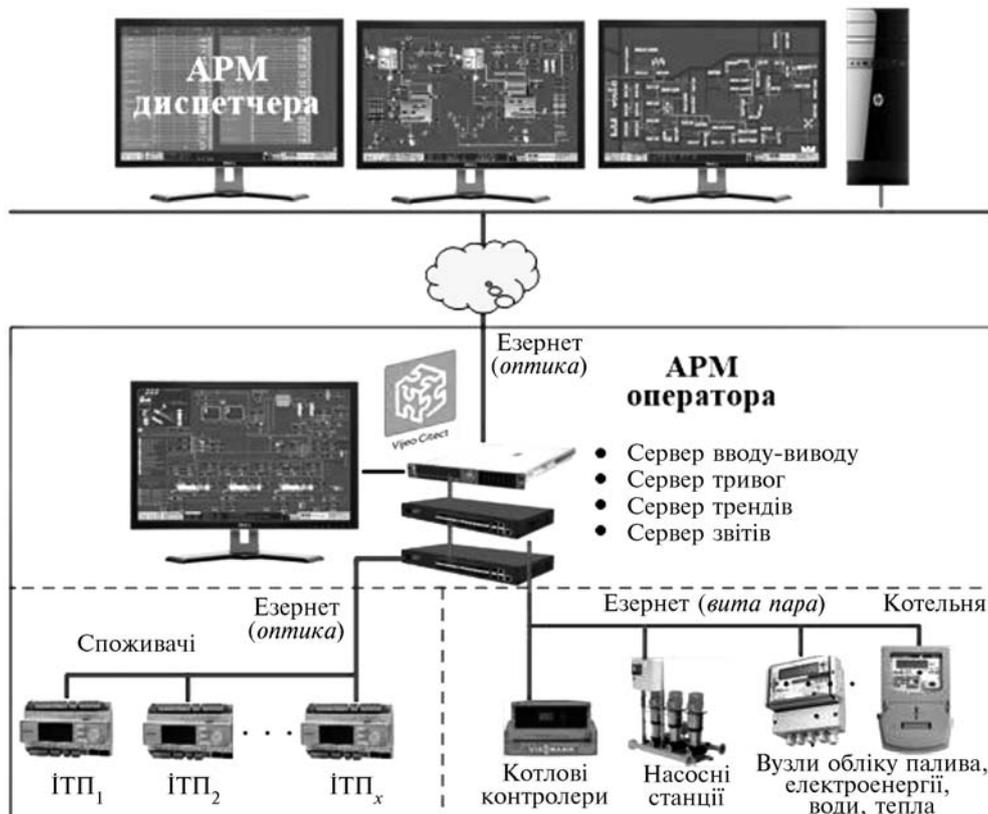


Рис. 5.10.1. Структура інформаційних каналів системи диспетчеризації

5.10. Рішення щодо енергоефективності, автоматизації, диспетчеризації об'єкта

Перший рівень — це програмне забезпечення для контролерів, які здійснюють збирання інформації у котельні. Програмне забезпечення по-ставляється разом із устаткуванням системи SCADA у складі щита автоматичного керування.

Другий рівень — це програмне забезпечення для контролерів системи диспетчеризації, функцією якої є збирання даних за послідовним інтерфейсом від устаткування першого рівня, а також збирання даних від дискретних і аналогових датчиків, сигнали від яких передаються безпосередньо на контролери другого рівня. Інформація, зібрана на другому рівні, передається на третій рівень. Окрім функції контролю, програмне забезпечення другого рівня забезпечує можливість видачі дискретних команд і команд керування виконавчими пристроями, що надходять від автоматизованого робочого місця оператора (третій рівень), передачу через послідовний інтерфейс.

Третій рівень — це програмне забезпечення, встановлене на сервері, таке, що працює на об'єкті. На цьому рівні проводиться збирання та зберігання даних у котельні, виконання функції керування, проглядання стану технологічних процесів, формування звітів, надання доступу до клієнтських місць, які знаходяться на четвертому рівні.

Четвертий рівень — це клієнтські робочі місця операторів і диспетчера на ЦДП.

Система передбачає можливість додавання нових робочих місць, зокрема віддалених.

Програмне забезпечення дає можливість системі працювати без автоматизованого робочого місця оператора котельні.

Зв'язок сервера, встановленого на об'єкті, з сервером ЦДП здійснюється за допомогою оптоволоконних міських мереж. Забезпечується підключення сервера до міських оптоволоконних мереж.

Робочі місця операторів передбачають можливість контролю та керування однією з ділянок і, за необхідності, робіт на одному робочому місці з трьома ділянками (досить передбачити «безударний» перехід у разі виходу з ладу одного з ПК без гарячого резервування).

На робочому місці диспетчера окрім відображення стану технологічного процесу, формування звітів передбачено модуль програмного забезпечення, який дає можливість операторові фіксувати повідомлення про виконання робіт на мережах тепlopостачання, звітів про виконання робіт, формування графіків планових робіт з обслуговування. Такий модуль передбачає можливість інтеграції в єдину систему обліку і керування ремонтами і обслуговуванням устаткування. До четвертого рівня також відносяться робочі місця інженерно-технічного та адміністративного персоналу з обмеженими правами доступу для перегляду стану технологічного процесу, формування звітів, без функцій керування.

Рішення з диспетчеризації. Загальні задачі системи:

- Організація роботи клієнт-серверної архітектури системи.
- Моніторинг та діагностика обладнання зі збереженням даних на сервері.
- Відображення на АРМ стану технологічного процесу та аварійних сигналів, миттєвих значень потенціальних параметрів (тиску та температу-

ри), збереження даних трендів (графічно та в базах даних з глибиною зберігання мінімум 1 рік).

- Формування звітів (зокрема, перехресних у двох і більше часових інтервалах) з виведенням на друк.
- Оптимізація роботи технологічного обладнання котельні внаслідок онлайн формування установок продуктивності котлів відповідно до режимної карти, затвердженої ВМТЕ.
- Збирання аварійних і технологічних повідомлень, миттєвої та накопичувальної інформації з лічильників (вода, паливо, електрична та теплова енергії).
- Дистанційне керування технологічним обладнанням через вебінтерфейс.
- Логічний контроль вхідних даних за ознакою достовірності.
- Ведення протоколу всіх подій (дій оператора, диспетчера, аварій, зміни стану обладнання).
- Облік кількості відпрацьованих мотогодин усіма активними одиницями обладнання (пальники, насоси) з фіксацією загального напрацьованого ресурсу та ресурсу від останнього техобслуговування. Включення додатку відеоспостереження до АРМ оператора та сервера котельної.

Параметри контролю та керування. Система диспетчеризації котельні функціонує разом з комплексом моніторингу параметрів ІТП (рис. 5.10.2).

З АРМ диспетчера та АРМ оператора котельні в ручному режимі передбачена можливість керування деякими механізмами (табл. 5.10.1).

Основний відеокадр котельні забезпечує візуалізацію технічних параметрів роботи системи теплопостачання та містить загальну схему котельні, спрощені графічні зображення складових технологічного обладнання з виводом миттєвих, розрахункових, накопичувальних, аварійних параметрів у режимі реального часу.

Систему забезпечено підтримкою українською та англійською мовами з автоматичною зміною всіх написів і найменувань.

Параметри охоронної сигналізації. Двері (котельні та когенераційної установки) — дискретний вихід.

Таблиця 5.10.1. Дії персоналу з керування механізмами

Прилади (пристрої)	Допустима дія
Керування станцією мережних насосів	Дистанційно/автомат, ввімкнути/вимкнути
Керування станцією насосів підживлення	Дистанційно/автомат, ввімкнути/вимкнути
Керування станцією насосів підтримання тиску	Дистанційно/автомат, ввімкнути/вимкнути
Керування станцією насосів рециркуляції	Дистанційно/автомат, ввімкнути/вимкнути
Відеокамера	Ввімкнути/вимкнути

Відеоспостереження (установка відеокамер у приміщенні котельні, когенераційної установки, насосної станції та вздовж зовнішнього периметра котельні).

Якщо величина будь-якого параметра виходить за задані межі, формується сигнал аварії с виводом сигналу на диспетчерський пункт. До аварійних параметрів належать сигнали аварійної зупинки насосів та охоронної сигналізації, а також сигнали загазованості й пожежі в приміщенні котельні. Системою передбачена можливість перегляду всіх

5.11. Підвищення ефективності роботи систем ГВП



Рис. 5.10.2. Загальний вигляд диспетчерської теплового району

пов'язаних параметрів на момент виникнення аварії за допомогою аналізатора процесів Vijeo Citect як в часі, так і переглядом зрізу параметрів на момент аварії.

5.11. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМ ГВП

Доцільність використання альтернативних локальних ТД для забезпечення послуги централізованого гарячого водопостачання зумовлена неефективністю її роботи в літній та перехідний періоди.

У більшості міст України в разі надання послуг централізованого тепlopостачання у теплі дні весняно-осінніх перехідних періодів відбувається перегрівання споживачів через необхідність підтримувати підвищену температуру мережної води у подавальному трубопроводі (~ 70 °С) для забезпечення якості послуги ГВП [147].

В Україні для теплозабезпечення споживачів досі використовується чотиритрубна система тепlopостачання — зазвичай від центрального теплового пункту (ЦТП) [148].

Термін експлуатації більшості ЦТП становить 20—30 років. Відсутність регуляторів температури прямої дії на підведеннях подавальних трубопроводів до підігрівників ЦТП та на більшості ІТП ГВП спричинює інтенсифікацію процесу утворення накипу на нагрівальних поверхнях теплообміну. Крім того, витрати на обслуговування такого обладнання дуже високі. Вітчизняне насосне обладнання, встановлене в ЦТП, є застарілим. Воно характеризується високими показниками споживання енергії, не має регулювання швидкості електродвигунів приводів насосів та потребує заміни. Продуктивність насосів зазвичай регулюється дроселюванням. Майже всі системи потребують значного поліпшення: системи регулювання температури, забезпечення тиску і клапанів гарячого водопостачання та ін. [149].

Ефективність виробництва гарячої води в літній період у ЦТП становить 60—65 % за коефіцієнта використання природного газу в котельнях 92—94 %. Це зумовлено значними відносними тепловими втратами в ТМ від котельень до ЦТП за малих витрат теплоносія, необхідного для підготовки гарячої води.

Крім того, часто тепlopостачальні організації, бажаючи зменшити свої фінансові витрати, вводять графік подачі послуги ГВП у певні години протягом доби. Це створює значний дискомфорт для споживачів. У таких умовах споживачі починають самостійно відключатися від централізованого ГВП і встановлювати електробойлери та інші водогрійні прилади.

Всі ці наслідки не задовольняють ані виробників (постачальників) ТЕ, ані кінцевих споживачів [150].

Можливі варіанти підвищення енергетичної ефективності ЦС ГВП на літній та перехідний періоди:

1. Ліквідація ЦТП та встановлення сучасних ІТП. Встановлення сучасних ІТП дасть змогу зменшити теплові втрати в мережах за рахунок переходу від чотиритрубної до двотрубної системи тепlopостачання та надавати якісну послугу ГВП споживачам.

Сучасні ІТП включають в себе модульні блоки з датчиками температури зовнішнього повітря та реалізують погодне регулювання, підтримуючи задану температуру в подавальному трубопроводі системи опалення (рис. 5.11.1). До складу модуля входить запірна арматура, вузол обліку ТЕ, автоматика регулювання, циркуляційні насоси, триходовий змішувальний клапан або теплообмінник, пластинчатий теплообмінник на потреби ГВП.

Схема індивідуального теплового пункту з кількісно-якісним регулюванням, змішувальним насосом (у контурі опалення як у разі залежного, так і незалежного приєднання), а також із теплообмінником та циркуляційним насосом за теплоносієм у контурі гарячого водopостачання, зумовлює його незалежність від гiдралічного режиму ТМ (рис. 5.11.2). Також ІТП автоматично встановлює індивідуальний гiдралічний і тепловий режими за погодним регулятором, забираючи з мережі рівно стільки теплоти, скільки на даний момент необхідно споживачеві. Крім того, він зовсім не залежить від умов роботи сусідніх споживачів і не впливає на них.

Результати порівняльного аналізу споживання теплоти секціями будинку зі встановленими погодними регуляторами свідчать, що витрати ТЕ зменшуються на 10—25 %. Іншими словами, запропонований захід щодо встановлення ІТП поліпшить рівень тепlopостачання у споживачів та надасть

можливість додатково економити паливно-енергетичні ресурси за рахунок автоматизації системи.

З огляду на техніко-економічні розрахунки щодо впровадження такого заходу простий термін окупності за середньої вартості капітальних витрат 22 тис. євро на 1 тепловий пункт (включаючи т/о ГВП, лічильник теплоти, автоматизацію та необхідний набір труб) становить 6—9 років.

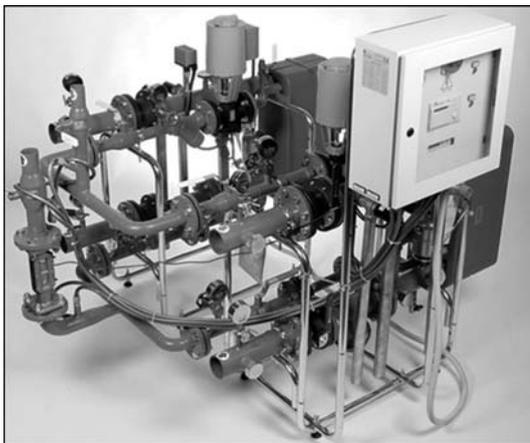
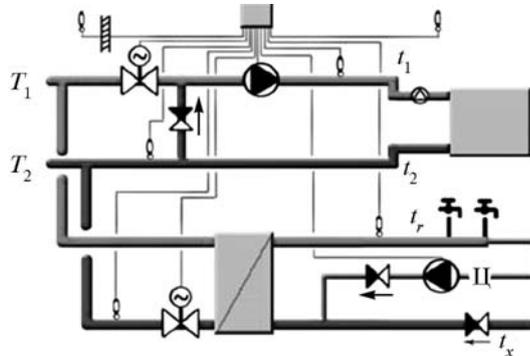


Рис. 5.11.1. Індивідуальний модульний тепловий пункт

5.11. Підвищення ефективності роботи систем ГВП

Рис. 5.11.2. Принципова схема індивідуального теплового пункту з теплообмінником для послуги ГВП



2. Модернізація ЦТП/ІТП. Модернізація ЦТП/ІТП може здійснюватися різними шляхами. Наведемо деякі варіанти такої модернізації.

2.1. Встановлення влітку котла на потреби ГВП (електричного або газового) із сучасною регулювальною автоматикою в ЦТП, модернізацією (заміною) мереж ГВП на нові попередньо ізольовані труби. Переваги такі самі, як і в п. 1.

2.2. Встановлення електробойлера (електрокотла) в ІТП з баком-накопичувачем та нічним акумулюванням на літній період. Цей варіант дасть змогу використовувати дешеву нічну електроенергію та цілодобово забезпечувати споживачів якісним ГВП. Проте доведеться виділити значну територію для розташування бака-акумулятора, в якого залежно від потреби може бути великий об'єм.

Теплову схему ЦТП з баком-акумулятором гарячої води зображено на рис. 5.11.3.

Опис роботи схеми. Холодна вода подається з водопровідної мережі (В1), проходить крізь фільтр електромагнітного очищення типу EZV і сітчастий фільтр, який уловлює пісок та інші дрібні фракції. Протікаючи через триходовий клапан, мережна вода подається у мережний насос (1 робочий та 1 резерв-

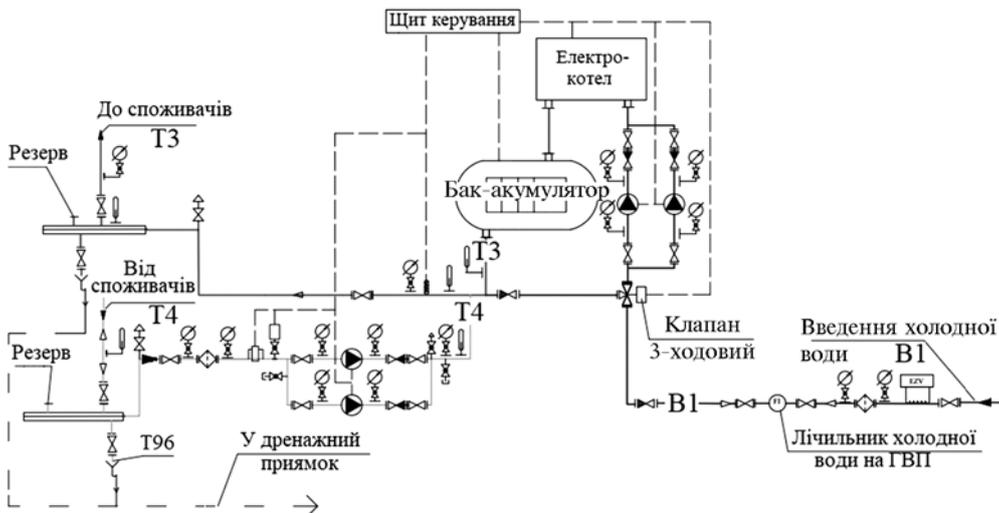


Рис. 5.11.3. Принципова теплова схема ЦТП з електробойлером (котлом) та баком-акумулятором ГВП

ний) і далі — в електричний котел, який працює за двозонним тарифом споживання електроенергії з 23:00 до 7:00 з тарифним коефіцієнтом 0,5.

Протягом цього періоду (8 год) електричний котел нагріватиме воду до 90 °С, що надходитиме в бак-акумулятор ГВП. Під час використання споживачами гарячої води нагріта вода з бака-акумулятора ГВП буде змішуватися з холодною водопровідною водою до температури 55 °С за допомогою відкриття триходового клапана та надходити через розподільну гребінку безпосередньо до будинків споживачів (Т3). З використанням групи циркуляційних насосів невикористана гаряча вода, що повернулася від споживачів (Т4), подається в трубопровід Т3 і таким чином циркулює в системі ГВП.

Коли температура гарячої води опускається до 50 °С з бака-акумулятора надходить гаряча вода (90 °С) і підмішується з охололою, підвищуючи її температуру до 55 °С. Якщо у вечірні пікові години в баку-акумуляторі закінчується гаряча вода, то для догрівання вмикається електричний котел, який споживатиме електроенергію за звичайним тарифом. Роботою насосів, котла, бака-акумулятора та триходового клапана керує «Щит керування» з наперед запрограмованими режимами.

3. Використання альтернативних та відновлюваних джерел енергії:

3.1) повітряного теплового насоса (ТН) та нічного електродогріву — дасть змогу порівняно з варіантами 1 і 2 додатково заощаджувати енергоресурси, а відповідно і кошти, але потребує більших капітальних витрат;

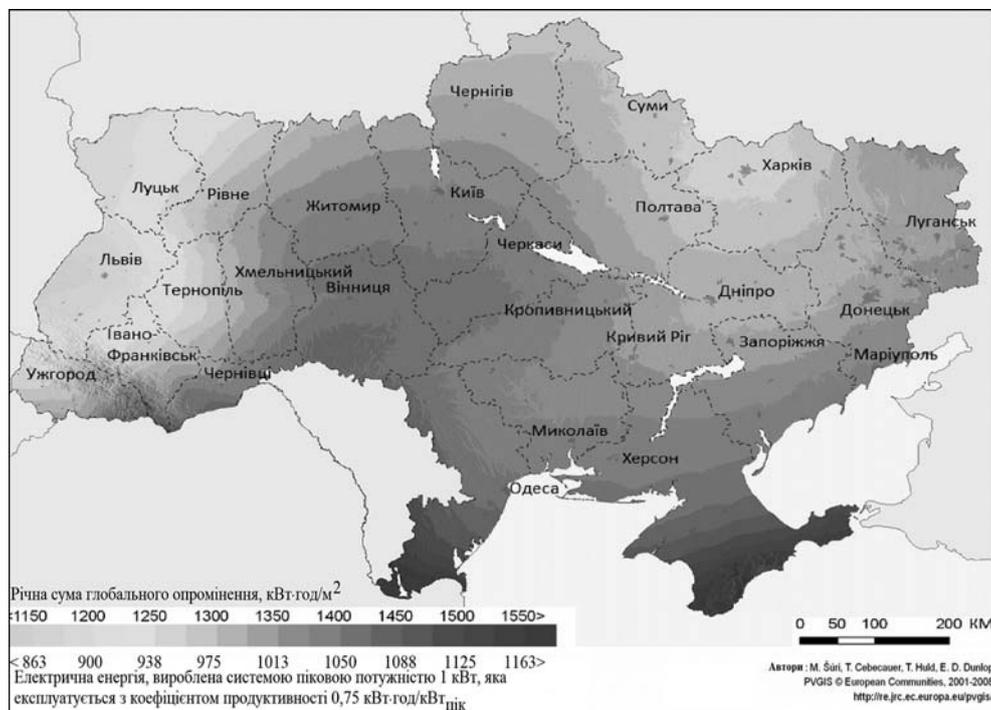


Рис. 5.11.4. Загальний потенціал сонячної енергії в Україні

5.11. Підвищення ефективності роботи систем ГВП

Таблиця 5.11.1. Середній місячний рівень сонячної радіації (сонячна постійна) у містах України, кВт/м²/день

Регіон	Місяць												Середнє
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
Сімферополь	1,27	2,06	3,05	4,30	5,44	5,84	6,20	5,34	4,07	2,67	1,55	1,07	3,58
Вінниця	1,07	1,89	2,94	3,92	5,19	5,3	5,16	4,68	3,21	1,97	1,10	0,9	3,11
Луцьк	1,02	1,77	2,83	3,91	5,05	5,08	4,94	4,55	3,01	1,83	1,05	0,79	2,99
Дніпро	1,21	1,99	2,98	4,05	5,55	5,57	5,70	5,08	3,66	2,27	1,20	0,96	3,36
Донецьк	1,21	1,99	2,94	4,04	5,48	5,55	5,66	5,09	3,67	2,24	1,23	0,96	3,34
Житомир	1,01	1,82	2,87	3,88	5,16	5,19	5,04	4,66	3,06	1,87	1,04	0,83	3,04
Ужгород	1,13	1,91	3,01	4,03	5,01	5,31	5,25	4,82	3,33	2,02	1,19	0,88	3,16
Запоріжжя	1,21	2,00	2,91	4,20	5,62	5,72	5,88	5,18	3,87	2,44	1,25	0,95	3,44
Івано-Франківськ	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94
Київ	1,07	1,87	2,95	3,96	5,25	5,22	5,25	4,67	3,12	1,94	1,02	0,86	3,10
Кропивницький	1,20	1,95	2,96	4,07	5,47	5,49	5,57	4,92	3,57	2,24	1,14	0,96	3,30
Луганськ	1,23	2,06	3,05	4,05	5,46	5,57	5,65	4,99	3,62	2,23	1,26	0,93	3,34
Львів	1,08	1,83	2,82	3,78	4,67	4,83	4,83	4,45	3,00	1,85	1,06	0,83	2,92
Миколаїв	1,25	2,10	3,07	4,38	5,65	5,85	6,03	5,34	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Одеса	1,25	2,11	3,08	4,38	5,65	5,85	6,04	5,33	3,93	2,52	1,36	1,04	3,55
Полтава	1,18	1,96	3,05	4,00	5,40	5,44	5,51	4,87	3,42	2,11	1,15	0,91	3,25
Рівне	1,01	1,81	2,83	3,87	5,08	5,17	4,98	4,58	3,02	1,87	1,04	0,81	3,01
Суми	1,13	1,93	3,05	3,98	5,27	5,32	5,38	4,67	3,19	1,98	1,10	0,86	3,16
Тернопіль	1,09	1,86	2,85	3,85	4,84	5,00	4,93	4,51	3,08	1,91	1,09	0,85	2,99
Харків	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,10	1,19	0,9	3,26
Херсон	1,30	2,13	3,08	4,36	5,68	5,76	6,00	5,29	4,00	2,57	1,36	1,04	3,55
Хмельницький	1,09	1,86	2,87	3,85	5,08	5,21	5,04	4,58	3,14	1,98	1,10	0,87	3,06
Черкаси	1,15	1,91	2,94	3,99	5,44	5,46	5,54	4,87	3,40	2,13	1,09	0,91	3,24
Чернігів	0,99	1,80	2,92	3,96	5,17	5,19	5,12	4,54	3,00	1,86	0,98	0,75	3,03
Чернівці	1,19	1,93	2,84	3,68	4,54	4,75	4,76	4,40	3,06	2,00	1,20	0,94	2,94

Примітка. Наведено середній показник за останні 22 роки (за даними NASA).

3.2) сонячних колекторів з електричним догріванням — дає змогу покрити потребу в гарячій воді до 90 % протягом літнього та перехідного періодів.

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично на всій території країни (рис. 5.11.4). Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що потрапляє на 1 м² поверхні на території України, становить від 1070 кВт · год/м² у північній частині України до 1400 кВт · год/м² на півдні України (Одеська, Миколаївська та Херсонська області) (табл. 5.11.1). Термін ефективної експлуатації геліоенергетичного обладнання в південних областях України — 7 місяців (з квітня до жовтня), а у північних — 5 місяців (з травня до вересня).

Наприклад, для Києва та Київської обл. можливим є ефективне використання геліоустановок з віддачею 50 % і більше протягом 9 місяців на рік, а для Одеси та Одеської обл. цей показник на 10 % більший.

Потреби ГВП можна забезпечити за допомогою геліосистеми, але в холодні періоди вода буде догріватись електричними нагрівниками, вмонтованими у баки-накопичувачі геліосистеми. Спрощену принципову схему геліосистеми з вакуумними колекторами наведено на рис. 5.11.5.

Геліосистема (рис. 5.11.5) складається з таких головних компонентів: 1 — вакуумний сонячний колектор; 2 — комплект кріплень для колектора; 3 — відведення повітря; 4 — насосна група; 5 — накопичувальний бак; 6 — розширювальний бак для геліосистеми; 7 — термостатичний змішувач; 8 — рідина для геліосистеми; 9 — контролер керування; 10 — з'єднувач для з'єднання колекторів між собою.

Принцип роботи:

1. Збір сонячної ТЕ за допомогою вакуумних трубок, розміщених у вакуумному колекторі. Збір енергії відбувається внаслідок нагрівання внутрішньої стінки сонячної вакуумної трубки. Таке нагрівання здійснюється завдяки нанесеному на неї багат шаровому високоселективному покриттю, що забезпечує збір до 98 % сонячної енергії. Внутрішня частина трубки може нагріватися до 230 °С.

2. Передача сонячної ТЕ в основу колектора за допомогою вбудованих у вакуумні трубки пристроїв Heat Pipe.

3. Відбір зібраної ТЕ із сонячного колектора з використанням рідини-теплоносія (на основі гліколя), що не замерзає і прокачується в контурі.

4. Передача ТЕ в бак-накопичувач відбувається за допомогою вбудованого в бак нижнього теплообмінника. За законом природної конвекції нагріта в баку вода піднімається у верхню частину бака-накопичувача.

5. Відбір нагрітої води з бака-накопичувача здійснюється через вихідний отвір, що знаходиться у верхній частині бака для потреб гарячого водопостачання.

Такий тип сонячних теплових систем має примусову циркуляцію теплоносія через сонячний колектор. Циркуляція здійснюється за допомогою

насоса, який керується контролером. Контролер подає сигнал на увімкнення насоса в момент інтенсивної сонячної інсоляції, а в похмуру погоду і нічний час відключає його. У разі зниження в баку-накопичувачі температури нижче за встановлену електричний нагрівник автоматично вмикається і доводить воду до заданої температури.

Для прикладу на рис. 5.11.6 наведено розрахунковий середньоденний розподіл виробництва теплової енергії між геліосистемою та електродогрівом необхідної кількості води для одного із закладів охорони здоров'я Одеської обл.

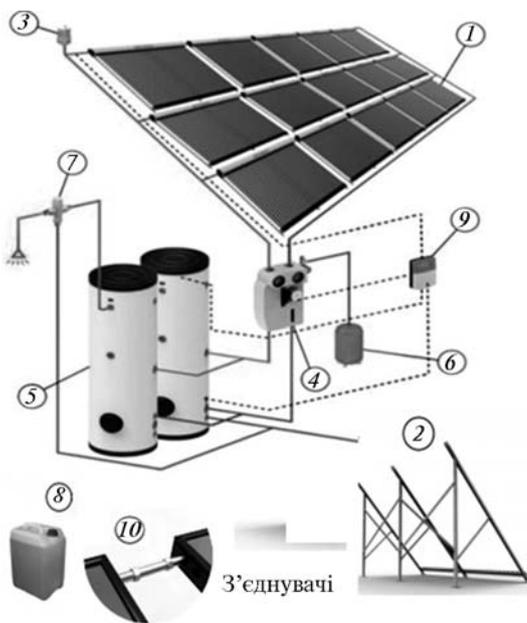


Рис. 5.11.5. Принципова схема геліосистеми з вакуумними колекторами

5.12. Оптимізація температурних графіків

Рис. 5.11.6. Середньоденний графік заміщення теплового навантаження сонячними колекторами: 1 — виробництво ТЕ від геліосистеми; 2 — додаткове нагрівання за допомогою електричних нагрівників

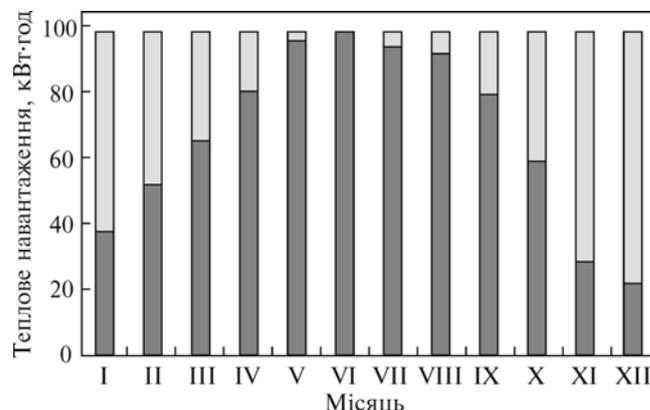
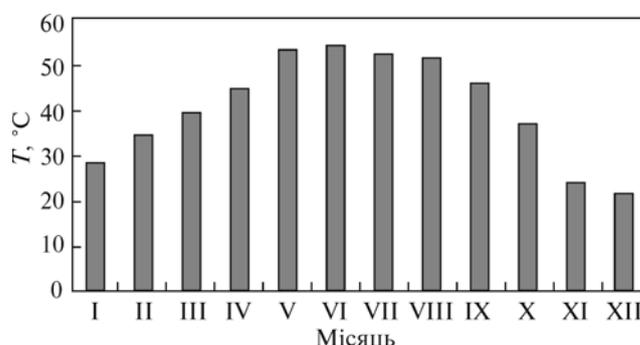


Рис. 5.11.7. Розрахунковий середньодобовий графік температури води, отриманої від геліосистеми, для кожного місяця року



Розрахунковий середньодобовий графік температури води, отриманої від такої геліосистеми, для кожного місяця року подано на рис. 5.11.7.

За рік така геліосистема може замінити до 68 % потреб у ТЕ для ГВП даної будівлі. Термін окупності інвестицій становить 7—9 років [151].

Також можливі й інші комбінації, наприклад використання електрокотла з баком-акумулятором та сонячних колекторів; використання повітряного теплового насоса з баком-акумулятором та сонячними колекторами [152].

Такі заходи з децентралізації ГВП на літній період дають змогу підвищити енергетичну ефективність ЦС ГВП і забезпечити комфорт споживачам.

5.12. ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕМПЕРАТУРНИХ ГРАФІКІВ

Температурний графік характеризує залежність температури теплоносія в системі тепlopостачання від температури зовнішнього повітря, визначає режим роботи теплових мереж і є підґрунтям регулювання відпуску теплової енергії.

Регулювання режимів роботи СЦТ може здійснюватись трьома способами: кількісним, якісно-кількісним і якісним.

Особливістю кількісного способу є регулювання відпуску теплової енергії споживачам зміною витрати мережної води через місцеві абонентські уста-

Рис. 5.12.1. Температурний графік 150—70 °С

новки залежно від температури зовнішнього повітря за сталої температури мережної води в подавальному трубопроводі теплової мережі.

За якісно-кількісного регулювання відпуск ТЕ споживачам регулюється зміною витрати та одночасно температури мережної води залежно від температури зовнішнього повітря.

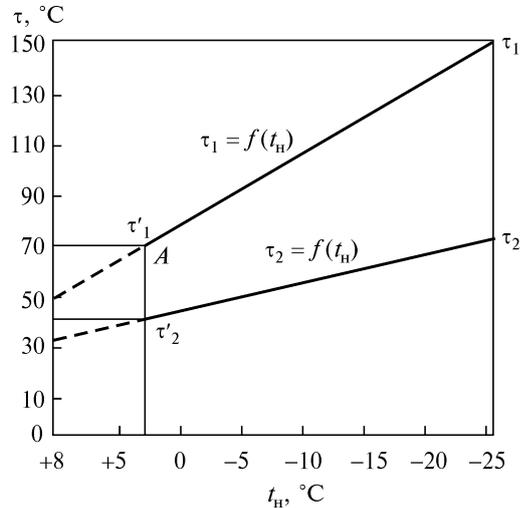
Якісний спосіб, який застосовується у вітчизняній системі теплопостачання, полягає в регулюванні теплового навантаження системи теплопостачання внаслідок зміни температури мережної води за постійної її витрати в подавальному трубопроводі.

Згідно з Правилами технічної експлуатації теплових установок і мереж [153], температурний графік ТМ визначають як «розрахункові значення температури теплоносія, які залежать від кліматичних умов (стосовно розрахункової зовнішньої температури повітря для системи опалення), після джерела теплопостачання на вході в теплову мережу споживача теплової енергії і після його повернення від споживачів».

В Україні системи централізованого теплопостачання створювалися у ХХ ст. і базувалися на тогочасних досягненнях науки та техніки. Теплопостачальні підприємства мали чітку й перевірену схему побудови та експлуатації ТМ і систем опалення. Зокрема, передбачався якісний метод регулювання; внутрішні системи опалення будівель були розраховані на температурний графік 95—70 °С; зовнішні теплові мережі проектувалися з урахуванням підвищених температурних графіків, максимальним із яких був графік 150—70 °С (рис. 5.12.1), з метою зменшення обсягів циркуляції теплоносія та металоємності теплових мереж.

У країнах Європи в СЦТ застосовується кількісний спосіб регулювання відпуску ТЕ, а температурні графіки тепломереж у країнах із холоднішим ніж в Україні кліматом становлять: у м. Копенгаген (Данія) — 120/50 °С, м. Гельсінкі (Фінляндія) та м. Стокгольм (Швеція) — 120/65 °С. Головна відмінність вітчизняних систем централізованого теплопостачання від європейських полягає саме в способах регулювання відпуску теплової енергії. Кількісний метод регулювання є енергоефективнішим ніж якісний метод регулювання, на який спроектовані українські СЦТ. Системи централізованого теплопостачання в Україні потрібно модернізувати для подальшого застосування саме кількісного методу регулювання відпуску ТЕ.

Нині низка європейських нормативів та стандартів у галузі теплозабезпечення вже впроваджені або впроваджуються в Україні. Так, стандарти ДСТУ Б EN 12831, ДСТУ Б EN 15316 та інші з подібними найменуваннями є пере-



5.12. Оптимізація температурних графіків

кладами відповідних стандартів ЄС, тому їм присвоєно ознаку IDT (identical — ідентичні).

Проектування, інсталяція та експлуатація теплоенергетичного обладнання та приладів у системі тепlopостачання України регламентуються такими головними нормативними документами:

- ДБН В.2.2-15:2015 «Житлові будинки. Основні положення» [154];
- ДБН В.2.5-39:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі» [155];
- ДБН В.2.5-67:2013 «Опалення, вентиляція та кондиціонування» [156];
- ДСТУ Б EN 15316-2-1:2011 «Системи теплoзабезпечення будівель. Методика розрахунку енергопотреби та енергоефективності системи. Частина 2-1. Тепловіддача системою опалення (EN 15316-2-1:2007, IDT)» [157];
- ДСТУ Б EN 12831 «Системи опалення будівель. Методи визначення проектного теплового навантаження» (DIN EN 12831 В1 1:2008, IDT).

В Україні протягом останніх років впроваджуються автоматизовані ІТП та заходи з термомодернізації існуючих будівель, що зменшує фактичне теплове навантаження будівель порівняно з проектним, а внутрішня система опалення вже не відповідає проектному температурному графіку 95—70 °С. Однак таке досягнуте підвищення рівня енергоефективності з боку споживача не отримало адекватної реакції від систем ЦТ. Склалась ситуація, коли за документами СЦТ працюють за якісним методом регулювання та затвердженими температурними графіками, а на практиці у тепlopостачальних підприємств є проблеми з визначенням фактичного теплового навантаження та температурних графіків, за якими вони мають працювати.

Визначення температурного графіка для системи ЦТ необхідно здійснювати на підставі техніко-економічних розрахунків. Правильний вибір параметрів температурного графіка дає змогу підвищити економічність роботи теплогенератора за рахунок оптимізації таких параметрів, як наявний напір у теплогенераторі, діаметри трубопроводів і склад обладнання абонентських введів, витрати електроенергії на транспортування теплоносія, теплові втрати в тепловій мережі.

Відсутність легітимних фактичних температурних графіків у момент видачі технічних умов (які досі видаються на стандартні температурні графіки) зумовлює проектування нових ТМ, внутрішніх систем опалення та обладнання систем ГВП за параметрами, які будуть значно відрізнятися від фактичних умов експлуатації. ІТП, що проектується за цими технічними умовами, найімовірніше, не будуть працездатними.

Головним критерієм вибору температурного графіка є забезпечення потреби споживачів у тепловій енергії, тобто різниця температур у подавальному та зворотному трубопроводах за відомої витрати теплоносія повинна забезпечити кількість відповідно до приєднаного навантаження котельні.

У рамках Проєкту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні» за підтримки Агентства США з міжнародного розвитку було розроблено Методику визначення температурного графіка СЦТ, яка призначена для створення умов для поступового переходу з якісного на якісно-кількісний метод регулювання системи ЦТ завдяки розробленню та затвердженню фактичних або базових температурних графіків для тепlopостачальних підприємств. Під час впровадження енергоефективних проєктів з

боку споживача та в процесі підключення районів із новими котельнями температурний графік можна скоригувати згідно з вимогами цієї методики.

Методика визначення фактичного теплового навантаження базується на щодобових показах приладів обліку та даних щодо середньодобових параметрів температури теплоносія та зовнішнього повітря. Оскільки теплове навантаження постійно змінюється, то слід використовувати дані за попередній опалювальний сезон.

Знайдене за методикою теплове навантаження є *базовою лінією теплового навантаження* (БЛТН) і використовується для подальшого визначення температурного графіка та для інших операцій, пов'язаних із функціонуванням системи енергетичного менеджменту, а також є показником рівня енергетичної ефективності підприємства.

Основним методом визначення БЛТН систем ЦТ є використання однофакторного кореляційно-регресійного аналізу даних добового відпуску ТЕ залежно від середньодобової температури зовнішнього повітря. Для зручності обліку та аналізу впливу температури зовнішнього повітря застосовується термін «градусо-доба», який у рамках цієї методики визначається як різниця між нормативною температурою в приміщенні (для розрахунків приймається єдине узагальнююче значення — +20 °С) та середньодобовою температурою зовнішнього повітря.

Вихідними даними для використання в розрахунках за цією методикою є такі:

- дані про час знімання показів приладів;
- кількість ТЕ, відпущеної з джерела в ТМ за добу;
- кількість теплоносія за добу;
- середньодобова температура теплоносія в подавальному трубопроводі;
- середньодобова температура теплоносія в зворотному трубопроводі;
- середньодобова температура зовнішнього повітря;
- кількість підживлювальної води;
- температура підживлювальної води;
- температура холодної води.

Всі дані слід зібрати одночасно за добовий проміжок часу.

Регресійний аналіз у цьому випадку базується на дослідженні залежності попарних значень двох масивів даних, один з яких — значення відпуску ТЕ з джерела, інший — значення чинника, від якого залежить зміна значень у першому масиві.

Для визначення БЛТН використовують однофакторну кореляційно-регресійну модель у вигляді рівняння лінійної регресії:

$$y = ax + b,$$

де y — витрата енергії; x — чинник впливу, в цьому випадку — це кількість градусо-днів; a — коефіцієнт, що визначає ту складову витрати енергії, що залежить від чинника; b — коефіцієнт, що визначає ту складову витрати енергії, що не залежить від чинника (стала складова або базове навантаження).

Базове навантаження b (при $x = 0$) — це умовно-стале або базове значення відпуску теплової енергії джерелом ЦТ, яка призначена для покриття втрат у СЦТ за максимальної температури зовнішнього повітря (за якої СЦТ починає роботу згідно із затвердженим температурним графіком) та

максимального значення температури холодної води на ГВП за наявності такої послуги. У базове навантаження входять так звані поточні втрати енергії, наявність яких може свідчити про потенціал можливого підвищення рівня енергоефективності. Для підприємств ЦТ значення поточних втрат енергії складатиметься з величин теплових втрат через теплову ізоляцію ТМ, теплових втрат із витоками, а також втрат через нераціональне тепло-використання споживачами тощо.

Змінне навантаження ax — це кількість теплової енергії, яка необхідна для кожної додаткової одиниці змінної величини (чинника). Іншими словами, кількість теплової енергії, необхідної для забезпечення комфортних умов у разі зміни на одиницю чинника впливу (яким є середня температура зовнішнього повітря) за визначений проміжок часу (година, доба).

Кінцевим етапом побудови БЛТН є визначення лінійної залежності відпуску теплової енергії від середньодобової температури зовнішнього повітря (вираженої в одиницях або безпосередньо температури, або градусодіб), для якої з погляду теорії кореляційно-регресійного аналізу всі необхідні параметри (які характеризують тісноту зв'язку між динамікою споживання ТЕ та коливаннями температури впродовж опалювального сезону) відповідають умовам: квадрат коефіцієнта кореляції більший ніж 0,75, рівень значимості $p < 0,05$, критерій Стьюдента $t > 2$. У процесі побудови БЛТН враховуються результати моніторингу скарг на якість послуги ЦТ. Із бази даних, на підставі яких розробляється БЛТН, необхідно виключити аномальні дані, спричинені аваріями, помилками персоналу підприємств ЦТ або споживачів, що зумовили надання неякісних послуг СЦТ.

Визначена лінійна БЛТН є базою для побудови та оптимізації температурного графіка СЦТ, яка здійснює послуги теплопостачання. БЛТН і температурний графік можуть коригуватися залежно від змін, які будуть здійснюватися в такій конкретній системі ЦТ.

Під змінами слід розуміти під'єднання нових споживачів ТЕ та різноманітні заходи підвищення енергоефективності — встановлення ІТП, заміна трубопроводів, термомодернізація будівель та ін. Ці зміни будуть зумовлювати зміни фактичного теплового навантаження та потребують відповідного відображення у перегляді БЛТН, який бажано здійснювати на регулярній основі.

Після побудови БЛТН слід розробити базовий (фактичний) температурний графік роботи підприємства ЦТ, який повинен базуватись на статистичних даних роботи джерела теплової енергії.

Підприємству ЦТ під час розроблення температурного графіка потрібно враховувати критичні операційні параметри роботи ТМ, систем опалення та ГВП, які забезпечать надійність та довговічність СЦТ.

Послідовність дій при визначенні базового температурного графіка є такою:

1. Визначення БЛТН котельні або теплового району.
2. Нормалізація БЛТН як графіка залежності відпуску ТЕ від градусодіб відповідно до визначеного рівняння лінійної регресії. Інтервал температур зовнішнього повітря визначається залежно від кліматичних умов місцевості, де розташована СЦТ. Крок у визначеному інтервалі температур приймається таким, що дорівнює 1 °С. Розмір кроку може коригуватися залежно від стану системи моніторингу та контролю відпуску теплової енергії.

3. Оброблення статистичних даних щодо температур подавального та зворотного теплоносія в період останнього повного опалювального сезону. Побудова лінійної залежності температури зворотного теплоносія джерела ЦТ від середньодобової зовнішньої температури повітря. Динаміка коливання температури зворотного теплоносія характеризує наявний стан системи теплоспоживання окремого теплового району. Проаналізувавши ці статистичні дані, можна розробити заходи щодо забезпечення комфортних умов перебування в помешканнях протягом опалювального сезону. У процесі визначення БЛТН, температурного графіка та його оптимізації потрібно також здійснити всі необхідні заходи, які сприятимуть створенню комфортних температурних умов у будівлях за даного температурного графіка відпуску теплової енергії.

4. Проведення кореляційно-регресійного аналізу температурного графіка зворотного теплоносія та його коригування.

5. Приведення графіка до вигляду залежності температури зворотного теплоносія від градусо-днів із кроком, що становить $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, та його нормалізація відповідно до отриманого рівняння лінійної регресії.

6. Побудова температурного графіка прямого теплоносія відповідно до БЛТН, де визначений розмір відпуску теплової енергії в інтервалі температур зовнішнього повітря з кроком, що дорівнює $1\text{ }^{\circ}\text{C}$, за нормативної температури всередині будівель (відповідно до [154]).

7. Побудова температурного графіка температур прямого та зворотного теплоносія залежно від температур зовнішнього повітря.

8. Розрахунок базового теплового навантаження та температур прямого та зворотного теплоносія за розрахункової температури зовнішнього повітря.

9. Побудова табличного та графічного відображення температурного графіка з відображенням значень відпуску теплової енергії залежно від температур зовнішнього повітря та інших параметрів, на які впливає розроблена БЛТН та базовий температурний графік.

Розроблення температурного графіка можуть виконувати фахівці служби енергоменеджменту підприємства, які пройшли належне навчання, добре розуміються на методі регресійного аналізу та технічному тлумаченні отриманих даних. У разі відсутності служби енергетичного менеджменту розробляти температурний графік може енергоаудиторська компанія, в якій є сертифіковані експерти із системи енергетичного менеджменту. Розроблений температурний графік затверджується директором підприємства ЦТ.

Температурний графік погоджується відповідальним за сектор ЖКГ заступником голови міста або ОТГ.

Під час впровадження енергоефективних проєктів температурні графіки можуть та повинні коригуватись як тепlopостачальною організацією, так і споживачем.

Енергоефективні проєкти та заходи можуть приводити до таких позитивних наслідків:

- зниження витрат мережної води;
- зниження температури в зворотному трубопроводі ТМ;
- збільшення різниці температур між подавальним та зворотним трубопроводами.

5.12. Оптимізація температурних графіків

Усі відхилення теплового навантаження від БЛТН та температури теплоносія від базового температурного графіка СЦТ мають аналізуватися службою енергоменеджменту підприємства.

У разі позитивних змін у роботі СЦТ енергоменеджер повинен внести відповідні корективи у БЛТН та температурний графік для його дотримання експлуатаційним персоналом підприємства ЦТ.

У випадку негативних впливів різних чинників або дій персоналу підприємства ЦТ чи об'єктів, підключених до СЦТ, можливі такі наслідки:

- підвищення витрат мережної води вище за значення, яке визначене при БЛТН;
- підвищення температури у зворотному трубопроводі порівняно зі значенням, визначеним при БЛТН;
- зниження різниці температур між подавальним та зворотним трубопроводами порівняно з визначеною при БЛТН.

У випадку виявлення негативних тенденцій у роботі СЦТ енергоменеджер повинен віддати відповідний припис експлуатаційному персоналу на усунення недоліків.

У разі, якщо система ЦТ побудована на сучасних засадах та може працювати за кількісним методом регулювання теплового навантаження, енергоменеджер підприємства повинен діяти так:

- Зібрати дані про відпуск ТЕ та фізичні параметри роботи СЦТ.
- Методом визначення мінімальної сумарної вартості втрат у ТМ та витраченої електроенергії мережними насосами, знайти оптимальні параметри:
 - витрату мережної води;
 - різницю температур води в подавальному та зворотному трубопроводах;
 - оптимізований температурний графік.

Для діючих СЦТ температурний графік розробляється та використовується у викладеному вище порядку.

Для нових об'єктів, що підключаються до діючої СЦТ, у Технічні умови на проектування системи опалення, вентиляції та ГВП, у частині робочих параметрів системи ЦТ, потрібно внести фактичні дані як температурного графіка, так і гідравлічного режиму роботи теплових мереж ЦТ. Порушення цього правила можуть спричинити такі наслідки:

- діаметри нових тепломереж не здатні пропустити необхідну кількість теплоносія;
- обладнання теплових пунктів не відповідає вимогам щодо теплової потужності;
- прилади обліку та регулювання не здатні пропустити необхідну кількість теплоносія;
- внутрішня система опалення за тепловою потужністю приладів не відповідає тепловому навантаженню об'єкта;
- неможливість спроектованої та змонтованої системи тепlopостачання забезпечити комфортні умови життєдіяльності людей.

У випадках, коли об'єкти та вся система ЦТ, включаючи джерело ТЕ та ТМ, проектуються та запускаються одночасно, слід керуватися настановами, викладеними в [158, 159].

У разі дотримання вимог чинних ДСТУ та ДБН проектування, будівництва та експлуатації можлива робота СЦТ за будь-яким температурним графіком, передбаченим проектом.

Зазначимо, що температурний графік є одним із параметрів роботи СЦТ, за яким можна оцінити сучасний стан і енергоефективність її роботи, а також відслідковувати як поліпшення, так і погіршення рівня її експлуатації. Температурний графік потрібно будувати індивідуально для кожної теплопостачальної системи (котельні), навіть у випадках теплових джерел одного типу. За відсутності системи гарячого водопостачання температурний графік буде мати стандартний вигляд якісного регулювання за відносно стабільної витрати мережної води.

У разі наявності гарячого водопостачання та розвинутих систем припливно-витяжної вентиляції СЦТ регулюється за якісно-кількісним методом регулювання. При цьому мінімальна температура у подавальному трубопроводі обмежена мінімальною температурою, необхідною для забезпечення потреб ГВП, тобто 60 або 50 °С (згідно з п. 6.5.10 [160]). Таке обмеження мінімальної температури мережної води в умовах якісного регулювання роботи СЦТ зумовлює значну перевитрату енергії у періоди, коли температура зовнішнього повітря змінюється від 0 до +8 °С. Тому рекомендовано використовувати якісно-кількісний режим регулювання або розглянути можливість додаткового догрівання води (наприклад, з використанням електричної енергії або альтернативних джерел енергії) безпосередньо на вузлах приготування ГВП у споживачів.

За наявності ІТП у 100 % об'єктів, підключених до системи ЦТ, та автоматичного регулювання перепаду тиску на джерелі ЦТ можливе застосування температурного графіка для кількісного регулювання СЦТ (тобто за сталої температури у подавальному та зворотному трубопроводах). При цьому кількість ТЕ, що транспортується в мережі, регулюється витратою мережної води.

Згідно з п. 6.3.31 [160] для трубопроводів теплових мереж і теплових пунктів із температурою води 115 °С та нижче, з тиском до 1,6 МПа (16 кгс/см²) включно допускається застосовувати неметалеві (пластикові) труби, якщо їхня якість задовольняє санітарні вимоги та відповідає параметрам теплоносія. Пластикові попередньо ізольовані труби мають низку переваг над сталевими, зокрема: високі теплоізоляційні властивості, довгий термін експлуатації через відсутність корозії, простота прокладення (особливо труб малих діаметрів), а також нижча вартість. Тому в процесі коригування старого або вибору нового температурного графіка можна рекомендувати обрання максимальної температури теплоносія в межах 115 °С.

Знижений температурний графік з економічного погляду є доцільним для використання, оскільки сприяє зниженню питомих втрат теплоти з одиниці довжини теплових мереж і відповідно загальних технологічних втрат на транспортування теплоносія, як наслідок, — системній економії палива. Це не потребує фінансових витрат і є в такому розумінні абсолютно ефективним. Крім того, температурний графік, а точніше температури мережної води, є сталою складовою розрахунку тарифу на постачання теплової енергії, тому вибір низькотемпературного графіка також сприяє зниженню тарифу.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

До розділу 1

1. Куц Г.О., Маляренко О.Є., Станиціна В.В., Богославська О.Ю. Оцінка стану та прогноз структури палива та енергії для систем теплопостачання України з урахуванням регіональних особливостей. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. № 4 (51). С. 23—32.
2. 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. Київ: ФОП Маслаков, 2019. 108 с.
3. Сайт Державної служби статистики України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.ukrstat.gov.ua/>.
4. Сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/#>.
5. «Енергетичний баланс України» у 2007—2017 р. Сайт Державної служби статистики України [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2012/energ/en_bal/arh_2012.htm.
6. Річний звіт за 2017. Сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245265920>.
7. От холода к теплу. Политика в сфере теплоснабжения в странах с переходной экономикой. ОЭСР/МЭА. 2004. 304 с.
8. Директива 2012/27/EU Європейського Парламенту та Ради від 25 жовтня 2012 р. Про енергоефективність [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&from=EN>.
9. Шидловський А.К., Товажнянський Л.Л. Енергетичні ресурси та потоки. Київ: Українські енциклопедичні знання. Дреднаут, 2003. 472 с.
10. Обновленный справочник для Конвенции 1979 года о Трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния и ее протоколов. ООН. Нью-Йорк и Женева. 2015 [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/lrtap/Publications/ECE_EB.AIR_131_Ru.pdf.
11. ГКД 34.09.103—96. Расчет отчетных технико-экономических показателей электростанции о тепловой экономичности оборудования. Методические указания. Киев: УНПО «Энергопрогресс», 1996.
12. ГКД 34.08.108—98. Розподіл витрат палива на теплових електростанціях на відпущену електричну і теплову енергію при їх комбінованому виробництві. Київ: НДІ Енергетики, 1998. 17 с.
13. Директива 2010/75/ЄС «Про промислові викиди» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32010L0075>.
14. Методика формування, розрахунку та встановлення тарифів на електричну та (або) теплову енергію, що виробляється на теплоелектроцентралях, теплових електростанціях та когенераційних установках [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0991874-17>.
15. Директива Європейського Парламенту та Ради 2009/72/ЄС від 13 липня 2009 року про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та про скасування Директиви 2003/54/ЄС [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245023096>.

Список літератури

16. Порядок надання тимчасової підтримки виробникам, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на теплоелектроцентралях [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/324-2018-%D0%BF>.

До розділу 2

1. Міжнародна мережа централізованого теплопостачання, що сприяє сталому опаленню та охолодженню в Європі та за її межами [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.euroheat.org>.

2. Сайт Європейської Комісії [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://euukrainescoop.com>.

3. Сайт компанії Fortum [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.fortum.com.

4. Сайт компанії Babcok & Wilcox Vølund [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.volund.dk>.

5. Сайт компанії Öresundskraft [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.filbornaverket.se.

6. Сайт компанії State of green [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://stateofgreen.com/en>.

7. White papers for a green transition. DISTRICT ENERGY. Energy Efficiency for Urban Areas. Version 2.0 March 2018 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://repository.hkbu.edu.hk/jaes>.

8. Сайт компанії Helen [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.helen.fi.

9. Сайт компанії THERMOS [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.thermos-project.eu.

До розділу 3

1. Сайт International district energy association (IDEA) [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.districtenergy.org>.

2. Сайт DBDH [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.dbdh.dk/artikel.asp?id=1545&mid=24>.

3. Сайт Mannvit [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.mannvit.com/Geothermal Energy/ District Heating>.

4. Інформаційна система з теплопостачання [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.rosteplo.ru>.

5. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов, обучающихся по направлению «Теплоэнергетика». 7-е изд., стереотип. Москва, 2001. 2400 тт.

6. Heat Roadmap Europe 2050. Study for the EU27. Performed by Aalborg University, Halmstad University and Plan Energy [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.euroheat.org>.

7. District Heating in Finland 2012. Energiategollisuus ry 2013 (Finnish Energy Industries). ISSN 0786-4809.

8. District Heating — Towards. The Countries energy supply Independence and clean environment. Lithuanian district heating association, 1998—2008, 71 p. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.lsta.lt/files/Leidiniai/ LSTA10metu_anlu.pdf.

9. Сайт Claverton Group [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.claverton-energy.com>.

10. Андерс Дурелунд, Хенрик Лунд. План теплоснабження в Данії — Датський сектор теплоснабження може стати нейтральним з точки зору викидів CO₂ к 2030 г. HOT | COOL ISSN 0904 9681. *Міжнародний журнал по питанням централізованого теплоснабження*. 2009. С. 6—7.

11. Халлдор Кристианссон. Централізоване теплоснабження — це майбутнє ринку тепла, де гнучкість джерел тепла зможе обійти енергетичний кризис. HOT | COOL ISSN 0904 9681. *Міжнародний журнал по питанням централізованого теплоснабження*. 2009. С. 11—14.

12. Нікітін Є.Є. Підвищення енергетичної ефективності систем централізованого теплопостачання: дис. ... д-ра техн. наук: спец. 05.14.01. Київ, 2015.

Список літератури

13. Никитин Е.Е. Концептуальные вопросы модернизации теплообеспечения населенных пунктов. *Проблемы общей энергетики*. 2012. № 2 (29). С. 5—12.
14. Никитин Е.Е., Федоренко В.Н. Выбор теплового источника по критерию минимизации суммарных затрат. *Промышленная теплотехника*. 2012. Т. 34, № 4. С. 59—67.
15. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. 7-е изд., стереотип. Москва, 2001. 2400 тт.
16. Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. Москва: Новости теплоснабжения, 2008. 448 с.
17. Николаева А.А. Проектирование тепловых сетей. Справочник проектировщика. Москва: Стройиздат, 1965. 361 с.
18. Беляйкина И.В., Витальев В.П., Громов Н.К. Водяные тепловые сети: Справочное пособие по проектированию. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 376 с.
19. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: учебник. Москва; Ленинград: Энергия, 1967. 400 с.
20. Стырикович М.А., Катковская К.Я., Серов Е.П. Парогенераторы электростанций: учебник. 2-е изд., перераб. Москва; Ленинград: Энергия, 1966. 384 с.
21. Кузнецов Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). Москва: Энергия, 1973. 296 с.
22. Волковыский Е.Г., Шустер А.Г. Экономия топлива в котельных установках. Москва: Энергия. 1973. 243 с.
23. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Изд. 2-е. Москва: Наука, 1983. 455 с.
24. Попырин Л.С., Светлов К.С., Беляева Г.М. Исследования систем теплоснабжения. Москва: Наука, 1989. 215 с.
25. Меренков А.П., Сеннова Е.В., Сумароков С.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения. РАН. Сибирское отделение. СЭИ им. Л.А. Мелентьева. Новосибирск: Наука, 1992. 406 с.
26. Никитин Е.Е. Концептуальные положения модернизации существующих неэффективных систем централизованного теплоснабжения. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2017. № 2. С. 11—21.
27. Нікітін Є.Є. Концептуальні положення перспективного планування в сфері централізованого теплопостачання. *Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання*. 2018. № 25. С. 67—72.
28. Гофман И.В. Нормирование потребления энергии и энергетические балансы промышленных предприятий. Москва; Ленинград: Энергия, 1966. 320 с.
29. Сальников А.Х., Шевченко Л.А. Нормирование потребления и экономия топливно-энергетических ресурсов. Москва: Энергоатомиздат, 1986. 240 с.
30. Москвін С.О., Бевз С.М., Дідик В.Г. та ін. Проектний аналіз: навч. посібник. Київ: Лібра, 1998. 368 с.
31. Бардиш Г.О. Проектний аналіз: підручник. 2-ге вид., стер. Київ: Знання, 2006. 415 с.
32. Богачев В.Н. Срок окупаемости. Теория сравнения плановых вариантов. Москва, 1966. 279 с.
33. Орлов А.И. Теория принятия решений: учебник. Москва: Экзамен, 2006.
34. Максимов В.И., Корноушенко Е.К. Аналитические основы применения когнитивного подхода при решении слабоструктурированных задач. Труды ИПУ. 1998. Вып. 2.
35. Никитин Е.Е. Применение когнитивного подхода для анализа ситуации в сфере централизованного теплоснабжения. Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: сборник трудов. Киев: ИНЦ АЛКОН НАН Украины, 2017. С. 16—24.
36. Праховник А.В., Соловей А.И., Прокопенко В.В. Энергетический менеджмент. Киев: ІЕЕ НТУУ «КПІ», 2001. 472 с.
37. Жовтянський В.А., Кулик М.М., Стогній Б.С. Стратегія енергозбереження в Україні: аналітично-довідкові матеріали: у 2 т. Т. 1: Загальні засади енергозбереження. Київ: Академперіодика, 2006. 510 с.; Т. 2: Механізми реалізації політики енергозбереження. 2006. 600 с.

Список літератури

38. Праховник А.В., Іншеков Є.М. Енергетичний менеджмент. Суттєві фактори, цілі, ієрархія, об'єкт діяльності. *Вісник КДПУ*. 2004. Вип. 3/2004 (26). С. 75—79.
39. Energy management handbook/by; Wane C. Turner. 4 thed., 2001 by The Fairmout Press, Inc, 758 p.
40. Waste avoidance methods. Best practice programme. 1995. N 13. 23 p.
41. Бараз В.Р. Корреляционно-регрессионный анализ связи показателей коммерческой деятельности с использованием программы Excel: учеб. пособие. Екатеринбург: ГОУ ВПО «УГТУ-УПИ», 2005.

До розділу 4

1. Дубовський С.В., Бабін М.Є., Левчук А.П., Рейсіг В.А. Межі економічної доцільності централізації та децентралізації тепlopостачання. Проблеми загальної енергетики. 2011. № 1 (24) [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://pge.org.ua/index.php?option=com_docman&task=art_list&mid=20111&gid=24&lang=ua].
2. Папушкин В.Н. Радиус теплоснабження. Хорошо забытое старое. *Новости теплоснабжения*. 2010. № 9. С. 44—49.
3. Моисеев В.И., Тувальбаев Б.Г. Определение предельного радиуса теплоснабжения от ТЭЦ. *Энергосбережение и водоподготовка*. 2012. № 3. С. 12—16.
4. Папушкин В.Н. Задачи перспективных схем теплоснабжения. Расширение зоны действия ТЭС. *Новости теплоснабжения*. 2010. № 10 (122). С. 8—14.
5. Никитин Е.Е. Оценка целесообразности подключения удаленного теплового потребителя к тепловой электрической станции. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2013. № 6. С. 22—28.
6. Про затвердження Порядку організації та проведення моніторингу в галузі охорони атмосферного повітря [Електронний ресурс]: Постанова Кабінету Міністрів України від 9 березня 1999 р. № 343. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/343-99-%D0%BF>.
7. Про затвердження переліку найбільш поширених і небезпечних забруднюючих речовин, викиди яких в атмосферне повітря підлягають регулюванню [Електронний ресурс]: Постанова Кабінету Міністрів України від 29 листопада 2001 р. № 1598. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1598-2001-%D0%BF>.
8. Про затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел [Електронний ресурс]: Наказ Міністерства охорони навколишнього природного середовища України від 27.06.2006 р. № 309. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/ru/z0912-06>.
9. Про охорону атмосферного повітря [Електронний ресурс]: Закон України. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2707-12>.
10. Про затвердження Методики розрахунку розмірів відшкодування збитків, які заподіяні державі в результаті наднормативних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря [Електронний ресурс]: Наказ Міністерства охорони навколишнього природного середовища України від 10.12.2008 р. № 639. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0048-09>.
11. Галузева методика розрахунку шкідливих викидів, які надходять від теплогенеруючих установок комунальної теплоенергетики України [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=6593.
12. Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт [Електронний ресурс]: Наказ Міністерства охорони навколишнього природного середовища України від 22.10.2008 р. № 541. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/z1110-08>.
13. Директива 2010/75/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 24 листопада 2010 р. «Про промислові викиди (комплексне запобігання та контроль забруднень)» [Електронний ресурс]. Режим доступу: old.minjust.gov.ua/file/33301.docx.
14. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245255506&cat_id=24525.

Список літератури

15. Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок [Електронний ресурс]: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 8.11.2017 р. № 796-р. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245255467>.
16. Directive (EU) 2015/2193 of the European Parliament and of the Council of 25 November 2015 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015L2193>.
17. Падерно Д.Ю., Логвин В.О. Огляд нормативних документів та зобов'язань України з обмеження викидів забруднюючих речовин в атмосферу. Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики: збірник трудов. Київ: ИПЦ АЛКОН НАН України, 2017. С. 160—172.
18. Про імплементацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони [Електронний ресурс]: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 17 вересня 2014 р. № 847-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/847-2014-%D1%80>.
19. Про схвалення розроблених Міністерством екології та природних ресурсів планів імплементації деяких актів законодавства ЄС [Електронний ресурс]: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15 квітня 2015 р. № 371-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/371-2015-p>.
20. Про виконання Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони [Електронний ресурс]: Постанова Кабінету Міністрів України від 25 жовтня 2017 р. № 1106. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1106-2017-p#n10>.
21. «Стратегія низьковуглецевого розвитку України» затверджена Постановою КМУ від 18.07.2018 р. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.kmu.gov.ua/ua/news/ostap-semerak-uryad-ukrayini-pidtrimav-strategiyu-nizkovugleceвого-rozvitku-ukrayini-do-2050-roku>.
22. Calculation Tool For Direct Emissions From Stationary Combustion [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/Stationary_Combustion_Guidance_final_1.pdf.
23. Левицкая А.В. Исследование альтернативных вариантов финансирования проектов по повышению энергетической эффективности [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://economics.opu.ua/files/archive/2015/No4/256-260.pdf>.
24. Звіт Мінрегіонбуду «Механізми фінансування заходів енергоефективності в Україні» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2017/03/Mehanizmi-finansuvannya-zahodiv-energoefektivnosti-v-Ukrai-ni.pdf>.
25. Операційний Посібник Програми «Розвиток муніципальної інфраструктури України» (ПРМІУ).
26. Закон України № 327-VIII від 09.04.2015 зі змінами та доповненнями [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/327-19>.
27. Закон України № 328-VIII від 09.04.2015 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/328-19>.
28. Про затвердження Примірного енергосервісного договору [Електронний ресурс]: Постанова Кабінету Міністрів України від 21 жовтня 2015 р. № 845. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/845-2015-%D0%BF>.
29. Про інвестиційну діяльність [Електронний ресурс]: Закон України. URL: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/1560-12>.
30. Про затвердження порядків розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення [Електронний ресурс]: Наказ Мінрегіону від 14.12.2012 р. № 630. URL: zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0097-13.
31. Про затвердження Змін до порядків розроблення, погодження та затвердження інвестиційних програм суб'єктів господарювання у сферах теплопостачання, централізованого водопостачання та водовідведення [Електронний ресурс]: Наказ Мінрегіону від 04.08.2016 р. № 237. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1208-16>.

Список літератури

32. Сайт Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.minregion.gov.ua>.
33. Про затвердження Порядку здійснення місцевих запозичень» [Електронний ресурс]: Постанова Кабінету Міністрів України від 16 лютого 2011 р. № 110. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/110-2011-%D0%BF>.
34. Сайт Світового Банку [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.worldbank.org/uk/country/ukraine>.

До розділу 5

1. Енергетична стратегія України до 2035 року: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р.
2. Національна стратегія управління відходами до 2030 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 8.11.2017 № 820-р.
3. Войціховська А. Розчистити Україну: місія (не)здійсненна? [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://dt.ua/ECOLOGY/rozchistiti-ukrayinu-misiya-ne-zdiysnenna-254196_.html.
4. Про відходи: Закон України від 5.03.1998 № 187/98-ВР. Редакція від 04.10.2018 (Відомості Верховної Ради України, 1998, № 36—37, ст. 242).
5. Про відходи: Директива 2008/98/ЄС [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32008L0098>.
6. ESWET Responds to Eurostat Findings on Municipal Waste Treatment in EU. Інформаційний лист ISWA — міжнародної асоціації твердих відходів (International Solid Wastes Association) від 05.02.2019.
7. Жук Г.В., Нікітін Є.Є., Сміхула А.В. та ін. Визначення оптимальних схем поводження з твердими побутовими відходами міст України. *Енерготехнології та ресурсосбереження*. 2018. № 1. С. 48—59.
8. Ukraine Landfill Gas Model // Landfill Methane Outreach Program US Environment Protection Agency Washington DC, 12/2009, 28 p. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.globalmethane.org/documents/toolsres_lfg_manual.pdf
9. Інформація від компанії «Аккорд Лтд» [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.bio-gas.com.ua/biogas.
10. Кириленко О.В. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
11. Clean Investment Firm Full Cycle Backs Waste Gasification Technology. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://waste-management-world.com>. Newsletter 2018, 11 November.
12. Uddin M., Techato K., Taweekun J. et al. An Overview of Recent Developments in Biomass Pyrolysis Technologies. *Energies*. 2018. Vol. 11. doi:10.3390/en11113115.
13. Waste-to-Energy Plants in Europe in 2017. CEWER [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.cewer.eu/wp-content/uploads/2019/04/EU-Map-2017-WtE.pdf>.
14. Про промислові викиди: Директива 2010/75/ЄС [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32010L0075>.
15. Падерно Д.Ю., Логвин В.О. Огляд нормативних документів та зобов'язань України з обмеження викидів забруднюючих речовин в атмосферу. Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики: збірник трудов. Київ: ИПЦ АЛКОН НАН України, 2017. С. 160—172.
16. Павлюк Н.Ю. Особливості Директиви 2010/75/ЄС стосовно спалювання відходів та побічного спалювання відходів. Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики: Збірник трудов. Київ: ИПЦ АЛКОН НАН України, 2017. С. 172—177.
17. Определена стоимость проекта мусоросжигательного завода для Татарстана [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.tatar-inform.ru/news/2016/08/11/515844/>
18. Altercom Limited построи в Украине мусороперерабатывающий завод. 25.09.2018 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://podrobnosti.ua/2261326-v-ukraine-pojavilsja-investor-po-stroitelstvu-musoropererabatyvajuschego-zavoda.html>.

Список літератури

19. Что мешает построить завод по переработке мусора в Украине. 26.06.2017. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://delo.ua/economyandpoliticsinukraine/igra-nestoit-svech-cto-meshaet-postroit-v-ukraine-zavod-po-per-332198/>
20. Панченко Ю. Мусорный завод возле дома: три мифа об утилизации отходов в Швеции. Европейская правда. Упсала, Швеція, 2018.
21. Матвеев Ю.Б., Гелетуха Г.Г. Перспективи енергетичної утилізації твердих побутових відходів в Україні. Аналітична записка Біологічної асоціації України № 22. Квітень 2019 р. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.uabio.org/img/files/docs/position-paper-uabio-22-ua.pdf>.
22. Презентація Technical Overview of the Waste-to-Energy Plant in Brno, Plant for Region with 2 mil. people. 2017 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.sako.cz/page/en/607/waste-to-energy/>.
23. Сайт Deutsche Recycling. Newsletter 2019, 14 April [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://waste-management-world.com>.
24. Рыжов В. Будет ли сжигание «мусорного» топлива в печах цемзавода экологически безопасным? 25.09.2018. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.ural56.ru/news/584042/>.
25. Сжигание RDF-топлива — преступление против человека и окружающей среды! В Беларуси мусор отнесли к альтернативной энергетике [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://greenbelarus.info/articles/11-10-2016/szhiganie-rdf-topliva-prestuplenie-protiv-cheloveka-i-okruzhayushchey-sredy-v>.
26. BS EN 15359:2011. Solid recovered fuels. Specifications and classes [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://shop.bsigroup.com/ProductDetail/?pid=00000000030202007>.
27. The difference between RDF and SRF. G. Cuperus. 2015 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://resource.co/article/difference-between-rdf-and-srf-10156>.
28. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants. *Joint Research Centre Science Hub*. 2017. P. 940.
29. Сайт фірми «Енергетик» [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://energetik.ua/catalog/vodogriyni_kotly/kotli-vodogriyni-serii-ptvm/.
30. Сайт Монастирищенського заводу котельного обладнання. Котли парові Е (ДКВр) [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://mmzavod.com.ua/index.php/parovye-kotly/kotly-parovye-e-dkvr>.
31. Сайт Монастирищенського заводу котельного обладнання. Котли серії ТВГ [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://mmzavod.com.ua/index.php/kotly-vodogrejnje/kotly-serii-tvg>.
32. Опис водогрійного котла КВГ-7,56-150 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://tekom-zavod.com.ua/p638051900-vodogrejnij-kotel-kvg.html>.
33. Сайт Інституту газу НАН України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.ingas.org.ua/index.files/Page2244.htm>.
34. Сайт Інституту промислової екології [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://engecology.com/energozberigayuchi-technology/znizhennya-toksichnix-vikidiv-i-pidvishhennya-efektivnosti-spalyuvannya-paliva-shlyahom-ustanovki-palnikiv-dvostupenevogo-spalyuvannya-pa-kotлах-tipiv-kv-gm-i-ptvm/>.
35. Буйнявичус К., Стрюгас Н. Повышение эффективности газовых котлов путем комплексной модернизации. Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики: сборник трудов. Киев: ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2017. С. 44—48.
36. Сайт Реаленерго [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.realenergo.com.ua/articles/rekonstruktsiya-kotla-ptvm-100-s-zamenoj-gorelok>.
37. Пальники компанії SAACKE [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://dedietrich.kiev.ua/saacke/rekonstrukciya_cotlov/.
38. Сайт групи компаній «ITALTEPLO» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.riello.su/>.
39. Сайт компанії Petro [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.petro.se/en/Produkter/Produkter/PETRO-Multi-Energy-System>.

Список літератури

40. Сайт ТОВ «Виробниче об'єднання «Струйно-нішева технологія» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://sn-technology.com/ua/tehnologiya-snt.html>.
41. Сайт компанії С.І.В. Unigas S.p.A. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.cibunigas.com/ru/urb-3>.
42. Опис котлів типів ТВГ і КВГ [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.ingas.org.ua/index.files/Page7618.htm>.
43. Сайт РосТепло.ру [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3029.
44. Кучин Г.П., Скрипко В.Я., Сигал А.И. и др. Повышение эффективности работы отопительных котлов мощностью до 1 МВт. *Промышленная теплотехника*. 2008. Т. 30, № 2 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://dSPACE.nbu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/61110/08-Kuchin.pdf?sequence=1>.
45. Реконструкція котлів НІСТУ-5 з метою підвищення ККД при спалюванні природного газу [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.ingas.org.ua/index.files/Page2772.htm>.
46. Технологія підвищення ККД котлів з одночасним зниженням утворення оксидів азоту шляхом інтенсифікації топкового теплообміну з використанням вторинних випромінювачів [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://engecology.com/energobrigayuchi-technology/tehnologiya-pidvishhennya-kkd-kotliv-z-odnochasnim-znizhenniam-utvorenniya-oksidiv-azotu-shlyahom-intensifikaci%D1%97-topkovogo-teploobminu-z-vikoristannyam-vtorinnix-viprominyuvachiv/>.
47. Сайт компанії Viessman [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.viessmann.ua/>.
48. Сайт компанії Vaillant [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.vaillant.ua/dlia-klientov/products/gazovie-kotli/>.
49. Сайт компанії Buderus [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://buderus.co.ua/>.
50. Сайт компанії Riello [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.riello.it/catalogo/caldaie>.
51. Сайт компанії Kolvi [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://kolvi.org.ua>.
52. Сайт компанії ВулканЕнерго [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://vulkanenergo.com.ua/ru/vodogrejniye_kotli_serii_vk.html?gclid=EAIAIQobChMIoZeaolQp3wIV EEMYCh3xkAw6EAAAYASAAEgKBaPD_BwE.
53. Звягинцев В.Л. Новая технология экологически-чистого сжигания твердого топлива [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3029.
54. Водогрейный водотрубный котел УКСЗ универсальной системы Звягинцева предназначен для отопления и горячего водоснабжения жилых, производственных и административных зданий в закрытых и открытых системах центрального теплоснабжения [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ua.all.biz/vodogrejniy-vodotrubnyj-kotel-uksz-universalnyj-g421979>.
55. Котел водогрейный водотрубный КВВ-1,0 Гн [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://budmash-ua.all.biz/kotel-vodogrejniy-vodotrubnyj-kvv-1-0-gn-g2689411>.
56. Котел водогрійний водотрубний, що працює під наддувом на природному газі низького тиску, теплопродуктивністю 2,0 МВт (КВВ-2,0 Гн) [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://engecology.com/energobrigayuchi-technology/kotel-vodogrijnij-vodotrubnij-shho-pracyuye-pid-nadduvom-na-prirodnomu-gazi-nizkogo-tisku-teploproduktivnistyu-20-mvt-kvv-20-gn/>.
57. Котел водогрійний комбінований водотрубний-димогарний, що працює під наддувом на природному газі низького тиску, теплопродуктивністю 0,63 МВт [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://engecology.com/energobrigayuchi-technology/kotel-vodogrijnij-kombinovaniy-vodotrubnij-dimogarnij-shho-pracyuye-pid-nadduvom-na-prirodnomu-gazi-nizkogo-tisku-teploproduktivnistyu-063-mvt>.
58. Комбінований котел водогрійний КВВД-0,63 Гн [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://files.nas.gov.ua/NASDevelopmentsBook/PDF/0315.pdf>.

Список літератури

59. Жаротрубний КВМУ-1,25 Гн [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://files.nas.gov.ua/NASDevelopmentsBook/PDF/0319.pdf>.
60. Гідронні котли «Express» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.eeg.com.ua/nasha-produktsiya/gidronnye-kotly-express.html>.
61. Беспалов В.В. Повышение эффективности глубокой утилизации тепла дымовых газов ТЭС на природном газе: дис. ... канд. тех. наук. 05.05.14. Томск, 2017. 119 с.
62. Condensing Boiler Regulations [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.boilerguide.co.uk/articles/condensing-boiler-regulations>.
63. Сайт компанії Майстерня тепла [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://warm.com.ua/2017/01/kondensatsijni-kotly-pryntsyp-roboty-perevagy-osoblyvosti/>.
64. Сайт компанії Viessmann [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.viessmann.ua/uk/zhytlovi-budynky/hazovi-kotly/hazovi-kondensacijni-kotly.html>.
65. Сайт компанії Vaillant [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.vaillant.ua/dlia-klientov/advice-knowledge/how-different-technologies-work/gas-condensing-boilers-1/>.
66. Сайт компанії Buderus [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.buderus.ua/products/boilers/wall-gas-condensing/>.
67. Сайт компанії Ferroli [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://ferroli.ua/ru/catalog/heat/cond/>.
68. Сайт компанії Immergas [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://immergas.kiev.ua/ua/kotly/gazovi-kondensacijni/>.
69. Сайт компанії Riello [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://riello-gorelki.ru/katalog/kondensacionnie-nastennie-kotly>.
70. Сайт компанії Biasi [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://biasi.com.ua/ua/kondensacionnye-kotly/>.
71. Сайт компанії Baxi Group [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://baxi.ua/page/biblioteka/statt%D1%96/kondensaczjn-kotli-baxi.html>.
72. Сайт компанії Protherm [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.protherm.ua/customers/protherm/condens-boilers/>.
73. Сайт ТОВ «Експрес Енерджі Груп Юкрейн-Канада» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.eeg.com.ua/nasha-produktsiya/kondensacionnye-kotly-condi.html>.
74. Аронов И.З. Контактный нагрев воды продуктами сгорания природного газа. 2-е изд. Ленинград: Недра, 1990. 280 с.
75. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Энергосбережение в теплоэнергетике и тепло-технологиях. Москва: Машиностроение, 2011. 374 с.
76. Jeong K. Analytical modeling of water condensation in condensing heat exchanger / Kwangkook Jeong, Michael Kessen, Harun Bilirgen, Edward Levy. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2010. № 53. P. 2361—2368.
77. Контактні водонагрівачі — сучасні генератори тепла [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.stroyart.com.ua/ru/publications/1965/>.
78. Никольский В.Е. Разработка и исследование отопительной контактно-модульной системы с применением аппаратов погружного горения [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://journals.uran.ua/eejet/article/download/47459/44194>.
79. Про альтернативні види палива: Закон України. Ст. 1 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1391-14>.
80. Про альтернативні джерела енергії: Закон України. Ст. 91 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/555-15>.
81. ГОСТ 324-88 Дрова. Технічні умови.
82. Сайт Державної служби статистики України [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.ukrstat.gov.ua>.
83. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017. № 605-р [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.kmu.gov.ua/control/uk/cardnpd?docid=250250456>.

Список літератури

84. Про схвалення Концепції реалізації державної політики у сфері теплопостачання: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 569-р [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.kmu.gov.ua/control/uk/cardnpd?docid=250218439>.
85. GEF/ПРООН, «Проведення комплексного дослідження ринку котлів, що працюють на біомасі в Україні» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://bioenergy.in.ua/uk/library/korisni-materiali/a-comprehensive-study-of-the-market-of-boilers-of-biomass-in-ukraine/>.
86. Сайт компанії «Аркада-Буд» [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://tiras-ab.com.ua>.
87. Сайт компанії БЗКО Арденз [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://bzku.in.ua>.
88. Ринкові умови для впровадження проектів виробництва енергії з біомаси в Україні (Результати опитування) [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://sae.gov.ua/sites/default/files/IFC_Survey.pdf.
89. Антоненко В., Зубенко В., Олійник Є., Радченко С. Практичний посібник з використання біомаси як палива в муніципальному секторі України (для представників державних та комунальних установ). ГО «Агентство відновлюваної енергетики». Київ, 2017. 62 с. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.uabio.org/activity/uabio-analytics/3469-jch-posibnik-rea>.
90. Про затвердження Міжгалузевих норм споживання електричної та теплової енергії для установ і організацій бюджетної сфери України: Наказ Державного комітету з енергозбереження від 25.10.99 № 91 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z0175-00/page>.
91. КТМ 204. Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд.
92. ДСП-173—96. Державні санітарні правила планування та забудови населених пунктів. Ст. 5.4.
93. Ліцензійні умови провадження господарської діяльності у сфері теплопостачання: Постанова НКРЕКП від 22.03.2017 № 308 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/postanovy/2017/p0308-11-2017.pdf>.
94. Про теплопостачання: Закони України.
95. Про державне регулювання у сфері комунальних послуг: Закон України.
96. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг: Закон України.
97. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013. Правила визначення вартості проектних робіт та експертизи проектів будівництва.
98. ДСТУ Б.Д.1.1-1—2013. Правила визначення вартості будівництва.
99. Гелетуха Г.Г., Матвеев Ю.Б., Олійник Є.М., Куций Д.В. Практичний посібник з використання біомаси як палива в муніципальному секторі України (для представників державних установ та громадських організацій, що працюють у сфері екології). ГО «Агентство відновлюваної енергетики». Київ, 2017. 54 с. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.uabio.org/activity/uabio-analytics/3467-eco-posibnik-rea>.
100. ДБН А.2.2-1. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. 2003. Київ, 2004. 23 с.
101. Про затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел: Наказ Мінприроди від 27.06.2006 № 309.
102. Жовмир Н.М. Анализ нормативных требований к эмиссии загрязняющих веществ при сжигании биомассы. *Промышленная теплотехника*. 2012. № 1. С. 77—86.
103. Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт: Наказ Мінприроди від 22.10.2008 № 541.
104. Про затвердження Технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин у атмосферне повітря із котелень, що працюють на лушпинні соняшнику: Наказ Мінприроди від 13.10.2009 № 540.
105. ГОСТ 30735—2001. Державні будівельні норми України «Котли опалювальні водогрійні теплопродуктивністю від 0,1 до 4,0 МВт». 2003. 17 с.

Список літератури

106. Викиди забруднювальних речовин у атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення: Наказ Мінпаливенерго України від 14.06.2002 № 359. ГКД 34.02.305—2002.
107. Збірник показників емісії (питомих викидів) забруднюючих речовин в атмосферу повітря різними виробництвами. Донецьк, 2004. Т. 1.
108. Лист-роз'яснення НКРЕ України від 19.07.2013 № 4958/23/47-13 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www3.nerc.gov.ua/web/printable.php?id=8695&lang=UA>.
109. ГКД 34.09.108—98. Розподіл витрат палива на теплових електростанціях на відпущену теплову та електричну енергію при їх комбінованому виробництві.
110. ГКД 34.09.103—96. Розрахунок звітних техніко-економічних показників електростанції про теплову економічність устаткування.
111. ГКД 39.09.100—2003. Витрати палива на відпущену електричну та теплову енергію при їх комбінованому виробництві на теплових електростанціях.
112. Дубовський С.В. Енергоекономічний аналіз сполучених систем генерації електричної енергії і теплоти. Київ: Наукова думка, 2014. С. 186.
113. ДСТУ 7674:2014. Енергозбереження. Енергоємність технологічного процесу вироблення електричної та теплової енергій, відпущених від теплової електростанції. Методи визначення. Київ: Держспоживстандарт України, 2015. 33 с.
114. ДСТУ 8291:2014. Енергозбереження. Енергоємність технологічного процесу вироблення електричної та теплової енергій, відпущених від газопоршневої когенераційної установки. Методи визначення. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2017. 35 с.
115. ДСТУ 8290:2014. Енергозбереження. Енергоємність технологічного процесу вироблення електричної та теплової енергій, відпущених від газотурбінної когенераційної установки. Методи визначення. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2017. 35 с.
116. Дубовской С.В., Твердохлиб А.С. Усовершенствованный метод оценки технологий комбинированного производства электрической энергии и теплоты по средней стоимости жизненного цикла. *Проблеми загальної енергетики*. 2014. № 1 (36). С. 46—54.
117. TCG 2032. Эффективность на новом уровне [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://ges-ukraine.com/files/tcg2032.pdf>.
118. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Оцінка роботи електростанцій при наданні послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55—60.
119. «Зелений» тариф обойдеться українцям 1,3 млрд євро в год. Українські новини. 19.07.2019 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ukranews.com/news/643386-ukraintsy-zaplatyat-1-3-mlrd-evro-v-god-za-zelenyj-tarif>.
120. Шаповалов О.В., Сергеев С.А. Анализ конкурентных позиций ОАО «Харьковская ТЭЦ-5». *БизнесИнформ*. 2009. № 4 (3). С. 37—45.
121. Вороновский Г., Орловский И., Сергеев С. Преимущества работы по ценовым заявкам для крупных отопительных ТЭЦ. *Энергетическая политика Украины*. 2003 № 2. С. 74—77.
122. Пат. України на винахід № 104217. Теплоэлектроцентральный, спосіб її експлуатації, об'єднана енергосистема та спосіб її експлуатації / С.В. Дубовський, А.П. Левчук, М.М. Кулик. Опубл. 10.01.2014, Бюл. № 1.
123. Дубовський С.В., Левчук А.П., Каденський М.Я. Підвищення маневрених можливостей енергетичної системи шляхом впровадження теплових насосів-регуляторів у складі ТЕЦ. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 4 (35). С. 16—23.
124. Басок Б., Дубовской С. Методологические особенности оценки располагаемой мощности тепловых насосов в Украине. *Насосы и оборудование*. 2017. № 3. С. 42—44.
125. Басок Б.І., Дубовський С.В. Укрупнена оцінка теплової потужності та обсягів виробництва відновлюваної енергії тепловими насосами в Україні. *Інформаційний бюлетень*. 2019. № 1. С. 2—6.
126. Сайт компанії Water-to-Water Heat Pumps [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.theglaciargroup.net/efile.html>.
127. Каталог YORK® Commercial & Industrial HVAC 2016 [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.clima-trade.com/Download/be_york_chillers_and_heatpumps_en_2016.pdf.

Список літератури

128. Сайт компанії Friotherm AG [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.friotherm.com/webautor-data/41/vaertan_e008_uk.pd.
129. Сайт компанії Star Refrigeration [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.star-ref.co.uk/our-products/heatpump.aspx>.
130. L.D. Danny Harvey. A Handbook on Low-Energy Buildings and District-Energy Systems: Fundamentals, Techniques and Examples. Earthscan, London—Stevlong, VA, 2006. 700 p.
131. Сайт компанії MWM [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.mwm.com.ru/gazovye-dvigateli-blochnye-tehc/gazovye-dvigateli-generatornyie-ustanovki/tcg-2032/>.
132. Сайт ООО «Немецкие Энергетические Системы» (GES Ltd.) [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://ges-ukraine.com/maininfo_37.html.
133. TCG 2032. Эффективность на новом уровне [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://ges-ukraine.com/files/tcg2032.pdf>.
134. Карп І.Н., Пьяных К.Е., Никитин Е.Е. Проблема утилизации и обезвреживания иловых осадков городских сточных вод и пути ее решения. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2017. № 2. С. 25—38.
135. Werle S. Thermal treatment of sewage sludge within a circular economy perspective: A Polish case study. 6-th Intern.conf. on Sustainable Solid Waste Management NAXOS2018. 13—16 June 2018 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.naxos2018.uest.gr>.
136. Протасов В.Ф., Молчанов А.В. Экология, здоровье и природопользование в России. Москва: Финансы и статистика, 1995. С. 528.
137. Карп І.М. Основні тенденції розвитку енергетики України. Технічна електродинаміка. 2018. № 2. С. 55—62 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://doi.org/10.15407/techned2018.02.055>.
138. Glatzer A., Schild H. Operational Experiences from Austrias First Medium Sized Sewage Sludge Mono-Incineration Plant in Grosswilfersdorf Austria. Proceedings of 4th Central European Biomass Conference. January 15—18 2014. Graz, Austria, 2014.
139. Uddin M., Techato K., Taweekun J., Rasul M., Mahlia T., Ashrafur S. An Overview of Recent Developments in Biomass Pyrolysis Technologies. *Energies*. 2018. Vol. 2 [Електронний ресурс]. Режим доступу: [doi:10.3390/en1113115](https://doi.org/10.3390/en1113115).
140. Презентація: «Near-zero» emission Bio-CHP «Waste-to-Energy» is now: «Waste-to-Syngas- to-EcoEnergy» with D4 Technology Installation (the only Hydro-Pyrolysis WtE Installation in the orld). PLUS Development Group Polska. Business Management & Consultancy. 2017. С. 41. [Електронний ресурс]. Режим доступу: www.plusdg.com.
141. Kumar M., Kumar P., Chauhan D., Iobal A. Pyrolysis of Biomass. *Iconic Research and Engineering Journals*. March 2018. Vol. 1, is. 9. P. 54—59.
142. Jin J., Li Y., Zhang J. et al. Influence of pyrolysis temperature on properties and environmental safety of heavy metals in biochars derived from municipal sewage sludge. *Journal of Hazardous Materials*. 2015. Vol. 320. P. 417—426 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2016.08.050>.
143. Liu X., Chang F., Wang C. et al. Pyrolysis and subsequent direct combustion of pyrolytic gases for sewage sludge treatment in China. *Applied Thermal Engineering*. 2018. Vol. 128. P. 464—470 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.08.091>.
144. Lishan X., Tao L., Yin W. et al. Comparative life cycle assessment of sludge management: A case study of Xiamen, China. *Journal of Cleaner Production*. 2018. Vol. 192. P. 354—363 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.04.171>.
145. Li H., Kai., Feng K. Life cycle assessment of the environmental impacts and energy efficiency of an integration of sludge anaerobic digestion and pyrolysis. *Journal of Cleaner Production*. 2018. Vol. 195. P. 476—485 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.05.259>.
146. Abuşoğlu A., Özahi A., Kutlar İ., Al-jaf H. Life cycle assessment (LCA) of digested sewage sludge incineration for heat and power production. *Journal of Cleaner Production*. 2017. Vol. 142, part 2. P. 1684—1692 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.11.121>.

Список літератури

147. Дутка О.В., Нікітін Є.Є. Основні напрямки підвищення енергетичної ефективності централізованих систем гарячого водопостачання. Науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»: матеріали (Київ, 26—28 вересня 2018). Київ, 2018. 674 с.
148. Никитин Е.Е., Дутка А.В., Гарновский М.В. Анализ структуры и эффективности функционирования централизованных систем теплоснабжения населенных пунктов. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2012. № 2 (Ulrich's Periodicals Directory; РИНЦ, SCIENCE INDEX).
149. Гершкович В.Ф. Пора избавляться от ЦТП. Сантехника, Отопление, Кондиционирование. Москва, 2006. № 3. С. 43—48.
150. Фомич С.В., Тарадай А.М., Есин Е.С., Болотских Н.С. Причины массовых отказов систем централизованного горячего водоснабжения. *Научный вестник строительства*. Харьков: ХНУБА, ХОТВ АБУ, 2017. № 1 (87).
151. Концепція Програми переведення на цілорічне індивідуальне ГВП бюджетних закладів охорони здоров'я з використанням сонячної енергії в м. Одеса на 2018—2020 рр. Проект USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні».
152. Попереднє ТЕО проекту «Підвищення енергоефективності системи централізованого гарячого водопостачання в м. Хмельницький». Проект USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні».
153. Про затвердження Правил технічної експлуатації теплових установок і мереж: Наказ Міністерства палива та енергетики України від 14.02.2007 № 71 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0197-07>.
154. ДБН В.2.2-15:2015. Житлові будинки. Основні положення [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1#load>.
155. ДБН В.2.5-39:2008. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-204>.
156. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://eom.com.ua/index.php?action=dlattach;topic=15773.0;attach=13719>.
157. ДСТУ Б EN 15316-2-1:2011. Системи теплозабезпечення будівель. Методика розрахунку енергопотреби та енергоефективності системи. Ч. 2-1. Тепловіддача системою опалення [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://thermomodernisation.org/wp-content/uploads/2017/11/dsty-b-en-15316-2-1-2011.pdf>.
158. ДБН В.2.5-39:2008. Теплові мережі.
159. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування.
160. Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж. Індустрія. Харків, 2007. С. 336.

ЗМІСТ

ВСТУП	3
СПИСОК СКОРОЧЕНЬ	7
Розділ 1. ПОТОЧНИЙ СТАН СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ	9
1.1. Загальна характеристика (О.І. Сігал, Д.Ю. Падерно, С.В. Дубовський)	9
1.2. Законодавча база (О.Е. Силакін)	21
1.3. Основні проблеми (Є.Є. Нікітін, О.І. Сігал, Д.Ю. Падерно)	22
Розділ 2. ЄВРОПЕЙСЬКІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	31
2.1. Основні технічні напрями розвитку європейських СЦТ (О.Е. Силакін)	31
2.2. Практика довгострокового планування СЦТ (О.Е. Силакін)	39
2.3. Приклади проєктів і програм розвитку СЦТ (О.Е. Силакін)	41
Розділ 3. КОНЦЕПТУАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТА РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	48
3.1. Історія виникнення та розвитку СЦТ (Є.Є. Нікітін)	48
3.2. Основні переваги СЦТ над іншими видами теплопостачання (Є.Є. Нікітін)	49
3.3. Комплексний підхід до модернізації ТД, ТМ і приєднаних до них будівель (Є.Є. Нікітін, О.В. Дутка)	51
3.4. Багатоваріантність вирішення проблеми (Є.Є. Нікітін)	58
3.5. Традиційний підхід та особливості планування модернізації застарілих наявних СЦТ (Є.Є. Нікітін)	61
Розділ 4. МЕТОДОЛОГІЯ РОЗРОБЛЕННЯ ДОВГОСТРОКОВИХ ПЛАНІВ	64
4.1. Формування цільових показників. Підготовка технічного завдання (Є.Є. Нікітін)	64
4.2. Збір вихідних даних (О.В. Дутка)	65
4.3. Аналіз показників стану системи теплопостачання (О.В. Дутка)	67
4.4. Прогнозування впливових чинників (Є.Є. Нікітін, О.В. Дутка)	79
4.5. Аналіз потенціалу відновлюваних та місцевих джерел енергії (Є.Є. Нікітін)	83
4.6. Зонування теплопостачання (Є.Є. Нікітін, О.В. Дутка)	85
4.7. Алгоритм розроблення плану. Розроблення проєктів і варіантів (Є.Є. Нікітін)	88
4.8. Оцінка екологічних показників (О.І. Сігал, Д.Ю. Падерно)	92
4.9. Структура довгострокового плану (Є.Є. Нікітін)	100
4.10. Фінансування проєктів модернізації СЦТ (О.Е. Силакін)	104
Розділ 5. ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ НАПРЯМИ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТА РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	110
5.1. Удосконалення структури СЦТ (О.В. Дутка)	110
5.2. Використання твердих побутових відходів як палива у СЦТ (І.М. Карп, О.І. Сігал, К.Є. П'яних, Д.Ю. Падерно)	118

Зміст

5.3. Модернізація наявних котлів (О.І. Сігал, Д.Ю. Падерно)	141
5.4. Впровадження конденсаційних котлів та теплоутилізаторів (О.І. Сігал)	147
5.5. Використання біомаси як палива (Г.Г. Гелетуха, Є.М. Олійник, В.І. Зубенко)	158
5.6. Спільне вироблення теплової та електричної енергії (С.В. Дубовський)	186
5.7. Використання скидної ТЕ промислових підприємств (Є.Є. Нікітін)	194
5.8. Використання ТН (С.В. Дубовський)	196
5.9. Утилізація мулових осадів міських каналізаційних стоків як палива (І.М. Карп, К.Є. П'яних, К.К. П'яних, В.М. Федоренко)	208
5.10. Рішення щодо енергоефективності, автоматизації, диспетчеризації об'єкта (М.В. Степанов)	231
5.11. Підвищення ефективності роботи систем ГВП (О.В. Дутка)	235
5.12. Оптимізація температурних графіків (М.В. Тарновський)	241
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	249

Наукове видання

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ГАЗУ
ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ

КАРП Ігор Миколайович
НІКІТІН Євген Євгенович
П'ЯНИХ Костянтин Євгенович та інші

**СТАН ТА ШЛЯХИ РОЗВИТКУ
СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО
ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ**

У ДВОХ КНИГАХ

КНИГА 1

Київ, Науково-виробниче підприємство
«Видавництво “Наукова думка” НАН України», 2021

Художнє оформлення *Ю.В. Ніколаєнко*
Художній редактор *І.П. Савицька*
Технічний редактор *Т.С. Березяк*
Коректор *Л.Г. Бузіашвілі*
Оператор *В.Г. Каменькович*
Комп'ютерна верстка *Л.В. Багненко*

Підп. до друку 11.08.2021. Формат 70×100/16. Папір офс. № 1.
Гарн. Таймс. Друк. офс. Ум. друк. арк. 21,61.
Обл.-вид. арк. 22,5. Тираж 150 прим. Зам. № ДФ—1103

Оригінал-макет виготовлено
у НВП «Видавництво “Наукова думка” НАН України»
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи
до Державного реєстру видавців, виготівників
і розповсюджувачів видавничої продукції
серія ДК № 2440 від 15.03.2006.
01601 Київ 1, вул. Терещенківська, 3

ПП «Видавництво “Фенікс”»
03680 Київ 680, вул. Шутова, 13б
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру
серія ДК № 271 від 07.12.2000 р.