



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY



# УКРАЇНА

## ОГЛЯД ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПОЛІТИКИ 2006



## МІЖНАРОДНЕ ЕНЕРГЕТИЧНЕ АГЕНТСТВО

---

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) – автономний орган, який було засновано в 1974 р. в рамках Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР) з метою впровадження міжнародної енергетичної програми.

МЕА виконує комплексну програму енергетичного співробітництва в двадцяти шести з тридцяти країн-членів ОЕСР. Основними цілями МЕА є такі:

- Підтримка та удосконалення систем для вирішення проблем із припиненням постачання нафти.
- Реалізація політики раціонального використання енергії в глобальному контексті на базі співробітництва із країнами-нечленами, промисловими підприємствами та міжнародними організаціями.
- Управління інформаційною системою на міжнародному нафтовому ринку.
- Поліпшення світової структури постачання і попиту енергії шляхом розвитку альтернативних джерел енергії та підвищення ефективності використання енергії.
- Допомога в інтеграції екологічної та енергетичної політики.

Країнами-членами МЕА є: Австралія, Австрія, Бельгія, Греція, Данія, Ірландія, Іспанія, Італія, Канада, Люксембург, Нідерланди, Німеччина, Нова Зеландія, Норвегія, Португалія, Республіка Корея, США, Сполучене Королівство, Туреччина, Угорщина, Фінляндія, Франція, Чеська Республіка, Швейцарія, Швеція та Японія. Європейська Комісія бере участь в роботі МЕА.

## ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКОНОМІЧНОГО СПІВРОБІТНИЦТВА І РОЗВИТКУ (ОЕСР)

---

ОЕСР – унікальний форум, у рамках якого тридцять держав співпрацюють для вирішення економічних, соціальних та екологічних завдань глобалізації. ОЕСР посідає ключову позицію в питаннях розуміння та надання допомоги державам щодо впровадження нових технологій управління та завдань, наприклад, корпоративного управління, інформаційної економіки та постаріння населення. ОЕСР створює атмосферу, в якій держави можуть порівнювати свій політичний досвід, шукати відповіді на загальні проблеми, визначати позитивну практику, координувати внутрішню та міжнародну політику.

Країнами-членами ОЕСР є Австралія, Австрія, Бельгія, Греція, Данія, Ірландія, Ісландія, Іспанія, Італія, Канада, Люксембург, Мексика, Нідерланди, Німеччина, Нова Зеландія, Норвегія, Польща, Португалія, Республіка Корея, Словацька Республіка, Сполучене Королівство, США, Туреччина, Угорщина, Фінляндія, Франція, Чеська Республіка, Швейцарія, Швеція та Японія. Європейська Комісія бере участь у роботі ОЕСР.

© ОЕСР/МЕА, 2006

Відтворення, копіювання, передача або переклад цієї публікації можливі лише за умови отримання письмового дозволу. Запит необхідно направляти за адресою:

International Energy Agency (IEA), Head of Publications Service,  
9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.

В оригіналі цю публікацію видано англійською мовою. Незважаючи на усі зусилля МЕА, щоб цей український переклад точно передавав зміст англійського тексту, він може дещо відрізнятися від оригіналу.

Ця книжка присвячується Гордону Дафасу (Gordon Duffus),  
лідеру, наставнику та просто другу.  
Гордон приєднався до команди МЕА на посаді  
Голови підрозділу по роботі з країнами-нечленами МЕА  
у 2002 р. та залишив нас 28 грудня 2006 р.  
Нам бракуватиме його почуття гумору, мудрих порад та відваги.



# ПЕРЕДМОВА

Завдяки своєму географічному розташуванню Україна є надзвичайно важливою країною транзиту енергоресурсів до Європи: 80 % російського газу транспортується через територію України. Українська енергетична політика регулюється прагненням держави до зміцнення внутрішньої енергетичної безпеки та скорочення імпорту природного газу. Сьогодні найбільший обсяг енергоресурсів надходить до України з Росії або через територію Росії.

Україна нині переживає важливий період – перед нею постала проблема неймовірно високих цін на енергоносії та відбулися істотні зміни у складі уряду країни. Цей Огляд висвітлює три пріоритетні напрями, завдяки яким уряд України зміг би зменшити енергетичну залежність та удосконалити політику: енергоефективність, ціни, які відображають реальну вартість енергоносіїв, а також прозорість. Українська економіка є однією з найбільш енергоємних у промисловому світі. Отже, енергоефективність є пріоритетним напрямом зміцнення енергетичної безпеки країни, що має дуже важливе значення для її економічного поступу та захисту навколишнього середовища.

Україна може істотно поліпшити свою енергоефективність шляхом реалізації цілеспрямованої політики та формування ринково-орієнтованих цін на енергоресурси. Сьогодні ціни на енергоносії відшкодовують лише операційні витрати, що створює нагальну потребу в інвестиціях для оновлення інфраструктури. Для залучення відповідних інвестицій та створення стимулів до реформ у багатьох сферах паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) ціни мають відображати реальну вартість енергоресурсів. Україна могла б посилити свою енергетичну політику шляхом підвищення прозорості енергетичних даних та більш чіткого визначення ринкових правил.

У цьому Огляді паливно-енергетичний комплекс розглядається з різних точок зору, включаючи політичний курс, вплив на екологію, розвиток енергоефективності та відновлюваних джерел енергії, нафтогазової та вугільної промисловості, виробництва електричної енергії та теплопостачання.

Огляд написано в результаті інтерактивного процесу на матеріалах конструктивного діалогу між українським урядом та МЕА. Уряд України доклав багато зусиль, щоб забезпечити успіх цієї роботи, в процесі якої було розширено співробітництво між різними гілками виконавчої влади щодо вирішення питань енергетичної політики. Більше того, в Україні вже спостерігаються помітні зрушення в напрямі впровадження найпріоритетніших рекомендацій, розроблених нашою командою. Ми вітаємо уряд України з цими досягненнями. Однак багато чого ще слід зробити. Ми сподіваємося, що цей Огляд та рекомендації, що містяться в ньому, стануть значним внеском у формування української енергетичної політики. МЕА сподівається на подальше співробітництво із урядом України в процесі впровадження реформ у ПЕК.

**Клод Манділ (Claude Mandil)**

*Виконавчий директор,*

*Міжнародне енергетичне агентство (МЕА)*



# ЗМІСТ

<b>Передмова</b>	<b>5</b>
<b>Структура Огляду та подяки</b>	<b>13</b>
<b>Резюме і рекомендації</b>	<b>17</b>
<b>ЧАСТИНА I. ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД</b>	<b>31</b>
1. Огляд енергетичної ситуації та енергетичної політики	33
2. Тенденції в енергетиці	61
3. Енергетика та екологія	93
<b>ЧАСТИНА II. ОГЛЯД СЕКТОРІВ</b>	<b>113</b>
4. Енергоефективність	115
5. Природний газ і нафта	159
6. Транзит енергоносіїв	203
7. Вугілля	241
8. Електроенергія	269
9. Централізоване тепlopостачання	307
10. Відновлювані джерела енергії	333
<b>Додатки</b>	
I. Енергетичні баланси і ключові статистичні дані	349
II. «Спільні цілі» Міжнародного енергетичного агентства	355
III. Аббревіатури, скорочення, одиниці виміру, власні імена	357
IV. Перелік посилань	365
<b>Перелік таблиць</b>	
1.1. Основні економічні показники в Україні, 1992–2005 рр.	35
1.2. Потреби в інвестиціях українського паливно-енергетичного комплексу	50
2.1. Прогнози власного видобутку та імпорту первинних видів палива, 2005–2030 рр.	86
3.1. Ключові енергетичні та економічні показники в Україні та країнах Додатку I, 1990–2004 рр.	98
4.1. Вантажні перевезення за транспортними категоріями, 1990–2004 рр.	140
4.2. Пасажирські перевезення за транспортними категоріями, 1990–2004 рр.	140
4.3. Інвестиції в енергоефективність	148

5.1.	Структура газової та нафтової промисловості України	160
5.2.	Структура «Нафтогазу України» за формами власності	162
5.3.	Незалежний видобуток нафти і газу, 2001 та 2003 рр.	164
5.4.	Видобуток газу в Україні	173
5.5.	Достовірні запаси природного газу «Нафтогазу України» за станом на 31 грудня 2003 р.	174
5.6.	Продажі «Газу України», за категоріями споживачів, 1999–2005 рр.	177
5.7.	Регульовані кінцеві тарифи на газ для кінцевих споживачів	183
5.8.	Видобуток сирової нафти та газового конденсату в Україні, 1992–2004 рр.	186
5.9.	Достовірні запаси нафти та газового конденсату «Нафтогазу України» станом на 31 грудня 2003 р.	187
5.10.	Виробництво та споживання нафтопродуктів в Україні, 2004–2005 рр.	191
6.1.	Характеристики українських підземних газосховищ, станом на 2005 р.	212
6.2.	Прогнозовані інвестиції у реконструкцію та модернізацію газотранспортної системи у рамках національної програми <i>Нафта та газ України на період до 2010 р.</i>	215
6.3.	Характеристики і використовувана потужність української нафтотранспортної системи	232
7.1.	Прогнозовані витрати вугільної промисловості, 2006–2030 рр.	252
8.1.	Встановлена електрична потужність в Україні, 2004 р.	272
8.2.	Порівняння тарифів на електроенергію в Україні та сусідніх країнах, середина 2005 р.	283
8.3.	Збір платежів «Енергоринку», 1996–2001 рр.	284
8.4.	Потреба в інвестиціях в електроенергетичному секторі, з 2006 по 2030 рр.	286
8.5.	Експорт електроенергії у 2005 р. та на початку 2006 р.	287
8.6.	Міждержавні лінії електропередачі України та потенціал для експорту електричної енергії у сусідні країни	289
8.7.	Атомні електростанції в Україні	290
8.8.	Середня оптова ціна на електроенергію за типами електростанцій, липень 2006 р.	292
8.9.	Виробництво урану в Україні	296
9.1.	Загальне виробництво теплоенергії та централізоване виробництво теплоенергії в Україні, 1992–2005 рр.	309
9.2.	Використання палива на ТЕЦ та в котельнях, які виробляють лише теплоенергію, в Україні у 2005 р.	310
9.3.	Втрати енергії в системах централізованого тепlopостачання, які працюють з використанням природного газу	311
9.4.	Прогнозоване зростання виробництва теплоенергії за джерелами, базовий сценарій	314



10.1.	Технології відновлюваної енергії в Україні	335
10.2.	Оцінки технічно доцільного потенціалу використання відновлюваних джерел енергії в Україні за даними з різних джерел	339
10.3.	Біоенергетичний потенціал в Україні	340
10.4.	Прогнозоване використання відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії, оптимістичний сценарій	344

## **Перелік рисунків**

1.1.	Головні інституції України, що формують енергетичну політику	37
1.2.	Структура власності в українському паливно-енергетичному комплексі на початку 2006 р.	42
1.3.	Ціни на енергоресурси і тарифи порівняно з їх вартістю, станом на червень 2006 р.	48
2.1a.	Тенденція у загальному кінцевому споживанні енергії за секторами, 1993–2004 рр.	63
2.1б.	Частка загального кінцевого споживання енергії за секторами, 1993 і 2004 рр.	63
2.2.	Споживання енергії за галузями промисловості, 1993–2004 рр.	64
2.3.	Споживання енергії у побутовому секторі, 1993–2004 рр.	65
2.4.	Загальне кінцеве споживання енергії за видами палива, 1993 і 2004 рр.	67
2.5.	Попит на природний газ за секторами, 1993 і 2004 рр.	68
2.6.	Попит на вугілля за секторами, 1993 і 2004 рр.	69
2.7a.	Тенденції в попиті на електроенергію, 1993–2004 рр.	71
2.7б.	Попит на електроенергію за секторами, 1993 та 2004 рр.	71
2.8.	Попит на нафтопродукти за секторами, 1993–2004 рр.	74
2.9.	Загальне первинне постачання енергії за видами палива, 1993–2004 рр.	75
2.10.	Частка чистого імпорту в загальному первинному постачанні енергії (ЗППЕ), 1993–2004 рр.	78
2.11.	Структура виробництва електроенергії за типами палива, 1993 і 2004 рр.	79
2.12.	Прогнозоване ЗППЕ і потенціал енергозбереження, базовий сценарій, 2005–2030 рр.	83
2.13.	Прогнозоване споживання енергії за видами палива, базовий сценарій, 2005–2030 рр.	85
2.14a.	Прогнози ЗППЕ у Національній стратегії СВ та торгівлі викидами: інноваційний сценарій	89
2.14б.	Прогнози ЗППЕ у Національній стратегії СВ та торгівлі викидами: базовий сценарій	89
2.15.	Прогнозоване первинне постачання енергії у 2030 р., порівняння офіційної та альтернативної енергетичної стратегії	90

3.1.	Викиди парникових газів в Україні за секторами, 2004 р.	95
3.2.	Тенденції у викидах парникових газів в Україні, 1990–2004 рр.	95
3.3.	Розподіл викидів парникових газів за секторами, 1990 і 2004 рр.	96
3.4.	ВВП, енергоспоживання і викиди CO <sub>2</sub> в Україні: два сценарії	99
3.5.	Граничні витрати на пом'якшення CO <sub>2</sub> , оцінки станом на 2003 р.	102
3.6.	Викиди ключових забруднювачів із стаціонарних джерел, 1990–2003 рр.	105
3.7.	Викиди SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> та твердих часток зі стаціонарних джерел в Україні, 1990–2004 рр.	106
3.8.	Географічний розподіл викидів від стаціонарних джерел, 2004 р.	108
4.1.	Енергоемність в Україні та інших країнах у 2004 р.	117
4.2.	Енергоемність, ВВП, тенденції ЗПPE, 1992–2004 рр.	118
4.3.	Структура ВВП у 2001–2004 рр.	119
4.4.	Споживання палива на одиницю продукції, виробленої у 2004 р., порівняно з 2000 р.	120
4.5.	Результати інвестицій: інвестиційні кошти порівняно зі змінами в енергетичному балансі, 2005–2030 рр.	122
4.6.	Структура потенціалу енергоефективності	123
4.7.	Використання енергії в промисловому секторі та структура додаткової вартості в Україні у 2000 р.: відсотки окремих складових у загальному обсязі промислової доданої вартості	137
5.1a.	Організація газового ринку в Україні до 2005 р.	178
5.1b.	Організація газового ринку в Україні з 2006 р.	179
5.2.	Нафтопереробні потужності нафтопереробних заводів, 2005 р.	190
6.1.	Українська система транспортування природного газу	208
6.2.	Транзит природного газу через територію України, 1991–2005 рр.	210
6.3.	Нафтотранспортна система України	231
6.4.	Транспортування нафти українською нафтотранспортною системою, 1991–2005 рр.	232
7.1.	Видобуток вугілля, 1992–2004 рр.	244
7.2.	Прогнозовані обсяги видобутку сирового вугілля, імпорт та експорт (базовий сценарій)	245
7.3.	Основні вугільні басейни України	247
7.4.	Вугільні шахти за щорічним обсягом видобутку	248
7.5.	Вугільні шахти за віком	248
7.6.	Динаміка цін на енергетичне вугілля та гірничошахтне обладнання порівняно з 2000 р.	254
7.7.	Фінансовий тиск та управління вугільною промисловістю: товари і грошові потоки	255
7.8.	Продуктивність праці	257
7.9.	Нещасні випадки під час видобутку вугілля в Україні	258

7.10.	Викиди CO <sub>2</sub> від спалювання вугілля, 1992–2004 рр.	261
8.1.	Українська електрична мережа	271
8.2.	Електричні та грошові потоки в електроенергетичному секторі	277
8.3.	Капітальні активи «Енергетичної компанії України»	278
9.1.	Тарифи на централізоване теплопостачання для побутових споживачів порівняно з виробничими витратами у 2005 р.	321
9.2.	Середня структура витрат на виробництво теплоенергії у компаніях централізованого теплопостачання, 2005 р.	322
9.3.	Субсидії з державного бюджету для оплати житлових та комунальних послуг, 2002–2005	323
9.4.	Кількість сімей, які звертаються за отриманням субсидій на житлові послуги, та середньомісячний рівень субсидій, 2000–2005 рр.	324
9.5.	Кредиторська заборгованість підприємств житлово-комунального господарства станом на січень 2006 р.	326
9.6.	Дебіторська заборгованість споживачів житлово-комунальних послуг станом на січень 2006 р.	327

## **Перелік вставок**

1.1.	Стратегічні цілі <i>Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.</i>	53
2.1.	Методологія МЕА: Первинне постачання і кінцеве споживання	62
2.2.	Примітка щодо звітності з виробництва вугілля	76
2.3.	Парадигми моделювання – «згори – донизу» та «знизу – догори»	82
4.1.	Основні незалежні організації, що займаються питаннями енергоефективності	125
4.2.	Нові підходи до будівельних норм	132
4.3.	Пілотний проект підвищення енергоефективності в школі-інтернаті м. Львова	146
4.4.	Приклади інвестування в енергоефективність на промислових підприємствах	150
5.1.	Достовірні запаси: питання визначення	175
5.2.	Запаси нафти в сховищах МЕА	188
6.1.	Енергетична Хартія	206
6.2.	Стислий погляд на українську газотранспортну систему	209
6.3.	Документи та прозорість у газовому секторі	219
6.4.	Обсяги транзиту і проблема боргу	221
6.5.	EuralTransGas та «РосУкрЕнерго»	224
6.6.	Зростання контролю «Газпрому»	227
6.7.	Стислий погляд на українську нафтотранспортну систему	230
7.1.	Стислий погляд на українську вугільну промисловість	242
8.1.	UCTE	286

9.1.	Визначення централізованого тепlopостачання	307
9.2.	Перехресне скасування боргу	328
10.1.	Відновлювана енергія – питання визначення	334
10.2.	Технологічні угоди MEA	338

## СТРУКТУРА ОГЛЯДУ ТА ПОДЯКИ

Огляд енергетичної політики України 2006 р. виконано командою експертів з енергетичних питань країн-членів МЕА та представниками інших міжнародних організацій. Команда експертів відвідала Київ 14–22 листопада 2005 р. з метою обговорення актуальних питань з представниками уряду, енергетичних компаній, парламентських комітетів, неурядових організацій та іншими зацікавленими сторонами. Секретаріат МЕА та члени команди написали цей Огляд за результатами проведених зустрічей і офіційної відповіді українського уряду на анкету МЕА з питаннями стосовно політики та іншої наданої інформації. У разі відсутності інформації в офіційних українських джерелах команда експертів використовувала альтернативні інформаційні джерела. Огляд в основному ґрунтується на інформації, доступній на липень 2006 р.

### Команда експертів, яка працювала над Оглядом

**Леонард Л. Кобурн (Leonard L. Coburn)**  
**Керівник групи**

Міжнародний консультант з питань енергетики та колишній директор підрозділу з питань російських та євразійських справ, Департамент енергетики США

**Йан Кроншоу (Ian Cronshaw)**

Відділ енергетичної диверсифікації  
Міжнародне енергетичне агентство (МЕА)

**Туро Еклунд (Turo Eklund)**

Хельсінкі Енерджи (Helsinki Energy)  
Фінляндія

**Елліна Левіна (Ellina Levina)**

Управління з питань охорони навколишнього середовища  
Організація економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР)

**Річард Марріотт (Richard Marriott)**

Управління з питань міжнародної політики та нафтової промисловості  
Департамент торгівлі та промисловості  
Сполучене Королівство

**Бойко Нітцов (Boiko Nitzov)**

Секретаріат Енергетичної хартії

**Берт Раукенз (Bert Roukens)**

Генеральне управління з питань енергетики та телекомунікацій  
Міністерство з економічних справ  
Нідерланди

**Жозеф Тот (József Tóth)**

MOL<sup>1</sup>  
Угорщина

**Мередит Еванс**

**(Meredydd Evans)**

Підрозділ по роботі з країнами-нечленами  
Міжнародне енергетичне агентство (МЕА)

**Елена Мерль-Бераль**

**(Elena Merle-Béral)**

Підрозділ по роботі з країнами-нечленами  
Міжнародне енергетичне агентство (МЕА)

<sup>1</sup> MOL – Угорська нафтогазова компанія (абревіатура від Magyar Olaj-és Gázipari Rt.).



## Організації, які відвідала наша команда

---

### ● Українські урядові установи

- Міністерство палива та енергетики України (Мінпаливенерго)
- Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України (Мінбуд)
- Міністерство охорони навколишнього природного середовища України (Мінприроди) та Центр з питань зміни клімату
- Міністерство закордонних справ України (МЗС)
- Міністерство України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи (МНС)
- Верховна Рада України
- Національна комісія регулювання електроенергетики України (НКРЕ)
- Державний комітет ядерного регулювання України (ДКЯР)
- Державний комітет з енергозбереження (було перетворено на Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів – НАЕР)
- Державний комітет статистики України (Держкомстат)
- Державна інспекція з енергозбереження

### ● Компанії

- Нафтогаз України (державна нафтогазова компанія) та компанії, що входять до її складу «Укратрансгаз», «Укртранснафта», «Газ України» та «Газ-Тепло»
- Енергоатом (державна атомно-енергетична компанія)
- Енергоринок (національний оператор оптового ринку електричної енергії)
- Київенерго (електро- та тепlopостачальна компанія)
- Укренерго (національна енергетична компанія)
- УкрЕСКО (українська енергосервісна компанія)
- AES (оператор двох регіональних підприємств «Київобленерго» та «Рівнеенерго»)
- КазМунайГаз (Казахська національна нафтогазова компанія)
- Ernst and Young (міжнародна аудиторська та консалтингова компанія)

### ● Інші організації

- Агентство з раціонального використання енергії та екології (АРЕНА-ЕКО)
- Асоціація з централізованого тепlopостачання України
- Інститут економічного прогнозування
- PointCarbon (екологічна неурядова організація)
- Центр економічних і політичних досліджень імені Олександра Разумкова
- Агентство з відновлюваної енергетики
- Науково-технічний центр «Біомаса»

## ● Міжнародні організації та країни-члени МЕА

- Європейський банк з реконструкції та розвитку (ЄБРР)
- Світовий банк
- Посольства та представництва країн-членів МЕА (Сполучене Королівство, Європейська Комісія, Канада, Нідерланди, США)

## Подяки

---

Команда експертів висловлює подяку за відкритість та співробітництво спеціалістам установ та організацій, а також за активну підтримку та внесок у загальний результат Міністерству палива та енергетики України, Посольству України у Франції та іншим українським державним установам. МЕА висловлює вдячність канадському уряду за фінансову підтримку, урядам Сполученого Королівства Великої Британії та Північної Ірландії, Нідерландів, Фінляндії, Угорщини, а також Енергетичній хартії за надання кваліфікованих експертів з питань енергетики. Окрему подяку ми висловлюємо Сергію Павлуші та його колегам, а також Євгену Адріанову за їхню допомогу в організації співробітництва з українським урядом.

Мередит Еванс (Meredydd Evans) та Елена Мерль-Бераль (Elena Merle-Béral) – провідні автори та координатори цього Огляду. Серед інших авторів, які працювали над окремими розділами та зробили свій внесок – Еліна Левіна (Ellina Levina) (екологія), Сергій Масліченко (енергоефективність), Александріна Платонова (Alexandrina Platonova) (енергетичні тенденції), Бойко Нітцов (Boyko Nitzov) (транзит енергоносіїв і нафтогазовий сектор), Туро Еклунд (Turo Eklund) (централізоване теплопостачання та енергоефективність) та Ендрю Матені (Andrew Matheny) (вугільна промисловість). Окрему подяку наша команда висловлює Леонарду Л. Кобурну (Leonard L. Coburn) за керівництво та поради. Вільям К. Рамзей (William C. Ramsay) та Гордон Даффас (Gordon Duffus) контролювали та підтримували процес роботи над Оглядом в МЕА.

Значний внесок до Огляду було зроблено завдяки коментарям та допоміжній інформації від Євгена Бережного, Михайла Борисюка, Георгія Вайнштейна, Робіна Вілтшіра (Robin Wiltshire), Євгена Гагуріна, Георгія Гелетухи, Кетлін Даніел (Kathleen Daniel), Володимира Дерія, Олега Дудкіна, Джонатана Елкайнда (Jonathan Elkind), Олександра Єрохіна, Тетяни Железної, Миколи Рапцуна, Володимира Саприкіна, Валентина Середюка, Пітера Хаггінса (Peter Huggins), Едварда Чау (Edward Chow), і колег з МЕА: Річарда Барона (Richard Baron), Крістіни Караліс (Christine Caralis), Рікардо Кверчіолі (Riccardo Quercioli), Ізабелль Муррей (Isabel Murray), Франсуа Нгеєна (François Nguyen), Ненсі Терк (Nancy Turck), Пітера Тулей (Peter Tulej), Гельмера Хорлінгса (Helmer Horlings), Ульріха Штрідбека (Ulrik Stridbaek). Представники деяких країн-членів МЕА, включаючи Сполучене Королівс-

тво та Німеччину, також надали слушні пропозиції. Аманда Вотерс (Amanda Watters) та Саллі Вілкінсон (Sally Wilkinson) забезпечували загальну підтримку. Бертран Саден (Bertrand Sadin) підготував графічний матеріал, а Корінн Хейворз (Corinne Hayworth) здійснила дизайн обкладинки. Ребекка Гахен (Rebecca Gahen), Лоретта Равера (Loretta Ravera), Муріель Кустодіо (Muriel Custodio) та Софі Шлондорф (Sophie Schlondorff) організували та контролювали процес підготовки видання. Мерілін Сміт (Marilyn Smith) відредагувала книгу. Агентство з раціонального використання енергії та екології (АРЕНА-ЕКО) виконало переклад книги українською та підготувало його до публікації. Особлива подяка – Галині Федоровій за її неоцінімий вклад у підготовку української версії книги.





## РЕЗЮМЕ І РЕКОМЕНДАЦІЇ

Українська енергетична політика регулюється прагненням держави до зміцнення внутрішньої енергетичної безпеки та скорочення імпорту природного газу. Сьогодні найбільший обсяг енергоресурсів надходить до України з Росії або через територію Росії. З часу здобуття політичної незалежності у 1991 р. Україна досягла певних результатів в напрямі послаблення своєї залежності від імпорту енергоносіїв, в основному завдяки підвищенню енергоефективності. Нині українська енергетична політика в основному сконцентрована на енергетичному виробництві, внаслідок чого саме підвищення енергоефективності набуває пріоритетного значення. Однак внутрішні ціни на енергоносії були зазвичай нижчими за міжнародні, що обмежує інвестиції в інфраструктуру і можливості зростання її ефективності. Крім того, уряд відіграє провідну роль у володінні та регулюванні енергетичними активами; це зумовлює низьку конкуренцію і, отже, знижує ефективність виробництва.

Україна змушена відстоювати свої інтереси на тлі істотних змін, що відбуваються на міжнародній енергетичній арені, оскільки ціни на енергоносії зростають у глобальному масштабі. Темпи зростання цін особливо високі в Україні, оскільки країна має одночасно підстроюватися під нові російські умови. Сьогодні більша частина нафти та газу, а також усе ядерне паливо надходить в Україну з Росії або через її територію. Найближчим часом ситуація не зміниться. Протягом останніх років напруження між Україною та її основними енергетичними постачальниками зросло. Через географічне розташування Україна не має великої кількості прийнятних та доступних альтернатив енергопостачання.

### Визначення пріоритетів: ефективність, ціни і прозорість

---

Команда експертів, що підготувала Огляд, визначила у своїх рекомендаціях три пріоритетні напрями: енергоефективність, ціни (які мають відшкодувати реальну вартість енергоносіїв) та прозорість. Україна вирізняється серед інших промислово розвинених країн високою енергоємністю економіки. Це завдає шкоди економіці, що виявляється в низькій конкурентоспроможності та негативними наслідками коливання цін. Підвищення енергоефективності стає головною можливістю зміцнення енергетичної безпеки, скорочення імпорту енергоресурсів, зростання економічних показників та зменшення негативного впливу на навколишнє середовище. Підвищити енергоефективність буде значно легше, якщо внутрішні ціни будуть відшкодувати повні та довготривалі витрати. Сьогодні більшість цін на енергоносії в Україні відшкодовують лише операційні витрати. Через низькі ціни ПЕК має дуже мало інвестиційних коштів або не має їх взагалі,



що в цілому має негативний вплив на надійність, ефективність системи та її довгостроковий економічний розвиток. Щоб залучити інвестиції, Україна має забезпечити інвесторам можливість повертати їхні витрати і одержувати прийнятний прибуток. Зрештою, Україна може зміцнити свою енергетичну політику шляхом підвищення прозорості енергетичних даних та ринкових правил.

Енергоефективність є для України однією з найкращих можливостей зміцнення енергетичної безпеки. Це також зменшить економічний тягар забезпечення потреб в енергії, зробивши Україну менш вразливою до підвищення цін на енергоносії та збоїв в енергопостачанні. Крім того, енергоефективність є важливою умовою економічного поступу України загалом. Нині ефективність використання енергії в Україні втричі нижча, ніж в середньому в країнах Європейського Союзу (ЄС). Навіть економіка сусідніх Росії та Білорусі є менш енергоємною. Власні прогнози уряду щодо енергоефективності та розширеного внутрішнього енергопостачання свідчать, що підвищення енергоефективності більш вигідне та більшою мірою впливає на скорочення імпорту, ніж заплановане розширення внутрішніх поставок енергоносіїв. У 1994 р. Україна почала впроваджувати енергоефективну політику. Однак недостатнє фінансування спричинило неповне її впровадження. У 2005 р. уряд ліквідував Державний комітет України з енергозбереження. Він відповідав за розвиток та впровадження програм енергоефективності по всій країні. Крім того, Комітет сприяв розвитку енергоефективності шляхом створення стандартів, проведення інформаційних кампаній та удосконалення механізмів підвищення фінансування. Замість Державного комітету України з енергозбереження було створено Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів. Інвестиції в енергозбереження зростають, відображаючи переваги в таке інвестування. Україна має багато кваліфікованих експертів з питань енергоефективності в приватному секторі та академічних установах, що забезпечують необхідний інтелектуальний потенціал для розвитку ефективних стратегій.

Неефективне використання енергії в Україні обумовлене кількома факторами. Низькі ціни на енергію – одна з найважливіших причин. Лише ціни на нафту і нафтопродукти досягли міжнародного рівня. Незважаючи на нещодавнє підвищення цін на імпортовані енергоносії, роздрібні ціни на природний газ залишаються в кілька разів нижчими, ніж західноєвропейські, вони також нижчі за ціни такої сусідньої країни, як Росія. Ціни на вугілля не відшкодовують виробничих витрат, тому шахти знаходяться в жахливому фінансовому становищі. Ціни на електричну енергію покривають тільки операційні витрати і не забезпечують повернення інвестицій. Ця тенденція чітко виявляється в ядерній енергетиці, де тариф фактично не передбачає частки капітальних вкладень та виведення атомних станцій з роботи після закінчення терміну їх експлуатації. Цей тариф не включає також витрат на розвиток ядерної безпеки та зберігання ядерних відходів. Тариф на теплову

енергію також є значно нижчим, ніж її собівартість, що призводить до відсутності інвестиційних коштів та небезпечних збоїв у роботі енергетичних систем, а також до зниження ефективності їх функціонування. НКРЕ та уряд розробили план підвищення тарифів на газ та електричну енергію, реалізація якого має забезпечити підвищення енергоефективності та енергетичної безпеки.

Більша прозорість енергетичних даних і ринкових правил сприятиме зростанню інвестицій і в результаті підвищенню конкуренції та якості обслуговування. Точні енергетичні статистичні дані та обґрунтовані енергетичні прогнози є базисом для розробки ефективної політики в галузі енергозабезпечення. Україна має вичерпні дані щодо виробництва енергії, але даних щодо енергоспоживання недостатньо. Це може викривити енергетичну політику, оскільки ускладнює визначення тенденцій змін попиту на енергоресурси. Український уряд визнає, що енергетична політика лише виграє від застосування енергетичних прогнозів, розроблених з урахуванням тенденцій попиту на енергоресурси, а також від використання більш досконалих засобів та підходів до економічного моделювання. Інший необхідний елемент прозорості – чіткі й сталі ринкові правила. Такі правила стимулюватимуть інвестиції та чесну конкуренцію в Україні. Українські громадяни також виграють від прозорих ринків енергоресурсів, оскільки конкурентна боротьба звичайно підвищує якість послуг.

## Ситуація з постачанням

---

Україна залежить від імпорту більшості видів енергоресурсів. В енергетичному балансі України значна частка припадає на природний газ. Газу власного виробництва вистачає, щоб задовольнити близько 25 % загального попиту на газ у країні. Решта газу імпортується через російські трубопроводи. Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» тримає під своїм контролем міжнародні угоди на закупівлю газу, внутрішній видобуток, транзит та оптовий продаж газу. Обласні газові компанії, більшість з яких є приватними підприємствами, відповідають за розподіл газу та його роздрібний продаж. Зареєстрована у Швейцарії компанія «РосУкрЕнерго», що продає газ, викликає суперечки і відіграє зростаючу та непрозору роль в українському газовому секторі. На початку 2006 р. ця компанія перетворилась на єдиного постачальника імпортованого газу. Її роль у роздрібно-му газовому секторі також постійно зростає. Незрозуміло, хто володіє компанією і контролює її. Як здається, компанія отримує значний прибуток лише тому, що підписує контракти на транзит газу з Центральної Азії в Україну. Для того щоб знизити залежність від імпортованого газу, Україна планує збільшити об'єми власного видобутку. Для цього необхідно покращити інвестиційний клімат країни.

Приватний сектор відіграє впливовішу роль у розвитку українського нафтового сектору, ніж газового. Приватні компанії, в основному російські,



володіють більшою частиною нафтопереробних заводів та бензоаправних станцій. Підприємства, що перебувають у державній власності, не контролюють видобуток та транспортування нафти. Уряд висловив свою стурбованість з приводу можливості управління нафтовим ринком, оскільки лише кілька компаній продають нафтопродукти на внутрішньому ринку. У 2005 та 2006 рр. деякі нафтопереробні заводи скоротили випуск своєї продукції з метою модернізації виробництва. Продукція українських нафтопереробних заводів не відповідає попиту українського ринку: виробляється забагато мазуту і дуже мало бензину. Це зумовлює необхідність модернізації, але уряд висловлює стурбованість щодо закриття багатьох заводів.

Питання транзиту є дуже важливим для України. Через її територію відбувається транзит найбільших у світі обсягів газу, проходять найголовніші маршрути транспортування нафти, оскільки Україна знаходиться між Росією та європейськими країнами. Уряд України бачить у транзиті часткову гарантію безпечного енергопостачання, оскільки країни, розташовані на схід від України, не можуть виключити її з ланцюга без шкоди для інших країн, які споживають транзитний газ. Суперечки навколо газового питання на початку січня 2006 р. довели, що надання транзитних послуг не захистить Україну від збоїв енергопостачання. Протягом останніх років ситуація почала загострюватися, оскільки Росія доклала певних зусиль, щоб диверсифікувати транзитні маршрути газу і нафти. Три трубопроводи – Північноєвропейський, Ямальський та «Голубий потік» перетворюються на серйозні альтернативи українським трубопроводам. Це означає, що транзитний бізнес України та її енергетична безпека все більше залежатимуть від відносин з Росією. Крім того, європейські країни більшою мірою покладаються на морські маршрути транзиту нафти та газу, що може вплинути на геополітичну важливість транзитного бізнесу в Україні. Протягом останніх років обсяги нафти, що транспортується через українські трубопроводи, значно скоротилися, однак ситуація з транзитом газу залишилась стабільною. З огляду на існування кількох варіантів транзиту, можна дійти висновку, що більший ступінь прозорості підвищить довіру до українських маршрутів транзиту. Так само, як і надання ліцензій на діяльність приватним компаніям сприятиме залученню інвестицій, необхідних для модернізації системи трубопроводів, міжнародної конкурентоспроможності та надійності.

Значну частину 20-го століття зростання української промисловості забезпечувалось за рахунок збільшення обсягів використання вугілля. Однак протягом останніх десятиріч вугільна промисловість почала занепадати: рівень видобування вугілля постійно скорочувався, особливо після розпаду Радянського Союзу. Незважаючи на те, що видобуток вугілля нині стабілізувався, перед сектором постали значні проблеми, більшість з яких можна пояснити неналежним управлінням. Наприклад, промислові групи контролюють продаж вугілля з багатьох шахт і одночасно поставляють дороге обладнання та матеріали. Це сприяє прибутковому виробництву сталі, але вугільні шахти є збитковими. Крім цього, уряд виділяє значні виробничі та

інвестиційні субсидії. Уряд планує закрити неприбуткові шахти – більшість шахт, які підпадали під план закриття, вже припинили свою роботу. Проте решта шахт в основному поки що не є прибутковими. Уряд проводить процес приватизації шахт, але багато з них все ще перебувають у державній власності. Приватні українські шахти в середньому є більш прибутковими і продуктивними. У вугільному секторі необхідно вжити заходів для вирішення важливих екологічних проблем та поліпшити охорону праці робітників: українські шахти найнебезпечніші у світі після китайських.

Сектор електроенергетики України перебуває у стадії лібералізації та приватизації, але реформи ще не завершено. Україна має свій оптовий ринок електричної енергії з єдиним покупцем – ДП «Енергоринок». Теоретично обласні енергетичні підприємства конкурують між собою, щоб продати енергію, однак через часту нестачу палива та аварійні ситуації уряд відіграє значну роль у розподілі палива. Атомні, гідро- та вітрові станції також продають енергію на оптовий ринок, але за регламентованими цінами. Ядерна енергія покриває приблизно половину загального обсягу виробництва енергії, та уряд прагне збільшити її частку в енергетичному балансі. Лише в одній з основних енергогенеруючих компаній більшою частиною акцій володіють приватні акціонери. У середині 90-х років минулого століття уряд відокремив передачу та розподіл електроенергії від постачання. У 2004 р. було створено нову компанію – «Енергетичну компанію України», яка перейняла державні електричні активи (як генерацію, так і енергопостачання). Електричні мережі та атомні електростанції також перебувають у власності держави, хоча і в складі окремих компаній. Кілька обласних розподільних компаній належать до приватного сектору і не входять до «Енергетичної компанії України». Сектор електроенергетики нині набагато стабільніший, ніж кілька років тому, рідше трапляються відключення мережі, стабілізувалася частота в електричній мережі, зріс рівень платежів. Водночас сектор потребує значних нових інвестицій, і він виграє від динамічнішого енергетичного ринку з кращими стимулами до підвищення ефективності. Ядерна енергетика зазнала найбільших перекосів, оскільки оптові тарифи не відшкодовують значної частини собівартості виробництва електроенергії на атомних електростанціях (АЕС).

Сектор централізованого тепlopостачання перебуває ще на початковому етапі реформування, хоча нещодавно уряд провів велику роботу щодо визначення нової стратегії розвитку сектору та було прийнято Закон України «Про тепlopостачання». Більшість українських родин покладається на централізоване тепlopостачання, а на виробництво тепла, в свою чергу, випадає більша частка від загального споживання енергії. Водночас тепlopостачальні компанії тривалий час не мали можливості робити капітальні інвестиції в розвиток обладнання через низькі тарифи. Це означає, що багато систем тепlopостачання не тільки перебувають у скрутному фінансовому стані, а й працюють в умовах високого ризику відключення мережі та виникнення технічних збоїв. Наприклад, система тепlopостачання м. Ал-

чевська, населення якого становить 120 тис. чол., постраждала від сильної аварії холодної зими 2006 р. Трубопроводи системи вийшли з ладу, коли сталася зупинка системи, що призвело до надзвичайної ситуації на національному рівні. Отже, майже всю систему необхідно було замінити, і як висновок, у майбутньому слід запобігати появі таких проблем. Це потребує систематичного проведення реформ та доведення їх до завершення. Сектор централізованого теплопостачання має безліч можливостей для впровадження енергоефективності у всіх складових енергетичного ланцюга, починаючи з виробництва теплової енергії, і закінчуючи її розподілом та споживанням. Потреба у поліпшенні координування цього сектору з боку уряду є найочевиднішою. Щоб обмежити потребу в газі, Міністерство палива та енергетики України (Мінпаливенерго) планує перехід від централізованого теплопостачання на електричне опалення. Водночас Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України (Мінбуд) планує реформувати сектор централізованого теплопостачання та підвищити його ефективність. Створення повністю нових систем опалення коштуватиме дорого та потребує значних інвестицій, а використання електричної енергії з метою отримання тепла для опалювання є неефективним. Оскільки низькі тарифи на теплову енергію часто використовуються в якості соціальної допомоги для населення, сильніша координація може допомогти вирішити проблему соціальної допомоги шляхом зняття цього тягаря з теплопостачальних компаній.

Частка використання відновлюваної енергії в українському енергетичному балансі є невеликою, але вона зростає. Більшість цієї енергії забезпечується великими гідроелектростанціями. Держава також зробила інвестиції у вітрові станції. Використання біомаси (переважно для отримання теплової енергії) розповсюджене в основному в сільській місцевості. Багато сіл переходить на використання біомаси для власних невеликих систем централізованого теплопостачання. Країна має потенціал для розширення виробництва біопалива. В Україні вже прийнято ряд цільових та галузевих програм для збільшення використання джерел відновлюваної енергії, але їх впровадження відбувається повільніше, ніж планувалося. Занижена ціна на традиційні види палива є головним бар'єром на шляху до розвитку відновлюваних джерел енергії.

В українському енергетичному секторі спостерігається високий рівень викидів шкідливих речовин. Дві основні причини цього – висока енергоємність української промисловості та застарілі технології, що використовуються для виробництва енергоносіїв. Електричні та теплові станції дуже старі, з неефективним контролем викидів шкідливих речовин. Крім того, енергетична політика уряду традиційно не надавала екологічним питанням високого пріоритету. Однак ця ситуація поступово змінюється. Уряд вже розробив програми розвитку енергоефективності та модернізації електростанцій. Про помітні зміни свідчить також той факт, що урядом розроблено *Енергетичну стратегію України на період до 2030 р.*, яка передбачає вирішення питань охорони навколишнього середовища для кожної

галузі сектору. Завдяки Кіотському протоколу для України з'явилися можливості фінансування підвищення енергоефективності та джерел відновлюваної енергії і пов'язаного з ними скорочення викидів парникових газів. До цього часу уряд дуже повільно використовував ці можливості – лише у 2006 р. він затвердив правила для Кіотського механізму – спільного впровадження (СВ).

На завершення можна сказати, що Україна зробила важливі кроки для досягнення ключових цілей енергетичної політики, що стосуються енергетичної безпеки, економічної ефективності та охорони навколишнього середовища. Однак країна має ще не використані можливості для розширення реформ шляхом підвищення енергоефективності, впровадження цін, що відображують реальну вартість продукції, а також прозорість. Ці заходи, складні, але досяжні і допоможуть Україні впоратися з такими новими викликами, як підвищення цін на імпорتنі енергоресурси та глобальна конкуренція, і таким чином зміцнити свою енергетичну самостійність.

## Рекомендації

Під час підготовки Огляду енергетичної політики команда експертів МЕА розробила рекомендації для енергетичної політики України в цілому та для кожного підсектору її ПЕК. Ці рекомендації містять конкретні поради щодо покращення української енергетичної політики відповідно до цілей, поставлених урядом та «Спільних цілей» країн-членів МЕА (додаток 2). Хоча Україна не є членом МЕА, Міжнародне енергетичне Агентство вважає, що застосування «спільних цілей» буде корисним більшості країн для посилення їхньої енергетичної безпеки, зростання економіки та охорони навколишнього середовища.

*Грунтуючись на висновках цього Огляду, уряду України рекомендується вжити таких заходів:*

### Комплексні рекомендації

Рекомендації у цій частині стосуються таких питань як формування цін, які не є виключними для окремих підсекторів паливно-енергетичного комплексу, а скоріше стосуються всіх видів енергії та сфер енергетичної політики.

- Зосередити зусилля на посиленні енергоефективності.
- Поступово ліквідувати субсидії та перехресні субсидії в паливно-енергетичний комплекс для того, щоб тарифи відшкодовували реальну вартість, включаючи капітальні інвестиції. Одночасно необхідно застосовувати цільові соціальні заходи для захисту найуразливіших прошарків населення від зростання цін.



- Підвищити незалежність Національної комісії регулювання електроенергетики України (НКРЕ).
- Розширити співробітництво між урядовими установами, що працюють над енергетичними питаннями та відповідними екологічними, соціальними та макроекономічними проблемами.
- Розвивати конкуренцію та посилити прозорість у паливно-енергетичному комплексі з метою підвищення ефективності роботи компаній.
- Розвивати прозорі та конкурентні механізми для залучення приватних компаній до управління та володіння енергетичними активами.
- Проводити політику, яка б забезпечувала чіткіше визначення власності та краще управління будинками.
- Забезпечити умови, за яких українська енергетична стратегія ґрунтувалась би на надійних енергетичних даних, економічних моделях та прогнозах попиту на енергоресурси.
- Перенести аналітичну увагу з енергопостачання енергоресурсів на попит, щоб удосконалити *Енергетичну стратегію до 2030 р.* та інші програми паливно-енергетичного сектору.
- Поліпшити статистику, зокрема в енергоспоживанні, забезпечуючи технічну і фінансову підтримку установам, які займаються збором даних та підготовкою публікацій, а також використовуючи міжнародні статистичні методології.

### **Енергетика та екологія**

- Забезпечити більш ретельне включення екологічних оцінок та питань до енергетичної політики.
- Найбільш повно використовувати можливості, які надає Кіотський протокол. Розробити надійну систему інвентаризації та реєстр парникових газів.
- Зосередити зусилля на найбільш забруднених територіях, на яких населення піддається безпосередньому впливу повітря низької якості.
- Сформувані робочі групи з представників уряду та паливно-енергетичного комплексу для спільної розробки ефективної стратегії модернізації та підвищення ефективності виробництва енергії.
- Сприяти скороченню викидів там, де це найвигідніше, наприклад, у сферах підвищення енергоефективності, централізованого тепlopостачання, використання шахтного метану та джерел відновлюваної енергії.
- Проводити екологічні аудити на великих електростанціях, щоб спонукати компанії до використання можливостей підвищення ефективності та скорочення викидів.
- Включити більшу частину екологічних затрат, пов'язаних з виробництвом енергії, в ціни на енергоносії.



## Підвищення енергоефективності

- Запровадити механізм ціноутворення, який би забезпечував повне відшкодування довгострокової вартості енергопостачання. Зменшити тягар зростання цін на енергію шляхом інвестування в енергоефективні заходи у домогосподарствах з низьким прибутком.
- Зробити обов'язковим наявність теплових, електричних та газових лічильників в усіх будинках та в інших споживачів енергії.
- Укомплектувати нове Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів персоналом в потрібному обсязі та забезпечити його фінансуванням в необхідному обсязі; створити належні умови для того, щоб Агентство й надалі було спроможне на якісному рівні підтримувати процес енергозбереження, що відображало б важливість його місії.
- Розробити та впровадити стандарти енергоефективності для обладнання і будівель, а не покладатися на нормативи споживання енергії на одиницю виробленої продукції й відповідні штрафи за їх порушення.
- Посилити та покращити виконання будівельних енергетичних норм.
- Удосконалити оподаткування та інші умови розподілу доходів.
- Поновити зусилля щодо створення фонду з підвищення енергоефективності.
- Створювати стимули для ефективного використання енергії на державних підприємствах шляхом укладення з керівниками підприємств угод з оплати за результатами діяльності.
- Розвивати діалог між урядом та основними споживачами енергії шляхом добровільних угод.
- Реалізовувати повний потенціал знань та навичок у сфері енергоефективності, який існує в Україні, особливо в недержавних організаціях, енергосервісних компаніях та академічних установах.
- Розширити існуючі кампанії з підвищення поінформованості громадськості та впроваджувати трейнінгові програми.
- Використовувати моніторинг і оцінку як засоби розуміння вигод та впливу енергоефективної політики й програм, а також поширення та розповсюдження найбільш вдалих програм.

## Нафтогазовий сектор

- Взяти на себе зобов'язання рухатися до більш ринкового підходу на основі отриманого досвіду щодо втручань уряду в ринок нафтопродуктів; використовувати регулювання для посилення конкуренції та ефективності.



- Чітко відокремити бізнесові та політичні функції в управлінні «Нафтогазом України» та іншими державними компаніями.
- Оптимізувати процеси видачі ліцензій та дозволів для кращої прогнозованості діяльності на цьому ринку. Застосовувати прозорі та конкурентні тендерні процедури видачі ліцензій на розробку родовищ. Створити механізм, за яким компанії, які вже проводять розвідку нових родовищ, мають право отримувати ліцензії на видобування, уникаючи нової процедури торгів.
- Запровадити та надати чинності правилам щодо угод про розподіл продукції.
- Удосконалити оподаткування та інші умови розподілу доходів.
- Дозволити операторам та інвесторам володіти продуктом у гирлі свердловини.
- Припинити практику формування ціни на газ виходячи з джерел та кінцевого споживача.
- Розробити прозору стратегію підвищення конкуренції на внутрішньому газовому ринку. Водночас необхідно продовжувати регулювати діяльність газових компаній, щоб уникнути зловживання монополіями позиціями, зважаючи на те, що імпорتنі поставки в країну контролюються однією компанією («Газпромом» та його афілійованими компаніями).
- Розробити прозорі та прості правила та умови доступу третіх сторін до трубопроводів.
- Докласти зусиль до встановлення газових лічильників.
- Стимулювати підвищення глибини переробки на нафтопереробних заводах шляхом прийняття вищих стандартів на якість палива.
- Розробити комплексний план для створення 90-денного запасу нафти; розглянути установчий підхід до утримання запасів.
- Зняти обмеження на експорт та надалі лібералізувати внутрішній ринок нафти та нафтопродуктів.
- Зупинити реалізацію плану створення національної вертикально-інтегрованої нафтової компанії.

### **Транзит енергоносіїв**

- Забезпечити гарантію того, що майбутні інвестиції в транзитну інфраструктуру залучатимуть комерційних партнерів і, отже, будуть обумовлені економічними факторами та ринковим попитом.
- Розробити чіткий однозначний метод встановлення цін на послуги з імпорту та транзиту газу: ціни на обидва види діяльності мають відображати основні аспекти ринку. Контракти на поставку та транзит мають зали-

шатися відокремленими, і платежі мають здійснюватися лише у грошовій формі.

- Дозволити ДК «Укртрансгаз» та ВАТ «Укртранснафта» використовувати отриману плату за транзит для інвестицій в системи.
- Зменшити витрати у транзитній мережі та підвищити ефективність компресорних станцій з метою зростання продуктивності сектору та зниження негативного впливу на навколишнє середовище.
- Знизити адміністративні та фінансові перешкоди з метою створення стимулів для збільшення транзиту нафти через Україну.
- Виключити компанії-посередники, які не додають цінності транзитним операціям. Як перехідний крок підвищити прозорість участі посередників, вимагаючи публікувати повну інформацію про власність та незалежні аудиторські звіти як передумови для отримання ліцензій.
- Покращити прозорість діяльності інших операторів для підвищення довіри з боку інвесторів.
- Здійснити реструктуризацію «Нафтогазу України» для того, щоб повністю відокремити постачання від транспортування. У довгостроковій перспективі перейти до лібералізації ринку газу.
- Вжити заходів для залучення інвесторів до проектів транспортування та зберігання газу.
- Продовжувати зусилля щодо продажу послуг із зберігання газу та оптимізувати використання надлишкової місткості газосховищ. Упевнитися, що газосховища мають достатні запаси газу, щоб задовольняти потреби в ньому взимку.

### **Вугільна промисловість**

- Посилити контроль над транзакціями в державних шахтах.
- Згорнути субсидіювання видобутку вугілля та капітальні інвестиції в якомога коротший термін; перенаправити частку фінансів на вирішення соціальних та екологічних наслідків закриття шахт.
- Спрямувати зусилля на швидке закриття неприбуткових шахт.
- Продовжувати роботу щодо приватизації вугледобувних підприємств.
- Установити чіткі правила безпеки праці та вимагати їхнього виконання.
- Посилити екологічні правила та вимагати їхнього виконання; ввести процедури стягнення ліцензійної плати з метою створення фонду для оплати екологічного відновлення після закриття шахт.
- Покращувати управління вугільними реформами та фінансові витрати, пов'язані з ними.
- Оцінити реалістичність планів розширення виробництва.



- Сприяти використанню шахтного метану, запровадивши чітко визначені та обов'язкові для виконання правила надання доступу до трубопроводів природного газу та режимів ліцензування, що дадуть змогу продавати газ за конкурентними цінами.

### **Електроенергетика**

- Консолідувати зусилля з розвитку оптового ринку електроенергії.
- Скасувати перешкоди для конкуренції; зокрема, роз'єднати виробництво та розподіл електроенергії для того, щоб дозволити ринку функціонувати.
- Провести переоцінку того, чи чинні регуляторні акти, в такому вигляді як вони діють сьогодні, адекватно стимулюють (та справедливо встановлюють ціни) на комбіноване виробництво тепло- та електроенергії та інші ефективні технології.
- Припинити розподіл палива між генераторами електроенергії. Це викривлює ринок, значно збільшує споживання та витрати на паливо.
- Зміцнювати прозорий та конкурентний процес приватизації для заохочення інвестування у сектор з метою підвищення його ефективності.
- Забезпечити можливість стабільної роботи ядерної електроенергетики у довгостроковій перспективі вимагаючи, щоб ціни на ядерну електроенергію відшкодовували усі витрати на неї, включаючи капітальні, поводження з відходами, виведення з експлуатації та ядерну безпеку. Вирішити будь-які нерозв'язані законодавчі питання, пов'язані зі створенням фондів для виведення з експлуатації та утилізації відходів.
- Провести переоцінку місцевих запасів урану для забезпечення гарантії того, що їхній розмір та витрати на видобування є достатніми для залучення їх з метою підтримки українського виробництва ядерної енергії.

### **Централізоване теплопостачання**

- Створити однакові умови для конкурентних варіантів опалення.
- Спроекувати та впровадити національну стратегію розвитку централізованого теплопостачання, щоб забезпечити конкурентоспроможність сектору на розвиненому ринку послуг теплопостачання.
- Удосконалити та зробити прозорим регулювання тарифів на теплову енергію, посилити незалежність регулюючих органів та не допускати, щоб тарифи штучно встановлювались на низькому рівні як заміна соціальних програм підтримки.
- Запровадити практику укладення контрактів між постачальниками послуг та споживачами.

- Посилити заходи для обов'язкового встановлення лічильників теплової енергії.
- Створити стимули для інвестування в енергоефективність у централізованому тепlopостачанні та будівлях. Зосередитися на підвищенні ефективності по всіх ланках енергетичного ланцюга, від виробництва до кінцевого використання.
- Забезпечити належну реалізацію національної політики та заходів стимулювання впровадження когенерації.
- Організувати систематичний збір даних щодо централізованого тепlopостачання.

### **Джерела відновлюваної енергії**

- Здійснити комплексний аналіз варіантів політики з метою розробки реалістичної політики для підтримки використання відновлюваної енергії.
- Сконцентруватися на сприянні розвитку відновлюваної енергії в сферах, де вона має конкурентні переваги (наприклад, біомаса) замість субсидювання більш дорогих варіантів.
- Спростити доступ до фінансування для потенційних розробників та користувачів відновлюваних джерел енергії.
- Продовжити створення однакових умов функціонування для відновлюваних джерел енергії, скасувавши субсидії та перехресні субсидії для органічного палива.
- Запровадити політику, що допомагає виходу відновлюваних джерел енергії на енергетичний ринок шляхом фінансових стимулів, посилення обізнаності громадян, удосконалення законодавства для планування та інтеграції відновлюваної енергії в енергосистеми.



Частина I  
**ЗАГАЛЬНИЙ ОГЛЯД**





# 1. ОГЛЯД ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИТУАЦІЇ ТА ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПОЛІТИКИ

## Політичний та економічний огляд

---

### ● Відомості про країну

Україна – європейська держава, що на сході межує з Росією, на заході – з іншими європейськими країнами, її територія становить 603 700 км<sup>2</sup> (дещо більше ніж Франції), населення досягає 47 млн, ВВП країни дорівнював у 2004 р. 39 млрд дол. США (за паритетом купівельної спроможності – 250 млрд дол. США)<sup>2</sup>. На більшій частині території України переважає помірно-континентальний клімат, вона покрита степами та змішаними лісами. Південне узбережжя Криму знаходиться в субтропічному кліматичному поясі. Україна складається з 24 адміністративних областей (регіонів) та Автономної Республіки Крим, два міста (Київ та Севастополь) мають спеціальний статус. Етнічні українці становлять 78 % загальної чисельності населення, росіяни – понад 17 %. Офіційна мова – українська, але значна частина населення, особливо на сході та півдні України, розмовляє російською. Однією з переваг України є висококваліфікована робоча сила, але протягом останніх років чисельність населення скорочувалась через низький рівень народжуваності та високий еміграційний рівень.

Завдяки стратегічному геополітичному розташуванню Україна є однією з найважливіших країн, що транспортують енергоносії: 80 % газу та 14–17 % нафти, які Європа отримує з Росії, транспортуються через територію України. Однак транзитна інфраструктура потребує інвестицій у модернізацію, щоб підтримати стратегічну роль країни в енергетичному транзиті. Україна великою мірою залежить від поставки енергоносіїв з Росії. У 2005 р. понад 85 % української нафти, близько 75 % газу та ядерного палива надійшло з Росії або через територію Росії. Україна має власні запаси вугілля, газу та нафти, але їх недостатньо для того, щоб задовольнити енергетичні потреби країни. Більша частина гідроресурсів країни уже освоєна.

### ● Політичні події

Україна проголосила свою незалежність 24 серпня 1991 р. та обрала свого першого Президента Л. М. Кравчука 1 грудня 1991 р. Наступним Президентом було обрано Л. Д. Кучму в 1994 р., якого в 1999 р. було переобрано на другий термін.

---

<sup>2</sup> За курсом обміну валют 2000 р. Джерело: Статистичні дані МЕА.

Події 2004 р., що стосувалися виборів президента, відомі як «помаранчева революція». 26 грудня 2004 р. Президентом України було обрано Віктора Ющенка. Юлія Тимошенко обіймала посаду прем'єр-міністра до вересня 2005 р., потім на цю посаду було призначено Юрія Єханурова. Парламентські вибори 26 березня 2006 р. були дуже важливими через конституційні реформи, які Україна почала впроваджувати у 2004 р., в результаті чого Україна перейшла від президентської системи до парламентсько-президентської та надала більше повноважень Верховній Раді та прем'єр-міністрові. Під час березневих виборів «Партія регіонів» Віктора Януковича набрала більшість голосів (понад 32 %), «Блок Юлії Тимошенко» – 22 %, «Народний Союз Наша Україна» Віктора Ющенка – близько 14 %. Станом на липень 2006 р. Верховна Рада ще не сформувала нового уряду, але призначила Віктора Януковича Прем'єр-міністром. Наступні президентські вибори призначено на 2009 р.

## ● Економіка України

Українська економіка характеризується високим рівнем розвитку промисловості і залежить від імпорту енергоносіїв. Головними промисловими галузями є виробництво чорних та кольорових металів, машинобудування та транспортного обладнання, хімічних речовин, видобуток вугілля, виробництво електричної енергії та харчова промисловість. В Україні розвинута сфера послуг, її частка сягає близько 50 % ВВП. Ця сфера включає постачання електричної енергії, газу та води, що становить 3,8 % ВВП. Сектор сільськогосподарства забезпечує 11 % валового внутрішнього продукту (ВВП). Завдяки своїм родючим ґрунтам Україна тривалий час вважалася «хлібним кошиком Радянського Союзу». Україна має великі можливості використання біомаси з метою отримання енергії. Необхідно зазначити, що державний прапор України має два кольори – блакитний та жовтий, що символізує небо над пшеничним полем.

Після здобуття незалежності у 1991 р. протягом десятиріччя спостерігалось зниження темпів розвитку української економіки. ВВП впав майже на 50 % з 1992 р. – до 29,5 млрд дол. США у 1999 р. (за паритетом купівельної спроможності – 190 млрд дол. США). У 2000 р. ВВП знову почав зростати і зріс на 9,4 % у 2003 р. та більше 12 % у 2004 р. (табл. 1.1). Зростання ВВП скоротилося в 2005 р. до 2,6 %, а у першій половині 2006 р. цей показник знову зріс. «Тіньова» економіка, яка розквітла у 90-х роках, поступово зникає, але все ще посідає значне місце в національній економіці.

Українська валюта, гривня (грн), залишилася стабільною відносно долара<sup>3</sup>, і протягом кількох років Україна мала позитивний торговий баланс. Спостерігався низький фіскальний дефіцит. Інфляція та тіньова економіка об'єктивно спричиняють проблеми, але українська економіка демонструє

<sup>3</sup> З 2000 р. обмінний курс складав приблизно 1 дол. США за 5–5,5 грн. У першій половині 2006 р. обмінний курс в середньому склав приблизно 5 грн за 1 дол. США. У цій книзі в основному застосовується середній обмінний курс для окремих років чи інших відрізків часу.

Таблиця 1.1

## Основні економічні показники в Україні, 1992–2005 рр.

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005 <sup>о</sup>
Населення, млн чол.	52,2	52,2	51,9	51,5	51,1	50,6	50,1	49,7	49,2	48,7	48,2	47,8	47,5	47 <sup>о</sup>
ВВП, млрд дол. США (за цінами та курсом обміну валют 2000 р.)	59,5	51,0	39,3	34,5	31,1	30,2	29,6	29,5	31,3	34,1	35,9	39,3	44,0	—
ВВП, млрд дол. США (за цінами та паритетом купівельної спроможності 2000 р.)	373,4	327,9	248,2	220,0	197,4	191,5	189,2	190,3	202,0	217,8	228,4	249,2	278,9	—
Зростання ВВП, %	—	-14,2	-22,9	-12,2	-10,0	-3,0	-1,9	-0,2	5,9	9,2	5,2	9,4	12,1	2,6
Інфляція*, %	1 527,0	4 735,0	891,2	377,0	80,3	15,9	10,6	22,7	28,2	12,0	0,8	5,2	9,0	13,5

\* Інфляція: показники споживчої ціни, з року в рік.  
о – оціночне значення.

Джерело: Статистичні дані МЕА; Держкомстат.

значну стійкість до зовнішніх стресів. За підрахунками Світового банку, наслідки Газової угоди січня 2006 р. (розділ 6 «Транзит енергоносіїв») спричинять зменшення ВВП приблизно на 2 %<sup>4</sup>. Однак у 2006 р. економічне зростання є стабільним.

## Інституції, що формують енергетичну політику

### ● Президент України

Президент України обирається прямим голосуванням на п'ять років. Конституційні реформи 2006 р. розширили повноваження парламенту, але Президент України не втратив своїх законодавчих та виконавчих повноважень. Президент може видавати укази і розпорядження, які є обов'язковими до виконання на території України, а також накладати вето на закони, які було прийнято парламентом. Президент України несе відповідальність за національну безпеку країни, є Головнокомандувачем Збройних Сил України та головою Ради національної безпеки і оборони України.

### ● Законодавча влада

Єдиним органом законодавчої влади в Україні є однопалатний парламент – Верховна Рада України. До її складу входять 450 народних депутатів, які обираються на основі загального, рівного і прямого виборчого права шляхом таємного голосування. Строк повноважень Верховної Ради України становить п'ять років. Місця у Верховній Раді розподіляються пропорційно між партіями, що набрали не менше, ніж 3 % голосів під час парламентських виборів. Верховна Рада України приймає закони, затверджує державний бюджет України, загальнодержавні програми економічного, науково-технічного, соціального, національно-культурного розвитку, охорони довкілля, а також визначає засади внутрішньої та зовнішньої політики. Вона має кілька комітетів, які займаються питаннями паливно-енергетичного комплексу, а саме:

- Комітет України з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки займається підготовкою законодавчих пропозицій в паливно-енергетичному комплексі.
- Комітет з питань екологічної політики, природокористування та ліквідації наслідків Чорнобильської катастрофи відповідає за створення законодавчої бази щодо використання природних ресурсів, екологічної безпеки та забруднення навколишнього середовища (в тому числі ядерної безпеки).
- Комітет з питань будівництва, містобудування і житлово-комунального господарства займається розробкою законодавства у сфері централізованого теплопостачання та інших послуг для населення.

<sup>4</sup> Світовий банк попередньо прогнозував зріст ВВП на 3,5-5,5 % у 2006 р., згідно з Газовою угодою січня 2006 року, оцінка була зменшена до 1,5-3,5%.

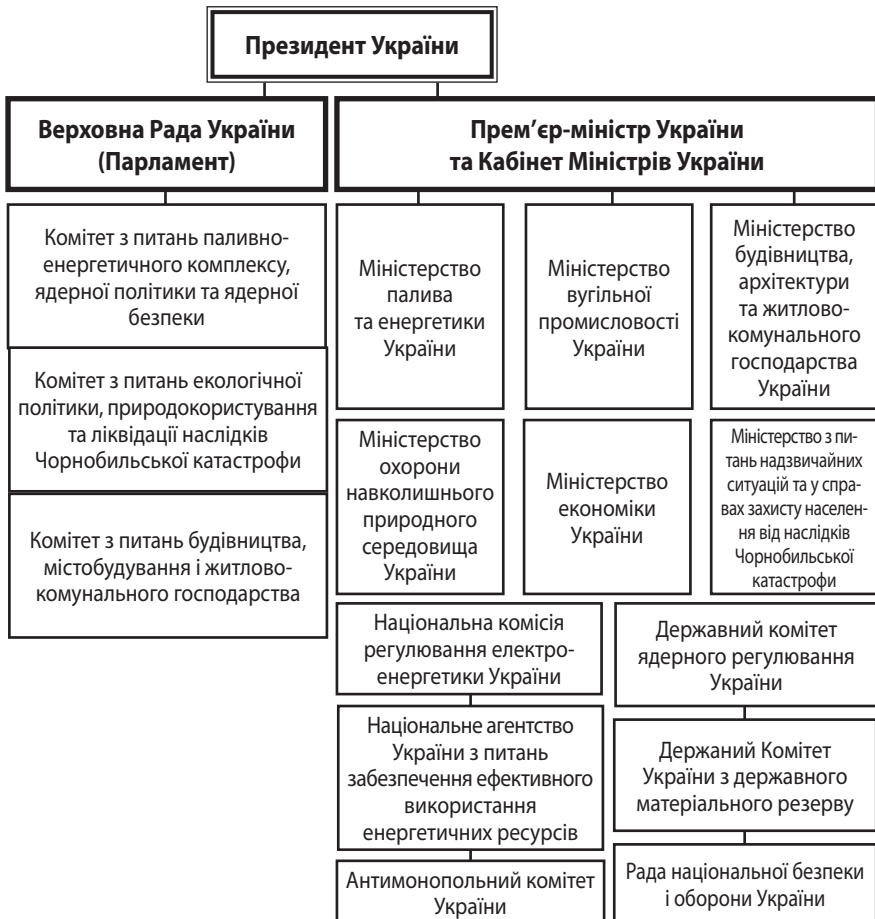
Конституційна реформа 2006 р. надала Верховній Раді України право за поданням Президента України призначати Прем'єр-міністра. Коаліція парламентської більшості (якнайменше 226 членів Парламенту) висуває кандидатуру Прем'єр-міністра. Через 15 днів Президент повинен подати цю кандидатуру на затвердження Верховною Радою. Парламент затверджує також кандидатури інших членів Кабінету Міністрів, а також голів Антимонопольного комітету та Фонду державного майна (ФДМУ).

● **Виконавча влада**

Органи виконавчої влади, які мають справу з різними аспектами паливно-енергетичного сектору, включають кілька міністерств та державних комітетів (рис. 1.1). Структура установ, що займаються енергетичною політикою

**Рисунок 1.1**

*Головні інституції України, що формують енергетичну політику*



в Україні, унаслідувала розподіл у «радянському стилі» на «велику енергетику» (широкомасштабне виробництво палива) та «малу енергетику» (такі послуги для населення, як централізоване теплопостачання та розподіл виробленої енергії).

**Міністерство палива та енергетики України** (Мінпаливенерго) – ключовий адміністративний орган українського паливно-енергетичного комплексу. Він займається створенням стратегії цього комплексу та регулятивної бази, а також бере участь у розробці державного бюджету, розвитку економіки та соціальних програм, а також розвитку місцевих джерел відновлюваної енергії. Мінпаливенерго – важливий економічний учасник паливно-енергетичного комплексу. Йому підпорядковується державне підприємство НАК «Нафтогаз України» і НАК «Енергетична компанія України», таким чином воно контролює основні енергетичні активи у нафтовому, газовому, електричному секторі та секторі централізованого теплопостачання. До недавня Міністерство контролювало вугільний сектор. У разі нестачі палива Міністерство виділяє паливо для теплових електростанцій. Воно також бере участь у підготовці угод на постачання палива та міжнародних енергетичних контрактів, включаючи угоди щодо ядерної безпеки та застосування ядерних технологій. Міністерство надає підтримку в розробці пропозицій з адаптації українського енергетичного законодавства до директив ЄС.

Міністерство було засновано згідно з Указом Президента України від 14 квітня 2000 р. Воно стало правонаступником Міністерства вугільної промисловості України, Міністерства енергетики України, Державного департаменту з питань електроенергетики України, Державного департаменту нафтової, газової та нафтопереробної промисловості України і Державного департаменту з питань ядерної енергетики України.

**Міністерство вугільної промисловості України** (Мінвуглепром) відповідає за ефективне управління, реструктуризацію та приватизацію вугільної промисловості, в тому числі закриття неприбуткових шахт. Воно управляє розподіленням бюджету між вугільними підприємствами та впроваджує соціальні програми, які стосуються закриття шахт. Мінвуглепром було засновано реорганізацією Міністерства палива та енергетики України згідно з *Указом Президента України Про заходи щодо вдосконалення державного управління вугільною промисловістю* від 25 липня 2005 р.

**Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України** (Мінбуд) здійснює нагляд над так званою «малою» енергетикою. Зокрема основним його завданням є формування та реалізація політики в сфері централізованого теплопостачання та інших послуг для житлового сектору. Мінбуд було засновано в липні 2005 р. реорганізацією Державного комітету з будівництва та архітектури та Державного комітету з питань житлово-комунального господарства. Об'єднання двох комітетів у єдине Міністерство має забезпечити впровадження енергоефективності у житловому фонді.

**Міністерство з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи** (МНС) було створено 26 липня 1996 р., через 10 років після Чорнобильської аварії. До основних завдань Міністерства входять розробка та реалізація заходів захисту українського населення від наслідків надзвичайних ситуацій та Чорнобильської катастрофи. Серед інших завдань – управління діяльністю органів цивільної оборони, технологічна безпека та забезпечення готовності країни до надзвичайних ситуацій.

Основними завданнями **Міністерства охорони навколишнього природного середовища України** (Мінприроди) є забезпечення реалізації державної політики у сфері охорони навколишнього природного середовища, раціонального використання природних ресурсів, екологічної, а також ядерної та радіаційної безпеки. Мінприроди було засновано у 1991 р. і з того часу зазнало ряд реорганізаційних перетворень. Воно є основним політичним і програмним координатором з питань зміни клімату, хоча Міністерство палива та енергетики визначає пріоритетні дії в сфері зменшення викидів парникових газів в паливно-енергетичному комплексі. **Міжвідомча комісія із забезпечення виконання Рамкової конвенції ООН про зміну клімату** (МКЗК) контролює вуглецеві кредити України.

Після прийняття *Указу Президента України «Про затвердження Стратегії інтеграції України до Європейського Союзу»* у 1998 р. **Міністерство економіки України** (Мінекономіки) стало головним координатором співробітництва із Європейським Союзом, а також гармонізації енергетичної політики ЄС та України. Міністерство формує та впроваджує економічну та соціальну політику, а також вирішує політичні питання, які впливають на можливості реформування паливно-енергетичного комплексу. Наприклад, міністерство допомагає фінансувати соціальні програми, що стосуються закриття неприбуткових шахт.

**Національна комісія регулювання електроенергетики України** (НКРЕ) відіграє дуже важливу роль у паливно-енергетичному комплексі, оскільки серед її основних завдань – ліцензування та регулювання цін. Комісію було засновано 8 грудня 1994 р. з метою регулювання сектору електричної енергії, але з цього моменту її повноваження та функції було поширено на інші енергетичні підсектори. НКРЕ видає ліцензії на такі види діяльності:

- виробництво електричної енергії, її передача, оптовий продаж, розподіл та доставка кінцевим споживачам;
- комбіноване виробництво теплової та електричної енергії, виробництво тепла з джерел відновлюваної енергії;
- транспортування нафти та нафтових продуктів;
- транспортування, зберігання, розподіл та постачання газу.

НКРЕ визначає оптові ціни на електричну енергію, що виробляється на атомних, гідро-, вітрових та когенераційних станціях, а також встановлює

роздрібні ціни на електричну енергію. У 2005 р. НКРЕ дістала повноваження на регулювання тарифів на теплову енергію, отриману від когенерації, ядерну енергію, відновлювану енергію та енергію з інших нетрадиційних джерел. Ці тарифи раніше регулювалися муніципалітетами. НКРЕ встановлює бар'єр цін на газ для усіх споживачів, тарифи на транспортування газу через магістральні трубопроводи та розподільні мережі, а також визначає тарифи на постачання та зберігання газу. У нафтовому секторі НКРЕ встановлює тарифи на транспортування нафти та нафтопродуктів.

НКРЕ не залежить від Мінпаливенерго. Однак Міністерство юстиції має затверджувати та реєструвати рішення НКРЕ, що обмежує її незалежність. Кабінет Міністрів призначає голову НКРЕ та чотирьох членів комісії на шість років. Вони можуть залишитися на посаді на повторний термін лише один раз. Проте за останні чотири роки на посаді голови НКРЕ змінилося три особи<sup>5</sup>. НКРЕ не контролює власний бюджет. З самого початку діяльність комісії фінансувалася за рахунок плати за ліцензії, і тому НКРЕ могла виплачувати конкурентні зарплати, щоб залучати висококваліфікований персонал. З 2000 р. НКРЕ почала отримувати бюджетні кошти, що зобов'язало її ввести зарплати на рівні держслужбовців. Це означає, що зарплати стали нижчими, ніж в інших компаніях, роботу яких комісія регулює (Гохенауер та ін., 2004). Верховна Рада України підготувала законопроект, відповідно до якого НКРЕ надаватиметься бюджетна та адміністративна незалежність й скоротяться повноваження Верховної Ради та уряду щодо відміни рішень комісії.

**Державний комітет ядерного регулювання України** (ДКЯР) було засновано Указом Президента України від 5 грудня 2000 р. Комітет встановлює критерії, вимоги та умови ядерної безпеки (наприклад, нормативні документи, стандарти), видає дозволи та ліцензії на діяльність у цій сфері, а також контролює впровадження законів, норм, правил та стандартів з ядерної та радіаційної безпеки. Він також контролює процес виведення з експлуатації Чорнобильської атомної електростанції, управління ядерними відходами та їх транспортування. ДКЯР – незалежний орган, що як і НКРЕ отримує бюджетні кошти від держави.

Указом Президента від 31 грудня 2005 р. було засновано **Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів** (НАЕР). Воно було створено замість Державного комітету України з енергозбереження, який працював з 1995 р. та офіційно припинив роботу в квітні 2005 р., з наміром передати частину своїх функцій Міністерству палива та енергетики України. Щодо цього рішення розгорілися дискусії, багато закладів та окремих експертів підтримали ідею створення незалежного органу з енергоефективності в Україні. Ця полеміка

<sup>5</sup> Юрія Продана було призначено на посаду Голови НКРЕ у червні 2002 р., Сергія Тітенка – у квітні 2004 р. та Валерія Кальченка – у лютому 2005 р.



призвела до створення нової установи із ширшими повноваженнями, ніж у попереднього комітету. Серед завдань нового агентства – державна політика з використання енергії, енергоефективності, відновлюваних та альтернативних джерел енергії, а також вимірювання енергії та моніторинг.

**Рада національної безпеки і оборони України** (РНБОУ) – дуже впливовий орган, який складається з керівників відповідних військових та цивільних установ. Повсякденне керівництво цією інституцією здійснює Секретар РНБОУ. Рада відіграє вагомую роль у розробці політики енергетичної безпеки України.

**Комітет України з державного матеріального резерву** (Держкомрезерв) управляє формуванням, розподілом, підтримкою, користуванням та відновленням майна у державному резерві. Він також може управляти стратегічними запасами нафти, хоча Україна розглядає можливість передати ці запаси під контроль РНБОУ.

**Антимонопольний комітет України**, який засновано у листопаді 1993 р., контролює впровадження антимонопольного законодавства та обмежує концентрацію економічних повноважень, в тому числі в енергетичному секторі.

**Регіональні та місцеві органи виконавчої влади** можуть впливати на діяльність енергетичних компаній, встановлюючи місцеві податки та збори (наприклад, екологічні податки) та виданням відповідних ліцензій і дозволів (наприклад, дозвіл на майданчик для буріння нафти чи газу). Місцеві адміністрації продовжують регулювати роботу компаній, що надають послуги централізованого тепlopостачання, а також тарифи на тепло від місцевих опалювальних котелень. Більшість регіональних адміністрацій мають відділ енергоефективності, який здійснює контроль за енергоспоживанням та управляє програмами енергоефективності в регіоні.

Інші органи виконавчої влади контролюють сфери, які меншою мірою стосуються енергетичного сектору, але підтримують його структуру чи діяльність. **Державний комітет статистики України** (Держкомстат) збирає та оприлюднює дані про енергопостачання та споживання. **Міністерство фінансів** (Мінфін) несе відповідальність за державний бюджет України, політику оподаткування та управління державними боргами. **Міністерство аграрної політики України** (Мінагропром) координує діяльність сільськогосподарства та визначає заходи щодо використання біомаси. **Фонд державного майна України** формально володіє державними активами в паливно-енергетичному комплексі. Серед інших інституцій, що беруть участь в адмініструванні паливно-енергетичного комплексу, – **Міністерство промислової політики України** (Мінпромполітики), **Державний комітет України з питань технічного регулювання та споживчої політики** (Держспоживстандарт) і **Міністерство юстиції України** (Мінюст).

## Власність та структура енергетичного сектору

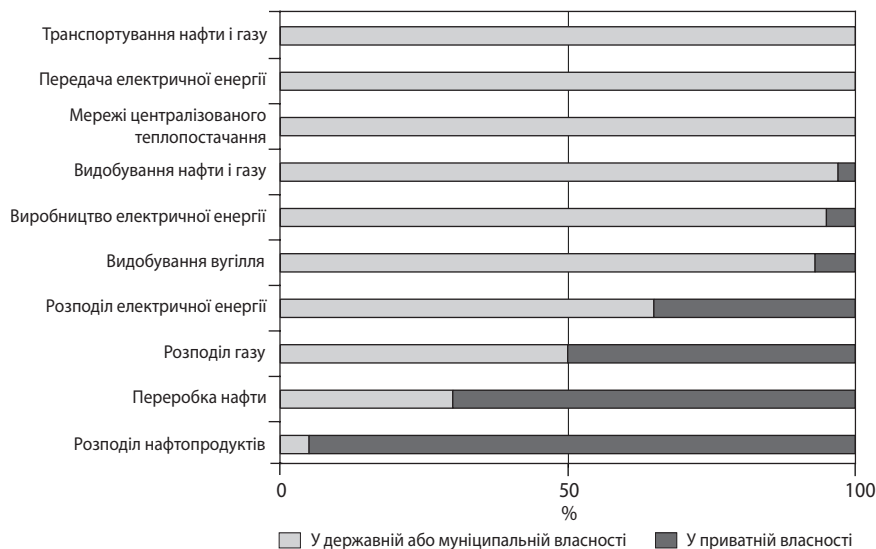
### ● Приватизація чи політика консолідації?

На українському енергетичному ринку домінують компанії, що перебувають у державній власності. Ступінь державного контролю у підсекторах різний та може змінитися у майбутньому за умови реалізації політичних тенденцій, про які йтиметься далі. Приватні компанії мають перевагу, оскільки можуть позичати фінанси на ринках капіталу, а український ПЕК вкрай потребує капітальних інвестицій.

З моменту заснування національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» у 1998 р. вуглеводневий сектор перетворився на віртуальну державну монополію, за винятком кількох відносно малих проектів, що патронуються приватними компаніями. За кілька останніх років інші енергетичні підсектори зазнали ряд адміністративних перетворень. Було розпочато процес приватизації вугільних шахт (1996), електророзподільних компаній (1998) та нафтопереробних заводів (1999). Результати цих приватизацій були неоднозначними. В нафтопереробній галузі більша частина акцій – чотирьох

Рисунок 1.2

Структура власності в українському паливно-енергетичному комплексі на початку 2006 р.



Примітка: Більша частина мереж теплопостачання перебуває у муніципальній власності. Газорозподільними трубопроводами володіє держава, але близько 50 % компаній, що управляють цими трубопроводами, є приватними.

Джерело: Підрахунки МЕА ґрунтуються на даних, наданих Урядом України та іншими джерелами.

заводів з шести – було продано іноземним (переважно російським) компаніям. У 2001–2002 рр. обсяги переробки нафти значно зросли, і Україна стала чистим експортером нафтопродуктів (але ситуація істотно погіршилась у 2006 р.). У вугільному секторі приватизовані шахти залучали більшість інвестицій та показали позитивні результати виробництва, але процес приватизації та реструктуризації уповільнився в 2003 р. Станом на 2001 р. в секторі електроенергетики лише шість розподільних компаній було приватизовано. Решта – 21 компанія – були частково приватизовані з наявністю акцій, що вільно обертаються, та акцій, якими володіють держава та інші акціонери. В Україні є кілька приватних компаній та організацій, що працюють в сфері енергоефективності, а також державна енергосервісна компанія УкрЕСКО. Крім того, кілька державних дослідницьких інститутів зосереджують свою діяльність на питаннях енергоефективності.

У 2004 р. уряд змінив напрям політики та вжив заходів для посилення державного контролю над паливно-енергетичним комплексом. Він об'єднав електроенергетичні та вугільні підприємства у великі вертикально інтегровані компанії на зразок «Нафтогазу України», який посідає домінуючу позицію у вуглеводневому секторі. В секторі електроенергетики уряд у червні 2004 р. створив НАК «Енергетична компанія України». НАК «Вугілля України» було засноване восени 2004 р. об'єднанням державних активів, хоча згодом воно було розформовано, а його активи було передано Мінвуглепрому України. Того ж року уряд оголосив про свої плани створити вертикально інтегровану національну нафтову компанію.

Уряд за Президента Віктора Ющенка продовжує впроваджувати політичні кроки щодо державної власності енергетичних активів, які було розпочато раніше. Уряд підтримує ідею вертикально інтегрованої нафтової компанії і розглядає кілька варіантів її структури та функціонування. В секторі електроенергетики державні активи, як і раніше, об'єднані в «Енергетичній компанії України», та уряд не зробив кроків щодо подальшої приватизації. Відповідно до *Концепції розвитку вугільної промисловості України та шляхів її реалізації*, прийнятої у липні 2005 р., уряд продовжуватиме об'єднувати у корпорації державні підприємства, а потім приватизуватиме їх на основі конкурентних торгів.

Представники уряду активно обговорювали оптимальні підходи до майбутньої приватизації: стратегічні інвестори або продаж акцій на фондовій біржі. Відповідно до *Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.*<sup>6</sup>, яку було затверджено Кабінетом Міністрів України у березні 2006 р., приватизація підприємств ПЕК має засновуватися на індивідуальному підході до кожної компанії. Така стратегія також зумовлює необхідність застосування методів приватизації, що передбачають повторне інвестування прибутку від приватизації (повністю або частково) у приватизовану компанію. Слід

<sup>6</sup> Для зручності надалі використовується скорочена назва: «Енергетична стратегія до 2030 р.».

також забезпечити умови для прозорого та конкурентного проведення приватизації.

## ● Нафта і газ

Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» (далі – «Нафтогаз України») відіграє впливову роль у багатьох аспектах нафтогазового бізнесу України, включаючи видобуток нафти і газу, управління магістральними трубопроводами, транзит нафти і газу, переробка природного газу та його розподіл на території України. До початку 2006 р. «Нафтогаз України» також управляв імпортом газу в Україну, але нині ця функція перейшла до посередницької компанії «РосУкрЕнерго». Інша акціонерна компанія «Надра України» займається розвідувальними роботами на газ і нафту. Деякі інші приватні компанії та відкриті акціонерні товариства ведуть розвідувальні роботи та видобувають газ і нафту, їхня загальна частка у видобутку нижча за 3 % і 4 % відповідно.

«Нафтогаз України» має кілька афілійованих компаній, зокрема «Укртранснафта», «Укртрансгаз», «Чорноморнафтогаз» та «Газ України». «Укртранснафта» управляє всіма магістральними нафтопроводами України. «Укртрансгаз» несе відповідальність за роботу газотранспортної системи (ГТС) та зберігання газу на більшій частині території України, в той час як «Чорноморнафтогаз» відає транспортним газопроводом і сховищем газу в Криму. «Газ України» – оптове газопостачальне підприємство, яке продає газ регіональним газорозподільним компаніям (облгазам). Більшість з цих 42 розподільних компаній частково приватизовані, але «Нафтогаз України» володіє великою кількістю акцій більшості з них. «УкрГазЕнерго» – нове спільне підприємство «Нафтогазу України» та «РосУкрЕнерго», засноване у лютому 2006 р., яке продає імпортований газ українським споживачам.

Уряд лібералізував переробку нафтопродуктів та їх розподілу в Україні. Російські компанії контролюють чотири з шести українських нафтопереробних заводів<sup>7</sup>. Кілька іноземних компаній (переважно російські) управляють бензозаправними станціями в різних частинах країни. З 2003 р. «Укрнафта» – афілійована компанія «Нафтогаз України» – викупила багато бензозаправних станцій по усій території країни.

## ● Вугілля

Більша частина з 164 активних українських шахт перебувають у володінні 24 державних підприємств, які є підзвітними Мінвуглепрому України. Три приватні компанії «Краснодонвугілля», «Красноармійська Західна» та «Павлоградвугілля» володіють 25 шахтами, які в основному є шахтами коксового

<sup>7</sup> Казахська державна нафтогазова компанія «КазМунайГаз» володіє більшою частиною акцій Херсонського нафтопереробного заводу, але російська група «Альянс», яка володіє 27,6 % акцій, управляє цим заводом.

вугілля. Лише 7 % шахт були приватними у 2005 р., але вони виробляли 40 % загального обсягу вугілля.

## ● Електрична та тепла енергія

НАК «Енергетична компанія України» володіє більшою частиною неядерних генеруючих активів та акціями більшої частини регіональних розподільних компаній. ДП «Енергоринок» управляє оптовим ринком електричної енергії. Теплогенеруючі компанії (ТГК) теоретично конкурують на енергетичному ринку. Чотири ТГК мають змішаний тип власності, а п'ята компанія є приватною. Атомні станції належать державній компанії «Енергоатом», яка продає енергію «Енергоринкові», але за регульованими цінами. Інша державна компанія «Укренерго» управляє національною електричною мережею та електричними мережами передавання енергії з Росії, Центральної Європи, Білорусі та Румунії.

Регіональні енергорозподільні компанії (обленерго) відповідають за роботу мереж низької напруги та роздрібне постачання електричної енергії. Деякі з них також управляють малими теплоцентралями на місцевому рівні. Муніципалітети, зазвичай, володіють локальними мережами теплопостачання. Розподільні компанії купують електроенергію в «Енергоринку» та продають її кінцевим споживачам за регульованими цінами. Існує 27 обленерго, до яких входять 24 обласні компанії, одна в Автономній Республіці Крим та дві розподільні компанії на базі міст Києва та Севастополя. Крім того, в деяких регіонах частка електричної мережі перебуває у віданні інших власників, які отримують ліцензії на розподіл та постачання електричної енергії за регульованими тарифами<sup>8</sup>.

## ● Будівельний сектор і комунальні послуги

На будівельний сектор припадає понад 30 % загального кінцевого споживання енергоресурсів в Україні. За статистичними даними це відповідає енергоспоживанню населення і сектору торгівлі і послуг. Структура власності у будівельному секторі є неоднозначною. Понад 85 % квартир у житловому секторі приватизовано, але відповідальність за приміщення спільного користування в будинках (дах, двері, ліфти, електрична проводка, система опалення, водопровід, каналізація) все ще належним чином не розподілено. Тому у більшості випадків немає чіткої інформації, хто є власником будинку в цілому. Як правило, відповідальність за приміщення спільного користування несуть житлово-експлуатаційні контори (ЖЕКи). Щодо власності комерційних та громадських будівель, то ситуація є ясною, за винятком випадків, коли комерційна компанія або державна установа займають частину житлового будинку. В Україні є й кооперативи власників квар-

<sup>8</sup> Станом на 1 квітня 2006 р. зареєстровано 49 власників ліцензій на розподіл електричної енергії та 42 власники ліцензій на постачання.

тир у багатоповерхових будинках (кондомініуми), але їхня частка становить менше ніж 5 % загальної кількості житлових будинків. Взагалі населення не зацікавлено в створенні кондомініумів, оскільки вони можуть втратити право на отримання муніципальних субсидій на підтримку цих будівель.

Неоднозначність у питаннях власності житлових будинків розмиває зобов'язання та ускладнює процес прийняття рішень щодо управління будинками, їх утримання, довгострокового планування та інвестування. Власникам окремих квартир часто складно вирішити проблему ремонту об'єктів спільного користування, наприклад, системи опалення. Навіть за наявності обопільної угоди перед власниками постає питання фінансування. Для приватних позик потрібні гарантії, які практично неможливо отримати без чітко вирішеного питання власності. З іншого боку, громадяни з низькими доходами не можуть оплатити навіть незначний ремонт. Саме через це навіть нагальними ремонтними роботами нехтують, а економічно прийнятні та недорогі енергоефективні заходи не впроваджуються. Це головний бар'єр на шляху до модернізації та поліпшення ефективності експлуатації будинків.

Управління комунальними послугами також не зовсім чітке. Надання житлових (комунальних) послуг знаходиться у віданні місцевих органів. Відповідальність за ЖЕКи несе місцева влада. До обов'язків ЖЕКів входить забезпечення таких послуг, як опалення, водопостачання, газ, електрична енергія та каналізація для мешканців, малих комерційних та сервісних компаній, а також державних установ. ЖЕКи є посередниками між початковими компаніями (електрична, тепла енергія, газ, вода) та кінцевими користувачами; ЖЕКи управляють процедурою виставлення рахунків та збору плати, а також виконують поточний ремонт та обслуговують будинки. Однак у ЖЕКів немає ні фінансових ресурсів, ні персоналу, щоб забезпечити якісні послуги. В деяких випадках муніципалітети делегують деякі обов'язки щодо управління будинком іншим компаніям, але, зазвичай, чіткий або систематичний спосіб управління цими делегованими зобов'язаннями відсутній.

Управління будинками – дуже відповідальне та важливе завдання, яке повинні виконувати фахівці. Цю роботу може ефективно виконувати або окрема людина, або компанія (приватна або муніципальна). Менеджер будинку має працювати за контрактом, де мають бути чітко виписані його зобов'язання. Ця людина має звітувати перед власником (власниками) будинку. Головними вимогами до менеджера є компетентність, включаючи знання стану будинку, комунікацій, його технологій споживання енергії, базові навички ремонту та глибоке розуміння фінансових питань. Важливе значення має також наявність необхідних коштів.

Необхідно також чітко визначити зобов'язання компаній, що опалюють будинки, поставляють електричну енергію, воду та надають інші послуги мешканцям будинків. Як свідчить міжнародний досвід, найкращий спосіб –

створити відкритий конкурентний ринок управління будинками та житлових послуг. Президент України В. Ющенко офіційно заявив, що Україна має створити конкурентне середовище в секторі комунальних послуг. 21 червня 2005 р. Уряд України затвердив правила організації тендерів на надання житлово-комунальних послуг.

Деякі міста створили спеціальні приватні сервісні компанії, які укладають контракти із постачальниками різних комунальних послуг на основі конкурентних торгів та збирають плату з домогосподарств. Однак за відсутності альтернативних тепло-, водо-, та електропостачальників, у сервісних компаній дуже мало інших можливостей. Найчастіше в них немає іншого вибору, ніж укласти контракт на поставку з єдиним існуючим постачальником. Інша потенційна проблема полягає в тому, що сама сервісна компанія не обов'язково обирається на конкурсній основі.

## Ціни на енергоносії, тарифи, податки та субсидії

### ● Ціни та тарифи<sup>9</sup>

Упродовж багатьох років тарифи на електричну енергію, газ та теплопостачання для населення в Україні були дуже низькими. Донедавна вони були навіть нижчими, ніж у сусідній Росії. Зростання тарифів на електричну енергію та газ у 2006 р. стало важливим кроком у напрямі до встановлення цін, що забезпечать сталий майбутній розвиток цих секторів. Однак ціни на електричну енергію та природний газ (особливо для домогосподарств) все ще набагато нижчі за довготермінові граничні витрати. Проблема є більш серйозною у секторі теплопостачання та атомній енергетиці. За даними Мінбуду України, тарифи на послуги теплопостачання відшкодовують близько 80 % їх реальної вартості. Діючі ціни на електричну енергію не включають капітальних витрат електростанцій, а ці витрати є особливо високими в атомних електростанцій (АЕС). Хоча тарифи на виробництво електричної енергії на АЕС включають незначні кошти на закриття станцій, їх недостатньо для того, щоб накопичити суму, необхідну для виведення станції з експлуатації.

Незважаючи на лібералізацію цін на початку 90-х років минулого століття, реальні ціни на енергію в 2000–2005 рр. знизилися. У той час як рівень інфляції (індекс цін виробників) зріс на 47 % у 2001–2004 рр., ціни на електричну енергію, природний газ та опалення зросли лише на 22 % протягом цього самого періоду. Різке зростання ціни на імпорт газу у 2006 р. призвело до неминучого зростання внутрішніх цін. НКРЕ підвищила ціни на газ для різних груп споживачів на 25 % з травня та на 80–85 % з липня 2006 р. НКРЕ поступово збільшує тарифи на електричну енергію та має намір відшко-

<sup>9</sup> Термін «ціна» звичайно означає нерегульовані, ринкові ціни на товар порівняно з «тарифами», які є регульованими.

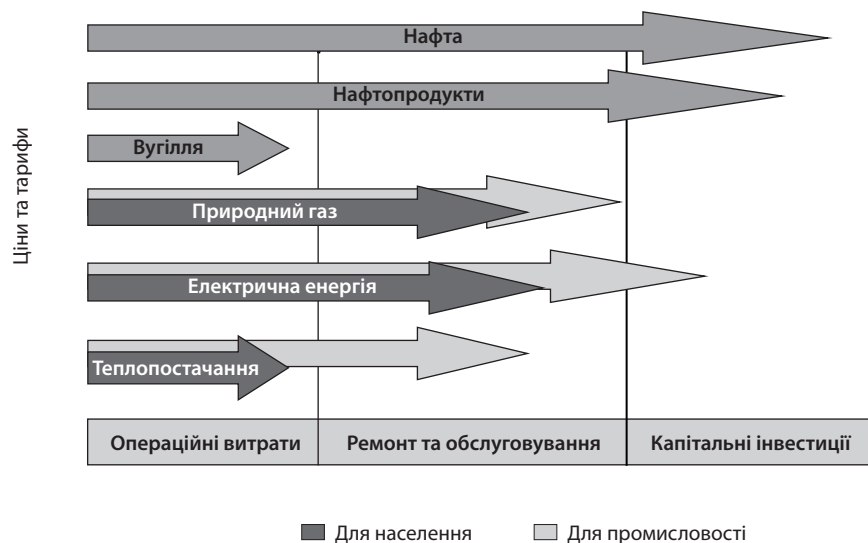
дувати виробничі витрати до 2008 р. Очікується, що ціни на послуги централізованого тепlopостачання також зростуть через більш високу вартість палива. Кореляція економіки та програм соціальної підтримки під більш високі ціни на енергоносії – дуже болючий та стимулюючий процес, але це важливий крок на шляху до становлення ринкової економіки.

Формально ціни на вугілля визначаються ринком. Однак, як показала практика, великі промислові групи, що володіють металургійними заводами, дуже істотно впливають на формування цін на вугілля. В результаті цього ціна на українське вугілля на 20–40 % нижча за вартість вугілля у шахті. Шахти отримують прямі субсидії на видобуток вугілля, багато з них також отримують капітальні інвестиції з державного бюджету, але навіть із врахуванням цього багато шахт є збитковими.

Ціни на нафту та нафтові продукти не регулюються та наближаються до світових. Більша частина нафти імпортується в Україну іноземними вертикально інтегрованими компаніями, які володіють чи управляють українськими нафтопереробними заводами. Ці компанії встановлюють ціни на сиру нафту із урахуванням власних ділових інтересів. Українські компанії, 50 % яких перебуває у державній власності, мають продавати сиру нафту та газовий конденсат внутрішнього видобутку на аукціонах.

Рисунок 1.3

Ціни на енергоресурси і тарифи порівняно з їх вартістю, станом на червень 2006 р.



Джерело: підрахунки МЕА за інформацією, наданою Урядом України та засобами масової інформації.



## ● Субсидії

В Україні небагато явних субсидій, але існуюче перехресне субсидіювання та інші викривлення знижують ціни на енергоносії. Населення, громадський та сільськогосподарський сектори отримують енергію за відносно низькими регульованими цінами. Тарифи на електричну енергію для домогосподарств, ціна на природний газ для житлового та громадського секторів нижчі, ніж для промислових споживачів. Таким чином, на підприємства перекладено фінансовий тягар перехресного субсидіювання цих секторів. З іншого боку, деякі промислові підприємства також субсидіюються, наприклад через прямі субсидії для видобутку вугілля або інвестування у вугільну промисловість та ядерну безпеку, яке проводиться урядом. До кінця 2005 р. усі українські споживачі також платили відносно низьку ціну за природний газ. Субсидіювання здійснювалось «Нафтогазом України» за рахунок значного прибутку від транзиту російського газу в Європу.

Український уряд визнає, що він має підвищити ціни на енергоносії, щоб стимулювати розвиток енергоефективності та залучати інвестиції до цього сектору. *Енергетична стратегія до 2030 р.* формулює одне з головних завдань України – покриття виробничих витрат для створення умов сталого розвитку енергетичних компаній. НКРЕ почав підвищувати тарифи на електричну енергію та газ у травні 2005 р., але тарифи для домогосподарств та інших груп споживачів ще не відшкодовують виробничих витрат. Подальше підвищення тарифів для домогосподарств супроводжується складнощами на політичному рівні. Це потребує чіткої координації енергетичної та соціально-економічної політики.

## ● Оподаткування

Україна досягла значних результатів у реформуванні системи оподаткування протягом кількох останніх років. За даними Європейської Бізнес Асоціації, Україна вирішила ряд проблем з оподаткуванням, досягла більшої прозорості та простоти усієї системи. Однак українська система оподаткування є певною мірою не передбачуваною «через надто часті зміни в законодавстві, яким неодноразово надавалась зворотня дія у часі, недодержання задекларованих намірів та строків щодо податкових реформ, непоодинокі випадки односторонньої фіскальної інтерпретації законодавства податковими органами» (Європейська Бізнес Асоціація, 2005).

Україна має кілька загальнонаціональних податків, які стосуються ПЕК:

- **Цільова надбавка** до діючого тарифу на електричну та теплову енергію, за винятком електричної енергії, виробленої когенераційними станціями.
- **Цільова надбавка** до затвердженого тарифу на газ для усіх типів споживачів.
- **Рентні платежі** за видобуток нафти, природного газу та конденсату газу, за транзит природного газу та транспортування нафти магістральними трубопроводами.

- **Збір за розвідувальну діяльність.** Мета цього збору – створити економічний механізм компенсації витрат розвідування, яке фінансується державою, та фінансувати подальші розвідувальні роботи.

Україна має ще кілька загальнонаціональних податків та зборів, які впливають на роботу ПЕК, включаючи 20 %-й податок на додану вартість (ПДВ). Невеликі компанії, неприбуткові організації та державні установи не повинні платити ПДВ. Компанії, які експортують товари, а також енергоносії сплачують ПДВ під час експорту, але податкові органи повністю відшкодовують цей податок. Українські нафтопереробні заводи, які експортують свою продукцію, інформують про значну затримку відшкодування ПДВ, що негативно впливає на їх фінансове становище. Крім того, є й місцеві податки, які встановлюють регіональні та міські адміністрації. В Україні запроваджено також штраф за забруднення навколишнього середовища.

## Інвестиції

Більша частина активів українського ПЕК уже вичерпала свій робочий ресурс та потребує негайної заміни або модернізації. За оцінками *Енергетичної стратегії до 2030 р.*, загальна сума необхідних інвестицій на стороні постачання ПЕК перевищує 1 трлн грн (200 млрд дол. США) за період 2005–2030 рр. (табл. 1.2). Це передбачає значно вищий рівень інвестицій

Таблиця 1.2

*Потреби в інвестиціях українського паливно-енергетичного комплексу, млрд грн та млрд дол. США*

	2005–2010		2011–2020		2021–2030		2005–2030	
	Грн	Дол. США	Грн	Дол. США	Грн	Дол. США	Грн	Дол. США
Теплова енергетика	16,7	3,3	75,8	15,2	90,9	18,2	183,4	36,7
Гідроенергія	3,5	0,7	5,6	1,1	10,6	2,1	19,0	3,8
Розвиток електричних мереж	13,2	2,6	43,8	8,8	25,9	5,2	82,9	16,6
Ядерна енергія	11,6	2,3	79,0	15,8	117,6	23,5	208,2	41,6
Відновлювана енергія (без ГЕС)	1,1	0,2	3,0	0,6	3,0	0,6	7,1	1,4
Ядерно-паливний цикл	4,0	0,8	13,3	2,7	4,4	0,9	21,7	4,3
Вугільна промисловість	42,4	8,5	87,9	17,6	91,4	18,3	221,7	44,3
Нафтогазовий комплекс	65,6	13,1	122,6	24,5	112,1	22,4	300,3	60,1
<b>Разом</b>	<b>158,2</b>	<b>31,6</b>	<b>431,0</b>	<b>86,2</b>	<b>455,9</b>	<b>91,2</b>	<b>1045,0</b>	<b>209,0</b>

Примітка: Сума в доларах США є конвертованим еквівалентом суми у гривнях.  
Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

порівняно з тим, що спостерігався протягом останніх 15 років. На стороні попиту інвестиції у підвищення енергоефективності за той самий період досягнуть 102,3 млрд грн (21 млрд дол. США).

Сьогодні інвестицій у сектор не вистачає, щоб відновити застарілу інфраструктуру. Однією з причин недостатнього інвестування є специфіка структури власності в ПЕК: більша частина активів належить урядові, який не може виділити інвестиційні кошти у достатньому обсязі, тому що державний бюджет має інші пріоритети. Крім того, фінансування з державного бюджету не завжди є ефективним, оскільки соціальні та політичні інтереси превалюють над економічними. Інвестиції з боку приватних підприємств вже почали надходити до ПЕК, але приватні компанії можуть відігравати ще більшу роль.

Два головні бар'єри на шляху до приватних інвестицій – це штучно низькі ціни на енергоносії, а також складна система субсидювання, перехресного субсидювання та інші ринкові викривлення (див. підрозділ «Ціни на енергію, тарифи, податки та субсидії»). Несплата за споживання електричної енергії, газу та опалення стала ще однією серйозною проблемою, яка підірвала фінансову стабільність згаданих секторів та стала причиною затримки інвестицій. Платіжна дисципліна значно поліпшилася з 2000 р. Рівень збору платежів за послуги енергопостачання серед кінцевих споживачів наблизився до 100 % у 2005 р., але багато компаній мали значні борги за попередні роки. Закон, що вийшов у червні 2005 р., запровадив механізм реструктуризації накопиченого боргу. Проблема несплати знову постала в 2006 р. після різкого зростання ціни на імпортований газ.

Реальні умови отримання доступу до проведення розвідувальних робіт та видобування енергетичних ресурсів стримують вкладення інвестицій. Адміністративні процедури дуже обтяжливі, особливо для іноземних компаній. Компанії, що проводять розвідку нових родовищ, не мають гарантій, що отримають ліцензію на видобуток, якщо знайдуть нафту або газ. Експорт газу і нафти обмежується квотами та обов'язковим продажем газу вітчизняним споживачам, зазвичай, за найнижчими регульованими цінами; це не створює необхідних стимулів.

Відмінність між законом на папері та його практичним впровадженням – основний систематичний ризик для інвесторів ПЕК та економіки взагалі. Офіційне запровадження закону не завжди означає, що він буде застосовуватися, й навіть більше того, все ще діють закони та нормативні акти, що суперечать один одному. Дуже часто відкладається затвердження підзаконних нормативних актів, правил та розпоряджень, які потрібні для реалізації закону. Іноді чинні підзаконні акти суперечать одному чи кільком законам. Судова система в Україні має прогалини у захисті прав кредиторів, прав власності або договірних прав. Дуже часто це зумовлено недосконалістю процедури, організації та браком ресурсів (як матеріальних, так і людських). Згадані недоліки можуть призвести до необ'єктивного та випадкового чи

вибіркового впровадження законів. Позитивним є те, що до усіх українських законів можна отримати доступ, оскільки вони є на веб-сайті Верховної Ради України.

Ще однією перешкодою для інвестицій є складна система видачі ліцензій та отримання дозволів, які не містять чітких правил і термінів. Це потенційно сприяє корупції та зменшує впевненість інвестора в права, які мають гарантуватися цією ліцензією або дозволом.

Незважаючи на це, уряд зробив помітні кроки на шляху до підвищення прозорості та поліпшення інвестиційного клімату в Україні. Тут можна навести два найяскравіших позитивних приклади: зниження важливості бартерної оплати та зменшення суми заборгованості за спожиту енергію. Крім того слід згадати про спробу розслідування можливої корупції в «Нафтогазі України». Закон України «Про угоди про розподіл продукції» містить заохочувальні пункти, але він ще не набув чинності. Зважаючи на всі ці зміни, компанії з приватним капіталом почали брати участь у більшості енергетичних підсекторів. Однак для забезпечення адекватного рівня інвестицій потрібні додаткові вдосконалення.

## Основні напрями енергетичної політики

### ● Енергетична стратегія до 2030 р.

Україна вперше розробила офіційну енергетичну стратегію в середині 90-х років минулого століття – *Національну енергетичну програму України до 2010 р.*, яку Верховна Рада України затвердила в 1996 р. Україна запровадила також кілька так званих комплексних державних програм, які визначили основні положення державної середньострокової політики у різних підсекторах: *Комплексна програма створення ядерно-паливного циклу (1994); Програма освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного і Азовського морів (1996); Комплексна державна програма енергозбереження України (1997); Комплексна програма будівництва вітрових електростанцій (1997); Національна програма «Нафта і газ України до 2010 р.» (2001) та Програма реконструкції теплових електростанцій України (2002)*. У 2001 р. Національна академія наук України розробила пропозиції для *Енергетичної стратегії до 2030 р. та на подальшу перспективу* і подала їх на затвердження Верховній Раді, Кабінету Міністрів та Президенту України.

У 2003–2004 рр. стало очевидно, що комплексні енергетичні програми не було впроваджено, як очікувалось. Уряд поставив перед Мінпаливенерго завдання підготувати удосконалену енергетичну стратегію. Міністерство змінило попередній проект, використавши найновіші статистичні дані та тенденції державної політики. У березні 2006 р. Кабінет Міністрів України затвердив *Енергетичну стратегію до 2030 р.*, основні цілі та завдання якої викладено у вставці 1.1.

### **Вставка 1.1. Стратегічні цілі *Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.***

**Енергетична стратегія до 2030 р.** містить стратегічні цілі для енергетичних підсекторів, які спрямовані на розширення загальної економіки країни та добробуту людей. Перспективні цілі передбачають зосередження зусиль на таких напрямках:

- Створення умов для постійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти.
- Визначення шляхів і створення умов для безпечного, надійного та сталого функціонування енергетики та її максимально ефективного розвитку.
- Забезпечення енергетичної безпеки держави.
- Зменшення техногенного навантаження на довкілля та забезпечення цивільного захисту у сфері техногенної безпеки ПЕК.
- Зниження питомих витрат у виробництві та використанні енергопродуктів за рахунок раціонального їх споживання, впровадження енергозберігаючих технологій та обладнання, раціоналізації структури суспільного виробництва і зниження питомої ваги енергоємних технологій.
- Інтеграція Об'єднаної енергосистеми України до європейської енергосистеми з послідовним збільшенням експорту електроенергії, зміцнення позицій України як транзитної держави нафти і газу.

*Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.*

*Енергетична стратегія до 2030 р.* містить розгорнутий огляд поточної ситуації в ПЕК. Однак її прогнози ґрунтуються не стільки на детальних статистичних даних і моделях, скільки на конкретних політичних завданнях без економічного аналізу того, чи є ці завдання обґрунтованими (розділ 2 «Тенденції в енергетиці»). В результаті цього прогнозований попит на енергію може бути істотно завищеним. Загалом *Енергетична стратегія до 2030 р.* значною мірою сконцентрована на аспектах енергопостачання, тоді як МЕА вважає, що обґрунтування енергоефективності має передувати формуванню політики. Наприклад, вищі ціни на енергоносії через певний час призведуть до скорочення споживання. Крім того, *Енергетична стратегія до 2030 р.* буде обґрунтованішою, якщо в ній якомога повніше розглядатимуться фінансові, фінансові, соціальні, екологічні питання та питання зайнятості, що стосуються ПЕК.

Більша частина завдань *Енергетичної стратегії до 2030 р.* є відгомонам ключових завдань та пріоритетів Програми уряду «Назустріч людям», яку було схвалено Верховною Радою України на початку 2005 р. Відповідно

до цієї програми та *Енергетичної стратегії до 2030 р.* ключовими пріоритетами для України будуть зміцнення енергетичної безпеки країни, посилення її позиції на міжнародних енергетичних ринках та зниження енергоємності економіки. Наступним пріоритетом є інтегрування української енергетичної системи до європейської, що є складовою української стратегічної мети входження до ЄС. Боротьбу з корупцією, зокрема в енергетичному секторі, було оголошено одним з найвищих державних пріоритетів. У цьому контексті в наступних розділах розглядатимуться два ключові політичні напрями: внутрішня енергетична безпека та роль України на міжнародній енергетичній арені.

## ● Енергетична безпека

Через надмірну залежність України від імпорту енергоносіїв перед урядом вже тривалий час гостро стоїть питання зміцнення енергетичної безпеки. Президент України В. Ющенко надає великої ваги питанню енергетичної безпеки у політичній програмі та заявив про своє рішення зменшити залежність України від російських та туркменських енергоносіїв. Діючий уряд докладає зусиль для продовження ключових напрямів політики, розпочатих попереднім урядом, зокрема створення стратегічних нафтових сховищ та державного резерву ядерного палива, нових потужностей виробництва ядерної енергії, створення окремих елементів ядерно-паливного циклу та розширення внутрішнього видобування вуглеводневої сировини.

Український уряд сподівається зміцнити енергетичну безпеку завдяки щонайменше чотирьом заходам:

- зниженню енергоємності (зменшенню споживання енергії на одиницю продукції);
- диверсифікації шляхів постачання і транспортування енергоносіїв;
- розширенню внутрішнього виробництва палива та збільшенню виробництва ядерної енергії;
- переважному використанню у паливному балансі таких внутрішніх ресурсів, як вугілля.

## **Зниження енергоємності**

Уряд України заявив про високий пріоритет радикального зниження енергоємності української економіки, яка нині втричі перевищує середню енергоємність у країнах ЄС. З часу здобуття Україною незалежності питання енергоефективності посіло пріоритетне місце в політиці уряду. Однак політичні рішення не завжди реалізувалися на практиці. Енергоефективність зростала повільніше, ніж могла, в основному через низькі ціни на енергію та недостатню увагу до цього питання з боку уряду. (Однак за роки незалежності енергоємність економіки впала). Здається, уряд за Президента Ющенка розуміє важливість зростання енергоефективності та великий по-

тенціал, який має Україна у цій сфері, хоча це не повністю відображено в *Енергетичній стратегії до 2030 р.*

Уряд планує підвищити енергоефективність впровадженням нових технологій, сучасних систем контролю, управління та вимірювання в усіх складових, що формують вартість, включаючи виробництво, транспортування та споживання енергетичної продукції. Він розглядає стимулюючий варіант розвитку ринкових механізмів для підвищення енергоефективності в усіх секторах економіки. Водночас, здається, що уряд орієнтується на застарілий підхід встановлення норм енергоспоживання на одиницю промислового виробництва. У світі поширеним є ефективніший підхід, а саме – запровадження ринкових цін на енергію, які відшкодовують її реальну вартість, а також механізмів фінансування енергоефективних заходів (див.: розділ 2 «Тенденції в енергетиці» та розділ 4 «Енергоефективність»).

Оскільки попередні зусилля, спрямовані на підвищення енергоефективності, часто нівелювалися зміною політичних орієнтацій, недостатнім фінансуванням та нестачею кваліфікованих фахівців, то досягнення цілей, викладених в *Енергетичній стратегії до 2030 р.*, можливе за умови послідовного впровадження.

### **Розширення варіантів постачання енергоносіїв**

Україна шукає шляхів послаблення залежності від Росії у сфері енергопостачання, розширюючи коло постачальників газу, нафти та ядерного палива. Відмовляючись від підписання довгострокових угод на постачання газу із Туркменістаном, «Нафтогаз України» вивчає можливі варіанти імпорту газу з Казахстану (через існуючі трубопроводи), а також з Азербайджану, Ірану та Іраку (можливо, трубопроводом «Набукко»). Як потенційний постачальник газу розглядається і Норвегія.

«Нафтогаз України» оцінює також можливість видобутку газу та нафти в інших країнах, таких як Лівія, Об'єднані Арабські Емірати (ОАЕ), Туркменістан, Узбекистан, Казахстан та Азербайджан. Поки ще не зовсім зрозуміло, як «Нафтогаз України» планує доставляти ці ресурси в Україну. Отже, ці потенційні угоди більшою мірою урізноманітнять бізнес «Нафтогазу України», ніж шляхи постачання енергоносіїв в Україну. *Енергетична стратегія до 2030 р.* містить питання видобутку нафти та газу, які «Нафтогаз України» планує видобувати за кордоном. У разі, якщо «Нафтогаз України» не зможе поставити ці ресурси до України, сформується певна прогалина у постачанні.

Національна атомно-енергетична компанія «Енергоатом» планує диверсифікувати постачання ядерного пального, щоб послабити свою повну залежність від російської корпорації «ТВЭЛ». Наприклад, вона налагодила тісні контакти з американською компанією «Вестінггауз Електрик Компані, Лтд.» (Westinghouse Electric Company, Ltd.). Україна має намір провести тендер серед альтернативних постачальників ядерного палива. Планується також

налагодити внутрішнє виробництво окремих елементів паливно-ядерного циклу.

### ***Внутрішнє виробництво енергії та зміна балансу постачання палива***

Ключовим аспектом української енергетичної політики є збільшення частки ядерної енергетики та вугілля власного видобування в енергобалансі та зменшення частки імпортованих нафти і газу. Уряд планує знизити залежність від імпортованого палива від теперішніх 55 % до 12,4 % у 2030 р. Таке різке скорочення імпорту може виявитися нереальним, якщо провести ретельний аналіз вартості внутрішнього виробництва. Мінпаливенерго України припускає, що «прогнозоване зростання світових цін на нафту та природний газ відбуватиметься в умовах відносно стабільних цін на вугілля та ядерне паливо, що підвищує конкурентоспроможність гідравлічних, атомних і теплових електростанцій, які працюють на вугіллі» (Кабінет Міністрів України, 2006а). Якщо світові ціни на вугілля можуть зростати повільніше, ніж ціни на нафту і газ, це не означає, що вугілля, видобуте в Україні, буде дешевшим. Вартість видобутку вугілля в Україні може бути занадто високою, щоб забезпечити достатню конкурентоспроможність у запланованих обсягах. Нині українська вугільна промисловість отримує значні субсидії, але більшість шахт є неприбутковими. У майбутньому видобування запланованого обсягу вугілля не обов'язково буде прибутковим, якщо не удосконалити власне виробничий процес.

План Уряду щодо створення елементів ядерного циклу підіймає питання – чи буде це економічно доцільним? Зважаючи на незначні запаси урану (більшість покладів урану знаходяться дуже глибоко, що потребує залучення значних коштів для видобутку) та дороге технологічне обладнання для переробки урану, поки що не зовсім зрозуміло, чи буде економічно доцільним для України впровадження цієї ініціативи. Можливо, реалізація цих планів буде економічно обґрунтованою, але перед прийняттям рішення щодо інвестування слід здійснити детальний аналіз витрат та вигод. При цьому може також розглядатися варіант імпорту урану.

Україна шукає можливості власного видобутку нафти та газу, особливо в Чорному та Азовському морях, де зосереджені найбільші запаси українських ресурсів. Для здійснення цих планів та залучення приватних інвесторів Україні слід поліпшити інвестиційний клімат.

### **● Роль України на міжнародній енергетичній арені**

Україна планує розширити свою роль на міжнародній енергетичній арені, особливо в трьох напрямках: зміцнення своєї позиції в транзиті енергоресурсів, розвиток потенціалу експорту електричної енергії, активна участь в енергетичних проєктах за кордоном.

Одним із стратегічних завдань України є утримання на високому рівні та збільшення обсягів російської нафти і газу, які транспортуються транзитом



через територію України. Зі свого боку Росія намагається знизити свою залежність щодо транспортування від України та розробляє альтернативні маршрути експорту. В результаті цього транзит російської нафти через територію України зменшився, обсяги транзиту газу після введення в дію альтернативних маршрутів, таких як Північноєвропейський газопровід, також можуть скоротитися. Нині близько 30 % української транзитної потужності для газу та приблизно 50 % транзитної потужності для нафти не використовується (Кабінет Міністрів України, 2006а). Крім того, після припинення поставок газу в січні 2006 р., що було спричинено дискусіями стосовно контракту між Росією та Україною, західноєвропейські країни почали серйозніше розглядати варіанти диверсифікації поставок. Тому, з погляду стратегії, Україна зацікавлена переконати як постачальника, так і країн-споживачів у тому, що транзит енергоносіїв через її територію є надійним та економічно обґрунтованим.

Сьогодні Україна вивчає інші можливості забезпечення транзиту через свою територію. У 2005 р. Україна та Іран підписали Меморандум про взаєморозуміння з метою побудови трубопроводу, через який буде проходити іранський газ до Європи. Однак економічні прогнози цього проекту є неясними.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* визначає розвиток експортного потенціалу сектору електричної енергії як політичний пріоритет. Уряд спрямовує свої зусилля на залучення інвестицій з метою модернізації та заміни обладнання на станціях та в інфраструктурі передавання електричної енергії, включаючи лінії електропередач за кордоном.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* наголошує на важливості власного виробництва енергетичного обладнання, яке, з точки зору уряду, забезпечить конкурентоспроможність українських підприємств у ПЕК, як всередині країни, так і за кордоном. Українські компанії вже започаткували проекти з видобутку нафти та газу в інших країнах (наприклад, у Казахстані, Туркменістані, Лівії, Ірані та Іраку) та будують електростанції з мережами електропостачання (наприклад, В'єтнам та Куба). МЕА вважає що *Енергетична стратегія до 2030 р.* дуже багато уваги приділяє діяльності України за кордоном замість того, щоб зосередити зусилля на реформуванні власного енергетичного ринку.

### **Європейська інтеграція**

Прагнення України до отримання членства в ЄС передбачає адаптацію законодавства, гармонізацію стандартів та проведення відповідних інституційних реформ. Україна прийняла Закон «Про Загальнодержавну програму адаптації законодавства України до законодавства Європейського Союзу» в березні 2004 р.

Для того щоб адаптувати енергетичне законодавство та інституційну базу до вимог ЄС, Україні потрібно модифікувати деякі ключові принципи управління ПЕК.

<b>Поточний принцип</b>		<b>Принцип ЄС</b>
Монополія	➤	Конкурентна боротьба
Державне управління	➤	Державне регулювання
Центральне планування	➤	Лібералізація
Державна власність	➤	Можливості для приватного сектору

Країни ЄС мають забезпечити повну лібералізацію ринків природного газу та електричної енергії до липня 2007 р. Вони також мають створити резерви нафти та нафтової продукції, необхідної для внутрішнього споживання на період щонайменше 90 днів, та розробити план підготовки до надзвичайних ситуацій у разі припинення поставок. Крім того країни ЄС мають скоротити державні субсидії у вугільну промисловість та запровадити прозорі й конкурентні ціни на вугільному ринку. Україні потрібно пройти ще довгий шлях, щоб досягти цих та інших основ енергетичної політики ЄС, особливо у газовому секторі та секторі електричної енергії. Незважаючи на складність цих завдань, адаптація українського законодавства до законодавства ЄС сприятиме появі конкурентних енергетичних ринків у країні.

## Критичні зауваження

З моменту написання попереднього огляду для України, який МЕА опублікувало в 1996 р., Україна зробила помітні кроки у напрямі до створення стабільної та довгострокової енергетичної політики. Подальше покращення очікується з таких питань: енергоефективність у постачанні та на стороні споживача, запровадження ефективних цін та вищий ступінь прозорості.

З моменту здобуття Україною незалежності енергетична безпека та енергоефективність перетворилися на ключові пріоритети української енергетичної політики. Нинішній уряд приділяє багато уваги цим питанням, а також в основному дотримується політичних напрямів, започаткованих попередніми урядами. Серед них – енергоефективність, збільшення власного виробництва палива та електричної енергії, диверсифікація шляхів поставки, створення стратегічних нафтових сховищ та елементів ядерно-паливного циклу. Збереження цих напрямів є дуже важливим для досягнення успіху, але необхідно докладати більше зусиль для ефективного впровадження цієї політики.

Позитивним моментом є те, що уряд України за Президента Ющенка розуміє надзвичайну важливість енергоефективності та той великий потенціал, який має Україна у цій сфері. Створення Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів – дуже позитивне та значне досягнення. Слід зазначити, що в ми-

нулому послідовної політичної підтримки енергоефективності було недостатньо.

Уряд розуміє необхідність підвищення цін на енергоносії з метою стимулювання підвищення енергоефективності та залучення необхідних інвестицій до цього сектору. Національна комісія регулювання електроенергетики України (НКРЕ) та уряд доклали значних зусиль до реформування політики ціноутворення, але в цій сфері ще є резерви для подальших удосконалень. Сьогодні ціни та тарифи на різні види енергії не відшкодовують довгострокових, а іноді навіть поточних витрат. Крім того, приховані, явні субсидії та перехресні субсидії спотворюють цінові чинники. Адекватна політика ціноутворення набуває особливо важливого значення в умовах різкого зростання цін на імпорт газу в 2006 р.

Створення НКРЕ – головне досягнення у процесі модернізації українського ПЕК, хоча позицію НКРЕ можна й надалі зміцнювати та стабілізувати. Для того щоб переконатися в тому, що тарифні нормативи є об'єктивними та однаково чесно формують позицію постачальників та споживачів, регулятор тарифу має бути незалежним від інтересів зацікавлених осіб та політичних інтересів (МЕА, 2001). НКРЕ не є повністю незалежною, оскільки фінансується з державного бюджету та державні установи можуть накласти вето на її рішення.

МЕА рекомендує українському уряду покращити взаємодію між різними міністерствами, агентствами та іншими державними інституціями щодо формування енергетичної політики. Енергетична політика пов'язана з економічними, соціальними, екологічними, житловими, фіскальними, індустріальними та сільськогосподарськими питаннями. Наприклад, більш високі ціни на енергоносії потребують створення програм структурного коригування у промисловості, сільському господарстві, секторі обслуговування та житловому секторі. Наприклад, збільшення обсягів використання вугілля може спричинити негативний вплив на навколишнє середовище та здоров'я населення. У свою чергу житлова та будівельна політика, яка стимулює енергоефективність та просуває використання «чистої» енергії, може значно вплинути на енергетичні потреби, що призведе до змін в енергопостачанні. Енергетична політика не повинна розвиватися та впроваджуватися відокремлено. Вона має бути складовою економічної та соціальної політики загалом.

Для розширення економічної ефективності та поліпшення якості послуг у ПЕК дуже важливо посилити прозорість та створити більш конкурентне середовище. Додаткові вигоди може принести залучення приватного капіталу. Ситуація щодо реструктуризації та залучення приватного капіталу є неоднаковою в різних підсекторах. Більша частина енергетичних активів все ще перебуває у власності держави, хоча в деяких підсекторах частка приватної власності є високою, особливо в переробці нафти та її розподілі. Міжнародний досвід свідчить, що приватний сектор може вкласти значні інвестиції, що дасть можливість зменшити вартість та поліпшити якість

послуг. Для досягнення цих результатів необхідно, щоб приватизація, концесійні угоди, лізинг та інші форми залучення приватного капіталу відбулися прозоро та на конкурентній основі.

Український уряд доклав багато зусиль до розробки комплексної енергетичної стратегії. *Енергетична стратегія до 2030 р.* містить огляд поточної ситуації, але ці прогнози можуть бути поглиблені в майбутньому (див.: розділ 2 «Тенденції в енергетиці»). Крім того, цей документ приділяє багато уваги поставкам енергоносіїв і недостатньо питанням попиту та зростання ефективності. Він надмірно акцентує увагу на діяльності України у сфері енергоносіїв за кордоном замість того, щоб зосередитися на реформуванні внутрішнього енергетичного ринку.

## Рекомендації

*Уряду України рекомендується:*

- Зосередити зусилля на посиленні енергоефективності.
- Поступово скасувати субсидії та перехресні субсидії в паливно-енергетичному комплексі для того, щоб тарифи відшкодовували реальну вартість, включаючи капітальні інвестиції. Водночас необхідно впроваджувати цільові соціальні заходи для захисту найуразливіших домогосподарств від зростання цін.
- Зменшити залежність Національної комісії регулювання електроенергетики України (НКРЕ) від політичних інтересів та інтересів зацікавлених осіб. Для цього слід вжити таких заходів: сформувати незалежний бюджет, запровадити автономне управління трудовими ресурсами та заробітною платою, незмінні мандати, заборону будь-яких фінансових інтересів інспекторів або членів їхніх родин у промисловості, заборону працювати на промисловість під час роботи інспектором або протягом кількох років після цього. НКРЕ має забезпечити підтримку однакового підходу до кожного учасника ринку.
- Розширити співробітництво між урядовими установами, що працюють над енергетичними питаннями та відповідними екологічними, соціальними і макроекономічними проблемами.
- Розвивати конкуренцію та посилити прозорість у паливно-енергетичному комплексі з метою підвищення ефективності роботи компаній.
- Розвивати прозорі та конкурентні механізми для залучення приватних компаній до управління та володіння енергетичними активами.
- Проводити політику, яка б забезпечувала чіткіше визначення власності та краще управління будинками
- Повніше враховувати екологічні оцінки та питання під час розробки енергетичної політики.

## 2. ТЕНДЕНЦІЇ В ЕНЕРГЕТИЦІ

### Огляд

---

Розуміння тенденцій попиту та пропозиції в енергетиці є важливим для прийняття політичних рішень. Однак збір та оприлюднення даних в Україні не є достатнім для достовірного і повного визначення попиту на енергію. Окрім того, прогнози в енергетиці недостатньо враховують попит, що погіршує їх якість. З часів здобуття Україною незалежності обсяги енергоспоживання значно знизилися в усіх секторах економіки, в основному через економічний спад та деяке підвищення рівня енергоефективності. Найбільше енергії споживає промисловість, на другому місці побутовий сектор. Природний газ є основним джерелом енергії для кінцевих споживачів, далі слідують нафтопродукти та теплоенергія. Головним первинним видом енергоресурсів в Україні є також природний газ, його споживання за роки незалежності зросло. Частки вугілля та нафти (друге та четверте місце в обсягах енергопостачання) дещо знизилися. Водночас, за останнє десятиріччя значно зросла частка ядерної енергії – вона посіла третє місце у структурі енергопостачання. Україна великою мірою залежить від імпорту газу та нафти, натомість більшість вугілля вона видобуває сама. На чистий імпорт припадає 46 % обсягу загального постачання первинних енергоресурсів. Залежність від імпорту за останнє десятиріччя зменшилася неістотно. Енергоємність української економіки за європейськими стандартами є дуже високою, хоча з 1996 р. вона знизилася. Низька ефективність та втрати є особливо характерними для секторів перетворення та передачі енергоносіїв.

### Ключові концепції: попит і пропозиція енергії

---

Невідповідність даних щодо попиту та пропозиції енергії в Україні ускладнюють розробку обґрунтованої та реалістичної політики в галузі енергозбереження. За традицією, успадкованою з радянської епохи, енергетичні баланси в Україні в основному ґрунтуються на принципі «ресурси – розподіл» (Лір, 2005) на відміну від прийнятого в усьому світі підходу «первинне постачання – кінцеве споживання» (вставка 2.1). Українські баланси та прогнози складаються з розділів «Прибуткова частина» та «Витратна частина». Розділ «Прибуткова частина» охоплює виробництво та імпорт первинних видів палива, а також електроенергію та теплоенергію, яка генерується теплоелектростанціями, атомними станціями та відновлюваними джерелами енергії. Розділ «Витратна частина» включає експорт та споживання для одних і тих самих джерел енергії. Таким чином, баланс не відображає перетворення первинної енергії або загального споживання кінцевої енергії,

такої як електроенергія, теплоенергія та нафтопродукти. Результатом є те, що законодавці та інші зацікавлені сторони не володіють надійною інформацією про енергоспоживання, що ускладнює прийняття рішень.

### **Вставка 2.1. Методологія МЕА: Первинне постачання і кінцеве споживання**

Згідно з методологією МЕА енергетичні баланси складаються з двох частин: загальне первинне постачання енергії (ЗППЕ) та загальне кінцеве споживання (ЗКС). ЗППЕ є сумою всіх джерел постачання та перетворення енергоресурсів. Воно включає виробництво в країні, імпорт, експорт та зміни резервних запасів первинних джерел енергії (природний газ, сира нафта, вугілля, ядерна енергія та відновлювані джерела енергії), а також імпорт, експорт, зміни в міжнародних морських бункерах та зміни резервних запасів вторинних енергоресурсів (електроенергія та нафтопродукти). Іншими словами, це відповідає загальному місцевому попиту на енергію. Розділ «Перетворення» енергетичного балансу включає енергетичні потоки (прибуткові і витратні), пов'язані з перетворенням енергії з первинних джерел на вторинні.

Загальне кінцеве споживання (ЗКС) є сумою споживання енергії різними кінцевими споживачами. Воно включає кінцеву енергію (після перетворення), але не містить втрат при розподілі та власного споживання енергетичного сектору (Додаток 1 містить ЗППЕ і ЗКС в Україні у 2004 р.).

Аналіз історичних тенденцій у цьому розділі ґрунтується на статистичних даних МЕА, які, в свою чергу, засновані на офіційній інформації Державного комітету статистики України. Зважаючи на те, що МЕА не отримує повних статистичних даних, зокрема стосовно попиту, деякі з них є оціночними. Це стосується майже всіх елементів ЗКС, за секторами та видами палива в 1993–2003 рр., окрім електроенергії. Останні наявні статистичні дані (за 2004 р.) забезпечують більш комплексну характеристику ситуації завдяки підвищеній якості наданих даних.

Концентрація уваги на постачанні є характерною рисою для України та інших колишніх радянських республік, де енергопостачання планувалося централізовано, а попит на енергію залежав від постачання. У країнах з ринковою економікою саме попит на енергію визначає потребу в постачанні. Українські законодавці мають приділяти більше уваги еволюції попиту на енергію.

## **Попит на енергію**

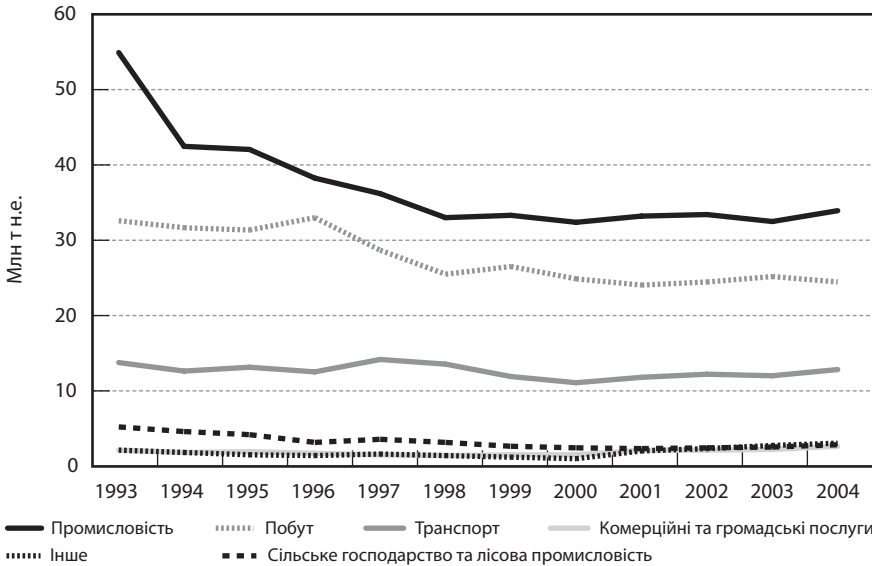
### **● Кінцеве споживання енергії за секторами економічної діяльності**

Загальне кінцеве споживання (ЗКС) енергії скоротилося в усіх секторах, починаючи з 1993 до 2004 рр., в основному через економічний спад, що

спостерігався в 90-х роках минулого століття. У 2004 р. ЗКС становило 84,6 млн т н.е.<sup>10</sup>, тобто 77 % рівня 1993 р., незважаючи на економічне зростання, яке розпочалося у 1999 р. Промисловість і побутовий сектор є основ-

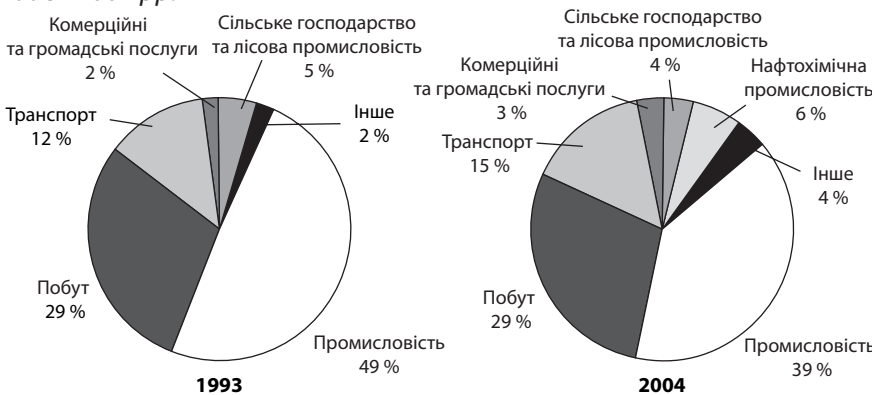
**Рисунок 2.1а**

*Тенденція у загальному кінцевому споживанні енергії за секторами, 1993–2004 рр.*



**Рисунок 2.1б**

*Частка загального кінцевого споживання енергії за секторами, 1993 і 2004 рр.*



Джерело: Статистичні дані МЕА.

<sup>10</sup> Млн т н.е. означає мільйон тонн нафтового еквіваленту. В українських документах зазвичай використовується умовне паливо (вугільний еквівалент). Для переведення 1 т нафтового еквіваленту в 1 т вугільного еквіваленту застосовують коефіцієнт 0,7.

ними споживачами енергії: разом їхня частка дорівнювала близько 80 % ЗКС у 1993 р. і близько 68 % – у 2004 р. Частка побутового сектору в ЗКС протягом цього періоду не змінилася (29 %).

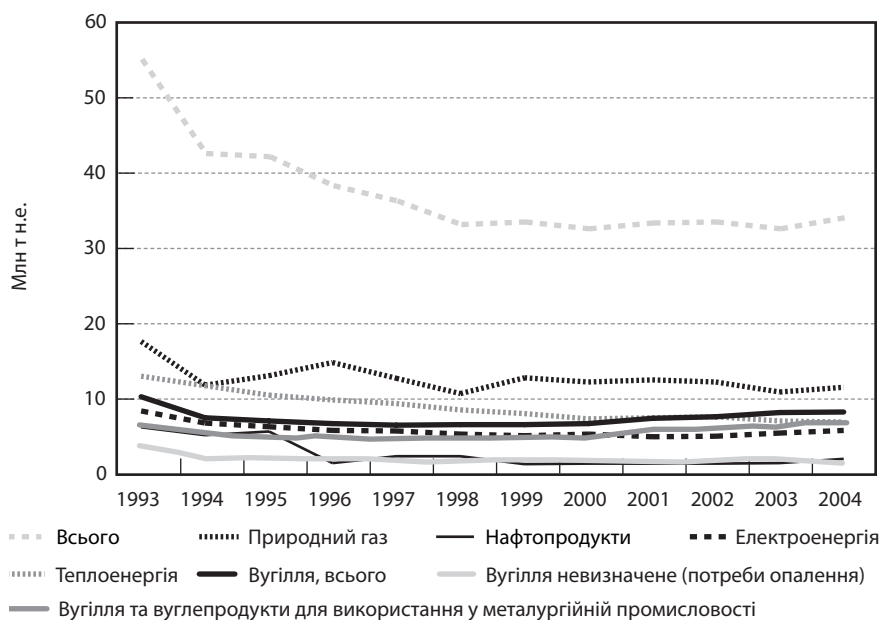
### Споживання енергії за галузями промисловості

Промисловість, безсумнівно, відчула найбільший спад енергоспоживання: приблизно 40 % з 1993 до 1998 рр. (рис. 2.1). Однак споживання енергії в енергоємних галузях промисловості (гірничо-видобувна, металургійна, хімічна) знизилося менше, ніж в інших галузях, що призвело до зростання загальної енергоємності економіки на початку 90-х років минулого століття. У 1998–2004 рр. енергоспоживання в галузях промисловості залишалося відносно стабільним, незважаючи на зростання промислового виробництва. Це відображає підвищення енергоефективності та незначне зростання частки менш енергоємних галузей промисловості у загальній структурі виробництва. Як наслідок, частка промисловості у ЗКС знизилася з 49 % у 1993 р. до 39,6 % у 2004 р.

Промислове споживання нафтопродуктів, теплоенергії та природного газу, як видно з рис. 2.2, суттєво знизилося в абсолютних величинах. На природний газ припадало 32 % промислового споживання у 1993 р. та 34 % у 2004 р., на електроенергію – 15 % у 1993 р. та 17 % у 2004 р. Частка вугілля та вугле-

Рисунок 2.2

Споживання енергії за галузями промисловості, 1993–2004 рр.



Джерело: Статистичні дані MEA.



продуктів у промисловому споживанні різко зросла (з 12 % у 1993 р. до 20 % у 2004 р.). Частка мазуту, навпаки, знизилася з 9 % до 3 %.

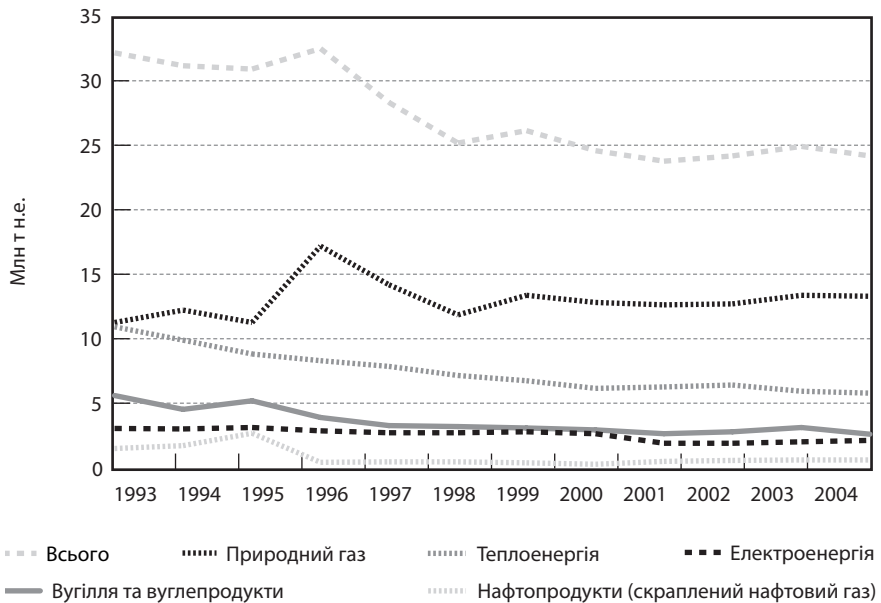
### Споживання енергії побутовим сектором

Побутовий сектор є другим за величиною споживачем енергії в Україні (близько 29 % ЗКС, або 24,3 млн т н.е. у 2004 р.). Зменшення енергоспоживання у побутовому секторі було менш різким, ніж у промисловості. Це зумовлено кількома факторами, включаючи викривлення цін на енергію та перехресне субсидіювання, яке підтримує дуже низькі тарифи на електроенергію, газ та теплоенергію для побутових споживачів. Окрім того, багато споживачів не повністю оплачували послуги енергопостачання, що зумовило несуттєвість впливу цін на поведінку споживачів. Однак ще значимішим фактором була відсутність приладів обліку витрачання енергії, що знизило стимули до її заощадження. Загалом частка побутового сектору в ЗКС залишалася вищою за 30 % в 1994–2003 рр., і знизилася приблизно до 29 % у 2004 р. (див. рис. 2.1).

Частка природного газу в кінцевому побутовому споживанні зросла з 35 % у 1993 р. до близько 55 % у 2004 р., що було зумовлено відносно низькими цінами. Упродовж цього періоду частка теплоенергії знизилася з 34 % до 24 %, а частка вугілля – з 17 % до 11 %.

Рисунок 2.3

Споживання енергії у побутовому секторі, 1993–2004 рр.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

## Інші сектори

Частка сектору транспорту в ЗКС зросла з 12,4 % у 1993 р. до 15 % у 2004 р. Не зважаючи на те, що залізниця є домінуючим засобом транспортування вантажів та пасажирів, чисельність власників приватних автомобілів збільшилася за останні 15 років, що пов'язують зі зростанням доходів на душу населення (за часів Радянського Союзу володіння приватними автомобілями не було масовим). Зростання кількості автовласників та частоти використання автомобілів призвело до зростання споживання енергії у сфері транспорту.

Сектор комерційних і громадських послуг був єдиним, де споживання енергії зросло в 1993–2004 рр. (з 2,2 до 2,8 млн т н.е.). Структурні зміни в українській економіці є основною причиною цього підвищення, або іншими словами, частка важкої промисловості в економіці знизилася, в той час як частка магазинів та банків зросла. Послуги сьогодні є набагато розвиненішими, ніж до незалежності, однак їхня частка у ЗКС залишається низькою (3 %).

### ● Загальне кінцеве споживання енергії за видами палива

Структура палива у ЗКС змінилася протягом останнього десятиріччя. Як зазначалося раніше, читач має ставитися до даних про ЗКС з пересторогою, пам'ятаючи, що вони великою мірою є оціночними.

Частка газу в ЗКС за останні 10 років зросла з 31 % до 42 %. Споживання нафти та нафтопродуктів різко скоротилося у 90-х роках минулого століття, в основному як реакція на зростання цін на нафту. Їхня частка в ЗКС знизилася з 19 % у 1993 р. до близько 14 % у 1999 та 2000 рр. Протягом 2000–2004 рр. споживання нафти та нафтопродуктів зростало швидше, ніж інших видів палива, в основному через збільшення кількості автомобілів. Частка нафти і нафтопродуктів у ЗКС збільшилася в 2002–2004 рр. і складала понад 17 %. З 2003 р. нафта та нафтопродукти є другим за величиною видом палива в ЗКС (рис. 2.4).

Сьогодні теплоенергія є третім найбільш важливим джерелом енергії у ЗКС (вона була другим найбільшим джерелом у 1993 р.). Хоча її частка в ЗКС відчутно скоротилася – з 22 % у 1993 р. до 15 % у 2004 р., рівень споживання теплоенергії в Україні є все ще високим, частково тому, що попит на неї обумовлюється холодним кліматом<sup>11</sup>. Важко сказати, наскільки цей спад спричинений статистичною помилкою порівняно з переходом на інші види палива, оскільки отримання даних щодо централізованого тепlopостачання є особливо проблематичним. Офіційні дані дуже відрізняються від оцінок експертів.

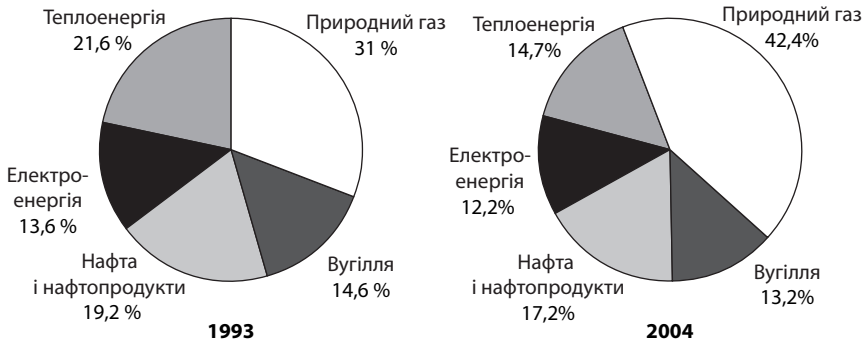
Частка вугілля у загальному кінцевому споживанні дещо знизилася – з 14,6 % у 1993 р. до 13,2 % у 2004 р.<sup>12</sup> Вугілля залишається четвертим за величиною видом палива в ЗКС. Зменшення споживання вугілля в абсолютних величин-

<sup>11</sup> У Росії частка теплоенергії у ЗКС є навіть вищою і в 2003 р. становила 32 %.

<sup>12</sup> Мінімальний рівень (у 1997–2000 рр.) споживання вугілля становив 66,5 % рівня 1993 р.

Рисунок 2.4

Загальне кінцеве споживання енергії за видами палива, 1993 і 2004 рр.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

нах, пов'язане в основному з неефективністю та фінансовими проблемами у вугільних компаніях, а також з ціновим дисбалансом між різними видами палива. Дійсно, значна частка споживання вугілля для виробництва електро- і теплоенергії була замінена відносно дешевим газом.

## ● Попит на природний газ

Природний газ відіграє ключову роль в енергетичному балансі України. Україна споживає приблизно 76 млрд м<sup>3</sup> газу щороку (включаючи втрати та власне споживання у газовій промисловості), що ставить Україну в десятку найбільших країн-споживачів газу в світі. Приблизно 40 % газу використовується теплоелектростанціями (тобто перетворюється на вторинне джерело енергії), 56 % споживається промисловістю та побутовим сектором.

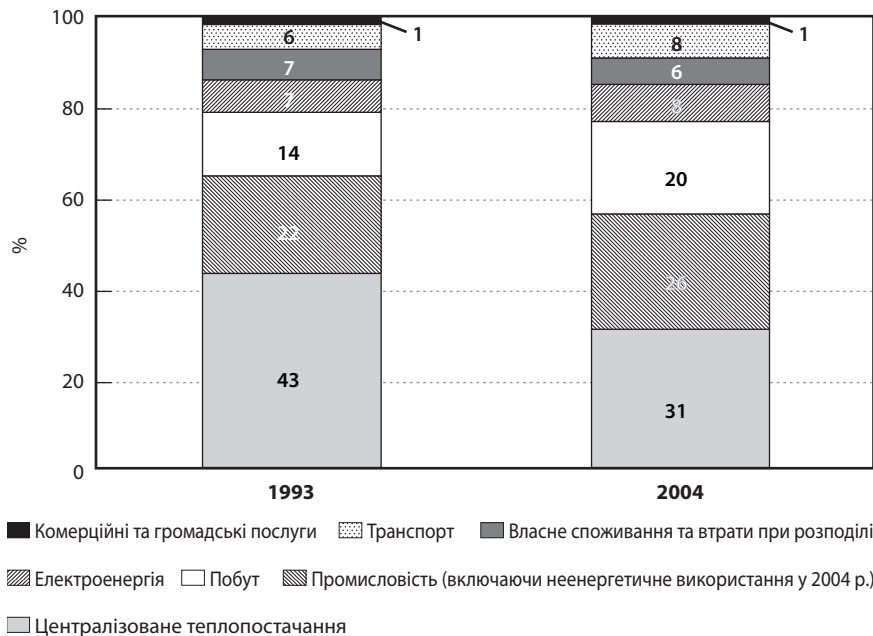
Газоємність української економіки (тобто споживання газу на одиницю ВВП) різко зросла протягом 90-х років минулого століття. Вона почала знову знижуватися після оздоровлення економіки у 2004 р. порівняно з 1993 р.

Хоча частка газу в ЗКС зросла, споживання газу в абсолютних величинах з 1993 р. знизилася. Найбільш помітне зниження споживання газу – на 42 % – відбулось у секторі централізованого тепlopостачання в 1993–2004 рр. В електроенергетичному секторі споживання природного газу знизилася всього на 7 % порівняно з 1993 р., в той час як загальне виробництво енергії скоротилося на 22 %<sup>13</sup>. Як показано на рис. 2.5, найбільш вражаючою еволюцією споживання природного газу було зростання частки побутового сектору з 14 % у 1993 р. до 20 % у 2004 р., що було викликано збільшенням споживання природного газу сім'ями для побутових потреб та опалення.

<sup>13</sup> Зважаючи на те, що значні обсяги природного газу використовувалися для підтримки спалювання низькосортного вугілля, можна зробити припущення, що існує потенціал зниження споживання газу в секторі електроенергетики.

Рисунок 2.5

Попит на природний газ за секторами, 1993 і 2004 рр.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

Різке зростання ціни на імпортований газ у 2006 р., скоріше за все, призведе до зниження попиту на газ в Україні, оскільки це спонукатиме до підвищення ефективності його використання та переходу на інший вид палива.

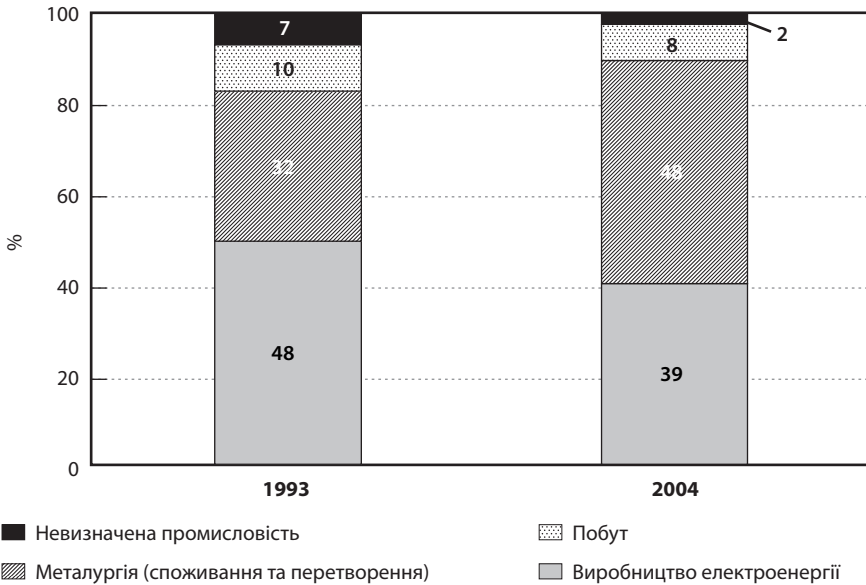
## ● Попит на вугілля

Найбільшими споживачами вугілля в Україні є теплоелектростанції та металургійна промисловість. До даних про споживання газу теплоелектростанціями слід ставитися із застереженням. Покладаючись передусім на інформацію, надану Держкомстатом України, дані МЕА показують, що приблизно 39% постачання вугілля (33,2 млн т н.е.) використовувалося на генерацію електроенергії і лише 0,2% (0,07 млн т н.е.) – на централізоване тепlopостачання у 2004 р.<sup>14</sup> (рис. 2.6). Однак дані про споживання вугілля обігрівальними котельнями можуть бути недостовірними через незадовільну звітність даних з тепlopостачання (див.: підрозділ «Попит на централізоване тепlopостачання») і через особливості методології рознесення палива між електроенергією та теплоенергією у когенерації. Згідно з методологією МЕА, на виробництво електроенергії припадала приблизно половина споживання

<sup>14</sup> Без урахування вугілля, що використовується для виробництва тепла промисловими компаніями для власного використання.

Рисунок 2.6

Попит на вугілля за секторами, 1993 і 2004 рр.



Примітка: Вугілля використовується також для виробництва теплоенергії. Дані щодо споживання вугілля для виробництва теплоенергії можуть бути, як зазначалося у тексті, заниженими.

Джерело: Статистичні дані МЕА.

вугілля в Україні у 1993 р.; у 2004 р. цей показник знизився до 39 %. Споживання вугілля для виробництва електроенергії знизилося в абсолютних величинах до 50 % під час перехідного періоду, що вдвічі більше, ніж зниження виробництва електроенергії.

Споживання вугілля металургійною промисловістю залишалося досить стабільним протягом 1993–1999 рр., а після 2000 р. зросло через збільшення попиту на експорт сталі. Металургія (кінцеве споживання та перетворення) споживала майже 50 % вугілля та вугільних продуктів у 2004 р. порівняно з 32 % у 1993 р. В абсолютних одиницях обсяги споживання вугілля металургійною промисловістю у 2004 р. були на 8 % вищі, ніж у 1993 р.

На побутовий сектор сьогодні припадає приблизно 8 % загального споживання вугілля. Побутове споживання вугілля (в основному для цілей опалення) в 1993–2000 рр. скоротилося наполовину, а потім стабілізувалося.

## ● Попит на електроенергію

Споживання електроенергії значно знизилося після 1992 р. До 2004 р. загальне споживання електроенергії становило лише 70 % рівня 1993 р.

(рис. 2.7)<sup>15</sup>. Це падіння можна віднести до зниження економічної активності, а також до обмеження постачання для великих промислових компаній та інших споживачів, що стало наслідком браку палива на електростанціях. Водночас, частина цього зниження також обумовлена підвищенням ефективності, зокрема після 1998 р. Промисловий та побутовий сектори залишилися найбільшими споживачами електроенергії за останнє десятиріччя: на них разом припадає 75 % споживання електроенергії в Україні.

У промисловості найбільший відсоток зниження попиту на електроенергію в 1993–2004 рр. спостерігався у текстильному та шкіряному секторі (–74 %), машинобудуванні (–71 %) та будівництві (–62 %), що стало відображенням їхньої економічної кризи. Найбільший спад у споживанні енергоресурсів у номінальних одиницях відбувся в електроємних галузях промисловості (гірничо-видобувній, металургійній, машинобудівній, хімічній та нафтохімічній), на які припадає одна третина загального спаду споживання електроенергії в країні. Однак протягом усього цього періоду промисловість залишалася найбільшим споживачем електроенергії – на неї припадало 50 % загального електроспоживання.

Споживання електроенергії у побутовому секторі (другий найбільший споживач електроенергії) знизилося не так стрімко: у 2000 р. воно становило близько 90 % рівня 1993 р. Низькі тарифи мали дуже обмежений вплив на попит, низька замінююча спроможність електроенергії в побутовому секторі також відіграла свою роль. За інформацією Світового банку (Гохенауер та ін., 2004), стабільність попиту на електроенергію також може бути пояснена збільшенням активності малих приватних підприємств, які працюють у приватних квартирах, і розширенням використання побутової техніки. Окрім того, в середині та наприкінці 90-х років минулого століття мешканці будинків доповнили централізоване тепlopостачання малими обігрівачами з електричним опором там, де котельні системи централізованого тепlopостачання надавали недостатньо теплоенергії. Починаючи з 2001 р., побутове споживання електроенергії зменшилося більш суттєво: у 2004 р. воно становило близько 70 % рівня 1993 р.<sup>16</sup>

Споживання електроенергії у сфері комерційних та громадських послуг різко зросло, починаючи з 2001 р., через зростаючу частку послуг у загальній структурі економіки України. Це єдиний сектор, де споживання електроенергії у 2004 р. було вищим, ніж у 1993 р. (+26 %).

У секторі транспорту спад споживання електроенергії в 1993–2004 рр. був спричинений в основному зменшенням попиту на перевезення залізницею

<sup>15</sup> Існує суттєва надлишкова потужність, в основному на теплоелектростанціях, хоча реальна надлишкова потужність знизилася (розділ 8).

<sup>16</sup> Цей стрімкий спад може бути частково пояснений змінами у статистичній методології, зважаючи на ідентичне стрімке зростання споживання у комерційному та громадському секторах. Це можливо тому, що споживання електроенергії у малому бізнесі раніше враховувалося як побутове, а тепер – як комерційне.

Рисунок 2.7а

Тенденції в попиті на електроенергію, 1993–2004 рр.

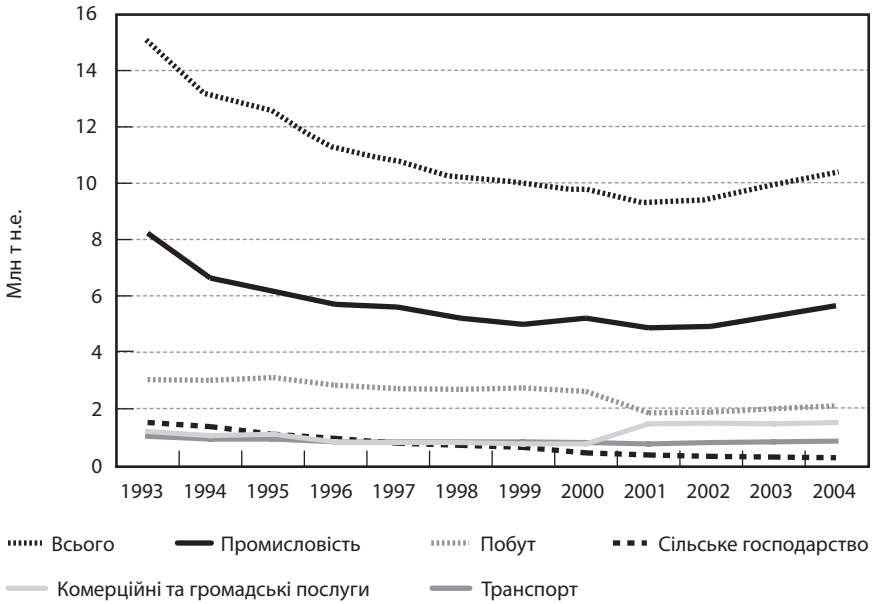
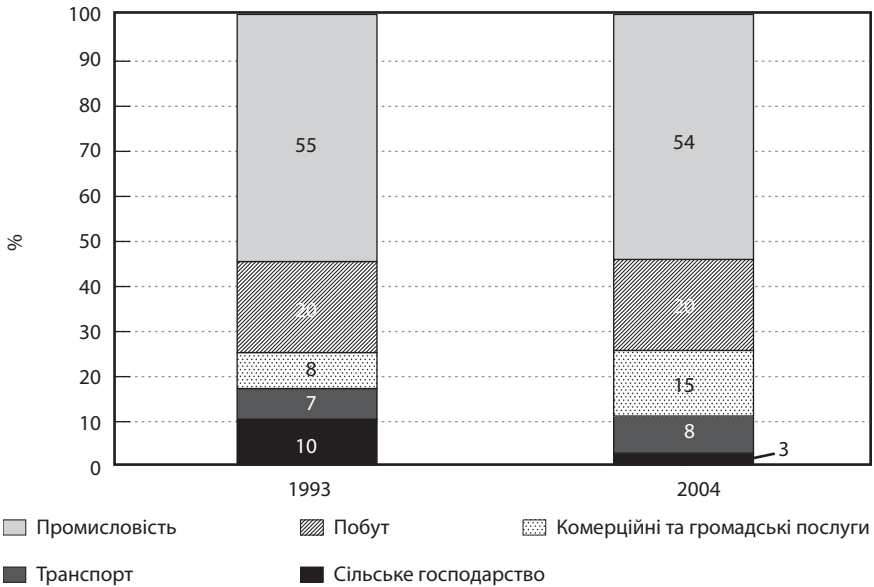


Рисунок 2.7б

Попит на електроенергію за секторами, 1993 та 2004 рр.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

та транспортування трубопроводами, що було пов'язано із економічним спадом. Попит на електроенергію для залізничного транспорту фактично зріс з 2001 р., хоча він і продовжує знижуватися для трубопроводів.

Загалом частка електроенергії у ЗКС скоротилася з 13,6 % у 1993 р. до 12,2 % у 2003 р. Однак в абсолютних величинах обсяги споживання електроенергії почали збільшуватися у 2002 р. і щорічне зростання становило 5 % у 2003–2004 рр. Це, зокрема, було пов'язано зі зростанням попиту на електроенергію майже у всіх секторах (за винятком сільського господарства). Найбільш стрімке зростання попиту на електроенергію у 2002–2004 рр. спостерігалось у промисловості (5 % на рік), транспорті та побутовому секторі (4 % на рік).

Споживання електроенергії на душу населення в Україні становить половину середнього споживання у 25 країнах Європейського Союзу. З 2000 р. спостерігалось стабільне зростання цього показника через оздоровлення економіки та збільшення попиту на побутову техніку. Зростання також може бути пов'язане з вирішенням проблем постачання, пов'язаних з повторним приєднанням до російської інтегрованої електричної системи у 2001 р.

Ефективність української економіки зросла. Це твердження також є справедливим і для споживання електроенергії. Електроспоживання на одиницю ВВП (або електроємність<sup>17</sup>) знизилася з 1993 р. приблизно на 16 %. Під час економічного спаду в 1993–1996 рр. електроємність фактично зросла. З цього пікового рівня до 2004 р. вона знизилася на 32 %. Ця тенденція приблизно відповідає пропорціям змін у загальній енергоемності.

## ● Попит на централізоване тепlopостачання

Немає детальних даних щодо споживання палива та енергії сектором централізованого тепlopостачання. Згідно з даними, наданими МЕА Держкомстатом України, промисловість споживає приблизно 54 % централізованого тепlopостачання, а побутовий сектор – 46 %. Споживання теплоенергії, виробленої сектором централізованого тепlopостачання знижувалося з 90-х років минулого століття до 2004 р. Як промислове, так і побутове тепlopостачання зменшилося в номінальних одиницях за останні 10 років і становило в 2004 р. лише 53 % рівня 1993 р.

Зниження попиту на тепlopостачання в промисловості (див. рис. 2.2) було пов'язано зі зниженням темпів розвитку економіки, зокрема промисловості. Підвищення енергоефективності в будівлях, поєднане з переходом на газове або електричне опалення, зіграло свою роль у зменшенні попиту на тепlopостачання у побуті (див. рис. 2.3)<sup>18</sup>. Іншою причиною зниження попиту на тепло було примусове скорочення споживання через складно-

<sup>17</sup> Електроємність означає кінцеве споживання 1 кВт-год електроенергії на 1 дол. США 2000 р. при паритеті купівельної спроможності.

<sup>18</sup> Однак споживання у побутовому секторі в Україні є все ще набагато вищим, ніж в інших країнах через неефективну теплоізоляцію.



щі з постачанням та його перебої. Однак їхній точний вплив на загальне споживання оцінити важко. Ці перебої нині у Києві та багатьох інших містах трапляються рідше, крім деяких систем централізованого тепlopостачання, які не можуть отримати паливо або не отримують його через заборгованість. Оптова газова компанія «Газ України» регулярно призупиняє постачання газу компаніям централізованого тепlopостачання, у яких є значний борг за газ. Часті та тривалі перебої протягом перехідного періоду зумовили певне зменшення попиту на теплоенергію. Деякі споживачі інвестували кошти в інші рішення з тепlopостачання у цей проміжний період.

Аналіз попиту на теплоенергію в Україні є проблематичним через брак статистичних даних. Наявна статистика не завжди є надійною та повною. З методологічних причин існують розбіжності між даними МЕА та українськими даними. Статистика МЕА, яка ґрунтується на даних Держкомстату, враховує теплоенергію, вироблену та продану третім сторонам (іншими словами, «централізоване тепlopостачання»), але не включає теплоенергію, вироблену промисловими компаніями або оселями для власного використання. Дані Мінпаливенерго України намагаються відобразити загальне виробництво теплоенергії, включаючи промислову теплоенергію та теплоенергію, вироблену індивідуальними (будинковими) котлами, установками, що працюють на біомасі, та сонячними обігрівачами. Окрім проблеми з сумісністю даних постає питання їхньої точності: важко оцінити повний обсяг теплоенергії, виробленої індивідуальними установками.

## ● Попит на нафтопродукти

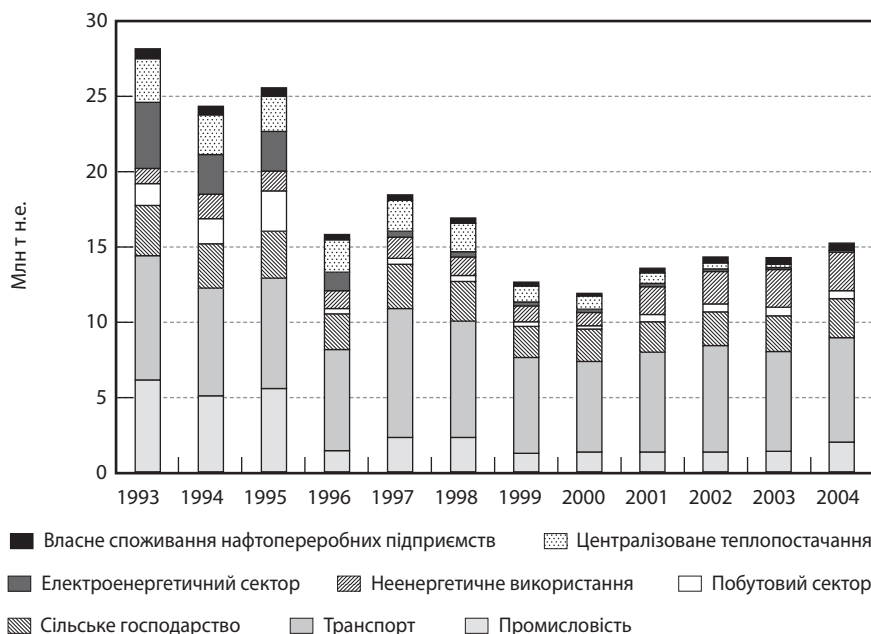
Загальний попит на нафтопродукти становив 28 млн т н.е. у 1993 р. і скоротився наполовину до 2004 р. Понад 50 % цього зниження відбулося через значне скорочення використання мазуту для виробництва електро- та теплоенергії. Частка електро- та теплоенергії у загальному споживанні нафтопродуктів в Україні знизилася з 26 % у 1993 р. до 1 % у 2004 р., за припущення, що існуючі дані є надійними (рис. 2.8).

Транспортна галузь, безумовно, є найбільшим споживачем нафтопродуктів. Її частка зросла з 29 % у 1993 р. до 46 % у 2004 р. У номінальних одиницях обсяги споживання палива у транспортному секторі протягом того самого періоду знизилися до 6,9 млн т н.е., тобто на 25 %. Це менш різке зниження – порівняно із загальним зниженням споживання нафтопродуктів – відбувалося в основному через стрімке зростання кількості автовласників з 1990 р.<sup>19</sup> і через низьку замінюючу спроможність для нафтопродуктів у транспорті. Споживання нафтопродуктів у дорожньому транспорті стало більш ефективним, оскільки старі машини були замінені на більш ефективні моделі. Однак, можливо, звітність щодо споживання нафтопродуктів за-

<sup>19</sup> Частка автомобільного транспорту в загальному споживанні нафтопродуктів в транспорті зросла з 58 % у 1993 р. до 65 % у 2004 р.

Рисунок 2.8

## Попит на нафтопродукти за секторами, 1993–2004 рр.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

нижується, оскільки нафтопереробні заводи та заправні станції можуть не показувати реальний обсяг продажів для уникнення податків. Іншою тенденцією, хоч і незначною, є заміна нафтопродуктів стисненим природним газом.

Споживання нафтопродуктів також змінилося в інших секторах за останнє десятиріччя. Частка промисловості знизилася з 22 % до 13 %. В абсолютних величинах промислове виробництво у 2004 р. становило лише одну третину рівня 1993 р. Після зростання цін на нафту промислові компанії скоротили своє споживання нафтопродуктів для виробництва тепло- та електроенергії і замінили їх іншими видами палива, використовуючи нафтопродукти лише як резерв. Попит у сільському господарстві знизився ненабагато, і сільське господарство є другим за обсягами кінцевим споживачем нафтопродуктів з 1996 р. На нього припадає 17 % загального попиту та нафтопродукти у 2004 р. Неенергетичне використання нафтопродуктів значно зросло, і його частка у загальному попиті збільшилася втричі – з 5 % до 17 %. Побутовий сектор, навпаки, різко скоротив споживання нафтопродуктів протягом 1996–2000 рр., одночасно збільшуючи споживання природного газу. В результаті, на побутовий сектор припадало лише 4 % споживання нафтопродуктів у 2004 р.

## Енергопостачання

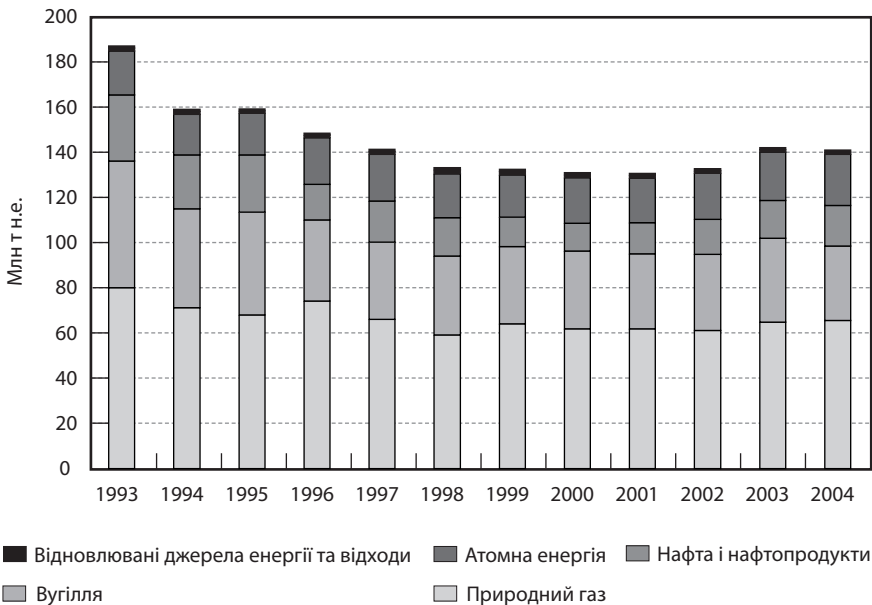
### ● Загальне первинне постачання енергії

Загальне первинне постачання енергії (ЗППЕ) в Україні знизилося на чверть протягом 1993–2004 рр., до 140 млн т н.е. (рис. 2.9). Основною причиною скорочення ЗППЕ є економічний спад у 90-х роках минулого століття, хоча підвищення енергоефективності також відіграло свою роль (для отримання більш детальної інформації див. Розділ 4 «Енергоефективність»). Українська економіка почала відновлюватися у 1999 р, але підвищення ефективності означало, що Україні більше не було потрібно стільки енергії, щоб підтримувати свою економіку. У 2004 р. ЗППЕ становило 75 % рівня 1993 р., в той час як ВВП – 85 % рівня цього самого року.

Природний газ, безумовно, є найбільш важливим джерелом енергії в Україні, і його роль з часів здобуття Україною незалежності зростає. Хоча попит на газ у фізичних одиницях скорочувався, починаючи з 1990 р., частка газу в ЗППЕ зростає з 43 % у 1993 р. до 47 % у 2004 р., що було спричинено віднос-

Рисунок 2.9

Загальне первинне постачання енергії за видами палива, 1993–2004 рр.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

но низькими цінами на імпорт газу. Приблизно 75–80 % газу постачається завдяки імпорту<sup>20</sup> з Туркменістану та Росії, хоча існують питання щодо майбутніх обсягів та джерел імпорту газу (розділ 5 «Природний газ і нафта» та розділ 6 «Транзит енергоносіїв»). Місцеве видобування газу, частка якого перевищує 20 % обсягів постачання, було досить стабільним протягом перехідного періоду завдяки попереднім інвестиціям у цей сектор. Однак для того, щоб у подальшому підтримувати та нарощувати рівень видобування, необхідно здійснювати великі інвестиції в розвідку родовищ для компенсації накопиченого дефіциту геологорозвідувальної діяльності.

Вугілля залишалося другою за обсягами складовою енергопостачання (див. рис. 2.9), хоча частка вугілля у ЗППЕ скоротилася з 30 % у 1993 р. до 23,6 % у 2004 р. На місцеве виробництво припадає більша частка потреби у вугіллі в Україні (93 % у 2004 р.); на імпорт – 5–8 % обсягів постачання вугілля в останні роки (в основному коксове вугілля). У 1993–1997 рр. видобуток вугілля в Україні різко зменшився та досяг найнижчого рівня у 1996 р. – 29,6 млн т н.е. (58 % рівня 1993 р.). Протягом цього періоду частка імпорту вугілля у загальній структурі постачання була вищою, ніж нині. Цей спад виробництва був обумовлений скороченням бюджетних асигнувань у вугільну промисловість, ускладненням умов видобування вугілля та закриттям збиткових шахт. Українська звітність щодо історичних тенденцій виробництва вугілля може відрізнятись від інформації МЕА внаслідок методологічних розбіжностей, пояснених у вставці 2.2.

### **Вставка 2.2. Примітка щодо звітності з виробництва вугілля**

Статистичні дані МЕА щодо видобутку вугілля, зазвичай, стосуються вугілля після промивання та просіювання для видалення неорганічних сполук. Однак радянська практика визначення обсягу вугілля після видобування (тобто непромитого) у деяких колишніх радянських країнах застосовується досьогодні. В результаті звітний обсяг видобутого вугілля може бути завищеним порівняно з міжнародними стандартами. Україна почала надавати офіційні дані як щодо промитого, так і непромитого вугілля. Таким чином, МЕА знизилася українські статистичні дані щодо постачання та попиту на вугілля для того, щоб відобразити рівень промитого вугілля. Через це дані МЕА можуть відрізнятись від даних урядових звітів та приватного сектору<sup>21</sup>.

<sup>20</sup> Частка імпорту розрахована як частка чистого імпорту кожного виду палива у його первинному постачанні.

<sup>21</sup> Енергетична стратегія до 2030 р. містить обсяг видобутку вугілля протягом 1991–2005 рр. Виробництво було найнижчим у 1996 р. Однак зниження порівняно з попередніми роками було не таким різким, і абсолютний рівень виробництва (71,7 млн т) становить 62 % рівня 1993 р.

Ядерна енергія<sup>22</sup> була третім за величиною первинним джерелом енергії в Україні з 1996 р. Атомна енергетика переживала найбільше зростання протягом 1993–2004 рр. в основному завдяки цільовій національній політиці, спрямованій на зменшення залежності від імпорту вуглеводнів. До 2004 р. частка ядерної енергії в ЗППЕ досягла 16,2%, що на 10,5% більше ніж у 1993 р. В абсолютних величинах ядерна енергія є єдиним джерелом постачання, що значно зросло і перевищило рівень у 1993 р. на 16% (гідроенергія зросла на 6%, а постачання з інших джерел скоротилося).

Частка нафти в ЗППЕ скоротилася з 15,7% у 1993 р. до менш ніж 10% у 1999–2000 рр., в основному через проблеми, що накопичилися в нафтообробній галузі. Потім вона зросла до 12,7% до 2004 р. На імпорт з Росії та Казахстану припадає приблизно 83% постачання сирової нафти в Україну. Місцеве виробництво сирової нафти та газового конденсату дещо скоротилося протягом 1993–2000 рр., а потім почало знову зростати у 2001 р. і досягло приблизно 4,3 млн т на рік у 2004 р. Не зважаючи на те, що вони є важливим елементом нафтового балансу, МЕА не отримує даних щодо змін у запасах нафти та нафтопродуктів у сховищах України. Таким чином, енергетичні баланси враховують лише власне виробництво та імпорт/експорт нафти.

Постачання відновлюваних джерел енергії залишалось стабільним в абсолютних одиницях протягом 1993–2004 рр., становлячи приблизно 1,2–1,3 млн т н.е. Однак частка відновлюваних джерел у ЗППЕ зросла з 0,65% у 1993 р. до 0,90% у 2004 р. Це відображає зниження обсягів постачання всіх інших джерел енергії, окрім ядерної. На гідроенергію припадає приблизно 80% постачання відновлюваних джерел енергії (1 млн т н.е.), а на спалювані відновлювані джерела та відходи – 20%. В Україні також є певні обсяги вироблення вітрової енергії, але її використання є дуже незначним, щоб бути відображеним в енергетичному балансі. Постачання гідроенергії зросло приблизно на 6% за останні 10 років, але постачання спалюваних відновлюваних джерел та відходів дещо скоротилося (з 0,27 до 0,26 млн т н.е.) згідно з даними, наданими Держкомстатом України. Однак неурядові організації, які займаються відновлюваними джерелами енергії, повідомляють, що їхнє постачання за останні роки зросло (розділ 10 «Відновлювані джерела енергії»).

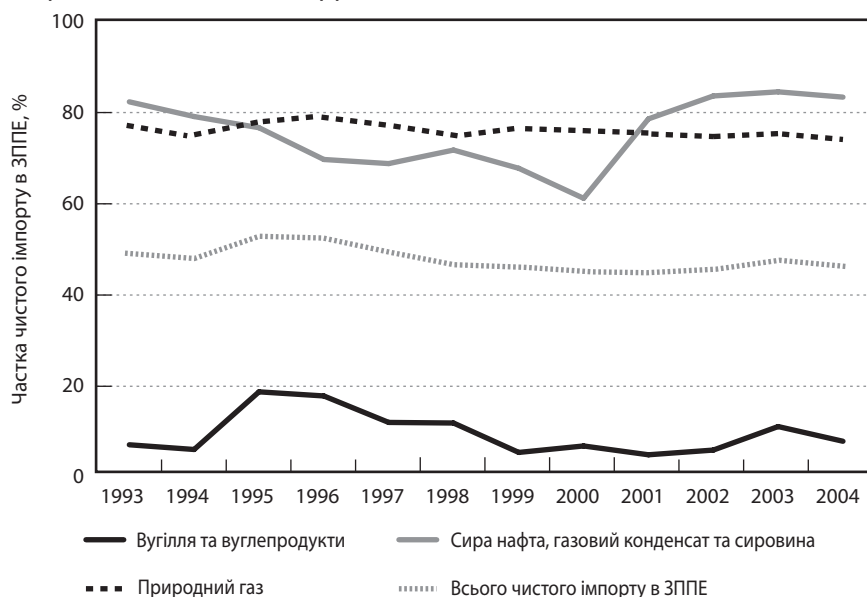
## ● Національне виробництво та імпорт у ЗППЕ

Зростання частки імпорту в постачанні первинних видів палива в Україні характеризує рис. 2.10. З нього видно, що Україна дуже залежить від імпорту для власного постачання нафти та природного газу, в той час як більша частина обсягів вугілля видобувається в Україні. У відносних одиницях частка чистого імпорту в ЗППЕ знизилася з 49% ЗППЕ у 1993 р. до приблизно

<sup>22</sup> Первинний енергетичний еквівалент розрахований із коефіцієнтом ефективності 33%.

Рисунок 2.10

Частка чистого імпорту в загальному первинному постачанні енергії (ЗППЕ), 1993–2004 рр.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

46 % у 2004 р. Вона досягала піку (52 %) протягом 1995–1996 рр., в основному через загострення проблем у місцевому виробництві вугілля.

## Перетворення первинної енергії

Понад 40 % ЗППЕ перетворюється у вторинні джерела енергії, такі як електро- і теплоенергія, нафтопродукти, коксоване вугілля та деревне вугілля. На виробництво електро- та теплоенергії припадає близько половини загального обсягу палива для перетворення в енергію.

### ● Електроенергія та теплоенергія

Сектори електро- та теплоенергії споживають приблизно 20 % ЗППЕ. Втрати при передачі електроенергії досягли піку (20 %) у 2001 р. та знизилися до 15 % у 2004 р.

Сума втрат та власних потреб у цьому секторі зростає з 24 % у 1993 р. до більш як 30 % у 2004 р. (згідно з наданими даними). Втрати оцінюються на рівні 25–30 % валового виробництва у секторі централізованого теплопостачання. Основною причиною високих втрат є недостатні інвестиції в заміну, технічне обслуговування та ремонт застарілої інфраструктури. Окрім

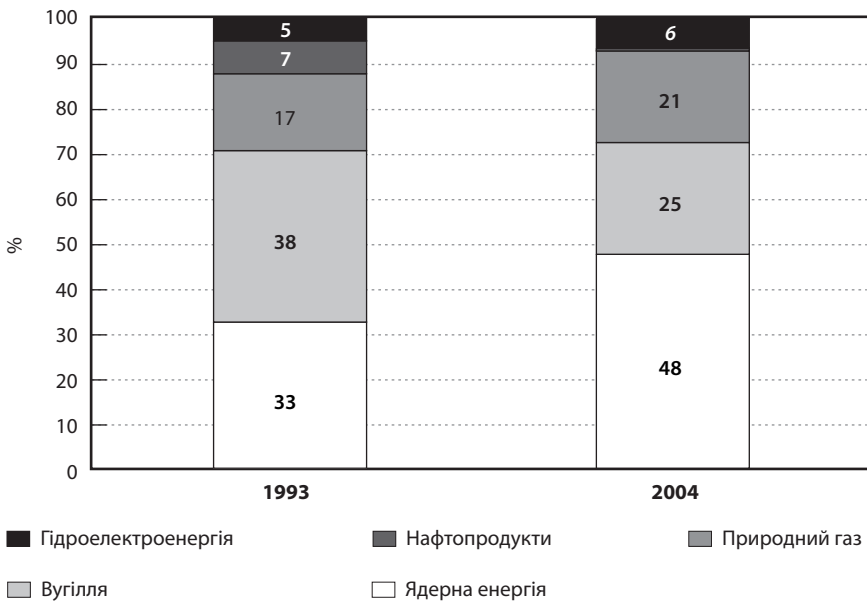
того, низькі регульовані тарифи на електроенергію та тепло (зокрема для побутових споживачів) та відсутність приладів обліку не створюють стимулів для скорочення витрат на підвищення ефективності. (Другою причиною високої енергоємності є низька ефективність генеруючого обладнання. Це питання докладніше розглядається у розділі 4 «Енергоефективність»).

Виробництво електроенергії скоротилося приблизно так само, як і попит на неї. Зниження виробництва спостерігалось головним чином на теплоелектростанціях. З часом частка електроенергії, що вироблялася атомними та гідроелектростанціями, зросла. Частка ядерної енергії зросла до 48 % у 2004–2005 рр.; частка електроенергії, що виробляється теплоелектростанціями, знизилася до 45,5 % (Енергоринок, 2005б; Мінпаливенерго, 2006б). Більша частина обсягів заміщеної теплової енергії вироблялася з використанням мазуту. На рис. 2.11 наведено порівняльну структуру виробництва електроенергії за типами палива у 1993 і 2004 рр. Україна є чистим експортером електроенергії. У 2004 р. було продано приблизно 5300 ГВт·год (4 % обсягу генерації електроенергії в Україні) за кордон.

Виробництво теплоенергії системами централізованого тепlopостачання скоротилося приблизно наполовину протягом 1993–2004 рр. Бракує ін-

**Рисунок 2.11**

*Структура виробництва електроенергії за типами палива, 1993 і 2004 рр.*



Джерело: Статистичні дані МЕА.

формації про структуру палива у централізованому теплопостачанні, хоча очевидно, що природний газ був і залишається основним джерелом енергії протягом останнього десятиріччя. В абсолютних величинах споживання природного газу для виробництва теплоенергії постійно знижувалося разом з попитом, але не так істотно, як споживання вугілля. Держкомстат та Мінпаливенерго надають суперечливу інформацію щодо частки вугілля та нафтопродуктів у виробництві теплоенергії. Згідно з даними Держкомстату, використання нафтового палива в секторі централізованого теплопостачання є незначним. Мінпаливенерго зазначає, що на нафтове паливо припадає приблизно 15 % надходження палива у ТЕЦ та котельнях, що виробляють лише тепло (Кабінет Міністрів України, 2006а).

### ● Нафтопереробка

Обсяги нафтопереробки знижувалися до 1999 р. Після приватизації нафтопереробних заводів у 1999 р. ефективність нафтопереробки дещо зросла, і обсяги переробки нафти почали зростати. В результаті Україна стала чистим експортером нафтопродуктів. Українські нафтопереробні заводи у 2004 р. переробили приблизно 26 млн. т сирової нафти. У 2005 р. нафтопереробні заводи переробили лише 17,4 млн т, або на 28 % менше, ніж у попередньому році (Мінпаливенерго, 2004, 2005в, 2006б).

## Енергоємність української економіки

Економіка України є однією з найбільш енергоємних у регіоні. Енергоємність українського ВВП<sup>23</sup> вища, ніж у багатій на ресурси Росії та втричі вища ніж середня енергоємність у країнах ЄС.

Первинна енергоємність української економіки (тобто відношення ЗППЕ до ВВП) різко зросла протягом перших років економічного спаду – до 129–132 % рівня 1993 р. Це зумовлено зростанням частки енергоємних секторів у ВВП та стабільним споживанням у побутовому секторі. У 1996 р. енергоємність економіки України стабілізувалася і почала знижуватися. З 1996 р. вона скоротилася на більш як 33 %; у 2004 р. вона становила 89 % рівня 1993 р. Ця різка зміна пов'язана із зростанням цін на енергоносії, впровадженням нових технологій та відносного розширення сектору послуг. (Розділ 4 «Енергоефективність» розглядає питання енергоємності детальніше).

Ємність кінцевого споживання енергії (ЗКС/ВВП) знижувалася менш стрімко, ніж ємність первинного постачання (ЗППЕ/ВВП). Це означає, що ефективність перетворення енергії (тобто виробництво електро-, теплоенергії та інших вторинних джерел енергії) зростала повільніше, ніж ефективність кінцевого споживання. Враховуючи неточність оцінок ЗКС, це можна роз-

<sup>23</sup> Енергоємність – це використання енергії на одиницю ВВП. У 2004 р. вона становила 0,5 т н.е. на тисячу доларів США за цінами 2000 р. та рівністю купівельної спроможності (для порівняння, середній рівень у 15 країнах ЄС 0,15 т н.е./тис. доларів США).



глядати як досить занепокоючу тенденцію. Вона відображає той факт, що теплові та електричні системи стали менш ефективними через старіння інфраструктури та мінімальні інвестиції. Низькою є також ефективність перетворення вугілля.

Загалом неефективність усього енергетичного ланцюга України – від виробництва енергії до перетворення та споживання – свідчить про величезний потенціал енергозбереження. Потрібен більш глибокий аналіз попиту на енергію, щоб реалізувати цей потенціал і зокрема оцінити джерела енергозбереження, зважаючи на можливість заміни різних видів палива.

Такий рівень неефективного використання енергії надає величезні можливості щодо енергозбереження. За оцінками уряду щодо потенціалу енергоефективності в 2030 р., обсяги енергозбереження в Україні від усіх типів енергії будуть еквівалентні виробництву енергії більш ніж 400 атомних станцій (див. розділ 4 «Енергоефективність»).

## Прогнози в енергетиці

### ● Прогнози уряду

Уряд виклав свої довгострокові прогнози енергопостачання та попиту в *Енергетичній стратегії до 2030 р.* Вони ґрунтуються на прогнозах економічного зростання на три періоди: перший період «структурної перебудови інноваційного напрямку» (до 2010 р.); другий період «випереджального розвитку традиційних галузей сфери послуг» (2011–2020 рр.); третій період «перехід до постіндустріального суспільства» з відповідними структурними змінами (2020–2030 рр.). Уряд розробив три сценарії розвитку енергетичного сектору – оптимістичний, базовий та песимістичний.

Основною проблемою, що стосується *Енергетичної стратегії до 2030 р.*, є те, що її прогнози ґрунтуються не на економічному аналізі, а на політичних цілях. Іншими словами, схеми постачання енергії та попиту на неї в поточній стратегії нагадують скоріше політичні сподівання, ніж реальні прогнози. Ці прогнози (цілі) можуть бути реалізовані лише в тому разі, якщо уряд запровадить чітку та комплексну політику для підтримки бажаного розвитку (і це означає ризик підтримки варіантів, які в іншому випадку можуть бути неекономічними). Накопичений досвід свідчить, що багато цілей у сфері енергопостачання та споживання в минулому не були досягнуті через те, що не були залучені політики.

В *Енергетичній стратегії до 2030 р.* прогнози недостатньо враховують потенційну еволюцію попиту. Складається враження, що розробники стратегії припускають, що попит на енергію відповідатиме тенденціям постачання. Небезпека такого підходу полягає в тому, що майбутній попит однозначно відрізнятиметься від прогнозованої структури постачання. Структурні зміни та технологічна еволюція в попиті, як у середній, так і у довгостроковій

перспективі, напевно, впливатимуть на обсяги споживання енергії та на заміну одних джерел енергії іншими. Таким чином, оцінка майбутнього попиту є правильною відправною точкою розробки енергетичних прогнозів. Якби український уряд міг доручити професіоналам-економістам розробку прогнозу попиту на енергію на основі фундаментальних економічних зв'язків, це було б значним кроком уперед на шляху удосконалення існуючої енергетичної стратегії.

Удосконалення статистичних даних з енергетики є іншим важливим аспектом діяльності. Для того щоб робити серйозні прогнози щодо попиту, слід удосконалити існуючі та історичні дані з енергоспоживання. Брак такої інформації може призвести до неправильних прогнозів щодо структури палива і енергетики, як у первинному енергопостачанні, так і у кінцевому енергоспоживанні.

Утворення цін на енергію є ще одним важливим питанням, яке слід взяти до уваги. Сьогодні більша частина цін і тарифів на енергію в Україні не відшкодовують довгострокових витрат, унаслідок чого частина споживання обумовлюється неекономічними стимулами. Іншими словами, попит є вищим, ніж це економічно доцільно. Якби тарифи зросли для відшкодування довгострокових витрат, попит би скоротився. Однак традиційні моделі «згори – донизу», які аналізують взаємовідносини між цінами та попитом (вставка 2.3) важко застосовувати в Україні та в інших країнах з перехідною економікою, де ціни ще не є ринковими. Без ринкового ціноутворення на енергію уряд

### **Вставка 2.3. Парадигми моделювання – «згори – донизу» та «знизу – догори»**

«Згори – донизу» та «знизу – догори» – це два підходи моделювання, які можуть бути застосовані для вивчення взаємовідносин між економікою та енергетичним сектором.

Моделі «згори – донизу» є сукупними моделями, які розглядають широку основу рівноваги на основі історичних показників цін, еластичності попиту та інших факторів. Вони є корисними для аналізу взаємодії між енергетичною політикою та макроекономічною діяльністю, розглядаючи різні фактори, які впливають на попит та пропозицію, але в цілому мають обмежену деталізацію щодо енергоспоживання.

Моделі «знизу – догори», навпаки, є розподіленими. Вони починаються з вивчення деталей енергоспоживання, а потім визначають найбільш конкурентні щодо витрат варіанти для задоволення прогнозованого попиту, включаючи енергозбереження та перехід на інші види палива.

Обидва підходи мають свої переваги та недоліки. Існують різні «гібридні» моделі, які мають на меті поєднання переваг обох методів.

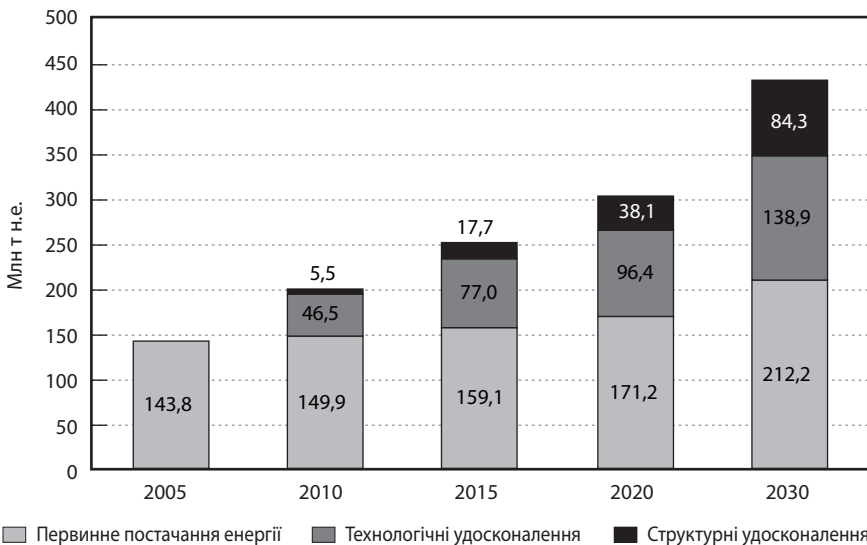
не має достатніх історичних даних для розуміння співвідношення між цінами і попитом (цінова еластичність попиту). Це створює ризик переоцінки майбутнього попиту, що може призвести до більших неекономічних інвестицій та надмірності постачання. При складанні прогнозів попиту українські законодавці мають враховувати те, що зростання цін у минулому не обов'язково призводило до зменшення споживання, оскільки загальні ціни на енергію не були ринковими. У майбутньому, в міру того як Україна рухатиметься до ринкових цін, процедура визначення еластичності попиту буде значно простішою.

### Прогнози попиту та пропозиції енергії

Енергетичний баланс в *Енергетичній стратегії до 2030 р.* орієнтує на зменшення енергоємності української економіки наполовину, що знизило б потребу країни на 223 млн т н.е. порівняно з ситуацією без зниження енергоємності. Навіть за цієї мети рівень енергоємності української економіки все одно був би вищим, ніж в середньому в країнах ЄС. Для порівняння, Польща скоротила енергоємність економіки майже на 40 % за перші 10 років свого перехідного періоду. Однак, як показано на рис. 2.12, прогнозоване енергозбереження становить понад 50 % прогнозованого рівня попиту на енергію.

Рисунок 2.12

Прогнозоване ЗППЕ і потенціал енергозбереження, базовий сценарій, 2005–2030 рр.



Примітка: категорія «первинне постачання енергії» в українській *Енергетичній стратегії до 2030 р.* відрізняється від визначення ЗППЕ МЕА, що використовується у першій частині цього розділу.

Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

Згідно з прогнозами уряду, в коротко- та середньостроковій перспективі (2005–2010 рр.) технологічні заходи забезпечать основне джерело енергозбереження і відіграватимуть основну роль у зниженні енергоємності протягом усього прогнозованого періоду. Запровадження технологічних енергозберігаючих заходів потребує більших капітальних інвестицій від галузей промисловості, для яких існує ця проблема (зокрема гірничовидобувна, хімічна, металургійна). Уряд очікує, що структурні зміни у загальному обсязі енергозбереження будуть менш істотними у короткостроковій перспективі, але заощадять 61 млн т н.е. до 2020 р. та 84 млн т н.е. до 2030 р. протягом другого та третього періодів переходу. Однак *Енергетична стратегія до 2030 р.* недостатньо враховує структурні зміни в економіці, зокрема зміну частки електро- та енергоємних секторів. *Енергетична стратегія до 2030 р.* не обходить увагою співвідношення між підвищенням цін на енергоносії та енергоефективністю, хоча підвищення цін, найвірогідніше, буде основним стимулом для енергозбереження. Зростання місцевих цін на енергію є неминучим через нещодавнє зростання цін на імпортований газ і через вкрай необхідні капітальні інвестиції в інфраструктуру, які є нагальними.

Уряд прогнозує, що структура енергоспоживання значно зміниться до 2030 р. Як видно з рис. 2.13, прогнозується, що споживання електроенергії та вугілля зросте більше, ніж інших джерел енергії. Очікується, що споживання електроенергії та вугілля зросте більш ніж удвічі з 2005 по 2030 рр. За прогнозами, споживання нафти зростатиме повільніше, ніж споживання вугілля (на 32 % у 2030 р.); споживання природного газу зменшиться лише до 65 % рівня 2005 р. Це означає, що мають бути запроваджені значні заміни видів палива та енергозберігаючі заходи у секторах, які сьогодні є основними споживачами цих видів енергії.

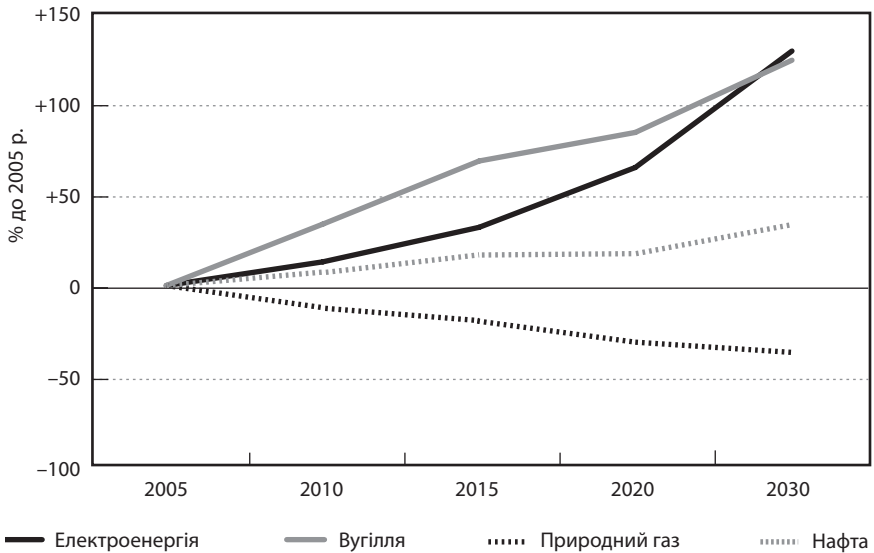
Метою *Енергетичної стратегії до 2030 р.* є зміна структури енергопостачання шляхом зменшення імпорту та збільшення власного виробництва. На власне виробництво припадатиме відповідно 89 % попиту на вугілля, 81 % попиту на газ і 32 % попиту на нафту.

### **Вугілля**

Уряд прогнозує, що споживання вугілля зросте до 99 млн т до 2015 р. і до 130 млн т до 2030 р. і очікує, що більша частина електроенергії буде вироблятися теплоелектростанціями, що працюють на вугіллі (з метою зменшення існуючої залежності України від імпорту природного газу). Уряд також з високим ступенем вірогідності передбачає зростання обсягів використання вугілля у металургійній промисловості через прогнозоване збільшення виробництва споживчих товарів та продовження активної діяльності в оборонному секторі. Зростання обсягів використання вугілля призведе до збільшення викидів парникових газів.

Рисунок 2.13

Прогнозоване споживання енергії за видами палива, базовий сценарій, 2005–2030 рр.



Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

### Природний газ

Загальне споживання природного газу за прогнозом скоротиться на одну третину з 76,4 млрд м<sup>3</sup> у 2005 р. до 49,5 млрд м<sup>3</sup> у 2030 р. Очікуване зниження споживання газу є більш значним у сільському господарстві (на 71 %), металургії (на 60 %) і виробництві електро- та теплоенергії (на 42 %). Промисловість залишатиметься основним споживачем природного газу. Другим за величиною буде побутовий сектор, який споживає більше газу, ніж електро- та теплогенератори. Секторами, де зросте споживання газу, будуть сектор транспорту, але з дуже низького початкового рівня у 2005 р., та хімічна промисловість. Зростання споживання природного газу в транспортному секторі пов'язане із прогнозованим збільшенням використання стисненого природного газу (СПГ), який має замінити інші рідкі види моторного палива. Прогнозується, що у 2030 р. 14,4 % нафти, що споживається транспортом, буде замінено газом. Прогнозоване стрімке зниження попиту на газ призведе до скорочення імпорту до 31,3 млрд м<sup>3</sup> у 2015 р. та 9,4 млрд м<sup>3</sup> у 2030 р. (з 56 млрд м<sup>3</sup>). Це свідчить про те, що прогнози в *Енергетичній стратегії до 2030 р.* орієнтуються на мету, а не визначаються на основі економічного моделювання.

Таблиця 2.1

Прогнози власного видобутку та імпорту первинних видів палива, 2005–2030 рр.

	2005	2010	2015	2020	2030
<b>Вугілля і вуглепродукти, млн т</b>					
Видобуток	56,9	72,7	91,8	100,2	115,7
Імпорт	7,7	9,2	7	7,4	14,6
Загальне постачання	64,6	81,9	98,8	107,6	130,3
Частка видобутку у постачанні, %	88,1	88,8	92,9	93,1	88,8
<b>Сира нафта та газовий конденсат, млн т</b>					
Видобуток, у т. ч.:	4,3	8,7	9,3	10,9	14,6
• власний	4,3	5,1	5,3	5,3	5,4
• закордонний	0	3,6	4	5,6	9,2
Імпорт	14,7	23,3	26,7	29,1	30,4
Загальні поставки на українські нафтопереробні заводи*	19	32	36	40	45
Частка видобутку у постачанні, %	22,6	27,2	25,8	27,3	32,4
<b>Природний газ, млрд м<sup>3</sup></b>					
Видобуток, у т. ч.:	20,5	25,5	31,1	32,9	40,1
• власний	20,5	23,2	25	26,1	28,5
• закордонний	0	2,3	6,1	6,8	11,6
Імпорт	55,9	42,1	31,3	20,8	9,4
Загальне постачання	76,4	67,6	62,4	53,7	49,5
Частка видобутку у постачанні, %	26,8	37,7	49,8	61,3	81

\*Для українських споживачів та експорту.

Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

### Нафтопродукти

Енергетична стратегія України на період до 2030 р. не містить прогнозу еволюції попиту на нафтопродукти. Вона прогнозує, що існуючі нафтопереробні заводи будуть модернізовані з метою поліпшення якості продукції та збільшення частки світлих нафтопродуктів у загальному обсязі вироб-

ництва<sup>24</sup>. Очікується, що шість українських нафтопереробних заводів збільшать обсяг переробки сирової нафти з 18 Мт у 2005 р. до 45 Мт у 2030 р. Вони можуть виробляти 11,5 Мт бензину, 17,2 Мт дизельного палива, 1,5 Мт палива для реактивних двигунів та 5,7 Мт мазуту. Більша частина цих продуктів споживатиметься в Україні.

### **Електроенергія**

Уряд прогнозує, що попит на електроенергію до 2030 р. значно зросте. Однак зіставити ці дані з історичними статистичними даними МЕА неможливо, оскільки прогнози ґрунтуються на валовому виробництві, а не чистому споживанні електроенергії за секторами. Ця розбіжність є важливою, оскільки вона показує, що оцінки можуть ґрунтуватися не на попиту, а скоріше за все є розрахунковими на основі бажаного рівня виробництва.

Загальне споживання електроенергії зросте з 176,9 млрд кВт-год у 2005 р. до 395,1 млрд кВт-год у 2030 р. Зростання становитиме 123 %. У побутовому та сільськогосподарському секторах, а також у секторі муніципальних та комерційних послуг передбачається найбільше зростання споживання електроенергії – підвищення у більш ніж три рази – в основному через розширення електричного опалення. Споживання електроенергії у промисловості та транспортній сфері за прогнозами зросте на менший відсоток через прогресивне впровадження енергоефективних технологій.

У структурі виробництва електроенергії частка ядерної енергії за очікуваннями зросте з 47,9 % у 2005 р. до 52,1 % у 2030 р. Відносні частки інших типів виробництва енергії за прогнозами дещо знизяться.

### **Теплоенергія**

*Енергетична стратегія до 2030 р.* не містить аналізу попиту на теплоенергію за секторами. Найбільш значною очікуваною зміною в структурі теплового балансу є прогнозований активний розвиток електричних обігрівачів та теплових насосів. Їхня частка у виробництві теплоенергії оцінюється на рівні лише 0,7 % у 2005 р., і за прогнозами досягне 9 % у 2020 р. та 42 % у 2030 р. Ці прогнози припускають більш повільне зростання тарифів на електроенергію порівняно з цінами на нафту (мазут) та газ, що викличе зростання попиту на електричне опалення. Ця еволюція дала б можливість зменшити споживання природного газу для виробництва теплоенергії (природний газ є основним видом палива для котелень) та максимізувати використання електроенергії. Однак аналіз не враховує відповідно великі витрати та зміну системи теплопостачання в усій країні. За прогнозами частка котелень зменшиться з 61 % до 24 % виробництва теплоенергії з 2005 р. по 2030 р. Частки інших видів джерел теплоенергії змінюватимуться менш стрімко протягом прогнозованого періоду.

<sup>24</sup> Їхня ефективність за міжнародними стандартами є дуже низькою: глибина переробки варіюється від 45 % на Одеському нафтопереробному заводі до 67 % на Лисичанському, порівняно з понад 70 % в Білорусі та близько 90 % у західних країнах.

## ● Інші прогнози

### **Огляд світової енергетики MEA**

*Огляд світової енергетики* (World Energy Outlook - скорочено WEO), (MEA, 2004a), містить прогнози попиту та пропозиції енергії в різних групах країн, включаючи «країни з перехідною економікою»<sup>25</sup>. WEO прогнозує, що попит на енергію у країнах із перехідною економікою (включаючи Україну, але без Росії) зростатиме в середньому на 1,4 % на рік до 2030 р. Прогнози WEO щодо структури енергопостачання у регіоні істотно відрізняються від прогнозів уряду України. WEO прогнозує, що газ залишиться домінуючим видом палива у країнах з перехідною економікою: його частка у загальному первинному постачанні енергії зросте з 43 % у 2002 р. до 48 % у 2030 р., оскільки більшість нових електрогенеруючих установок працюватиме на газі. Також очікується, що зросте частка нафти з 23 % у 2002 р. до 27 % у 2030 р, що буде зумовлено значним попитом на паливо для транспортних засобів. Частка вугілля у ЗППЕ за очікуваннями скоротиться з 21 % до 16 %; частка ядерної енергії також знизиться, оскільки старіння станцій переважить додані нові потужності.

### **Національна стратегія України щодо проектів спільного впровадження та торгівлі викидами**

Мінприроди України за підтримки урядів України та Швейцарії, а також Світового банку у 2003 р. розробило *Національну стратегію України щодо проектів спільного впровадження та торгівлі викидами* (далі - *Національна стратегія СВ та торгівлі викидами*). Цей документ містить прогнози енергоспоживання на основі двох сценаріїв. Інноваційний сценарій припускає швидке економічне зростання на основі структурних змін, інновацій та інвестицій. Більш консервативний базовий сценарій передбачає розвиток існуючих тенденцій, тобто повільне нестабільне зростання на основі існуючої інституційної структури та збільшення частки сировини у загальному обсязі експорту. Очікується, що ВВП у 2020 р. зросте до 150 % рівня 1990 р. в інноваційному сценарії та до 90 % у базовому сценарії (Національна стратегія СВ та торгівлі викидами, 2003).

Інноваційний сценарій передбачає швидке та радикальне зменшення енергоемності. За базовим сценарієм енергоемність також знизиться, але пізніше, і зниження буде менш значним, оскільки частка важкої промисловості залишиться високою. Цей сценарій не прогнозує жодних суттєвих змін у структурі первинних джерел енергії. На відміну від цього інноваційний сценарій передбачає важливі зміни в енергетичному балансі, включаючи більш широке використання відновлюваних джерел енергії. Структуру ЗППЕ для обох сценаріїв показано на рис. 2.14а та 2.14б.

<sup>25</sup> Країни з перехідною економікою включають усі країни колишнього Радянського Союзу, колишні соціалістичні країни Центральної та Південно-Східної Європи, а також Кіпр, Гібралтар та Мальту (зі статистичних причин). WEO у 2004 р. розглядав Росію окремо від інших країн з перехідною економікою.



Рисунок 2.14а

Прогнози ЗППЕ у Національній стратегії СВ та торгівлі викидами: інноваційний сценарій

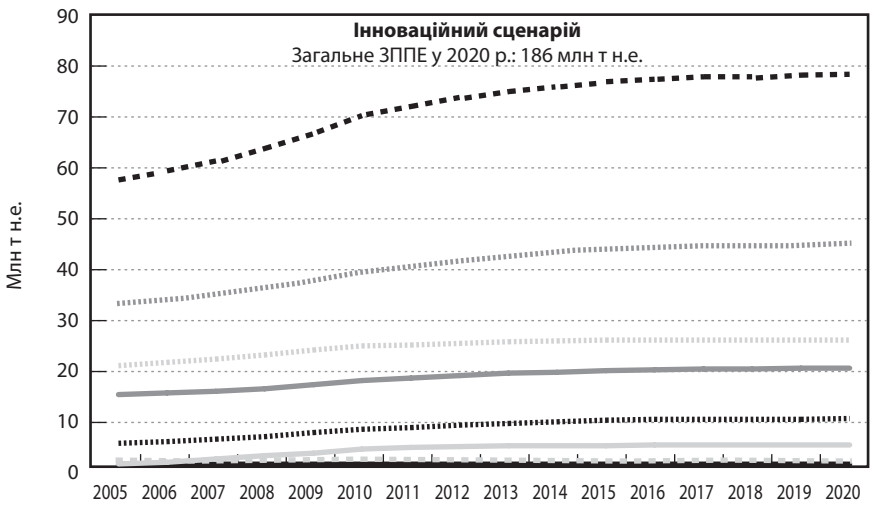
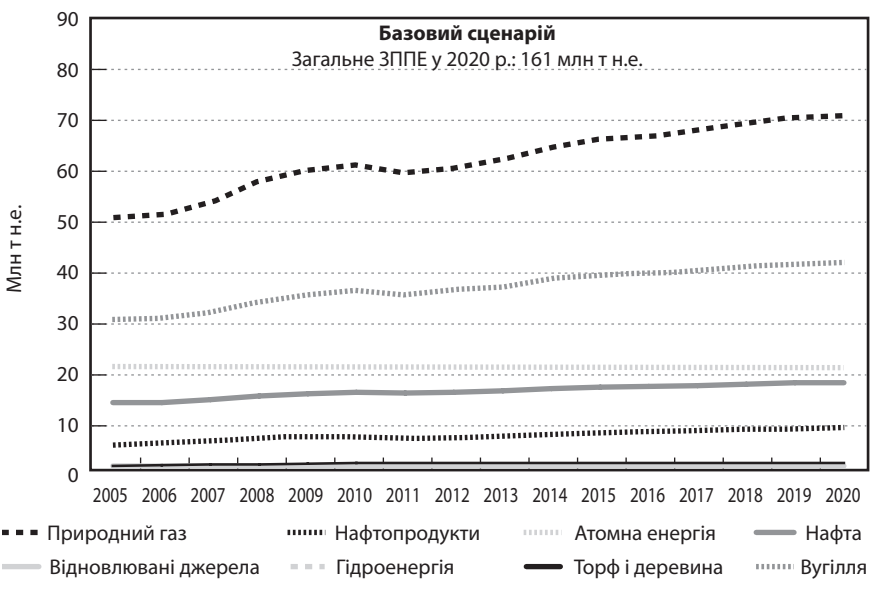


Рисунок 2.14б

Прогнози ЗППЕ у Національній стратегії СВ та торгівлі викидами: базовий сценарій



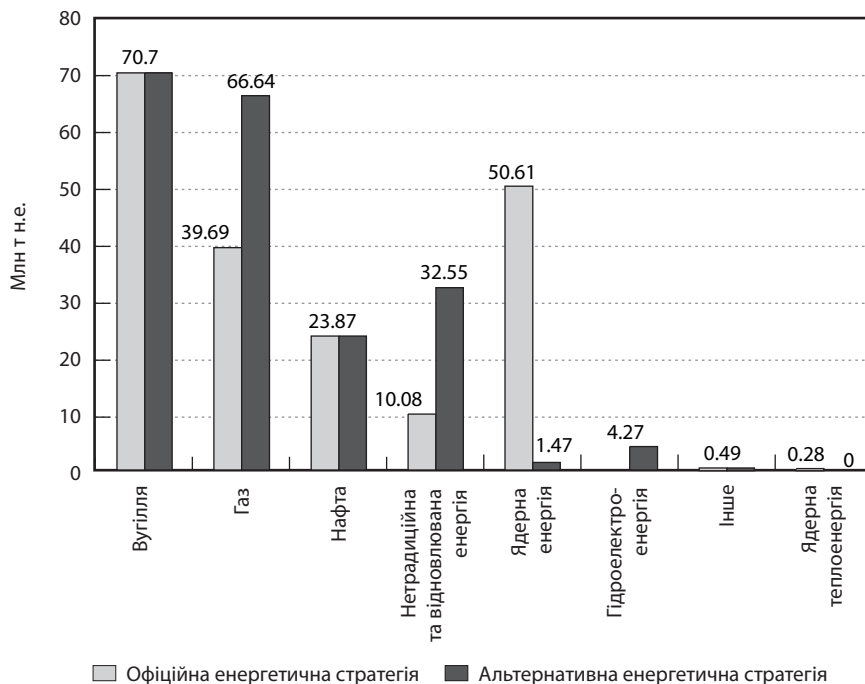
Джерело: Міністерство охорони навколишнього природного середовища України.

## Альтернативна енергетична стратегія

Кілька українських неурядових організацій запропонували альтернативну енергетичну стратегію – *Концепцію неатомного шляху розвитку енергетики України* (Мережа українських екологічних організацій, 2006). Її головна відмінність від *Енергетичної стратегії до 2030 р.* полягає в дуже низькій частці ядерної енергії та більш високій частці відновлюваної енергії в енергетичній структурі. Стратегія передбачає також, що споживання газу значно зросте порівняно з існуючим рівнем (рис. 2.15). Автори альтернативної енергетичної стратегії наполягають на тому, що її впровадження потребуватиме приблизно таких самих обсягів інвестицій (1007 млрд грн, або 201 млрд дол США) до 2030 р., що й офіційної *Енергетичної стратегії до 2030 р.* (1017 млрд грн, або 203 млрд дол США). Альтернативна енергетична стратегія передбачає, що відновлювана енергія, нетрадиційні джерела енергії та підвищення енергоефективності можуть забезпечити економію 51,2 млн т н.е. органічного палива на рік. Як і офіційна *Енергетична стратегія до 2030 р.*, альтерна-

Рисунок 2.15

Прогнозоване первинне постачання енергії у 2030 р., порівняння офіційної та альтернативної енергетичної стратегії



Примітка: див. вставка 10.1 у Розділі 10 «Відновлювані джерела енергії» для визначення відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії.

Джерело: Консорціум українських екологічних організацій («Мама-86» та ін.), 2006.

тивна стратегія не приділяє достатньої уваги питанням попиту, а розглядає майбутні енергетичні баланси з точки зору варіантів постачання (ядерна чи неядерна енергія). Це є свідченням того, що хоча існують кілька теоретичних альтернатив структури енергопостачання в Україні, фактичний розвиток майбутнього енергопостачання великою мірою залежатиме від попиту.

## Критичні зауваження

---

Чітке розуміння тенденцій попиту та пропозиції енергоносіїв є надзвичайно важливим для розробки виваженої енергетичної політики. Однак якість інформації щодо енергетичних потоків в Україні є досить низькою через невідповідність даних з енергоспоживання, розбіжності у форматах звітності для кожного джерела енергії та відсутність координації між гілками влади. Держкомстат України прагне поліпшити ситуацію, але обсяг фінансування, виділеного для статистики, не є достатнім для здійснення суттєвих змін. Відсутність надійної інформації робить складання прогнозів для енергетики та прийняття політичних рішень надзвичайно складним. Більша частина національних програм і цілей в енергетичній сфері, які Україна ухвалила за час незалежності, не були запроваджені повною мірою. Це підкреслює необхідність більш прагматичної розробки енергетичної політики, яка б ґрунтувалася на ґрунтовному аналізі попиту та пропозиції.

Сьогодні історичні баланси ґрунтуються на принципі «ресурси – розподіл» і не характеризують перетворення первинної енергії та кінцеве споживання за секторами. Це не дає відповідальним особам чіткого уявлення про ситуацію в енергетиці. Використання методології надання звітних даних з енергетики, що застосовується МЕА, згідно з принципом «первинне постачання – перетворення та власне споживання в паливно-енергетичному комплексі – кінцеве споживання» забезпечило б більш комплексну картину енергетичних потоків. Воно також спростило б порівняння з іншими країнами, що допомогло б українським законодавцям і державним діячам навчитися досвіду своїх сусідів.

Основними недоліками *Енергетичної стратегії до 2030 р.* – та енергетичної політики в цілому – є те, що вона орієнтується на постачання і недостатнім чином аналізує попит. Існуючі прогнози обумовлені більше політичними цілями, ніж реалістичними прогнозами, що ґрунтуються на ринково-орієнтованому економічному аналізі. Наприклад, *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає значне скорочення імпорту енергоносіїв без надання детального аналізу витрат та вигод від збільшення власного видобутку, яке, за очікуваннями, має замінити імпортовану енергію.

Ґрунтовний аналіз попиту (кінцеве споживання) має надзвичайно важливе значення. Більш детальні та точні прогнози місцевого попиту потрібні для визначення заходів щодо підвищення енергоефективності та укладання вигідних довгострокових контрактів на імпорт і транзит енергоносіїв.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* прогнозує масштабні технологічні удосконалення щодо енергоємності, але не зрозуміло, чи враховує вона ціни на енергоносії при розробці таких прогнозів. Коли ціни нижчі за витрати, як це нині є в Україні, дуже важко прогнозувати економічний потенціал енергоефективних технологій. Рух до ринкових цін в Україні безсумнівно зробив би інвестиції в енергоефективність значно прибутковішими. Світовий досвід показує, що вищі ціни зумовлюють зниження попиту.

Енергоємність української економіки є все ще дуже високою порівняно з середнім рівнем у країнах ЄС, незважаючи на деякий прогрес протягом останніх десяти років. Інтенсивність енергопостачання знижується повільніше, ніж інтенсивність кінцевого енергоспоживання. Це свідчить про неефективність перетворення і транспортування енергії та зростаючу потребу в інвестиціях в енергетичний сектор з метою модернізації та реконструкції.

## Рекомендації

---

*Уряду України рекомендується:*

- Змінити акценти аналітичного підходу з енергопостачання на споживання для удосконалення *Енергетичної стратегії до 2030 р.* та інших програм для паливно-енергетичного комплексу; залучити до роботи кваліфікованих економістів для розробки прогнозів з попиту з урахуванням цінових факторів.
- Поліпшити якість збирання та надання статистичних даних зі споживання енергії, забезпечивши технічну та економічну підтримку офісів, залучених до збирання та публікування даних.
- Прийняти міжнародні методології для підготовки статистичних енергетичних балансів з такими складовими: первинне постачання, перетворення, власне використання в паливно-енергетичному комплексі та кінцеве споживання.

## 3. ЕНЕРГЕТИКА ТА ЕКОЛОГІЯ

### Огляд

Енергетичний сектор в Україні є основним забруднювачем повітря; на нього припадає 75 % викидів діоксиду сірки ( $\text{SO}_2$ ), 50 % викидів твердих часток та 45 % викидів оксидів азоту ( $\text{NO}_x$ ). Енергетичний сектор України в широкому сенсі<sup>26</sup> також є джерелом 69 % загальних викидів парникових газів. Уряд встановлює низку стандартів і вимог з метою контролю викидів від виробництва та використання енергії. Кілька урядових ініціатив стосуються енергоефективності та модернізації на електростанціях.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* привертає певну увагу до екологічних проблем, пов'язаних як з виробництвом енергії, так і видобуванням і транспортуванням вугілля, нафти і газу. Вона також певною мірою робить акцент на екологічній небезпеці від забруднення повітря, акумулювання відходів, неефективного використання води та широкомасштабного землекористування. *Енергетична стратегія до 2030 р.* містить обнадійливі перспективи щодо передбачуваного скорочення викидів. Однак вона не передбачає чітких заходів стосовно того, як будуть досягатися ці скорочення.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* містить два позитивні аспекти. По-перше, окремий розділ присвячено аналізу основних екологічних проблем. По-друге, детальніше екологічні питання розглядаються, в розділах, що стосуються конкретних підсекторів (виробництво теплової енергії, видобування вугілля, нафти і газу). МЕА та країни, які є її членами, визнають, що включення екологічних проблем до енергетичної політики є стратегічною екологічною метою і одним з найефективніших інструментів розв'язання проблем забруднення.

У цьому розділі головну увагу приділено впливу енергетичного сектору України на дві специфічні сфери – зміну клімату і якість повітря. Екологічні проблеми, пов'язані з конкретними підсекторами, досліджуються у відповідних розділах (наприклад, питання вугілля – у розділі 7, ядерної енергії – у розділі 8).

<sup>26</sup> Згідно з методологією Міжурядової групи експертів зі зміни клімату (МГЕЗК) викиди парникових газів у енергетичному секторі включають викиди від спалювання палива в енергетичній промисловості (електроенергія та тепло), будівництві, транспорті та інших секторах, а також витоки від діяльності з паливом. У матеріалах цього розділу, в яких розглядається зміна клімату, застосовується визначення енергетичного сектору МГЕЗК.

## Зміна клімату

### ● **Зобов'язання України**

Україна є однією з країн-учасниць Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (РКЗК ООН) з серпня 1997 р.; її включено до списку в Додатку I цієї конвенції. Це означає, що вона має зобов'язання з розробки політики та заходів щодо скорочення викидів парникових газів. У лютому 1998 р. Україна подала Перше національне повідомлення про зміну клімату до Секретаріату Конвенції. Україна підписала Кіотський протокол у 1999 р. та ратифікувала його у лютому 2004 р. За Кіотським протоколом мета України полягає у забезпеченні середньорічного обсягу викидів парникових газів протягом 2008–2012 рр.<sup>27</sup> на рівні, який не перевищує 100 % їхнього рівня у 1990 р. (925 млн т CO<sub>2</sub>-еквіваленту або 260 млн т вуглецевого еквіваленту на рік<sup>28</sup>).

### ● **Історичні тенденції у викидах**

Енергетичний сектор є основним джерелом викидів вуглекислого газу (CO<sub>2</sub>) та метану (CH<sub>4</sub>) в Україні<sup>29</sup>. Його частка у загальних викидах парникових газів становить 69 % (електростанції та обігрівальні котельні – 24 % загального обсягу викидів CO<sub>2</sub>) (рис. 3.1). Спалювання органічних видів палива, зокрема вугілля, є найбільшим джерелом викидів CO<sub>2</sub>. В Україні на спалювання палива припадає 57 % загальних викидів парникових газів. Витоки CH<sub>4</sub> дорівнюють 12 % загальних викидів парникових газів в Україні. Україна займає 20 місце у світі за викидами CO<sub>2</sub> від спалювання палива та 8 місце за викидами CH<sub>4</sub>, пов'язаними з енергетикою.

Викиди парникових газів в Україні скоротилися протягом 90-х років минулого століття в основному через різкий економічний спад. У 2000 р. (найнижча точка за останні 15 років) вони були приблизно на 60 % нижчими, ніж у 1990 р. Починаючи з 2001 р. викиди парникових газів зросли: вони становили 399 млн т CO<sub>2</sub>-еквіваленту у 2001 р. та 413 млн т CO<sub>2</sub>-еквіваленту у 2004 р. (рис. 3.2). У 2004 р. загальний обсяг викидів парникових газів в Україні становив 45 % рівня 1990 р. Викиди парникових газів в енергетичному секторі у 2004 р. дорівнювали 41 % рівня 1990 р. Як викиди CO<sub>2</sub> від спалювання палива, так і витоки CH<sub>4</sub> від діяльності з вугіллям значно знизилися після 1990 р.

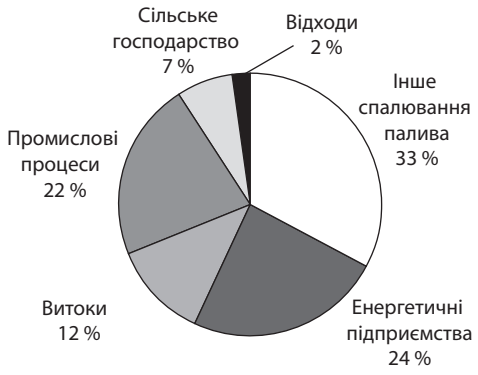
<sup>27</sup> 2008–2012 рр. – це перший період виконання зобов'язань за Кіотським протоколом.

<sup>28</sup> Цифра 925 млн т наведена в Національному звіті про кадастр викидів парникових газів та їх поглинання в Україні за 1990–2004 рр., наданому РКЗК ООН (Гідрометеорологічний інститут, 2006).

<sup>29</sup> Існують два офіційних джерела інформації щодо викидів парникових газів: Національний звіт про кадастр викидів парникових газів та їх поглинання в Україні за 1990–2004 рр. та енергетична статистика МЕА (МЕА розраховує викиди на основі стандартних коефіцієнтів викидів для кожної категорії використання енергії, але не робить детальних розрахунків за принципом «знизу – догори», як це можливо у національному кадастрі).

**Рисунок 3.1**

*Викиди парникових газів в Україні за секторами, 2004 р.*

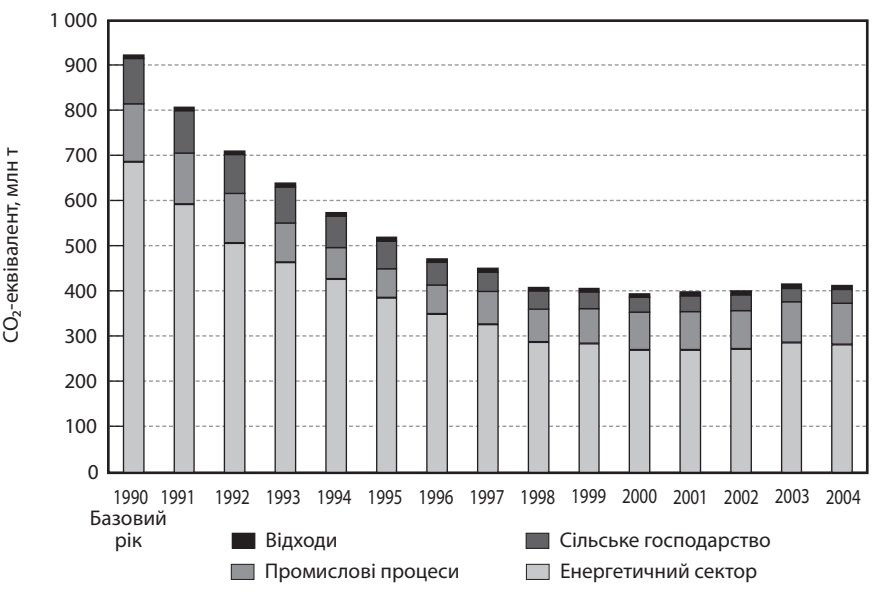


*Примітка: Рисунок ґрунтується на категоріях секторів МГЕЗК. Дані включають викиди парникових газів (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, перфторвуглеці) в енергетичному секторі (включаючи спалювання палива на енергетичних підприємствах, в виробничих галузях, транспортному, будівельному та інших секторах, викиди від діяльності з твердими видами палива, нафти та газу), а також від промислових процесів, інших викидів, сільського господарства та відходів.*

*Джерело: Гідрометеорологічний інститут, 2006.*

**Рисунок 3.2**

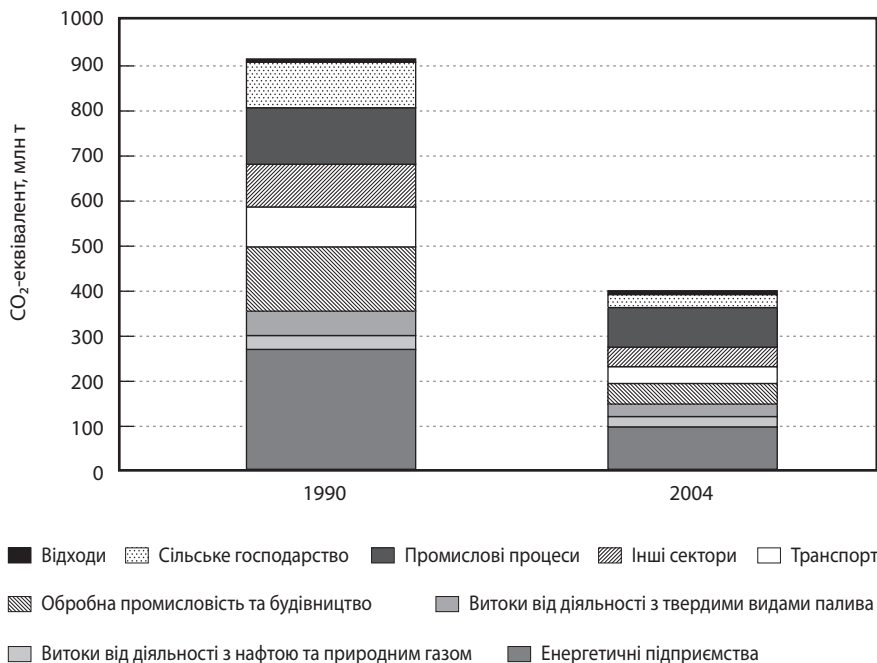
*Тенденції у викидах парникових газів в Україні, 1990–2004 рр.*



*Джерело: Гідрометеорологічний інститут, 2006.*

Рисунок 3.3

Розподіл викидів парникових газів за секторами, 1990 і 2004 рр.



Джерело: Гідрометеорологічний інститут, 2006.

Однак витоки CH<sub>4</sub> від діяльності з нафтою і газом скоротилися лише на 25 % протягом того ж періоду часу (рис. 3.3).

За останні 10 років викиди CO<sub>2</sub> з електроенергетичного та теплоенергетичного секторів також скоротилися через зміни в енергетичному балансі та заходи щодо підвищення енергоефективності. Частка природного газу в українському ЗПРЕ зросла з 43 % у 1993 р. до 47 % у 2004 р., а частка атомної енергії – з 10,5 до 16 % (і зростатиме ще більше). Частки вугілля і нафти знизилися, відповідно, з 30 до 24 % та з 16 до 13 %<sup>30</sup> протягом того самого періоду (розділ 2 «Тенденції в енергетиці»).

Без додаткових політичних заходів та технологічних інновацій викиди парникових газів у країні зростатимуть разом з відновленням економіки. *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає значне збільшення споживання вугілля для виробництва електро- та теплоенергії, що призведе до збільшення викидів парникових газів (розділ 2 «Тенденції в енергетиці», розділ 7 «Вугілля»). Зміни в енергоємності в Україні також матимуть істотний, потенційно пом'якшуючий вплив на викиди.

<sup>30</sup> Статистичні дані МЕА.



CO<sub>2</sub>-ємність енерговикористання та валового внутрішнього продукту (ВВП) в Україні з початку 90-х років минулого століття змінилися неістотно. В той час, як пов'язані з енергетикою викиди CO<sub>2</sub> в Україні знизилися майже наполовину з 1990 р., частка викидів CO<sub>2</sub> на одиницю ВВП скоротилася лише на 14 % (згідно з попередніми даними). Україна має один з найвищих рівнів викидів CO<sub>2</sub> на одиницю ВВП серед країн, що входять до Додатку I. Однак викиди CO<sub>2</sub> на душу населення є одними з найнижчих серед країн Додатку I (табл. 3.1).

## ● Цілі та прогнози

За прогнозами, викиди CO<sub>2</sub>, пов'язані з енергетикою, зростуть, але за більшістю прогнозів не перевищать рівень 1990 р. до 2012 р., який є останнім роком виконання зобов'язань за Кіотським протоколом.

Документ, що має назву *Україна та міжнародний ринок торгівлі викидами парникових газів* (Брунелло, Костюковський, 2001) підсумовує результати місцевих та міжнародних прогнозів щодо викидів парникових газів в Україні з 2000 по 2020 рр. У ньому зазначено, що згідно майже з усіма оцінками викиди парникових газів у 2010 р. будуть нижчими рівня 1990 р. (за винятком двох, що за прогнозами мають істотно зрости).

Окрім того, Національна стратегія СВ та торгівлі викидами, виконана за підтримки урядів Швейцарії і України та Світового банку, розглянула два сценарії економічного розвитку і пов'язані з ними викиди парникових газів. Більш оптимістичний сценарій (Сценарій А на рис. 3.4) передбачає, що в Україні до 2009 р. відновиться більш високий рівень ВВП, тобто рівень 1990 р., і що викиди парникових газів досягнуть близько 68 % рівня 1990 р. до 2010 р. Другий, більш стриманий, базовий сценарій (Сценарій В на рис. 3.4) передбачає, що ВВП буде на рівні приблизно 60 % рівня 1990 р. протягом періоду зобов'язань за Кіотським протоколом (2008–2012 рр.), в той час як викиди парникових газів становитимуть 62 % порівняно з рівнем 1990 р. в 2010 р. Причина невеликої різниці у сценаріях стосовно оцінок викидів парникових газів полягає в тому, що песимістичний Сценарій В пов'язаний з низькою енергоефективністю та високою вуглецевою ємністю, в той час як Сценарій А відображає прогноз, згідно з яким на тлі швидкого економічного зростання енергоефективність значно підвищиться.

Агентство з раціонального використання енергії та екології (АРЕНА-ЕКО)<sup>31</sup>, провідна українська організація, що займається питаннями енергоефективності та охорони навколишнього середовища, також розробило прогнози для українського енергетичного сектору та викидів парникових газів, використовуючи Програму ENPER. Прогнози стосувалися рівня енергоспоживання та викидів парникових газів в Україні до 2020 р., з використанням різних сценаріїв економічного розвитку та енергоемності. За всіма сце-

<sup>31</sup> [www.arena-eco.com](http://www.arena-eco.com).

## Ключові енергетичні та економічні показники в Україні та країнах Додатку I, 1990–2004 рр.

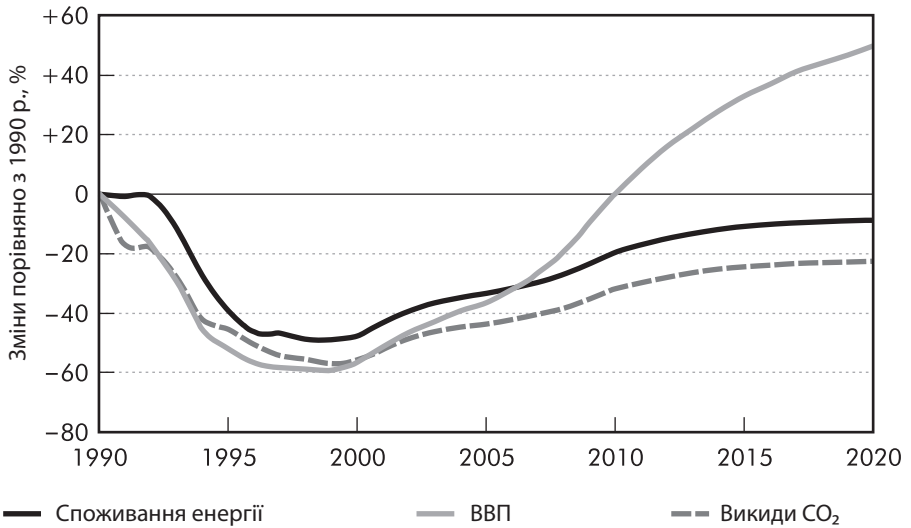
	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	Зміна, 1990–2004
<b>Україна</b>									
Загальні викиди CO <sub>2</sub> базовий підхід (млн т CO <sub>2</sub> )	625,80	562,7	405,7	356,5	321,2	311,0	315,3	324,3	-48,2
Загальні викиди CO <sub>2</sub> секторальний підхід (млн т CO <sub>2</sub> )	576,5030	533,5	384,8	333,5	297,4	285,3	293,9	304,8	-47,1
CO <sub>2</sub> /ЗППЕ (т CO <sub>2</sub> на ТДЖ)	...	60,7	58,0	53,9	53,6	52,4	53,2	51,9	-14,5*
CO <sub>2</sub> /ВВП (кг CO <sub>2</sub> /дол. США, за цінами та обмінним курсом 2000 р.)	8,00	9,0	9,8	10,7	10,1	9,1	8,2	6,9	-13,6
CO <sub>2</sub> /населення (т CO <sub>2</sub> на душу населення)	11,10	10,2	7,4	6,5	5,9	5,8	6,1	6,4	-42,2
<b>Країни, що входять до Додатку I</b>									
Загальні викиди CO <sub>2</sub> базовий підхід (млн т CO <sub>2</sub> )	13848,40	13520,1	13227,1	13522,1	13482,3	13853,4	13911,5	14286,4	+3,2
Загальні викиди CO <sub>2</sub> секторальний підхід (млн т CO <sub>2</sub> )	13611,60	13360,4	13090,4	13442,7	13419,3	13768,3	13794,1	14179,3	+4,2
CO <sub>2</sub> /ЗППЕ (т CO <sub>2</sub> на ТДЖ)	...	57,8	57,3	56,29	56,7	56,3	56,3	56,2	-2,9*
CO <sub>2</sub> /ВВП (кг CO <sub>2</sub> /дол. США, за цінами та обмінним курсом 2000 р.)	0,70	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	-23,8
CO <sub>2</sub> /населення (т CO <sub>2</sub> на душу населення)	11,60	11,2	10,9	11,0	11,0	11,2	11,0	11,3	-2,4

Примітки: \*Зміна в 1992–2004 рр.; о – оціночна. Див. табл. 1.1 для ключових економічних показників в Україні.  
Джерело: Статистичні дані МЕА (попередні дані за 2004 р.).

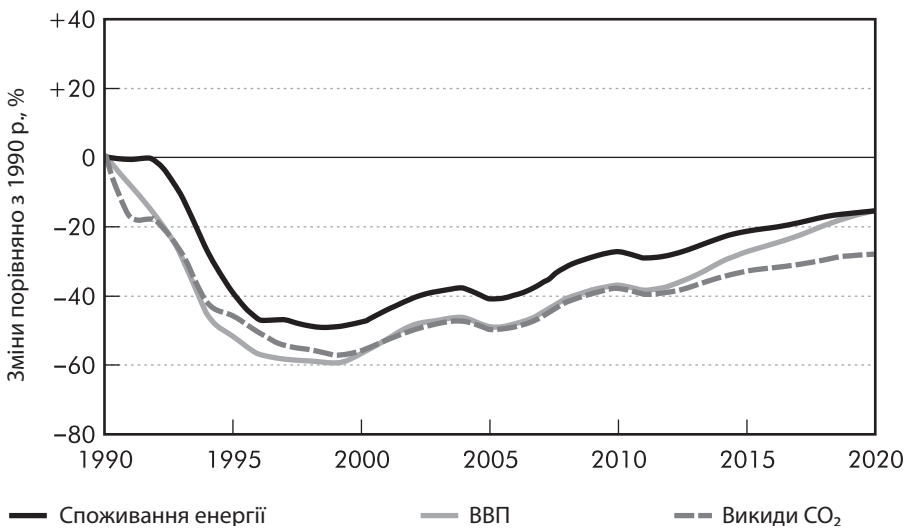
Рисунок 3.4

ВВП, енергоспоживання і викиди CO<sub>2</sub> в Україні: два сценарії

### Сценарій А



### Сценарій В



Джерело: Національна стратегія СВ та торгівлі викидами, 2003.

наріями викиди парникових газів від енергетичного сектору до 2020 р. не повернуться до рівня 1990 р., навіть за сценарієм з високим економічним зростанням та відносно невеликими інвестиціями в енергоефективність. Запровадження енергоефективних заходів скоротить енергоспоживання в Україні на 36%, а викиди парникових газів – на 46 % до 2010 р. та на 45 % і 51 % відповідно – до 2020 р.

За будь-яким сценарієм Україна, найімовірніше, матиме надлишок квот на викиди, які вона зможе продавати на міжнародному ринку через торгівлю викидами, та можливість генерувати скорочення викидів для продажу з використанням механізму спільного впровадження (СВ), який передбачається Кіотським протоколом. СВ, торгівля квотами та інвестиції через схему зелених інвестицій<sup>32</sup> могли б забезпечити принаймні часткове фінансування для проектів зі скорочення викидів парникових газів.

### ● Політика та заходи для скорочення викидів парникових газів

Національна політика щодо зміни клімату знаходиться на стадії розробки в Україні. Мінприроди є головним координатором програм зі зміни клімату та розробки стратегії. У 2005 р. Міністерство разом з Державним екологічним інститутом та Гідрометеорологічним інститутом створили Центр зі зміни клімату, напівнезалежну установу, що фінансується Міністерством. Центр зі зміни клімату відповідає за всі питання, пов'язані із впровадженням політики зміни клімату в Україні, включаючи інвентаризацію парникових газів, реєстр викидів, процеси спільного впровадження та міжнародну і місцеву торгівлю викидами.

Кілька інших організацій також займаються питаннями розробки політики зміни клімату в Україні: Мінпаливенерго, Мінекономіки, МЗС, Міністерство транспорту та зв'язку, НАЕР та Держкомстат. У квітні 1999 р. Кабінет Міністрів України створив Міжвідомчу комісію із забезпечення виконання Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (МКЗК) для розробки та впровадження національної політики зі зміни клімату, зміцнення національної адміністративної структури зі зміни клімату та забезпечення виконання Україною її зобов'язань за РКЗК ООН (Кабінет Міністрів, 1998). Комісія складається з представників відповідних міністерств, Кабінету Міністрів, Верховної Ради, Секретаріату Президента України та Національної академії наук України.

18 серпня 2005 р. Кабінет Міністрів України видав Розпорядження<sup>33</sup>, яким затвердив *Національний план заходів з реалізації положень Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату* (або коротко,

<sup>32</sup> Україна розглядає питання доцільності створення схеми зелених інвестицій. Метою такої схеми є просування екологічної ефективності за рахунок передачі надлишку квот на викиди у рамках Кіотського протоколу. Це зроблено завдяки адресним доходам від таких передач для екологічних цілей у країнах-продавцях.

<sup>33</sup> Розпорядження № 346.

*Національний план дій*). *Національний план дій* передбачає низку заходів на 2005–2007 рр. з такими пріоритетними заходами:

- Створити національну систему інвентаризації для оцінки антропогенних викидів парникових газів та абсорбції парникових газів поглиначами.
- Розробити щорічний реєстр антропогенних викидів парникових газів.
- Встановити інфраструктуру та законодавчу базу для здійснення проектів, спрямованих на скорочення викидів парникових газів (проекти спільного впровадження).
- Розробити національне законодавство для контролю викидів парникових газів.

Впровадження *Національного плану дій* полегшить виконання Україною своїх зобов'язань за РКЗК ООН та Кіотським протоколом та сприятиме виконанню Україною умов придатності до застосування Шляху І СВ (швидкий шлях, пов'язаний із більш низькою вартістю транзакцій) та торгівлі квотами.

У лютому 2006 р. Кабінет Міністрів України видав Постанову «Про затвердження порядку розгляду, схвалення та реалізації проектів, спрямованих на зменшення обсягу антропогенних викидів або збільшення абсорбції парникових газів згідно з Кіотським протоколом до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату»<sup>34</sup>. Ухвалення керівництва з СВ є значним кроком в українській національній та міжнародній політиці для боротьби з викидами парникових газів та створення можливостей для того, щоб процес спільного впровадження в Україні був повністю функціональним.

До червня 2006 р. уряд ухвалив 19 проектів спільного впровадження; понад 100 інших проектів чекають на ухвалення. З прийняттям процедур СВ в Україні у 2006 р. ці проекти можуть бути реалізовані.

Маючи великий потенціал економічно ефективного скорочення викидів парникових газів Україна виявляє значний інтерес до участі в проектах СВ. У Національній стратегії СВ та тогівлі викидами наведена оцінка потенційних витрат на обрані варіанти пом'якшення CO<sub>2</sub><sup>35</sup> в Україні, які можуть бути підсумовані у кривій граничних витрат пом'якшення (рис. 3.5). Ця крива показує, що Україна має значний потенціал для пом'якшення викидів парникових газів. З 2002 по 2012 рр. Україна могла б скоротити викиди CO<sub>2</sub> на 1500 млн т при витратах 10 дол. США/т CO<sub>2</sub> або менше, в той час як скорочення викидів на 1000 млн т могло б бути досягнуто взагалі без витрат<sup>36</sup>. Приблизно одна третина потенціалу прямо пов'язана з енергозбереженням.

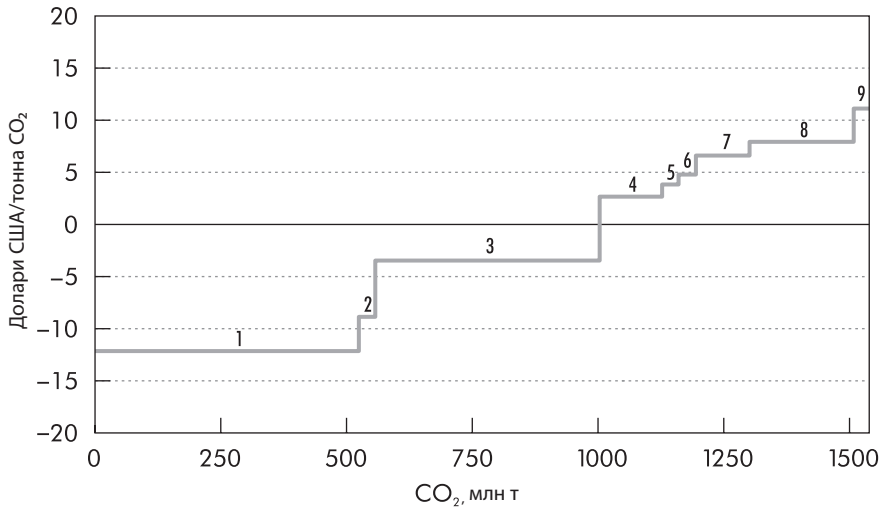
<sup>34</sup> Постанова № 206.

<sup>35</sup> Крива граничних витрат на пом'якшення, наведена на рис. 3.5, не містить усіх можливих заходів (наприклад, технологічну модернізацію електростанцій), які б могли призвести до скорочення викидів парникових газів.

<sup>36</sup> Деякі ризики та бар'єри можуть бути не враховані в усіх дослідженнях, тому ці оцінки слід розглядати з застереженням.

Рисунок 3.5

Граничні витрати на пом'якшення CO<sub>2</sub>, оцінки станом на 2003 р.



1. Заходи з енергоефективності
2. Використання газу від коксуючої печі
3. Збирання та використання шахтного метану
4. Створення зелених насаджень
5. Газ з органічних відходів
6. Використання біомаси
7. Використання біогазу в сільському господарстві
8. Когенерація в промисловості
9. Виробництво біодизельного палива

Джерело: Національна стратегія СВ та торгівлі викидами, 2003.

Україна також зацікавлена у торгівлі викидами, але вона ще не розробила стратегію торгівлі ними. Тривають дискусії щодо виділення квот на викиди місцевим компаніям та встановлення місцевого режиму торгівлі викидами. Однак зважаючи на обмежений час, який залишається до закінчення першого періоду зобов'язань за Кіотським протоколом (2008–2012 рр.), скоріш за все, Україна ввійде до міжнародної та міжурядової торгівлі викидами без надання квот місцевим компаніям.

Сьогодні Україна співпрацює з багатьма країнами, що є Сторонами РКЗК ООН та Кіотського протоколу, включаючи Європейську Комісію (ЄК), Канаду, Фінляндію, Нідерланди, Швейцарію і США. Ці програми співробітництва допомагають Україні у розробці та впровадженні відповідної політики та інструментів, що стосуються зміни клімату. Україна запроваджує кілька проєктів із пом'якшення зміни клімату в співробітництві з міжнародними установами та екологічними організаціями. Україна також є членом очолюваної США міжнародної ініціативи *Метан на ринку*, яка зобов'язує скорочувати викиди метану в усьому світі<sup>37</sup>. У минулому Україна координувала стратегії

<sup>37</sup> [www.epa.gov/methanetomarkets/](http://www.epa.gov/methanetomarkets/).

переговорів та пов'язані з кліматом питання з Росією. Росія потенційно має навіть більше квот на викиди для продажу, ніж Україна.

ЄС через програми технічної допомоги підтримує деякі види діяльності в Україні, що стосуються зміни клімату. Це розробка національних кадастрів викидів парникових газів, оцінка здійсності реєстрів парникових газів та встановлення національної інфраструктури спільного впровадження. Завдяки цій програмі допомоги та зусиллям уряду України національні звіти з інвентаризації були розроблені та подано до РКЗК ООН у 2005 та 2006 рр. (останній звіт включав кадастр парникових газів за період 1990–2004 рр.). Сполучені Штати Америки також допомагали Україні у проведенні інвентаризації, розробці інфраструктури спільного впровадження та національних повідомлень.

### ● **Можливі заходи для скорочення викидів парникових газів**

Український енергетичний сектор містить численні можливості для економічно ефективного скорочення парникових газів. Енергоефективні заходи та модернізація старого обладнання, безсумнівно, скоротять викиди парникових газів, внаслідок чого можна буде продавати за кордон ще більше квот на викиди. Ці заходи забезпечать також інші вигоди для поліпшення якості повітря, посилення безпеки праці, енергобезпеки та зміцнення економіки.

Детальний опис різних заходів, які сприяють зменшенню викидів, наведено в інших розділах Огляду. Цей розділ містить стислий огляд потенційних заходів, які можуть забезпечити зменшення обсягів викидів парникових газів.

#### ***Енергоефективні заходи***

*Енергетична стратегія до 2030 р.* висвітлює великий потенціал енергозбереження, припускаючи, що підвищення енергоефективності та структурні коригування можуть скоротити енергоємність України у 2030 р. наполовину порівняно з існуючим рівнем. Часто важко знайти початковий капітал для інвестування в заходи з енергоефективності, незважаючи на те, що енергоефективність може забезпечити чисту економію витрат. Механізми Кіотського протоколу можуть допомогти фінансувати та запроваджувати заходи з підвищення енергоефективності. Вищі ціни на енергію, безперечно, стимулюватимуть такі інвестиції.

#### ***Когенерація та централізоване теплопостачання***

Підвищення ефективності централізованого теплопостачання може забезпечити величезну економію енергії та скорочення викидів парникових газів. Виробництво теплоенергії в Україні є неефективним через застаріле обладнання, і рівень когенерації є відносно низьким у загальному обсязі виробництва. Розподільні трубопроводи системи централізованого тепло-

постачання в Україні зазвичай погано ізольовані. Кінцеве споживання теплоенергії є також зависоким через неефективні будівлі. Підвищення ефективності централізованого тепlopостачання у виробництві, розподілі та споживанні може обумовити значну економію енергії та уникнення викидів парникових газів. Неефективність тепlopостачання та необхідність вжиття заходів щодо цього в Україні є очевидним. Проблемою є впровадження рішень на практиці. Проекти СВ та міжнародна торгівля викидами можуть забезпечити принаймні часткове фінансування для проектів, які підвищують ефективність у централізованому тепlopостачанні та збільшують рівень когенерації (див. розділ 9 «Централізоване тепlopостачання» для отримання більш детальної інформації).

### **Шахтний метан**

Вугільні шахти можуть скоротити викиди метану з вугільних пластів шляхом збирання метану та спалювання його як носія енергії. Це створює деякі викиди  $\text{CO}_2$ , але із меншим загальним впливом на навколишнє середовище. Вісім вугільних шахт Донбасу сьогодні збирають метан і використовують його для своєї роботи. Метан з вугільних пластів, за очікуваннями, може забезпечувати 3–4 млрд  $\text{m}^3$ /рік у 2005–2008 рр., а в 2010–2015 рр. зрости до 12–16 млрд  $\text{m}^3$ /рік. Механізми Кіотського протоколу (тобто спільне впровадження та міжнародна торгівля викидами) потенційно можуть запропонувати додаткове фінансування та фінансові вигоди для проектів з шахтного метану (див. розділ 7 «Вугілля» для отримання додаткової інформації).

### **Відновлювані джерела енергії**

*Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає більш широке використання відновлюваних джерел енергії (розділ 10 «Відновлювані джерела енергії»). Збільшивши частку відновлюваної енергії, Україна може підвищити свою енергетичну безпеку та спростити розв'язання проблем із якістю повітря на місцевому рівні та глобальними викидами парникових газів. Деякі проекти з відновлюваної енергії можуть фінансуватися через механізми СВ.

## **Якість повітря**

Енергетичний сектор<sup>38</sup> робить значний внесок у забруднення повітря в Україні. Сектор є основним джерелом викидів  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  та твердих часток. Більша частина теплостанцій є старими, використовують застарілу технологію і низькоякісне паливо. Вони мають високі димові труби, які обмежують безпосереднє забруднення повітря, внаслідок чого якість повітря залишається в межах дозволених лімітів під час вимірювання. Однак викиди станцій переносяться вітром і вражають більш віддалені місцевості. Більш

<sup>38</sup> У підрозділі «Якість повітря» цього розділу термін «енергетичний сектор» або «енергетика» означає електростанції та обігрівальні котельні.



того, майже 60 % електростанцій спалюють низькоякісне вугілля, яке має високий вміст золи (близько 29 %) та сірки (1,5–2 %). Це призводить до великих викидів  $\text{SO}_2$  та твердих часток в атмосферу. *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає значне зростання місцевого виробництва та споживання вугілля з метою підвищення енергетичної безпеки та зменшення залежності України від поставок російського газу. Ці стратегічні потреби мають бути оцінені з урахуванням їхнього впливу на якість повітря.

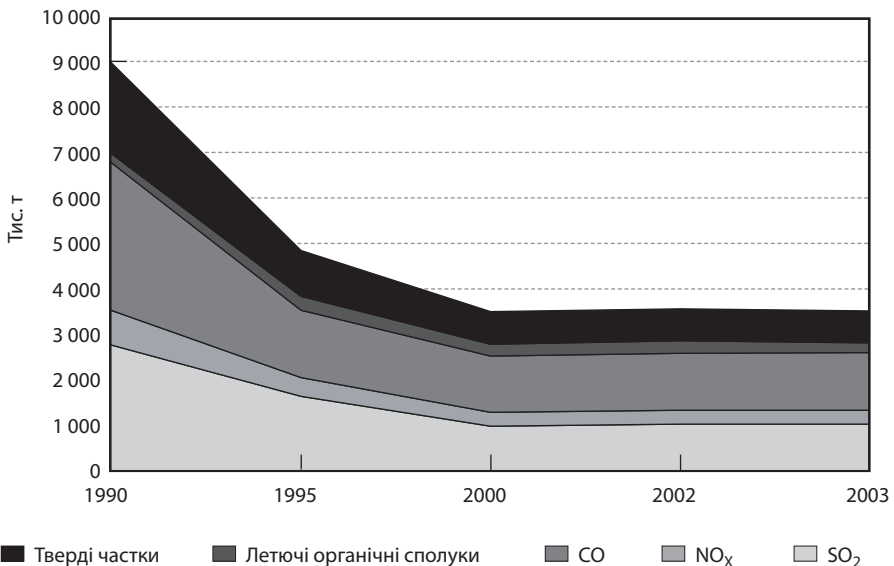
### ● Історичні тенденції у викидах

Через значний спад у 90-х роках минулого століття виробництва та споживання вугілля, нафти та інших видів палива в Україні викиди ключових забруднювачів повітря, таких як  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  та твердих часток також зменшилися (рис. 3.6).

Загальні викиди  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  та твердих часток від стаціонарних джерел знизилися на дві третини, починаючи з 1990 р. Однак викиди від електростанцій так істотно не зменшилися. Викиди  $\text{SO}_2$  від енергетичного сектору, після скорочення на більш як 50 % з 1990 по 1998 рр., залишаються майже незмінними. Подібна ситуація в енергетичному секторі склалася з викидами  $\text{NO}_x$ . В той час, як загальні викиди твердих часток від стаціонарних джерел

Рисунок 3.6

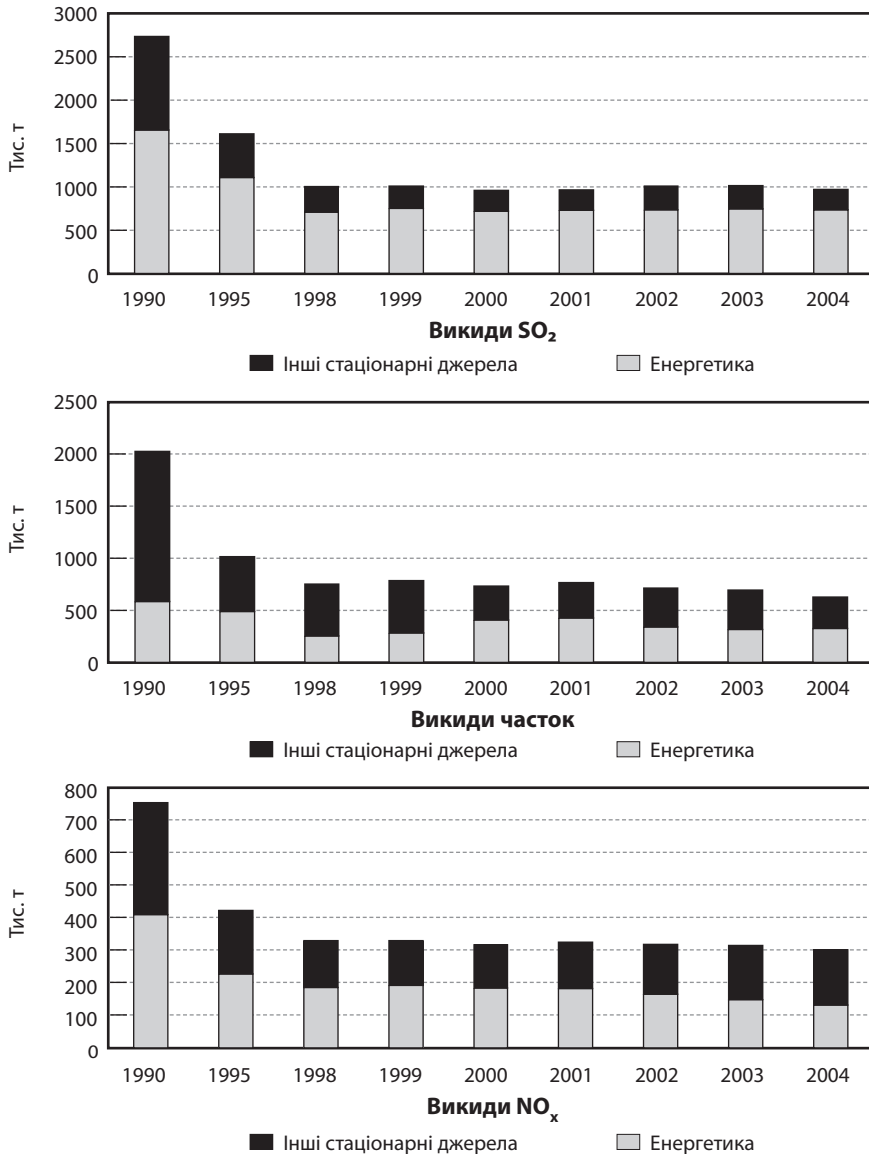
Викиди ключових забруднювачів із стаціонарних джерел, 1990–2003 рр.



Джерело: Державний комітет статистики України, 2004.

Рисунок 3.7

Викиди  $SO_2$ ,  $NO_x$  та твердих часток зі стаціонарних джерел в Україні, 1990–2004 рр.



Примітка: Національний звіт про кадастр викидів парникових газів та їх поглинання в Україні за 1990–2004 рр. (Гідрометеорологічний інститут, 2006) також містить дані про викиди  $SO_2$  та  $NO_x$ . Однак ці дані відрізняються від даних, отриманих від Мінприроди України і наведених на рис. 3.7.

Джерело: Міністерство охорони навколишнього природного середовища України.

постійно і рівномірно знижувалися, цього не можна сказати про енергетичний сектор. Викиди твердих часток від енергетичного сектору значно скоротилися у 1998 р., потім знову зросли у 2000 р. і почали знижуватися з 2002 р. Нині на енергетичний сектор припадає 75 % викидів  $\text{SO}_2$ , 50 % викидів твердих часток і близько 45 % викидів  $\text{NO}_x$  загального обсягу викидів зі стаціонарних джерел.

Державна гідрометеорологічна служба Мінприроди України проводить регулярний моніторинг якості повітря у 54 великих і малих містах. Хоча, на перший погляд, загалом на території країни наявність у повітрі  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  і твердих часток відповідає екологічним стандартам, проблема забруднення повітря загострюється у великих містах, де знаходяться основні забруднювачі. Видима відповідність стандартам може існувати частково через високі димові труби заводів: забруднювачі переносяться вітром на сусідні території. Дані Мінприроди України за 1995, 1998 та 1999 рр. показують, що концентрація пилу перевищує максимально дозовану концентрацію (МДК)<sup>39</sup> у 27 містах України, а рівні  $\text{NO}_x$  перевищують МДК у 24 містах. Міста з найвищим рівнем забруднення повітря – Кривий Ріг, Маріуполь, Донецьк, Єнакієве, Дніпропетровськ, Дебальцеве, Запоріжжя, Макіївка та Горлівка.

### ● Політика та заходи, спрямовані на розв'язання проблем забруднення повітря

Україна має розгалужене екологічне законодавство. Найважливіші акти, які регулюють екологічні проблеми в енергетичному секторі – це *Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища»* (1991 р.), *Закон України «Про охорону атмосферного повітря»* (1992 р.) та *Доповнення до Закону України «Про охорону атмосферного повітря»* (2001 р.).

У 1998 р. Верховна Рада України ухвалила Постанову *«Про основні напрями державної політики України у галузі охорони довкілля, використання природних ресурсів та забезпечення екологічної безпеки»* (далі – Основні напрями державної політики)<sup>40</sup>. Вона визначила пріоритети екологічної політики України, а саме:

- Управляти якістю повітря у регіонах з інтенсивним промисловим розвитком (в основному південно-східна Україна).
- Забезпечити радіаційну безпеку та радіоактивний захист населення та навколишнього середовища та мінімізувати вплив Чорнобильської катастрофи.

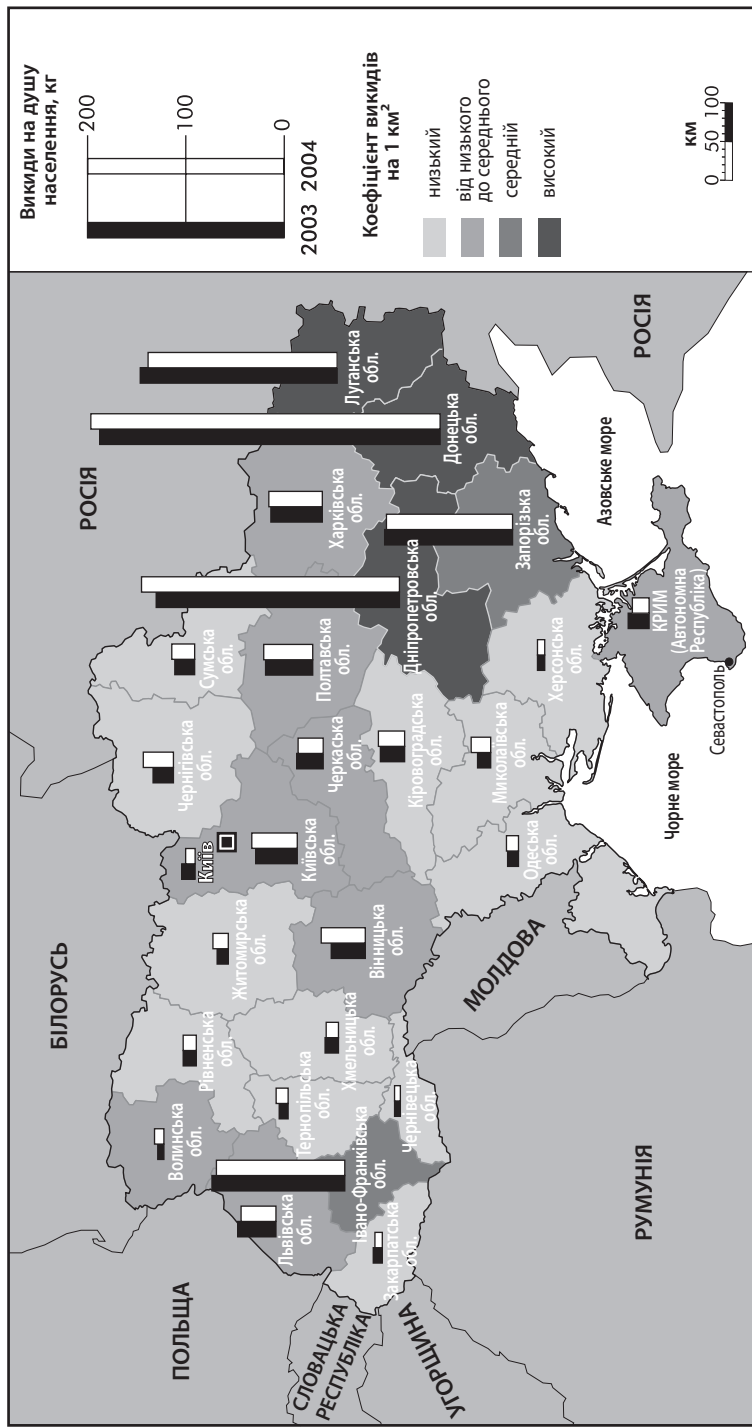
Постанова також визначила більш конкретні цілі та заходи для поліпшення екологічних умов у кількох секторах економіки, включаючи енергетичний

<sup>39</sup> Максимально дозволена концентрація – це стандарт для якості атмосферного повітря, визначений для основних забруднювачів в Україні. Їх встановлює Міністерство охорони здоров'я.

<sup>40</sup> Постанова № 188/98-ВР.

Рисунок 3.8

Географічний розподіл викидів від стаціонарних джерел, 2004 р.



Джерело: Міністерство охорони навколишнього природного середовища України, 2004.

сектор та житлово-комунальні послуги. Посиленню моніторингу також відведено значну роль.

Уряд встановлює екологічні стандарти, норми дозволених рівнів викидів та фіксовані штрафи за надмірні викиди і нанесення іншої шкоди навколишньому середовищу. Існуюче законодавство створює також основу для застосування заохочувальних інструментів, таких як податкові пільги для екологічно споріднених видів діяльності. Однак більшість заходів, передбачених в *Основних напрямках державної політики* та існуючому законодавстві не були ефективно реалізовані. Органам екологічної інспекції бракує фінансування та персоналу для визначення порушень екологічних вимог. Збори та штрафи не збираються або не накладаються як треба, тобто не стимулюють компанії інвестувати в ефективні технології. Проблема загострюється тим, що багатьом електростанціям та промисловим підприємствам бракує коштів для виплати штрафів, а деякі з них уже накопичили величезні борги уряду. Окрім того, багато з них також не мають коштів для інвестицій у зменшення викидів.

Мінприроди спільно з Мінпаливенерго розробляє технічні стандарти для електростанцій. Вони містять конкретні технологічні та заходи на кінці труби. Ці два міністерства надають електростанціям фінансову підтримку для запровадження заходів з екологічного захисту.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* встановлює цілі стосовно конкретних забруднювачів та визначає деякі заходи, які мають бути виконані для їх досягнення. Наприклад, передбачено, що до 2030 р. теплові електростанції викидатимуть твердих часток менше на 85,5 %,  $\text{NO}_x$  – на 30,5 %,  $\text{SO}_2$  – на 70 %, незважаючи на прогнози, що споживання палива збільшиться на 85,9 % протягом того самого періоду. *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає, що викиди твердих часток зменшаться завдяки зниженню вмісту золи у паливі та підвищенню ефективності електростанцій і котельень. Також планується, що у 2011–2020 рр. нові технології спалювання та сучасні технології фільтрування дадуть можливість скоротити викиди твердих часток на 99,9 %. Уряд має сподівання скоротити викиди  $\text{SO}_2$  за рахунок зменшення вмісту сірки у паливі та запровадження нових технологій уловлювання сірки. Уряд прогнозує, що за рахунок удосконалених операційних інструкцій та технічних заходів на електростанціях та котельнях викиди  $\text{NO}_x$  надалі зменшуватимуться.

Україна є учасницею 11 міжнародних та двосторонніх угод, пов'язаних із якістю повітря. Відповідність міжнародним вимогам потребує певних змін політики країни з цих проблем. Деякі міжнародні угоди вимагають або заохочують приведення місцевих законів у відповідність до існуючих міжнародних норм і практик.

Зокрема, Україна є учасницею Конвенції 1979 р. *Про транскордонне забруднення повітря на великій відстані* стосовно контролю викидів летючих органічних сполук або їхніх транскордонних потоків, а також двох прото-

колів до цієї конвенції: *Забруднення повітря – окиси азоту та Забруднення повітря – сірка 85*. Вона також підписала, але ще не ратифікувала Протоколи до цієї Конвенції: *Забруднення повітря – стійкі органічні забруднювачі, Забруднення повітря – сірка 94 та Забруднення повітря – летючі органічні сполуки*. Зобов'язання України включають 40 % скорочення викидів сірки у 2000–2010 рр. порівняно з 1980 р., який є базовим.

## Критичні зауваження

Зобов'язання уряду України реструктурувати та модернізувати енергетичний сектор може мати важливий вплив на якість повітря та пом'якшення зміни клімату. В той час, як загальні викиди в енергетичному секторі знизилися з 1990 р., викиди на одиницю продукції залишаються високими. Кілька оцінок показують, що запровадження сучасних та більш ефективних технологій знизить викиди, навіть якщо загальне виробництво електро- та теплоенергії зростає. Однак плани України щодо збільшення споживання вугілля для підвищення власної енергетичної безпеки та зменшення залежності від російського газу можуть призвести до збільшення загальних викидів SO<sub>2</sub>, твердих часток та CO<sub>2</sub>. Зростає усвідомлення урядом України великого потенціалу та важливості енергоефективності. Широкомасштабні удосконалення, спрямовані на зменшення енергоємності, можуть суттєво скоротити, наприклад, потребу у виробництві енергії з використанням вугілля.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* акцентує увагу на таких питаннях як старе обладнання, застарілі технології, неефективне виробництво енергії, високий потенціал енергозбереження та можливості використання альтернативних видів енергії, але лише в загальному плані. Вона також приділяє увагу деяким заходам щодо вирішення проблем з конкретними видами забруднення, наприклад, у вугільній індустрії. Стратегія пропонує використання шахтного метану та поліпшення якості вугілля.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* заслуговує позитивної оцінки щодо заходів, спрямованих на вирішення основних екологічних проблем, пов'язаних з енергетичним сектором. Однак їй бракує конкретних планів і заходів. Ефективне впровадження було проблемою і раніше, з попередньою енергетичною та екологічною політикою. Таким чином, більш детальні обговорення конкретних заходів та скорочення викидів, пов'язаних з ними, забезпечили б більш ефективні рекомендації для компаній та законодавців на місцевому і національному рівнях.

Київський протокол пропонує багато фінансових можливостей. *Енергетична стратегія до 2030 р.* визначає інтерес України в участі у проектах СВ та торгівлі квотами на викиди. Українські процедури СВ, ухвалені у 2006 р., спростять потік іноземних інвестицій у проекти зі скорочення викидів парникових газів. Уряд може стимулювати проекти СВ у конкретних секторах (наприклад, підвищення ефективності у споживачів, шахтний метан та від-

новлювана енергія) або сприяти конкретним технологіям. Включення цих вимог до критеріїв проектів СВ спростило б реалізацію цих завдань. Інституційні та регуляторні умови є достатніми для проектів СВ в Україні. Проте ще існує потреба у значній технічній та інституційній підтримці спільного впровадження для того, щоб зробити його максимально ефективним.

Більш високі збори за забруднення повітря не допоможуть скоротити викиди, якщо компанії не мають коштів, щоб їх сплачувати або інвестувати у нові технології. Це наголошує на необхідності нового підходу. Такий підхід міг би мати три елементи: підвищення уваги до енергоефективності, краща координація та співробітництво усіх зацікавлених у вирішенні проблеми інституцій і заходи щодо включення екологічних витрат у ціни на енергію. Енергоефективність містить можливість для значного скорочення викидів за невеликих або нульових витрат, і таким чином, це має бути найбільшим пріоритетом. Водночас активізація діалогу може зробити впровадження більш простим та ефективним. Ефективний і тривалий діалог між Мінпаливенерго, Мінприроди, НАЕР та керівниками енергетичних підприємств може принести користь всім. Разом всі ці зацікавлені інституції можуть розробити ефективні стратегії для спрощення впровадження технологічних удосконалень та підвищення ефективності в енергетичному секторі. Так само включення більшої частки екологічних витрат в ціни на енергію прояснило б реальні витрати різних джерел енергії і стимулювало б зменшення викидів.

## Рекомендації

*Уряду України рекомендується:*

- Забезпечити більш ретельне врахування екологічних оцінок та питань в енергетичній політиці (наприклад, розширення використання вугілля здійснить вплив на навколишнє середовище, який ще має бути підрахований).
- Підсилити заходи, які одночасно удосконалюють екологічний захист та енергоефективність завдяки своїй економічній ефективності. Інші потенційні економічно ефективні заходи для скорочення викидів включають видобуток та використання шахтного метану, підвищення ефективності у централізованому тепlopостачанні та використання відновлюваних джерел енергії.
- Скористатися усіма перевагами, які пропонує Кіотський протокол, і використовувати його механізми як фінансові інструменти для сприяння інвестуванню в екологічно ефективні проекти.
- Сприяти безпроблемному функціонуванню процесу спільного впровадження в Україні. Розробити необхідну внутрішню інфраструктуру для

участі у Шляху І спільного впровадження (найбільш гнучка форма спільного впровадження), включаючи розробку достовірного кадастру та реєстру викидів парникових викидів.

- Розглянути можливість розробки схеми «зелених» інвестицій або інших механізмів для продажу надлишкових квот на викиди парникових газів на міжнародному ринку, і для фінансування енергоефективності та інвестицій у відновлювані джерела енергії.
- Вирішуючи проблему з типовими забруднювачами, сконцентруватися на найбільш забруднених зонах, де населення безпосередньо піддається впливу повітря, низької якості.
- Сформувані робочі групи, до яких входили б представники Міністерства палива та енергетики, Міністерства охорони навколишнього природного середовища, Національного агентства з питань ефективного використання енергетичних ресурсів та керівництво енергетичних підприємств для спільної розробки ефективних стратегій модернізації й підвищення ефективності виробництва енергії.
- Використовувати екологічні аудити великих електростанцій для допомоги компаніям у визначенні економічно ефективних заходів щодо скорочення викидів та розробки фінансових механізмів, які підтримують запровадження цих заходів.
- Включати екологічні витрати, пов'язані з виробництвом енергії (такі, як плата за забруднення та переробка відходів), до цін на енергію.



Частина II  
**ОГЛЯД СЕКТОРІВ**



## 4. ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

### Огляд

---

Україна має величезний потенціал енергоефективності, оскільки вона є однією з країн світу з найвищою енергоємністю, навіть вищою, ніж в багатій на енергоресурси Росії. Вищим цей показник є лише в країнах Близького Сходу, які видобувають нафту, й уряду це відомо. Перший закон про енергозбереження в Україні було прийнято у 1994 р. Однак рівень фінансування енергоефективності та готовність приділяти цьому питанню увагу на вищому рівні не завжди відповідали масштабам проблеми.

Ціни на енергію в Україні низькі й не відшкодовують повної та довгострокової вартості енергопостачання. Уряд розуміє необхідність їх підвищення з метою зростання енергоефективності та поліпшення фінансового становища ПЕК, але через складну політичну ситуацію вирішення питання на рівні парламенту та регулятора завжди було непростим завданням. Ситуація почала змінюватись у 2006 р.

Водночас із зростанням цін слід вдаватися до цілеспрямованих політичних заходів. Досвід країн ОЕСР після нафтової кризи у 1973 р. свідчить про необхідність застосування двостороннього підходу. Ціни, які відображують реальну вартість, та відповідні податки на енергію створюють стимули для енергозбереження. Окремі політичні заходи щодо розвитку енергоефективності, такі як норми, маркування, кампанії з поліпшення громадської поінформованості, податкові стимули та цільові фонди з енергоефективності допомагають подолати додаткові бар'єри. Такі заходи стимулюють накопичення прибуткового потенціалу енергозбереження на ринку. Важливу роль відіграють постійні зобов'язання на рівні Кабінету Міністрів, Прем'єр-міністра та Президента України, які підкріплюються конкретними діями. Цьому прикладові слідуватимуть споживачі на всій території України.

З часу «помаранчевої революції» питання енергоефективності є «гарячою» темою в Україні. Складні політичні переговори навколо газового питання завершилися подвійним підвищенням оптових цін на природний газ. Зважаючи на істотне загострення питання енергоефективності, було засновано Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів<sup>1</sup> (НАЕР), уряд розробив ряд проектів законів і галузевих програм з енергоефективності. Нове Агентство має більше прав та сильнішу підтримку, ніж попередній Державний комітет Ук-

---

<sup>1</sup> Указ Президента України № 1900 від 31 грудня 2005 р.

раїни з енергозбереження. Це обіцяє політиці енергоефективності<sup>2</sup> добре майбутнє.

У сфері енергоефективності нині працюють багато незалежних організацій, наприклад, неурядова організація Агентство з раціонального використання енергії та екології (АРЕНА-ЕКО) та інші дослідницькі й освітні інституції. Вони відіграють важливу роль у просуванні енергоефективності та забезпечують стабільність інституційного розвитку.

Україна вже зробила важливі політичні кроки, за допомогою НАЕР та колишнього Державного комітету України з енергозбереження, а також через інші незалежні організації. В результаті цього, енергоефективність в Україні зросла на 30 % порівняно з 1995 р., але вона все ще залишається на низькому рівні. Розроблено нормативи на обладнання, створено систему відділів енергоефективності в різних міністерствах і на рівні обласних державних адміністрацій, вжито заходів щодо підвищення ефективності вантажного та пасажирського транспорту. Інші політичні заходи малий менш позитивний результат, наприклад, нормування енергоспоживання у промисловості (із штрафними санкціями за невиконання) та субсидії, що гальмують розвиток енергоефективності. В Україні все ще великий простір для діяльності в цій сфері. Підвищення енергоефективності зміцнить енергетичну безпеку та створить засади для посилення економічної конкурентної боротьби, що має також важливе значення, зважаючи на зростання енергоспоживання в Україні та підвищення цін на імпортні енергоносії.

## Енергоємність та необхідність енергоефективності

Незважаючи на прогрес досягнутий останнім часом, енергоефективність в Україні складає лише одну третину середньої енергоефективності в індустріалізованих країнах (рис. 4.1). Є кілька факторів, що обумовили такий невисокий результат. По-перше, низькі ціни на енергію не стимулюють ефективне її використання, зокрема це стосується побутового сектору. По-друге, в економіці країни домінує енергоємна промисловість, наприклад, виробництво чавуну, сталі, цементу, хімічних речовин. По-третє, в більшості галузей промисловості все ще використовуються застарілі технології<sup>3</sup>.

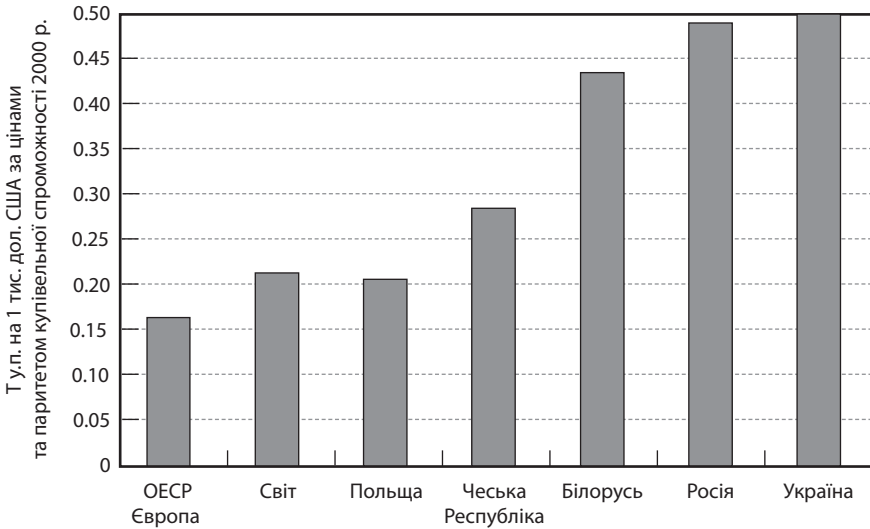
Підвищення енергоефективності є потужним засобом для досягнення Україною своїх економічних та соціальних цілей. При високій енергоефективності може зменшитись необхідність в інвестиціях у нові інфраструктури, та витрати на паливо, що підвищить конкурентоспроможність бізнесу та спри-

<sup>2</sup> Раніше в Україні існував Державний комітет з енергозбереження, заснований у 1995 р. та ліквідований через 10 років, у 2005 р. Така політична мінливість та організаційні зміни ускладнюють реалізацію політичних рішень.

<sup>3</sup> Навіть у радянський період енергоємність в Україні в середньому на 25 % перевищувала енергоємність у Радянському Союзі загалом.

Рисунок 4.1

## Енергоемність в Україні та інших країнах у 2004 р.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

ятиме поліпшенню добробуту споживачів (особливо це важливо при зростанні цін на енергію). Менша потреба в енергії знизить стурбованість щодо енергетичної безпеки України через зменшення залежності її від імпортованого палива. Енергоефективність гарантує екологічні вигоди та стимулює створення нових послуг і робочих місць.

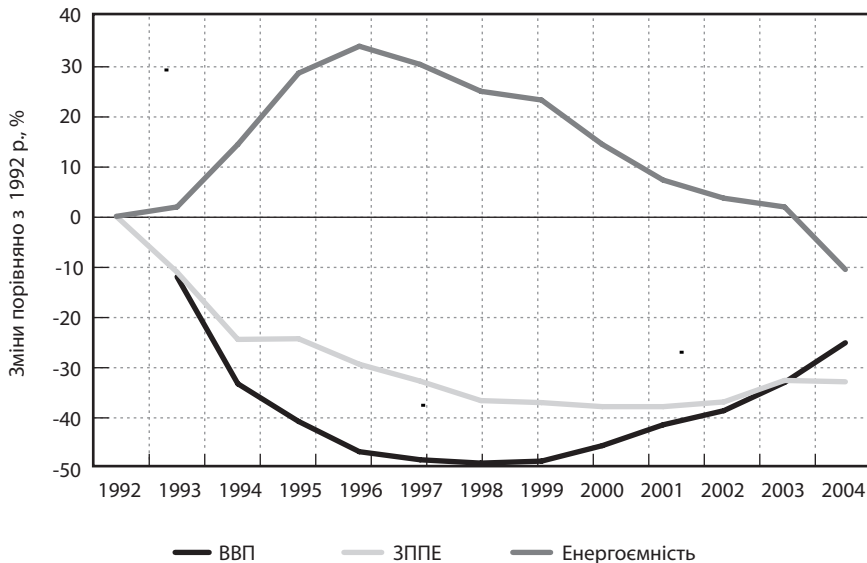
Ефективне використання енергії має велике значення у формуванні національної безпеки країни. Україна великою мірою залежить від імпорту енергоносіїв, які становлять найбільшу частину у загальному обсязі енергопостачання. Оскільки більша частина первинної енергії надходить з Російської Федерації, Україна стає уразливою до політичних змін у сусідній державі. Зниження обсягів енергоспоживання через ефективніше використання енергії значно допоможе зменшити цю залежність.

Енергоефективність відіграє істотну роль також в економічному зростанні та покращенню життєвого рівня. Враховуючи поточний стан енергоефективності, українські підприємства змушені тримати низьким рівень вартості праці, а відповідно і життєвий рівень є невисоким. Прямі та непрямі субсидії, які підтримують здатність споживача платити за енергію, спустошують бюджети та занижують якість комунальних послуг. Крім того, надмірне енергоспоживання призводить до неправильного розподілу національного доходу, внаслідок чого ПЕК та енергоємна промисловість отримують надзвичайно високу частку з нього.

Протягом 15 років до досягнення поточного рівня енергоемності, Україна пройшла три стадії розвитку (рис. 4.2). На першій стадії (1991–1995 рр.) країна досягла істотного зростання енергоемності; на другій стадії (1996–1999 рр.) економіка країни стабілізувалась, енергоемність почала знижуватися, на останній стадії (з 2000 р. досьогодні) економічний рівень країни істотно зростає, а енергоемність падає.

Рисунок 4.2

### Енергоемність, ВВП, тенденції ЗППЕ, 1992–2004 рр.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

Після розпаду Радянського Союзу українське внутрішнє виробництво значно скоротилося, і в наслідок цього знизилось енергоспоживання. Однак обсяги виробництва продукції орієнтованих на експорт та енергоемних секторах скорочувалися повільніше. У 1990 р. ПЕК, металургійне виробництво та виробництво хімічних речовин становили 25 % валового промислового виробництва, у 1995 р. вони перевищили 53 %. Протягом цього самого періоду частка відносно енергоефективних галузей промисловості (машинобудування, легка та харчова промисловість) скоротилась з 60 % до 34 %<sup>4</sup>. Через різке скорочення валового промислового виробництва заводи не працювали на повну потужність, але необхідно пам'ятати, що при цьому вони потребують більших витрат енергії на одиницю виробленого товару та послуг. Енергоспоживання в домогосподарствах залишилося на попередньому рівні. В результаті цього в 1991–1995 рр. енергоемність в Україні зросла на 30 %.

<sup>4</sup> Дані Державного комітету статистики України.

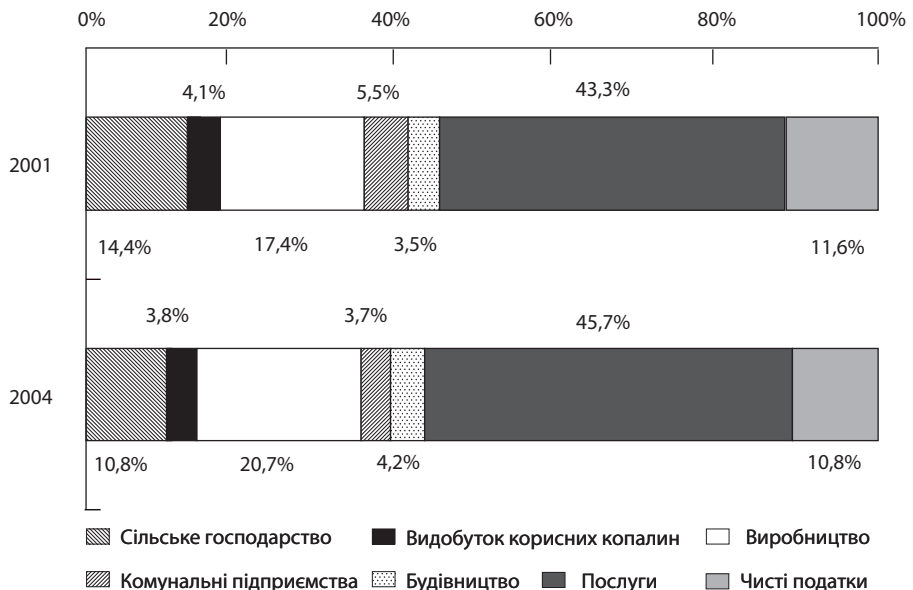
Рівень енергоємності стабілізувався протягом 1996–1999 рр., оскільки економічний спад уповільнився, а енергоспоживання продовжувало скорочуватися. У 1990–1997 рр. ціни на електричну енергію та паливо виросли на 40–85 % темпи росту цін були більшими, за інфляцію. Внаслідок цього частка енергії у загальній вартості виробництва продукції зросла втричі, стимулюючи приватний сектор до енергоефективності. Не дивно, що виробники почали впроваджувати нові технології. Водночас спостерігалось розширення сектору послуг.

Починаючи з 2000 р., в Україні спостерігалось помітне економічне зростання, водночас енергоспоживання залишалось відносно стабільним. Це було значним досягненням, оскільки воно обумовило спад енергоємності на 22 % за період 2000–2004 рр., що еквівалентно 6,1 % в рік. За статистикою МЕА, сьогодні енергоефективність в Україні на 30 % вища, ніж у 1995 р.

Економічні реформи і сприятливі умови на ринках українського експорту прискорили економічне зростання. Структурні зміни та підвищення енергоефективності відіграли важливу роль у помітному зниженні енергоємності. У процесі «одужання» української економіки частка менш енергоємних секторів, таких як харчова промисловість та послуги, збільшилась, а частка більш енергоємних секторів, таких як сектор видобутку корисних копалин та комунальні підприємства, скоротилась. Однак, як показано на

Рисунок 4.3

## Структура ВВП у 2001–2004 рр.



Джерело: Державний комітет статистики України.

рис. 4.3, зміни в економічній структурі були досить помірними, певною мірою через те, що ціни на енергію у реальному вираженні протягом зазначеного періоду знизилися.

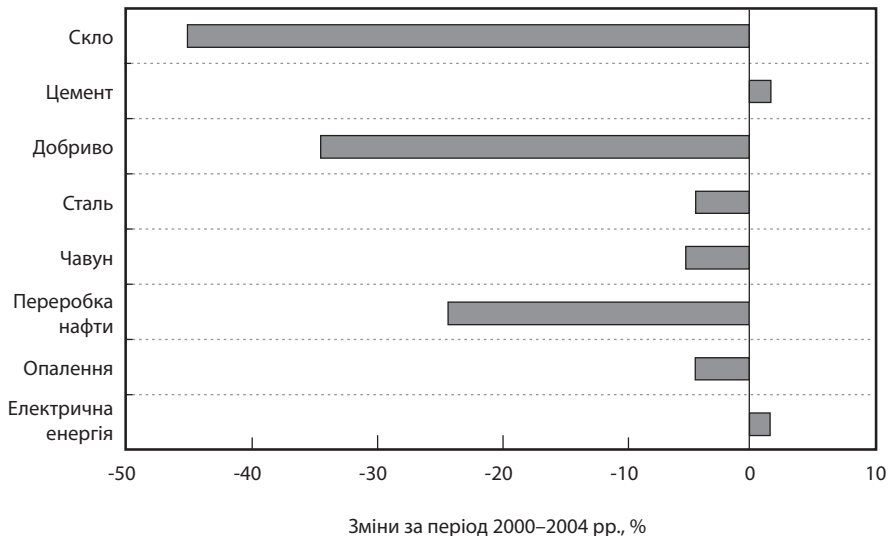
На рис. 4.4 показано вплив підвищення енергоефективності (на противагу структурним змінам в економіці) на питоме споживання палива на виробництво енергоємних видів продукції. За період 2000–2004 рр. у більшості енергоємних секторах помітно знизився рівень енергоспоживання, наприклад, у 2004 р. на виробництво одиниці товару у виробництві скла припадало палива на 45 % менше, ніж в 2000 р., у виробництві добрива – на 35 %, у переробці нафти – на 25 %.

Відсутність звітності «тіньової економіки» могла частково вплинути на помітне скорочення енергоемності. Коли будь-яка економічна діяльність знаходиться поза межами звітності, енергоемність виявляється вищою, ніж насправді. Згідно з оцінками Державного комітету статистики України та Міжнародного валютного фонду (МВФ), частка тіньової економіки скоротилась з 50 % в середині 90-х років минулого століття до 35 % у 2002 р. Розширення підзвітної частини української економіки могло б призвести до очевидного зменшення енергоемності, чого в дійсності не відбулося.

Хоча енергоефективність і є стратегічно важливою, все ж очікувати усіх необхідних інвестицій в неї з боку державних та міжнародних установ було б нереальним.

Рисунок 4.4

Споживання палива на одиницю продукції, виробленої у 2004 р., порівняно з 2000 р.



Джерело: Статистичні дані МЕА.



Для того щоб гарантувати адекватну фінансову підтримку енергоефективних заходів, дуже важливо переконати споживачів, що зменшення енергоспоживання – в їхніх ділових інтересах. Для цього серед інших заходів потрібно підвищити ціни на енергію.

Політика, спрямована на підвищення енергоефективності, не може розглядатися окремо. Вона має стати головною складовою національної стратегії, для розвитку конкуренції, стабільності валюти, підвищення рівня добробуту населення. Для досягнення цієї мети Президент, Прем'єр-міністр та Уряд України мають оприлюднити орієнтир на енергоефективність, розробити зобов'язання на вищому рівні та поставити під контроль виконання енергоефективної політики належним чином.

## Потенціал енергоефективності

Україна має величезний потенціал скорочення енергоспоживання. В послідовній стратегії уряду це визнається, але впровадження цих кроків виявилось проблематичним. *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає скорочення енергоємності до 2030 р. більше ніж на 50 %. Це еквівалентно збереженню 223 млн т нафтового еквіваленту або навіть трохи більше, ніж заплановане згідно зі сценарієм станом на 2030 р. енергоспоживання. Без підвищення енергоефективності енергоспоживання у 2030 р. перевищувало б існуючий рівень у два рази. Ще однією перевагою енергоефективності є можливість скорочення енергоспоживання в обсязі, що перевищує виробництво енергії 400 атомними станціями, потужність кожної з яких становить 1 000 МВт<sup>5</sup>. Ця цифра дійсно дуже велика, зважаючи на той факт, що потенціал енергоефективності в Україні надзвичайно великий, навіть у світових масштабах.

Уряд очікує, що 84 млн т нафтового еквіваленту, або 38 % економії енергії, забезпечить структурні зміни, які передбачають зменшення частки важкої промисловості у ВВП та більшу його орієнтацію на сферу послуг. Результатом технологічних удосконалень стане навіть більше скорочення споживання енергії (рис. 2.12 у розділі 2 «Тенденції в енергетиці»).

Структурні зміни, які передбачено в *Енергетичній стратегії до 2030 р.*, прогнозують значне зниження частки промисловості та сільського господарс-

<sup>5</sup> Можливість збереження енергії забезпечуватиметься для усіх її видів, а не лише ядерної. Наступні розрахунки було зроблено, щоб довести реальність та доцільність енергозбереження. МЕА застосувало таку методологію та припущення. Економія 223 млн т нафтового еквіваленту рівноцінна 2 593 490 кВт·год. МЕА припустило, що втрати під час транспортування та розподілення становитимуть в середньому 10 %, а коефіцієнт використання потужності на станціях – 80 %. Ці припущення відповідають близькі до реальної ситуації в Україні протягом останніх 15 років або є навіть оптимістичнішими. Для обчислення цих даних МЕА припустило, що потужність кожної атомної станції – 1000 мВт. За такими припущеннями енергозбереження зменшить потребу в енергії 407 атомних станцій. Якщо показник використання потужності прийняти 100 %, то вивільнена потужність дорівнюватиме потужності понад 300 атомних станцій.

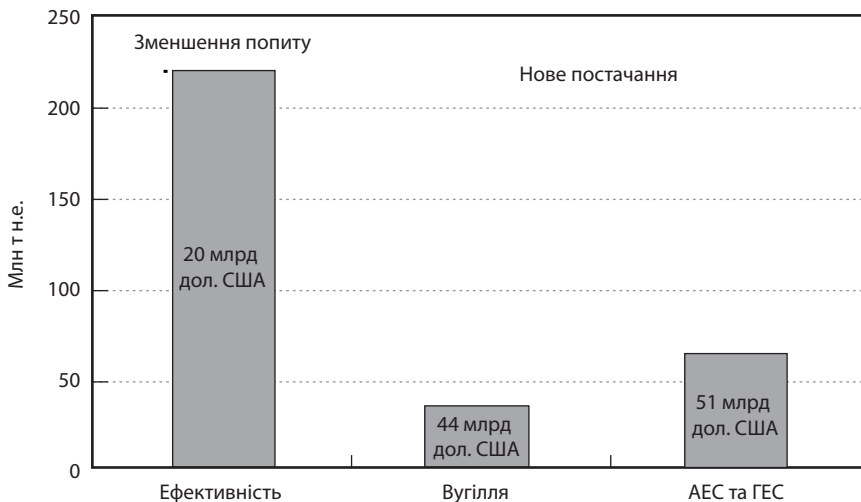
тва у ВВП до 2030 р. та відповідне зростання частки сектору обслуговування, включаючи житловий сектор, комунальні послуги, транспорт і комунікації. Що стосується промисловості, то уряд має наміри істотно скоротити найбільш енергоємні сектори, такі як чорна металургія, ПЕК та хімічна промисловість.

Ці цифри дуже відрізняються від оцінок витрат для отримання додаткової енергії в *Енергетичній стратегії до 2030 р.* За прогнозами уряду, отримання економії енергії 223 млн т нафтового еквіваленту коштуватиме 102,3 млрд грн (20,5 млрд дол. США), не враховуючи економії коштів у результаті цього (рис. 4.5). Водночас збільшення енергопостачання на 48 % (враховуючи загальне постачання 212 млн т нафтового еквіваленту) коштуватиме трохи більше ніж 1 трлн грн (209 млрд дол. США), які необхідно вкласти відразу. Наприклад, у Данії та Каліфорнії зростання енергоспоживання у 1973–2003 рр. було зовсім незначним, в основному завдяки сильній та рентабельній політиці енергоефективності (незважаючи на значне економічне зростання). На відміну від України, в Данії та Каліфорнії рівень енергоефективності був значно вищим перед, початком впровадження політики енергоефективності, жорсткішими були і обмеження енергоспоживання.

Більшість країн ОЕСР вже досягли рівня енергоефективності, який Україна досягне лише в 2030 р., відповідно до *Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.* Тому навіть значне покращення показника енергоємності до 2030 здаватимуться в рівній мірі доцільними та вигідними.

Рисунок 4.5

*Результати інвестицій: інвестиційні кошти порівняно зі змінами в енергетичному балансі, 2005–2030 рр.*



Джерело: Оцінка МЕА, здійснена на основі *Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.* (Кабінет Міністрів України, 2006а).

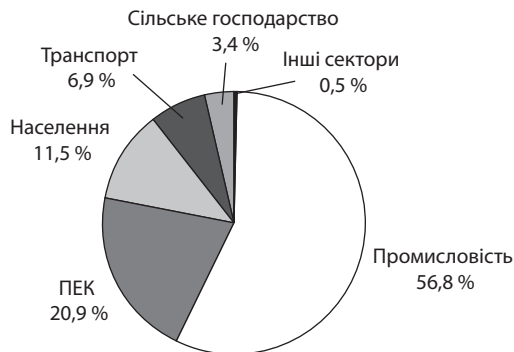
Енергоємна економіка спонукає політиків України до слідування амбіційним цілям підвищення енергоефективності на коротко- та довгостроковий період. Однак поки що вони не до кінця розуміють, яких політичних заходів для цього потрібно вжити та які ресурси залучити. *Енергетична стратегія до 2030 р.* в основному залежить від запланованих структурних змін, які є головною рушійною силою зниження енергоємності. Для цього необхідно буде підвищити ціни на енергію. Більше того, досвід західних країн свідчить, що сталий розвиток енергоефективності залежить від ефективної політики та впровадження довгострокових технологічних удосконалень.

Незважаючи на здійсненність цих заходів, не можна недооцінювати обсяги необхідних технологічних змін та слід розуміти, що для впровадження нових технологій потрібен час. Наприклад, домінуюча в Україні технологія мартенівської плавки в розвинених країнах вже давно не використовується.

Комплексна державна програма енергозбереження України, містить детальний опис енергоефективних цілей на короткий строк. За оцінками цієї програми, потенціал енергозбереження становитиме 42–48 % порівняно з попитом 1990 р. (що еквівалентно 100–120 млн т нафтового еквіваленту). Ці підрахунки ґрунтуються на ширшому використанні існуючих технологій, а не на технологічних удосконалень. Близько 21 % загальної економії енергії очікується безпосередньо в ПЕК, 57 % – в промисловості, 11 % – в секторі житлово-комунальних послуг (комунальні підприємства) та 7 % – у транспорті (рис. 4.6). В *Енергетичній стратегії до 2030 р.* наводяться розрахунки за галузями, але оцінок щодо загального обсягу збереження, яке включає технологічні інвестиції в кожній галузі, дуже мало. На відміну від цього оцінка МЕА потенціалу енергозбереження в країнах ОЕСР та Росії свідчить, що найбільший потенціал енергозбереження має житловий сектор (МЕА, 2004а). Зокрема, в Росії та інших країнах з перехідною економікою централізоване теплопостачання надає багато можливостей для покращення енергоефективності.

Рисунок 4.6

### Структура потенціалу енергоефективності



Джерело: Кабінет Міністрів України, 1997.

## Організації, що займаються питаннями енергоефективності

---

У середині 90-х років минулого століття було зроблено декілька важливих кроків у напрямі впровадження політики енергоефективності, а саме: у 1994 р. було створено Державний комітет України з енергозбереження, який займався координацією державної політики енергоефективності. Комітет було засновано як незалежний державний орган, який спочатку звітував перед Кабінетом Міністрів, а потім був підпорядкований Міністерству економіки. Президентським указом Комітет було скасовано у 2005 р., а відповідальність за питання енергоефективності було передано Міністерству палива та енергетики України. Ця ситуація оспорювалося багатьма експертами з питань енергоефективності – вони поставили під сумнів той факт, що міністерство, яке володіє умовними енергетичними активами, стане на захист програм покращення енергоефективності та керуватиме ними.

Тиск, який передбачав покращення енергоефективності, посилювався після зростання цін на імпорт енергоносіїв. У грудні 2005 р. Президент України підписав *Указ Про створення Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів з метою удосконалення політики енергоефективності в Україні*. Це – державний орган, який має спеціальний статус та звітує перед Кабінетом Міністрів України. Серед його головних завдань:

- Впровадження державної політики у сфері енергоспоживання та енергозбереження.
- Забезпечення збільшення частки нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії.
- Створення державної системи моніторингу виробництва енергії, споживання, експорту та імпорту; покращення системи обліку та контролю за енергоспоживанням.
- Забезпечення функціональності системи промислових норм енергоспоживання.

Нове Агентство почало функціонувати навесні 2006 р. Очолює його голова, якому підпорядковані 60 фахівців. Теоретично, Агентство має значний бюджет на енергоефективні проекти (600 млн грн, або 120 млн дол. США). Це більше, ніж бюджет колишнього Державного комітету України з енергозбереження. Однак у минулому очікувані асигнування на енергоефективність не завжди надходили до комітету. Для ефективного функціонування Агентству постійно будуть потрібні фінансування, політичний вплив та фахівці з відповідним досвідом.

Нині НАЕР активно працює над створенням та впровадженням політики (див. підрозділ Нещодавні політичні зміни і перспективи на майбутнє).

Агентство має більше повноважень, ніж колишній комітет, наприклад, воно може брати участь у розробці тарифної політики уряду. Голова Агентства висунув пропозицію перетворити цю установу на міністерство з питань енергоефективності, що надасть йому більшої впливовості щодо визначення загальної енергетичної політики.

Є також ряд інших урядових органів, які відіграють винятково важливу роль у впровадженні енергоефективної політики. У 1999 р. уряд заснував Державну інспекцію з енергозбереження, завдання якої – здійснення контролю за додержанням норм законодавства у сфері енергозбереження. Інспекція встановлює норми енергоспоживання в промисловості відповідно до типу продукції, а потім здійснює контроль над тим, наскільки виробник дотримується їх (далі наведено детальнішу інформацію про енергетичні норми). Вона також здійснює технічний аналіз та моніторинг виконання будівельних норм. Інспекція підзвітна Національному агентству України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів, має два міських та 23 територіальних управління з енергозбереження, в яких працюють кілька сотень фахівців (значно більше, ніж в Агентстві).

Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України також проводить активну діяльність, спрямовану на підвищення енергоефективності в сфері централізованого теплопостачання та будівництва. Пріоритетними є питання підвищення енергоефективності. Міністерство проводить обговорення з цієї тематики та займається розробкою планів щодо створення основного фонду з енергоефективності. В багатьох обласних органах управління створено відділи з питань енергоефективності, які активно реалізують політику енергозбереження.

Крім державних є ще й інші інституції, що працюють у сфері енергоефективності. Україна має значний досвід в енергоефективності. Кілька неурядових організацій активно просувають принципи енергоефективності. Неприбуткове Агентство з раціонального використання енергії та екології (АРЕНА-ЕКО) є однією з найдавніших та найбільших організацій такого типу (вставка 4.1). Справедливо зазначити, що ці організації та колишній Державний комітет України з енергозбереження відігравали головну роль у зниженні енергоємності в Україні з 1995 р.

#### **Вставка 4.1. Основні незалежні організації, що займаються питаннями енергоефективності**

- **Неурядові**

**Агентство з раціонального використання енергії та екології (АРЕНА-ЕКО)** було засновано в 1994 р. за підтримки Тихоокеанської північно-західної національної лабораторії (США), Національної академії наук України та Всесвітнього фонду захисту природи. АРЕНА-ЕКО

має 20 постійних фахівців, які працюють над питаннями сталого економічного розвитку та захисту навколишнього природного середовища завдяки підвищенню енергоефективності в енергетичному, промисловому, транспортному, комунальному, сільськогосподарському секторах та в будівлях. АРЕНА-ЕКО надавало консультативну підтримку Уряду України під час розробки енергоефективної політики та працювало із споживачами енергії для спрямування 270 млн дол. США на фінансування у сферу енергоефективності.

**Альянс за збереження енергії** – неурядова організація США, яка розпочала діяльність в Україні у 1997 р. і має представництва в Києві та Львові. Альянс співпрацював із багатьма містами з метою підвищення енергоефективності, зокрема зі Львовом та Івано-Франківськом, а також керував програмою «Муніципальна мережа енергоефективності» в Україні, яка фінансувалась Агентством США з міжнародного розвитку.

**Міжнародний центр політичних досліджень і Український центр економічного та законодавчого аналізу** – приватні дослідницькі центри, що займаються вивченням економічних та політичних аспектів енергоефективності та централізованого теплопостачання.

Декілька організацій, що представляють промисловість, також працюють у сфері енергоефективності, наприклад, **Всеукраїнська асоціація «Укржитлоексплуатація»**, **Асоціація енергосервісних компаній** (що працює з регіональними ЕСКО), та **Український союз промисловців та підприємців**. Крім того, є також ряд регіональних організацій, які просувають енергоефективність.

#### • Державні

**УкрЕСКО** – перша українська енергосервісна компанія, яка розпочала свою роботу в 1999 р. УкрЕСКО впроваджує енергоефективні проекти в промисловості та муніципальному секторі, використовуючи позики Європейського банку реконструкції та розвитку (ЄБРР). УкрЕСКО – організація, яке перебуває в державній власності, але уряд зобов'язався дозволити приватизацію компанії.

В Україні питаннями енергоефективності займаються багато інститутів. Найбільший серед них – **Інститут загальної енергетики**, який раніше мав назву Інститут проблем енергозбереження. В складі Національного технічного університету України працює **Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**, який готує студентів та експертів. В **Інституті технічної теплофізики** працює багато експертів, які займаються питаннями енергоефективності в будівлях та системах централізованого теплопостачання. **«КиївЗНІЕП»** – проектний інститут будівництва, який має свій Центр енергозбереження, що спеціалізується на будівлях. **Інститут газу** серед пріоритетних завдань також досліджує проблеми енергоефективності.

## Політична основа і напрями

Український уряд розробив законодавчу базу для розвитку енергоефективності раніше, ніж інші пострадянські держави. У 1994 р. Верховна Рада України прийняла Закон «Про енергозбереження», який визначає інституційні, регулятивні та економічні механізми енергозбереження, роль технічного аналізу, моніторинг та стандарти енергоефективності. Відповідно до нього держава має стимулювати енергоефективність шляхом переважного фінансування енергозберігаючих проектів та наданням податкових пільг сектору відновлюваної енергії, а також стимулювати виробництво енергоефективного обладнання та матеріалів. Цей закон має декларативний характер, і тому в його реалізації є багато перешкод. Однак не зважаючи на це, ухвалення згаданого закону відіграло важливу роль у започаткуванні політичної дискусії та початку впровадження політики енергозбереження.

У 1997 р. уряд затвердив свою першу стратегію енергоефективності – *Комплексну державну програму енергозбереження України (КДПЕ)*. Програма розрахована на період до 2010 р. і ґрунтується на прогнозах енергетичного та економічного зростання. Вона визначає потенціал енергоефективності у різних секторах та містить окремі технічні заходи щодо модернізації існуючих виробничих активів і впровадження нових енергоефективних технологій. Наприклад, одним із заходів у чорній металургії є зменшення втрат коксового газу. Сталеливарні заводи мають самостійно фінансувати впровадження цих заходів, при цьому програма не покладає на них жодних зобов'язань. Через нечітко визначені механізми впровадження та економічний спад у 90-х роках минулого століття програма не досягла своїх цілей щодо підвищення енергоефективності. Вона прогнозувала економію 33 млн т нафтового еквіваленту у 1996–1999 рр., а реальна економія становила лише 11 млн т нафтового еквіваленту, або 34 % від запланованого обсягу.

У результаті цього Кабінет Міністрів України у 2000 р. розробив поправки до КДПЕ – *Додаткові заходи та уточнені показники виконання Комплексної державної програми енергозбереження України*<sup>6</sup>. Було враховано зміни у ВВП та зростанні енергоспоживання, які спостерігалися протягом 1996–1999 рр., та здійснено розрахунок потенціалу енергоефективності на період 2000–2010 рр. Поправки також включали нові заходи щодо підвищення енергоефективності в адміністративних приміщеннях.

Український уряд планує розробити нову комплексну державну програму енергозбереження на період 2007–2020 рр. В останніх виступах представники уряду зробили окремий акцент на енергоефективності в промисловості, секторі централізованого тепlopостачання та будівлях. Голова НАЕР часто звертав увагу на необхідності розвитку джерел відновлюваної та альтернативної енергії. Висловлюється також зацікавленість у просуванні син-

<sup>6</sup> Постанова Кабінету Міністрів України від 27 червня 2000 р. № 1040.

тез-газу, хоча, як свідчить досвід країн – членів МЕА, синтез-газ не є найбільш рентабельним підходом до зменшення імпорту енергоносіїв.

На шляху до впровадження програми енергозбереження в Україні постала одна ключова проблема – відсутність політичної волі щодо прийняття рішень на вищому рівні. Через це й виникали складнощі з проведенням найважливіших політичних змін, необхідних для підвищення енергоефективності, включаючи тарифні реформи. Незважаючи на значні зусилля НАЕР, колишнього Державного комітету України з енергозбереження та інших інституцій, більшість політичних рішень характеризувалися декларативністю, мінімальними конкретними заходами та фінансуванням. Тому сьогодні в Україні є дуже мало стимулів до використання енергоефективних технологій та інвестування в цю сферу, а енергоемність залишається високою. Ринково орієнтовані економічні механізми підвищення енергоефективності мають дуже важливе значення, серед них – регулювання ціни та політики енергоефективності, а саме: розробка нормативів та маркування. В будь-якому разі послідовне втілення заходів забезпечує ефективність політики енергозбереження.

## ● **Нормативне використання енергії**

Значну частину фінансів, запланованих на підвищення енергоефективності, та людських ресурсів уряд використав на визначення та моніторинг відповідності нормативам використання енергії. На практиці *Закон України «Про внесення змін до Кодексу України про адміністративні правопорушення»*, прийнятий у 2001 р., що стосується законодавчих порушень у сфері енергоефективності, перетворився на основний механізм регулювання енергоефективності. Цей закон визначає відповідальність керівників підприємств, а також інших державних і приватних організацій та запроваджує штрафи й адміністративні санкції за невиконання постанов з енергоефективності. Компанії не зможуть відповідним чином реагувати на зміни ринкових умов, оскільки згідно з цим підходом вони мають дотримуватися визначених норм енергоспоживання на одиницю продукції. В країнах МЕА до такого підходу звертаються не часто. В Україні в результаті впровадження такої політики деякі компанії стали противниками енергоефективності через негнучкість системи та корупцію.

Стандарти та норми енергоефективності регулюються двома постановами Кабінету Міністрів України: «Про порядок нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві», затвердженою у 1997 р., та «Про деякі заходи щодо раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів», затвердженою у 2000 р. Пізніша версія встановлює санкції для компаній, які перевищують дозволена норму питомих витрат. Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів планує підвищити штрафи у межах цих



норм та створити систему енергетичних паспортів (які визначають норму використання енергії) для кожного промислового підприємства.

### ● **Енергоефективність у державних установах**

У рамках ініціативи колишнього Державного комітету України з енергозбереження Кабінет Міністрів України затвердив Постанову *«Про управління сферою енергозбереження»* від 09.01.96, № 20. Згідно з цією постановою міністерства та обласні адміністрації мають створити відділи з енергозбереження, які відповідатимуть за діяльність, спрямовану на підвищення енергоефективності. Бюджетні заклади, відомі як державні, викликають окрему увагу з боку уряду. У 1999 р. було видано Указ Президента України *«Про заходи щодо скорочення енергоспоживання бюджетними установами, організаціями та казенними підприємствами»*, за яким послідувало кілька наказів Кабінету Міністрів, спрямованих на зменшення енергоспоживання в бюджетній сфері та використання бюджетних асигнувань на фінансування енергоефективних проектів.

Для створення концепції енергоефективності в державних закладах Державний комітет України з енергозбереження взяв за приклад американську Федеральну програму енергетичного менеджменту. В її основу було покладено ідею зниження енергетичних рахунків через інвестування в енергоефективність власних будинків. Державний комітет отримав фінансування від уряду, щоб інвестувати в енергозбереження. Незважаючи на те, що комітет не зміг скористатися перевагами ЕСКО для збільшення ефекту від фінансування (як в програмі США), він застосував інноваційний підхід, який полягав у тому, що на конкурсній основі було відібрано бюджетні організації, які б могли отримати фінансування (від муніципалітетів до міністерств). Ці організації відбиралися залежно від їхньої можливості частково фінансувати заходи, від обсягів енергії, які можна буде зекономити, та реальності проекту. Незважаючи на те, що уряд виділив відносно незначні кошти, впровадження програми показало високу результативність їх використання.

Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів пропонує дозволити державним установам залишити кошти, отримані від впровадження енергоефективних заходів, оскільки це стимулюватиме їх економити енергію. Нині установи змушені повертати невикористані кошти які призначалися для оплати за спожиту енергію, тому інвестиції в енергоефективність не окупуються.

### ● **Нещодавні політичні зміни та перспективи на майбутнє**

Нещодавнє підвищення цін на природний газ змусило Верховну Раду України прийняти ряд законодавчих змін щодо енергоефективності. У грудні 2005 р. було внесено зміни до Закону України *«Про енергозбереження»*, додано нові положення щодо проведення енергоаудитів та нове визначення

енергоефективної продукції, технологій, обладнання та проектів<sup>7</sup>. У січні 2005 р. Верховна Рада України схвалила в першому читанні введення «зелених» тарифів<sup>8</sup>. Якщо проект цих змін буде прийнято і вони набудуть чинності, це стимулюватиме використання джерел відновлюваної енергії та електричної енергії, яка може вироблятися малими гідроелектростанціями. Через місяць Верховна Рада України провела перше читання окремого закону про зміни до деяких існуючих законів, які створюють нові механізми стимулювання енергоефективності.

У червні 2006 р. Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів оголосило проєкт нового закону про енергоефективність. Він містить пункт про звільнення від податків для інвестування в енергоефективність у промисловості та безвідсоткові кредити на фінансування енергоефективних технологій. 4 липня 2006 р. Міністерство фінансів України видало наказ забезпечувати кредитами на вигідних умовах компанії, що інвестують в енергоефективність та технології відновлюваної енергії. Наказ визначає категорії прийнятних технологій у межах цієї програми, а саме, промислові технології, які скорочують енергоспоживання щонайменше на 10 %. Комерційні банки надаватимуть такі кредити, а уряд відшкодуватиме відсотки.

Крім законодавчих змін, уряд розробив програми енергоефективності в ключових областях. У січні 2006 р. Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України розробило програму енергоефективності, яка у разі вдалого впровадження, скоротить споживання природного газу в житловому секторі на 15–20 %. Програма передбачає модернізацію та реконструкцію систем централізованого теплопостачання, а також використання когенераційних технологій. Українська газова компанія – «Нафтогаз України» – нещодавно розробила програму енергоефективності «Рідний дім», яка передбачає заміну старих індивідуальних газових котлів новими енергоефективними. Поки що неясно, чи буде цю програму профінансовано в повному обсязі, про що йшлося раніше.

## Енергозбереження в будівлях

Доступна інформація про енергоспоживання та енергоефективність в будівлях є неповною та неякісною, що великою мірою зумовлено відсутністю лічильників. Сьогодні менше ніж у 10 % житлових будинків, які підключено до централізованої системи теплопостачання, встановлено лічильники.

<sup>7</sup> Верховна Рада України у 2005 р. прийняла Закон України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», а також Закон України «Про теплопостачання».

<sup>8</sup> За українським законодавством закон має пройти три читання у Верховній Раді України перед тим, як його затвердять. Президент України також повинен підписати його перед офіційним проголошенням.

Газові лічильники в основному зустрічаються в містах, але наявність лічильників у населення в селищах все ще є проблематичною. Існуюча інформація з використання енергії зазвичай ґрунтується на нормах та не обов'язково відображує реальне споживання. Тому оцінка потенціалу та визначення економії є нагальним, але не можливим завданням.

Діапазон потенціалу енергозбереження в сучасних будівлях коливається від 10 % до 50 % залежно від заходів. За підрахунками Міністерства будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України, існує можливість зберегти найближчим часом до 20 % загального обсягу споживання енергії в будинках. За умови ретельного впровадження можна досягти в середньому 20–30 % щорічної економії в будівлях, що підтверджується кількома виконаними в Україні проектами. Ці підрахунки підкріплюються результатами проектів установки індивідуальних теплових пунктів в Росії (15–30 %), реконструкції будівель в Литві (20–40 %) та впровадження заходів довгострокової економії енергії в Хельсінкі (34 % за період з 1973 по 2005 рр.). Нові будинки можуть бути ефективнішими, ніж старі, оскільки побудувати енергоефективний будинок зазвичай дешевше, ніж провести реконструкцію старого.

## ● Політика

Енергоспоживання в нових будинках в Україні регламентується будівельними нормами. Однією з функцій Міністерства будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України є створення будівельних норм та здійснення нагляду над їхнім виконанням. Державна інспекція з енергозбереження також здійснює державний контроль за виконанням цих будівельних норм. Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів також може впливати на політику формування енергетичного законодавства та надавати їй підтримку, відповідно удосконалюючи законодавство.

Зміст будівельних норм стосовно енергоефективності радикально змінився. Більшість змін було затверджено в 1994–1999 рр. Вони в основному стосувалися систем опалення на рівні будинків та кондиціонування повітря, також нових вимог щодо регулювання температури (термостати в будинках та системи регулювання в теплових пунктах), хоча поки що невідомо, чи ці правила виконуються. Ще одна важлива нещодавня зміна – дозвіл архітекторам проектувати будівлі із підвищеною внутрішньою температурою в опалювальний період. У минулому внутрішня температура будинків мала становити 18 °С, а нині середня температура в будинках становить 22 °С, що підвищує комфортність та означає, що будинки стануть ефективнішими. Як повідомили експерти, що проектують будинки, значна проблема – це постійне порушення Державних будівельних норм щодо енергетичних вимог (КиївЗНІЕП, Центр енергозбереження, 2005).

Україна прийняла нові будівельні норми в 2006 р., які вступають в силу в 2007 р. В нових нормах радикально змінені вимоги до енергоефективності та підходи до будівництва. До цього часу норми були приписовими: архітектори та проектувальники повинні були використовувати окремі норми для кожної складової будинку. Нові норми надаватиме більшої гнучкості та зосереджуватиметься на загальному обсязі втрат тепла у будинку (або ефективності), як в більшості країн МЕА. Вставка 4.2 описує різницю між інтегральними та приписовими нормами. Нові норми розвиватимуть енергоефективність та надасть більше гнучких можливостей проектувальникам виконувати їх вимоги. Агентство з охорони навколишнього середовища США та Департамент енергетики США профінансували технічну підтримку покращення будівельних норм та підвищення ефективності вікон в Україні.

#### **Вставка 4.2. Нові підходи до будівельних норм**

Будівельні норми в основному дотримуються одного з двох підходів: «приписового» та «інтегрального». Більшість країн МЕА переважно застосовують інтегральні будівельні норми через вигоди, які можна отримати від гнучкості заходів, зниження вартості та підвищення енергоефективності. Україна також має намір рухатися в цьому напрямі.

Приписові норми визначають окремі вимоги до окремих компонентів будинку, наприклад, таких як вікна або стіни. Їх нескладно виконати, оскільки для цього не потрібно виконувати розрахунків або проводити звірку. Отже, основною перевагою приписових норм є те, що процес контролю відповідності технічним вимогам дуже простий. Однак ці норми обмежують можливість архітектора проектувати будинки під вимоги замовника, а це може позбавити стимулу дотримуватися вимог. Можливості підвищення енергоефективності рентабельними заходами приписових норм обмежено. Наприклад, довга та вузька будівля з великою пропорцією зовнішніх стін порівняно з масштабами будинку не обов'язково буде дуже ефективною.

Інтегральні норми передбачають використання програмного забезпечення, легкого у користуванні. Архітектори зосереджують свої зусилля на енергозбереженні та розглядають будівлю в цілому, а не кожний компонент окремо. Інтегральний підхід дає змогу архітекторам проектувати будинки більш креативно та гнучко щодо оптимізації витрат, водночас залишаючи на тому самому рівні або навіть підвищуючи енергоефективність будинку порівняно з приписовим підходом. Наприклад, проектувальник будинку може обрати більші за розміром вікна, але йому потрібно буде додатково ізолювати дах та планувати енергоефективніші вікна. Програмне забезпечення автоматично розраховує втрати кожного компоненту. Будівельному

інспектору потрібно буде лише перевірити результати розрахунків програми та порівняти план із будівлею.

До багатьох норм застосовується комбінований підхід. Наприклад, розробники можуть використовувати спрощений приписовий підхід, якщо вони цього бажають, але загальні вимоги будуть звичайно ж вище. Крім того норми можуть висувати вимоги, що стосуються повної функціональності, а проектувальникам знадобиться тільки вжити певних приписових заходів.

Дотримуватися інтегральних норм так само ефективно, як і виконувати приписові, якщо інспектори та проектувальники проходять базове навчання за новим підходом. Наприклад, Росія вже протягом кількох років застосовує інтегральні норми, що дає позитивні результати. Відповідно до директиви ЄС «По енергетичним показникам будинків», усі члени Європейського Союзу мають дотримуватись інтегральних норм з 2006 р., хоча деякі держави, Болгарія, наприклад, вже з 2005 р. дотримується цього підходу.

Безперечно, будівельні норми і правила є дуже важливими, зважаючи на масштаби сучасного будівництва в Україні. Досвід країн-членів МЕА довів, що будівельні норми - це дуже ефективний шлях покращення енергоефективності та зменшення енергетичних рахунків. В той же час, ці покращення повинні призвести до підвищення рівня ефективності та комфортності.

Питання власності будинків та політики управління також мають велике значення для енергоефективності. В Україні власність будинків чітко визначити дуже складно. Жителі будинків можуть бути власниками квартир, але комунальним простором та самим будинком володіє міська територіальна громада (муніципалітет). В деяких випадках муніципалітети також володіють квартирами (детальнішу інформацію див. у розділі 1). Оплату рахунків на тепло розподіляють між мешканцями та муніципалітетами (які субсидують централізоване тепlopостачання). Це розподілення ролей ускладнює процес прийняття рішень та переговорів щодо надання позик на впровадження енергоефективних проєктів. Мешканці та муніципалітети також розподіляють між собою вигоди від енергоефективності. Отже, обидві сторони мають менший стимул до збереження енергії, ніж вони могли б мати за відсутності такого розподілення.

## Загальний фонд будинків та системи тепlopостачання

У загальному обсязі енергоспоживання житлові та громадські будинки посідають помітне місце. Лише житлові будинки споживають понад 30 % загального обсягу теплової енергії, в Україні; комерційні та громадські

служби (які дуже часто розташовано в будинках) споживають ще 10 % енергії. Протягом останнього десятиріччя обидва сектори зробили помітний внесок у збільшення енергоспоживання. Загалом українські будинки мають великий потенціал енергозбереження, особливо ті, які приєднано до централізованого тепlopостачання. Не дивлячись на різні системи опалення, потенціали цих будинків та відповідні заходи схожі між собою.

## ● Прилади

В Україні спостерігається бум електроприладів. Через відчутне зростання реальних заробітних плат та доходів протягом останніх шести років в Україні обсяг продажу електроприладів потроївся або навіть збільшився вчетверо. Наприклад, обсяги продажу пилососів та пральних машин збільшилися в п'ять разів у 2000–2004 рр. За цей самий період продаж холодильників та телевізорів зріс більше, ніж в три рази. Така тенденція збільшення використання електроприладів безумовно критично збільшує попит на споживання електричної енергії. Не можна її плутати із показниками неефективного використання енергії. Однак у разі відсутності стандартів енергоефективності енергоспоживання в житловому секторі значно збільшиться.

Система стандартів для приладів в Україні ґрунтується на *Законі України «Про стандартизацію»*, який було прийнято в 2001 р. Перед тим, як цей закон набув чинності, Україна вже мала енергетичні стандарти для котлів, систем опалення та охолодження, створені на базі старих радянських стандартів, які зосереджувалися більше на питаннях безпеки праці та технічних деталях, ніж на енергоефективності.

Колишній Державний комітет України з енергозбереження вперше затвердив стандарти для електроприладів та систему маркування для України в 2003 р. у наказі про технічне регулювання приладів. Цей документ передбачає прийняття стандартів в Україні на основі директиви ЄС про стандарти для приладів. На базі цього наказу Комітет розробив та затвердив кілька стандартів. Стандарти мають назву ДСТУ (аббревіатура від «державний стандарт України») та включають:

- Холодильники та морозильні камери.
- Пральні машини і сушилки.
- Посудомийні машини.
- Електричні плити.
- Водонагрівачі.
- Освітлювальне обладнання.
- Установки кондиціонування повітря.

Кожен прилад повинен мати маркування із позначкою, до якого класу він належить, та показник енергоефективності. Він також має відповідати стандарту мінімальної енергопродуктивності. Оскільки ці стандарти ґрунтуються на стандартах ЄС, вони мають забезпечити високий рівень ефективності прила-

дів. Незважаючи на те, що їх було затверджено, вони не виконуються. Виконання стандартів є критичним для забезпечення ефективності роботи приладу.

Колишній комітет України з енергозбереження розробив стандарти енерго-ефективності для інших побутових приладів, але ці стандарти ще не затверджено. Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів планує поновити цю програму стандартів. Допомогу в дотриманні стандартів можуть забезпечити консультації з виробниками приладів та іншими зацікавленими особами.

Пункт про енергетичне маркування також включено до нещодавніх змін до *Закону України «Про енергозбереження»*, які було затверджено Верховною Радою України в грудні 2005 р. Запровадження енергетичного маркування побутових електроприладів – один з базових принципів державної політики енергозбереження (ст. 3 Закону).

## Енергоефективність в промисловості

Більша частина галузей української економіки (такі як видобувна та хімічна промисловість) є енергоємними, що негативно впливає на загальний показник енергоємності. Незважаючи на істотний спад промислового виробництва та відповідне скорочення енергоспоживання в середині 90-х років минулого століття, використання енергії в найбільш енергоємних секторах скоротилось значно менше, ніж в економіці в цілому<sup>9</sup>, оскільки вони робили основний вклад у ВВП та державну казну, а також становили близько половини загального українського експорту. В певних виробничих галузях енергоємність збільшилась під час економічного спаду через великі обсяги фіксованого енергоспоживання.

### ● Політика

Українська політика енергоефективності в сфері промисловості зосереджується на чотирьох аспектах: нормативне регулювання використання енергії, енергоаудити, механізми фінансування та навчання. Нормативне регулювання є найважливішим з точки зору трудових ресурсів: Державна інспекція з енергозбереження має в своєму складі кілька сотень фахівців, більшість з яких працюють над створенням норм енергоспоживання для кожного промислового сектору та окремого типу продукції. Вони обумовлюють застосування цих норм залежно від особливостей кожного підприємства та перевіряють, наскільки ці норми виконуються. Виробників, які перевищують дозволена норма споживання енергії на виробництво одиниці товару, штрафують, а до керівників цих підприємств можуть застосувати адміністративні санкції. Промислові підприємства в основному дуже вороже ставляться до таких норм. У країнах МЕА на постійній основі не засто-

<sup>9</sup> У 1990–1999 рр. частка енергоємних галузей промисловості у валовому внутрішньому продукті зросла з 27 % до 60 %.

вуються такі норми для підприємств, оскільки регуляторам дуже складно коригувати норми під ринкові умови, які постійно змінюються. Отже, нормативні акти можуть перешкоджати розвитку конкурентної боротьби серед виробників, коли попит тимчасово падає, а виробниче обладнання втрачає ефективність або коли компанії необхідно запустити новий вид продукції (наприклад, привабливіші пляшки). Проведення таких перевірок також створює сприятливі умови для корупції.

Інспекція проводить енергоаудити підприємств. Однак, підприємства не зобов'язані впроваджувати заходи, які було розроблено під час аудиту. Фінансування перетворилось на болюче питання, особливо на державних підприємствах, які також не мають коштів на розвиток. *Енергетична стратегія до 2030 р.*, законодавчі зміни та програми енергозбереження які нещодавно розроблено в Україні, передбачають широке використання норм і дозволів використання енергії на одиницю товару на підприємстві як засіб покращення енергоефективності.

Уряд надає фінансування для інвестицій в енергоефективність на державних підприємствах, які можуть включати промислове обладнання, що знаходиться у власності держави (цю програму детальніше описано далі). Однак цього фінансування не достатньо, щоб забезпечити у повному обсязі потребу в розвитку енергоефективності на державних підприємствах. Державний комітет енергозбереження заснував УкрЕСКО, щоб фінансувати проекти в промисловості та інших секторах (див. вставку 4.1).

Державний комітет України з енергозбереження детально розробив широку програму з навчальним курсом, семінарами та інформацією щодо енергоефективності, орієнтовану на керівників та робітників промислових підприємств. Ця програма зіграла значну роль у просуванні енергоефективності в промисловому секторі України. У 2004 р. в Україні було проведено близько 200 семінарів та 120 конференцій з питань енергоефективності в промисловості. Нові енергоефективні технології та енергозберігаюче обладнання експонувалося на 70 спеціалізованих виставках. Наприклад, понад 150 підприємств презентували нове енергозберігаюче обладнання, теплоізолюючі матеріали, лічильники та системи управління на виставці «Будівництво будинів та. офісів» в Луганську. Поки ще неясно, яка майбутня доля в цієї програми, ймовірно, що її впровадження продовжить Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів.

## ● Енергоспоживання в промисловості та енергоємність

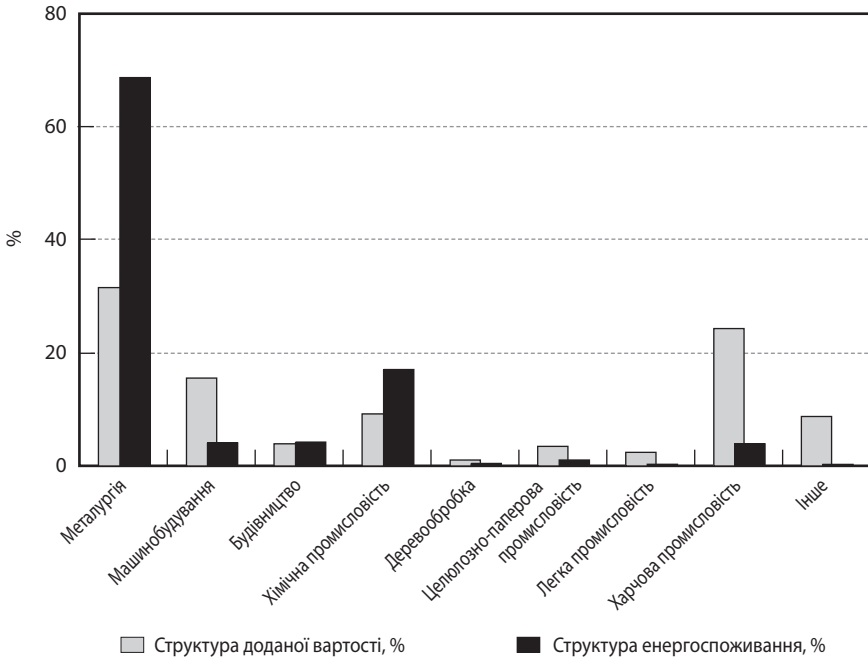
У 2004 р. споживання енергії українською промисловістю становило 40 % загального обсягу її споживання в Україні. У виробничій сфері енергоспоживання сконцентроване в кількох енергоємних секторах, які складають лише незначну частку в загальній величині доданої вартості. Найбільш енергоємними секторами є металургія та хімічна промисловість. Разом



вони споживають 86 % загального обсягу енергії в промисловості, а відсоток їхньої продукції досягає лише 40 % загального обсягу промислової доданої вартості (рис. 4.7).

**Рисунок 4.7**

*Використання енергії в промисловому секторі та структура додаткової вартості в Україні у 2000 р.: відсотки окремих складових у загальному обсязі промислової доданої вартості*



Джерело: Державний комітет статистики України.

Частка спожитої енергії на 1 т промислової продукції в Україні порівняно з промислово розвиненими країнами ОЕСР є дуже високою. Це дуже помітно в металургійному секторі. Згідно з даними МЕА та підрахунками українських фахівців, Україна споживає втричі більше енергії на виробництво 1 т чавуну та вдвічі більше на виробництво сталі порівняно з середніми показниками в країнах ОЕСР. Більше половини всього обсягу сталі в Україні виробляється у неефективних мартенівських печах. Частка мартенівських печей незначно скоротилася лише у виробництві заліза, від 50 % до 47 % за період 1996–2004 рр.<sup>10</sup> Сучасніші електродугові печі становлять менше ніж 10 % у сталеливарному виробництві України (порівняно з 40 % у країнах ОЕСР).

<sup>10</sup> Для порівняння, в Росії мартенівські печі становлять лише одну третю частину у сталеливарній промисловості.

Друге місце серед найменш енергоефективних галузей посідає хімічна промисловість, оскільки вона виробляє великі обсяги енергоємного аміаку та інших добрив. Для виробництва 1 т аміаку Україна споживає електричної енергії в три рази більше, ніж США та в два рази більше, ніж Росія. Виробництво етилену та пропілену в Україні обмежено; на виробництво одиниці цих речовин споживається енергії в два або три рази більше, ніж на підприємствах країн ОЕСР.

Виробництво цементу посідає за енергоємністю продукції третє місце після металургії та хімічної промисловості. Цемент виробляється неефективним мокрим способом, а не сухим, який є менш енергоємним. Для виробництва 1 т цементу Україна споживає на 70 % енергії більше, ніж країни ОЕСР.

## ● Огляд і стратегія енергоефективності в промисловості

Відповідно до *Енергетичної стратегії до 2030 р.* потенціал енергоефективності в промисловості є надзвичайно великим. Енергетика, металургія та хімічна промисловість вважаються пріоритетними галузями щодо впровадження енергоефективних заходів. Оскільки їхня продукція використовується іншими галузями економіки, то підвищення енергоефективності та зниження вартості цієї продукції помітно впливатиме на національну економіку в цілому. Впровадження політики енергоефективності в металургії має також важливе значення через високий відсоток експорту (близько 40 %) та істотний внесок до бюджету.

Результати енергетичних аудитів, які проводилися українським Агентством з раціонального використання енергії та екології та Тихоокеанською національною північно-західною лабораторією (США), свідчать про наявність значного потенціалу енергозбереження у короткостроковій перспективі.

Ряд підприємств брали участь в цій аудиторській програмі з 1997 р. та інвестували мільйони доларів з власного бюджету на впровадження рекомендованих енергоефективних заходів (вставка 4.4). Оскільки ціни на енергію зросли в 90-х роках минулого століття, деякі приватні підприємства мали можливість сплачувати рахунки за спожиту енергію та інвестувати в енергоефективність, завдяки чому досягли значних результатів.

Як свідчить досвід, у міру зростання цін на енергію енергозбереження в промисловості може досягти 30–40 % загального обсягу його споживання; цей показник може бути вищим, якщо виробники впровадять повністю нові процеси виробництва (подібно до сучасних технологій виробництва сталі). Навіть за цінами 2005 р. більшість підприємств могли б економічно вигідним шляхом підвищити ефективність використання енергії на 20%; ціни на енергоресурси значно зросли з того часу. Звичайно, це потребуватиме капітальних інвестицій, але отримана економія забезпечить фінансові вигоди зараз та в майбутньому.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає впровадження серії нових технологій та процесів енергоефективного виробництва в українській промисловості, включаючи:

- Розширення використання безперервного лиття сталі та заміну мартенівських печей.
- Використання ефективніших газових компресорів на газопроводах.
- Перехід від мокрого способу виробництва цементу до ефективнішого сухого.

Серед найважливіших питань – надання урядом переваги не окремим технологіям, а забезпечення дієвих умов стимулювання ефективності та можливості підприємствам приймати самостійні рішення. Промислові підприємства фінансуватимуть поліпшення з власних коштів. Слід зазначити, що більша частина заходів, спрямованих на зниження енергоємності в промисловості, можуть не стосуватися енергозбереження безпосередньо. Метою тут може бути, наприклад, поліпшення якості продукції та розширення виробництва.

Нескладні та недорогі заходи також містять можливість підвищення енергоефективності. Серед них – так звані «адміністративно-господарські» заходи, наприклад, перекриття місць витоків, технічне обслуговування обладнання, вимкнення обладнання, якщо воно не використовується. Дуже важливим є навчання персоналу щодо впровадження цих заходів. Покращення роботи лічильників та системи управління для промислових користувачів також відкриває великі резерви енергозбереження, що потребує невисоких капіталовкладень та має короткий період окупності.

Виробництво пари для промислових процесів, як один з найбільших споживачів енергії, має подальші можливості економії. Пара виробляється в неефективних котлах. Їх можна перетворити на когенераційні установки, що підвищить ефективність використання палива. В більшій частині промислових котлів бракує сучасних пристроїв регулювання згоряння. В системах паророзподілу можна зберігати енергію завдяки покращенню ізоляції, встановленню конденсаційних місткостей і ремонту місць, де спостерігаються витoki. Системи стиснутого повітря та освітлення – два інших типових джерела енергозбереження.

Українські енергосервісні компанії, зокрема УкрЕСКО, зробили помітний внесок у підвищення енергоефективності в промисловості шляхом проведення енергоаудитів та поліпшення умов фінансування.

## Енергоефективність у транспортному секторі

Частка транспортного сектору в загальному українському споживанні енергії є невеликою (15 % у 2004 р.) порівняно з країнами ОЕСР (34 %).

Згідно з офіційними даними транспортна структура з 1990 р. змінилась не істотно та залишається відносно енергоефективною (табл. 4.1 і 4.2). Перевезення залізничним транспортом переважають і становлять близько половини від загального обороту вантажу в Україні, пасажирські перевезення –

Таблиця 4.1

Вантажні перевезення за транспортними категоріями,  
1990–2004 рр., %

	1990	1995	2004
Залізниця	46,0	36,0	49,0
Безрейковий транспорт	8,0	6,0	6,0
Трубопроводи	20,0	34,0	41,9
Морський транспорт	25,0	23,0	2,0
Річний транспорт	1,0	1,0	1,0
Повітряний транспорт	0,0	0,0	0,1
<b>Разом</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Джерело: Державний комітет статистики України..

Таблиця 4.2

Пасажи́рські перевезення за транспортними категоріями,  
1990–2004 рр., %

	1990	1995	2004
Залізниця	34,0	53,0	40,0
Безрейковий транспорт	41,0	29,0	37,0
Трамваї	6,0	4,5	5,0
Тролейбуси	9,0	7,3	8,6
Метро	2,0	3,0	5,0
Морський транспорт	0,5	0,4	0,1
Річний транспорт	0,3	0,1	0,0
Повітряний транспорт	7,2	2,7	4,3
<b>Разом</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Джерело: Державний комітет статистики України.

близько 40 %. Частка відносно ефективного трубопровідного транспорту подвоїлась з 1990 р. за рахунок морського транспорту. Безрейковий транспорт складає лише 6 % загального обороту вантажу в Україні.

Однак дані не зовсім адекватно відображають зростаюче використання приватних автомобілів. Дані про реєстрацію автомобілів та затори на дорогах основних міст підтверджують, що кількість приватних автомобілів значно зросла. У 2005 р. вперше частка автомобільних перевезень (у мільярдах кілометрів), за офіційними даними, перевищила частку залізничних перевезень. З огляду на весь обсяг перевезень, загальна кількість автомобільних та автобусних перевезень перевищує залізничні, але перші є коротшими.

Уряд впровадив деякі заходи, щоб обмежити зростання дорожнього руху, а саме, підвищено паливні акцизні збори та інвестиції в системи залізничного та громадського транспорту. Однак основним фактором, що зумовлює значну перевагу залізничного транспорту над безрейковим, є дуже низькі тарифи на залізничні przewезення. В той час як ціни на бензин та дизель майже досягли світового рівня, тарифи на залізничний транспорт все ще субсидуються. Будівництво залізниць також субсидується.

Слід також зазначити, що наприкінці 80-х років минулого століття українська транспортна система була відносно енергоефективною, в ній переважав громадський транспорт, а частка приватних автомобілів була дуже низькою. Перехід до ринкової економіки призвів до підвищення попиту на приватні автомобілі. За період 1990–2004 рр. кількість приватних автомобілів зросла від 3,3 млн (63 автомобілі на 1000 жителів) до 5,1 млн (108 автомобілів на 1000 жителів). Ринок поки що не перенасичений, кількість автомобілів на душу населення в Україні становить лише 1/3 від рівня західноєвропейських країн. Низький відсоток приватних автомобілів на душу населення спостерігався в радянський період, коли цей показник становив лише 25–40 % рівня східноєвропейських країн та 15–20 % рівня західноєвропейських країн. Незважаючи на істотне зростання реальної заробітної плати та доходів за останні шість років, середньомісячна зарплата становить близько 1060 грн (211 дол. США). В результаті цього придбання нового автомобіля все ще залишається розкішшю для більшості населення; середній вік автомобілів на дорогах перевищує вісім років.

На зміну автомобілям радянського періоду приходять більш енергоефективні автомобілі західного стилю. Політика уряду зіграла тут велику роль, оскільки уряд упровадив ряд грошових стимулів з метою просунення національних виробників на автомобільному ринку (включаючи виробників, які збирають західні моделі автомобілів в Україні) та наклав обмеження на імпорт автомобілів, що вже були у використанні. Митниця знімає збори у розмірі 20 % за імпортовану машину, яка була у використанні більше ніж 5 років та 30 % за машини, що використовувалися 5–8 років. Уряд наклав заборону на імпорт автомобілів віком старше восьми років у середині 2004 р. та заборонив ввезення вантажівок та автобусів віком старше п'яти років.

Зважаючи на той факт, що комерційні перевезення поступово переходять до приватного сектору, а частка приватних автомобілів зростає, нові стимули, пов'язані з цінами на пальне, стають більш дієвими та сприяють підвищенню ціни на пальне стимулюють підвищення енергоефективності. Це не призведе до зниження попиту на транспортне пальне, але енергозберігаючі заходи мають уповільнити зростання попиту. З іншого боку, оскільки західні автомобілі характеризуються вищою енергоефективністю, ніж колишні радянські, зростання обсягу покупок західних автомобілів призведе до покращення енергоефективності. В будь-якому разі кількість автомобілів на душу населення істотно зросла з 1991 р. та зростатиме навіть швидше, ніж енергоефективність.

Ефективнішими стають інші види транспорту інші види перевезень також стають більш ефективними. Наприклад, «Укрзалізниця» оголосила про свої плани інвестувати 30 млн грн (6 млн дол. США) в енергоефективні заходи починаючи з 2005 р. Компанія почала вкладати свої інвестиції в енергоефективність з 1997 р., але ця нова програма є свідченням того, що початкові зусилля розширюються. На енергетичні витрати «Укрзалізниця» виділила близько 20 % власних коштів у 2005 р., навіть враховуючи низькі ціни на енергію. У 2005 році витрати на енергоносії склали до 20 % вартості перевезень «Укрзалізниці» навіть за низькими цінами на енергоресурси. У 2007 р. компанія розпочне головну програму електрифікації української залізниці. Літаки також стали більш енергоефективними за рахунок того, що українські авіалінії все більше вводять у дію західні моделі літаків. В Україні тролейбуси в основному старих моделей, однак деякі міста почали закуповувати енергоефективні моделі.

## Ефективність перетворення енергії

Частка енергії, яка споживається під час її перетворення, в Україні є дуже високою, частково через високий відсоток централізованого теплопостачання та металургії в загальному обсязі споживання енергії. За даними Державного комітету статистики України, енергетичне перетворення становило 58 % загального обсягу споживання викопного палива у 2004 р. Порівняно з даними щодо країн ОЕСР, у 2004 р. Україна спожила енергії на 14 % більше на виробництво кожного кіловату електричної енергії, та сектор централізованого теплопостачання в Україні менш ефективний. Це можна пояснити старими технологіями, низьким відсотком впровадженої когенерації, низькою якістю вугілля (дуже важливе паливо в секторі енергетики) та дуже низьким показником завантаження українських теплових електростанцій (28 % у 2004 р. порівняно з 70 % у 1990 р.). Більш того, втрати під час передавання електричної енергії та її розподілу досягають 15 % (8 % у 1990 р.) порівняно з 6 % у країнах ОЕСР.

### ● Енергетика

Більша частина теплових електростанцій в Україні вже вичерпали свій термін експлуатації. У 2004 р. середній вік великих блоків теплових електростанцій досяг 36 років, а середній вік великих когенераційних станцій – 42 роки.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає підвищення енергоефективності в секторі енергетики завдяки модернізації блоків теплових електростанцій та зменшенню енергетичних втрат. Для підвищення ефективності енергетичного перетворення необхідно впровадити такі заходи:

- Модернізація та заміна застарілого обладнання в ПЕК.
- Встановлення автоматизованих лічильних систем для повнішого обліку енергоспоживання.

- Розширення використання нових технологій для виробництва електричної енергії.
- Впровадження комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, яке забезпечує ККД 80–90 %.
- Зменшення втрат під час передачі електричної енергії до 9–12 %.

## ● Когенерація

Когенерація – комбіноване виробництво теплової та електричної енергії. Зазвичай вона забезпечує вищу ефективність, оскільки скидне тепло повторно використовується для промислових процесів або централізованого тепlopостачання. За допомогою когенерації можна зберегти щонайменше 30 % порівняно із окремим виробництвом електричної та теплової енергії. В сфері виробництва теплової енергії частка когенерації в Україні нині дуже мала. Велике навантаження на централізовану систему тепlopостачання в Україні створює сприятливе середовище для розвитку когенерації. Однак, оскільки сьогодні в Україні дуже багато надмірної потужності, то нові когенераційні установки слід планувати дуже обережно. Існуючі теплові електростанції та котельні вже занадто застарілі. У міру того, як їх буде замінено, когенерація надаватиме можливості помітного підвищення енергоефективності.

## ● Централізоване тепlopостачання

Системи централізованого тепlopостачання споживають приблизно 45 % природного газу загального обсягу його споживання в Україні, тому потенціал енергозбереження в цій сфері дуже великий. Споживання енергії з метою опалення будинків в Україні вдвічі вище за дані по країнах ОЕСР. У 2004 р. енергоспоживання в житловому секторі, де централізоване тепlopостачання використовує щонайменше одну чверть загального обсягу енергії, досягло 29 % сумарного кінцевого споживання. Більшість теплорозподільних мереж застарілі та погано ізольовані, тому відсоток втрат у мережах досягає 30 %. Крім того в погано ізольованих будинках втрата тепла, яке туди надходить, становить близько 35–50 %. Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України заявило про свої плани заснування інноваційного інвестиційного фонду в розмірі 750 млн грн (150 млн дол. США) на підвищення енергоефективності в будинках, системі централізованого тепlopостачання, але ці плани поки що підпадають підздаються сумнівним сумнів, оскільки навіть за умов високої уваги до питань енергоефективності в 2006 р., виконання зобов'язань все ще є проблематичним. реальність здійснення цих планів є невизначеною. Це викликає занепокоєння, оскільки означає, що навіть за умов великої уваги до питань енергоефективності в 2006 р. виконання зобов'язань щодо здійснення таких планів є проблематичним.

Організаційні заходи мають вкрай важливе значення для підвищення енергоефективності у централізованому тепlopостачанні. За умовами введення цін, які відображують реальну вартість енергії, споживачі отримають потужний

стимул до збереження енергії. Головне завдання для України – не стільки створення нових технічних підходів, скільки практична реалізація вже прийнятих рішень. Основні перешкоди можна подолати завдяки покращенню законодавчого середовища, політичних та інституційних реформ та підвищення рівня поінформованості громадськості. Неурядові та приватні організації, а також урядові органи докладають зусиль до поліпшення ситуації в сфері централізованого теплопостачання, дуже часто за підтримки міжнародних донорів.

За таких умов дуже важливо розглядати енергетичний ланцюжок повністю – від виробництва до кінцевого споживання. Цей підхід є оптимальним як для створення ефективної політики, так і для підвищення енергоефективності в індивідуальних системах. Кінцеве споживання необхідно враховувати повністю та регулярно контролювати. Кожний елемент ланцюга – кінцеве споживання, розподіл, передача та виробництво – можна досліджувати або планувати окремо. Можливості оптимізації системи можна створити за допомогою інвестицій, визначення розмірів мережі, параметрів її функціонування, розробки виробничих систем, змішування палива та технічного обслуговування. Водночас для кожної складової системи можна окремо визначати енергоефективні цілі та заходи. Питомі показники ефективності є дуже суттєвими для оцінки, впровадження та моніторингу заходів.

Український сектор теплопостачання має високий потенціал енергоефективності. Проте крім того сектор потребує значних інвестицій, тому на підвищення енергоефективності в секторі необхідно буде витратити час та гроші. У разі уповільнення процесу вдосконалення вирішення цього питання може обійтися дорожче.

## ● Нафтопереробні заводи та виробництво коксу

Енергоємність сектору нафтопереробки дуже висока. Є дві основні причини цього – недостатнє використання промислових потужностей на шести заводах країни, а також застарілі технології та зношене обладнання, які все ще використовуються. Загальна встановлена потужність заводів значно перевищує попит. У 2004 р. шість заводів використовували лише 40 % їхньої потужності.

Як уже зазначалося у розділі 5 «Природний газ і нафта», нафтопереробні підприємства випускають важке паливо у великих обсягах та замало високоякісної легкої продукції. Частка легкої та змашувальної продукції залишається дуже низькою (на рівні 65 %), у той час, як в Західній Європі вона досягає 85–90 %. Існуюча структура продукції не відповідає попиту в Україні. Усі шість заводів було побудовано в радянські часи, їх діяльність була спрямована на виробництво нафтопалива, яке має використовуватись на українських електростанціях та в секторі сільського господарства.

Виробництво коксу в Україні також є низькоефективним, частково через відсутність можливостей використання скидного газу та тепла, а також че-



рез непродуктивність печей, витоків у парових системах та інші джерела втрат енергії. Більша частина коксових виробництв розміщена на сталеливарних заводах, а це ускладнює процес переробки скидного газу через проблеми з транспортуванням коксового газу.

## Регіональна та муніципальна політика

В рамках ініціативи Державного комітету України з енергозбереження кож-на обласна адміністрація створила відділ з питань енергозбереження. Ці відділи зосереджують свою діяльність на таких завданнях:

- Управління енергоефективною діяльністю на регіональному та муніципальному рівнях шляхом створення відповідних відділів у міських адміністраціях та координації їх роботи.
- Моніторинг енергоспоживання в регіоні.
- Визначення високопріоритетних заходів з енергоефективності.
- Порівняння реального споживання енергії із встановленими нормами.
- Забезпечення реалізації програм енергозбереження на регіональному та муніципальному рівнях.
- Надання інформаційної підтримки в рамках енергоефективної діяльності.
- Організація навчання місцевих спеціалістів, які працюють у сфері енергоефективності.

Відповідно до методологічного керівництва, розробленого Державним комітетом України з енергозбереження, майже усі області України розробили комплексні програми енергозбереження. Програми зазвичай складаються з двох основних розділів. Перший містить дані та аналіз поточної ситуації, а також прогноз споживання енергії в області до 2010 р. з урахуванням потенціалу енергоефективності. Другий розділ – перелік енергозберігаючих заходів в усіх секторах, включаючи бюджетну сферу, а також потенційні джерела фінансування.

На муніципальному рівні програми енергозбереження поширені менше. В деяких міських адміністраціях взагалі немає відділів з питань енергозбереження. Брак муніципальних програм компенсується регіональними програмами, які зосереджуються на впровадженні заходів у містах.

Обласні відділи відіграють значну роль у підвищенні обізнаності з питань енергоефективності, оскільки вони надають інформаційну підтримку місцевим підприємствам на місцевому рівні та бюджетним організаціям, а також проводять навчання місцевих енергетичних менеджерів. У деяких областях добре розвинена система освітніх центрів, які підвищують кваліфікаційний рівень у сфері енергоефективності. Наприклад, з 2003 р. проводились одноденні навчальні курси з енергоефективності для усіх державних службовців та директорів бюджетних організацій або організацій, що перебувають у де-

ржавній власності. Крім того в школах та училищах Рівненської області викладається новий курс, що називається «Основи енергоефективності».

У кожній області проводяться виставки, присвячені питанням енергетики, які просувають енергоефективність та використання відновлюваної енергії. Більшість областей організують спеціальну подію, яка називається «Тиждень енергоефективності», під час якої через пресу та телебачення пропагуються принципи енергоефективності. Під час «Тижня енергоефективності», який проводився в Рівненській області, близько 24 телевізійних програм трансливалися по телебаченню, 210 виступів пролунали по радіо та 322 статті було опубліковано в місцевих газетах. Усі вони були присвячені питанням енергоефективності в області. Два консультаційні центри та два журнали надають постійну інформаційну підтримку з питань енергоефективності. Неурядові організації також відіграють значну роль у поширенні енергозберігаючих заходів. Місцеві неурядові організації (Екоклуб та Рівненський медіа-клуб) просувають енергоефективний стиль життя й такі практичні заходи підвищення енергоефективності, як утеплення приміщень та встановлення лічильників.

Багато ініціатив з підвищення енергоефективності розвивається на муніципальному рівні та впроваджується неурядовими організаціями або приватними компаніями, часто за міжнародної підтримки. Пілотний проект покращення енергоефективності в школі-інтернаті м. Львова можна навести як приклад (див. вставку 4.3).

#### **Вставка 4.3. Пілотний проект підвищення енергоефективності в школі-інтернаті м. Львова**

У рамках Муніципальної енергоефективної ініціативи у Львові, Альянс за збереження енергії та представники міської адміністрації обрали Львівську школу-інтернат для дітей з серцево-судинними захворюваннями як демонстраційний об'єкт для впровадження енергоефективних заходів. Учасники проекту хотіли показати ефективність впровадженної системи управління та низьковитратних технологій, які використовують змінність погодних умов.

На першій фазі нова система управління забезпечила зменшення споживання енергії на 26 %. На другій фазі було додано функцію зниження температури ввечері та на вихідних. Це не тільки призвело до економії, а й підвищило рівень комфортності за рахунок рівномірного опалення будинку.

Головне управління освіти і науки у Львівській міській адміністрації та тепlopостачальна компанія співпрацювали із Альянсом над впровадженням проекту. Приватний сектор проводив навчання щодо

впровадження технологій утеплення будинку для представників п'яти малих підприємств, які потім їх впроваджували.

Комбінація першої та другої фази разом з упровадженням технології утеплення будівлі забезпечили економію приблизно на 45–50 %. Цей вражаючий результат викликав велику зацікавленість з боку службовців міської адміністрації, які швидко зрозуміли, що енергоефективність є практичним способом зняття тягаря з місцевих бюджетів, не знижуючи якість муніципальних послуг.

*Джерело: Альянс за збереження енергії, веб-сайт: [www.ase.org](http://www.ase.org).*

Одну третю або навіть більшу частину бюджетних коштів українські міста витрачають на оплату рахунків за споживану енергію. Дуже часто значною частиною цих коштів сплачуються субсидії на тепло. В результаті аналізу пілотних енергозберігаючих проектів в Україні помітно, що міста фінансово вмотивовані підвищити енергоефективність у будівлях, в результаті чого можна скоротити субсидії та зберегти гроші міст.

Дослідження житлових будинків показало, що рівень зменшення обсягів субсидювання після установки лічильників можна знизити зменшити на 12–57 %. Після цього у керівників будинків з'явився стимул зменшити споживання тепла. У свою чергу, житлові будинки отримали можливість економити кошти, оскільки вони раніше оплачували втрати тепла під час його розподілу (Альянс за збереження енергії, 2006).

Колишній Державний комітет України з енергозбереження впровадив конкурентну рейтингову систему серед обласних адміністрацій з метою спрямування місцевих зусиль на енергоефективність. Кожна область отримувала свою рейтингову оцінку відповідно до активності діяльності в таких сферах, як зниження енергоємності, мобілізація коштів на впровадження енергоефективних заходів, установка лічильників, впровадження регіональної програми з енергозбереження та підготовка повних звітів з енергоефективності. Таблиці з цими показниками та остаточні результати рейтингу було опубліковано в Інтернеті.

## Інвестування в енергоефективність

У сфері енергозбереження однією з найважливіших цілей уряду України є забезпечення фінансування. Приватний капітал тут має велике значення, оскільки бюджетний фонд дуже обмежений. У такій ситуації переважною функцією уряду є не стільки фінансування, скільки створення умов щодо впровадження енергозбереження. Для цього необхідно запровадити не тільки ціни, які відображують реальну вартість енергії, а й політичні стимули, наприклад, стандарти та інформаційні кампанії.

За даними Державного комітету України з енергозбереження, за період 2002–2004 рр. загальний обсяг інвестицій в енергоефективність істотно збільшився – з 193 млн дол. США до 249 млн дол. США (табл. 4.3). Приблизно 60–70 % від цих інвестицій забезпечувалося власними фондами підприємств. Інші джерела фінансування, такі як банківські позики та іноземні інвестиції, також відіграють помітну роль (15–20 %). Фінансування з місцевого бюджету постійно зростає, хоча бюджетне фінансування на державному рівні було дуже низьким до нинішнього часу.

Таблиця 4.3

*Інвестиції в енергоефективність, млн дол. США*

	2002	2003	2004
Фінансування підприємствами	142,7	204,0	154,2
Кредити, іноземні інвестиції	36,1	63,6	40,9
Місцеві бюджети	13,9	21,8	52,5
Державний бюджет	0,3	1,3	1,2
<b>Загальний обсяг інвестицій</b>	<b>193,0</b>	<b>290,7</b>	<b>248,8</b>

*Джерело: Державний комітет України з енергозбереження.*

Варто зазначити, що табл. 4.3, можливо, недооцінює рівень приватних інвестицій з двох причин. По-перше, бракує централізованої статистики щодо таких інвестицій. По-друге, багато інвестицій можуть підвищити енергоефективність, але основна мета – поліпшення комфорту та якості продукції, тому в оглядах складно простежити такі інвестиції.

Якщо попередня версія *Енергетичної стратегії на період до 2030 р.* містить окремі ідеї, наприклад, залучення фінансування до сфери енергоефективності (податкові пільги та процедура залучення енергопостачальників до інвестицій в ефективність кінцевого споживання енергії), то остаточна версія цього документу розглядає більш узагальнені категорії фінансування з меншою деталізацією механізмів. Однак механізми є дуже важливими для вдалого здійснення цілей енергоефективної політики. Серед загальноприйнятих механізмів країн МЕА – податкові пільги та субсидійовані відсоткові ставки для інвестицій в енергоефективність, а також правила розвитку перформанс-контрактингу та інвестування комунальними підприємствами в енергоефективність на стороні споживача.

Протягом останніх років частка інвестицій в енергоефективність з державного бюджету України досягала 0,01 % загальних бюджетних витрат; частка локальних бюджетів вища – 0,7 %. У результаті цього загальні бюджетні інвестиції в енергоефективність в Україні становили лише 5 грн на душу населення (1 дол. США) у 2004 р. Однак бюджетне фінансування енергоефектив-

ності може збільшитись у майбутньому. На відміну від цього субсидювання виробництва енергії з державного бюджету є на порядок вищим, що і є основною проблемою<sup>11</sup>.

## ● Комерційне фінансування

Комерційне фінансування залишається найважливішим джерелом інвестицій в енергоефективність. У більшості випадків найкращим джерелом комерційного фінансування є внутрішні корпоративні ресурси. енергоефективний Енергоефективні проекти може можуть розпочатися розпочинатися з малого: компанії, які мають великий досвід малих енергоефективних проектів, мають більше можливостей для залучення інвестицій у великі проекти модернізації. Банки або інші іноземні інвестори дуже рідко фінансують 100 % вартості проекту. Більша частина у більшості випадків проектів проекти фінансуються з різних джерел, включаючи міжнародні фонди, комерційні банки, інвестиційні фонди та стратегічних інвесторів. У вставці 4.4 наведено приклади інвестування в промислові енергоефективні проекти.

Деякі українські комерційні банки вже запропонували найкращим промисловим клієнтам взяти в них позику. Однак місцеві банки дуже погано знають ринок енергоефективності. В таких країнах, як Чеська республіка та Угорщина, уряд та неурядові організації вже працювали із комерційними банками, щоб допомогти їм зрозуміти, як оцінювати позики на впровадження проектів енергоефективності, та продемонструвати великий потенціал цього ринку. Деякі міжнародні банки в Україні зорієнтувалися на цей ринок, особливо враховуючи підвищення цін на енергоносії для промисловості. Міжнародні банки також діють активно, оскільки сьогодні існує кілька іноземних інвестиційних фондів.

Зазвичай основні модернізаційні проекти потребують доступу до ринку капіталу або стратегічних інвесторів. Вдалий приклад – «МітталСтіл Кривий Ріг», який вважає основними можливостями для отримання прибутку енергоефективність та модернізацію на українських підприємствах. «Міттал» викупив «Криворіжсталь» у 2005 р. під час найбільших приватизаційних торгів в Україні на сьогоднішній день. Він планує інвестувати сотні мільйонів доларів в енергоефективність та модернізацію підприємства.

Комерційне фінансування поширене також у житловому секторі. На сьогодні не існує даних щодо інвестицій в енергоефективність з боку мешканців або житлово-комунальних компаній, але окремі випадки свідчать, що такі інвестиції перевищують 500 млн грн (100 млн дол. США) на рік. Серед таких заходів – встановлення ефективніших вікон, додаткова ізоляція огорожувальних конструкцій будинків та придбання ефективніших холодильників.

<sup>11</sup> Лише в одному вугільному секторі уряд витратив 8,2 млрд грн (1,6 млрд.милрд дол. США) у 2005 р. на субсидування вугілля, капітальні інвестиції, закриття шахт та безпеку праці. Це дорівнює приблизно 170 грн (33 дол. США) на душу населення.

#### **Вставка 4.4. Приклади інвестування в енергоефективність на промислових підприємствах**

##### **Авдіївський коксохімічний завод**

Підприємство інвестувало 400 тис. дол. США в нову систему освітлення, модернізацію паропроводу та засоби управління роботою системи стиснутого повітря. Внутрішня ставка рентабельності після модернізації паропроводу перевищила 1 000 %. Керівництво заводу також затвердило план будівництва нової когенераційної системи загальною потужністю 15 МВт, яка працює на відхідному газі технологічного процесу,.

##### **Гостомельський склозавод**

Підприємство впровадило ряд проектів, спрямованих на покращення енергоефективності та модернізацію, включаючи установку нової скловарної печі, утилізаційних котлів, ефективних компресорів та іншого енергоефективного обладнання. Загальний обсяг інвестицій – 24 млн дол. США, джерела фінансування – власні кошти підприємства, ЄБРР, УкрЕСКО та ін.

##### **Запорізький завод феросплавів**

Ураховуючи результати аудиту, підприємство інвестувало 170 тис. дол. США в енергоефективність. Воно також має намір інвестувати близько 2,9 млн дол. США в заходи, що обумовлять щорічну економію електроенергії 40 млн кВт·год (3 % загального споживання) та 11 % газу, який споживається нині. Серед заходів – модернізація пароконденсатної системи та установка сучасних котлів. Щорічна економія коштів становитиме 1,6 млн дол. США.

##### **ВАТ «Росич» (підприємство харчової промисловості)**

Установлено конденсаторіввідники, систему рекуперації пари та усунуто витоки повітря в газові трубопроводи. Вкладено 10 300 дол. США власних коштів. У результаті впроваджених заходів підприємство отримує щорічну економію коштів майже 23 тис. дол. США.

##### **Донецький металургійний завод**

Проект передбачає впровадження когенераційної установки, яка використовує пару низької якості, та інші заходи для ефективної утилізації доменного та коксового газу. Щорічна економія – 215 млн кВт·год електроенергії (35 % існуючого рівня споживання), 61 000 Гкал теплової енергії (10 % існуючого рівня споживання) та 9 млн т еквіваленту газового палива (13 % існуючого рівня споживання). Щорічна економія становитиме 37 млн дол. США. Підприємство впроваджує проект стадіями.

*Джерело: Агентство з раціонального використання енергії та екології (АРЕНА-ЕКО) та Тихоокеанська північно-західна національна лабораторія.*

## ● Державне фінансування

Оскільки у фінансуванні енергоефективності державою спостерігається явний дисбаланс на користь нових обсягів енергопостачання, то від уряду не очікується фінансування всіх інвестицій, та він і не повинен цього робити. Як вже зазначалося, головна роль уряду полягає у створенні належних умов інвестування.

Однак нині існує можливість для цілеспрямованого державного фінансування проектів з енергоефективності. Таке фінансування матиме найбільший вплив за умови посилення додаткового фінансування та стимулювання інвестицій з боку приватного сектору. Кредитні гарантії та знижена відсоткова ставка – ефективні важелі забезпечення додаткового фінансування, яке може заповнити важливу прогалину в той час, як приватний сектор ще не впевнений у тому, як оцінювати ризики. Оскільки державне фінансування завжди буде обмеженим, дуже важливо використовувати його цілеспрямовано. Інвестування в такі державні установи, як школи та лікарні – розумне рішення, оскільки в майбутньому держава скоротить свої витрати на забезпечення енергією. Це ж саме стосується інвестицій у енергоефективність в домогосподарствах з низьким прибутком. Навіть у цих секторах належно сплановане інвестування може посилити приватне інвестування, наприклад, від енергосервісних компаній.

Уперше уряд України надав фінансування для впровадження енергоефективних заходів у 2001 р. Заплановані бюджетні інвестиції становили 25 млн грн (5 млн дол. США) у формі гранту. На жаль, лише 30 % цієї суми було фактично виділено того ж року. З того моменту щороку виникали такі проблеми з фінансуванням. У табл. 4.3 показано реальні витрати. У 2006 р. державний бюджет включає 1,5 млрд грн (300 млн дол. США) для надання кредитів на енергоефективні проекти та відповідні програми, але до розв'язання парламентської кризи було неясно, коли вивільняться ці кошти та чи вивільняться вони взагалі. Якщо ця сума буде повністю доступною, то фінансування енергоефективності значно підвищиться<sup>12</sup>. Однак відміна планів щодо інвестування в енергоефективність у 2006 р. свідчить про ймовірне продовження такої тенденції (див. розділ «Централізоване теплопостачання»). Таке скорочення фінансування може перешкоджати розробникам проектів, відсуваючи строки виконання проекту. Лише допомога на вищому рівні може вирішити цю проблему, яка має високу пріоритетність та вирішення якої вже заплановано.

<sup>12</sup> За даними НАЕР, деякі пункти бюджету було присвячено енергоефективності у 2006 р.: 1 млрд грн (200 млн дол. США) направлено на скорочення втрат у муніципальній мережі централізованого теплопостачання, під час виробництва енергії, розподілу та споживання; 250 млн грн (50 млн дол. США) виділено на прибуток від приватизації для інвестицій в енергоефективність у різних секторах, 384 млн грн (77 млн дол. США) – на кредити з низькою відсотковою ставкою для фінансування енергоефективності та інвестицій у джерела відновлюваної енергії.

До теперішнього часу регіональні державні бюджети в основному фінансували енергоефективні проекти. Одним з прикладів цього може бути Дніпропетровська область, де спостерігалось зростання зацікавленості в фінансуванні проектів з енергоефективності, оскільки ця область посідає друге місце за обсягами споживання енергії. В 2006 р. обласна адміністрація заявила про виділення коштів у розмірі 236 млн грн (47 млн дол. США) на енергоефективність. За даними адміністрації, таке інвестування є частиною регіонального плану скорочення споживання газу на 45 % та загального споживання енергії на 18 % до 2010 р. (АРЕНА-ЕКО, 2006).

### ● Створення партнерств для фінансування

Більшість проектів мають велику кількість джерел фінансування. Це стосується проектів як в громадському, так і в приватному секторі. Наприклад, Луцька міська адміністрація впровадила програму «Світло на кожній вулиці». Програма отримала в повному обсязі фінансування в розмірі 35 млн грн (6,7 млн дол. США) з міського, локального бюджетів та приватного сектору.

У 2003 р. Western NIS Enterprise Fund разом із Гостомельським заводом скло-виробів (найбільший український виробник скляної продукції) спільними зусиллями заснували нову приватну енергосервісну компанію – «Енергетичний альянс». Він забезпечує місцеві компанії, які прагнуть підвищити енергоефективність, когенераційними системами. «Енергетичний альянс» фінансує придбання, встановлення та обслуговування обладнання для генерування енергії, яке розраховане на істотне скорочення енергетичних витрат на виробництво продукції. «Енергетичний альянс» в основному спрямовує свою діяльність на середні, фінансово стійкі компанії із енергоємних галузей, таких як целюлозно-паперове виробництво, нафтохімічна промисловість та нафтопереробка. У лютому 2004 р. «Енергетичний альянс» отримав від ЄБРР кредитну лінію в розмірі 10 млн дол. США, що посилило його здатність реагувати на зростаючий місцевий попит на енергозберігаючі технології<sup>13</sup>.

### ● Енергосервісні компанії

Україна вдало застосувала західний досвід за допомогою власних енергосервісних компаній (ЕСКО), які пропонують великий вибір енергозберігаючих проектів та, в деяких випадках, також забезпечують фінансування. ЕСКО фінансують проекти власними силами та/або використовують банківські позички чи залучають до фінансування іншу сторону. Перформанс-контрактинг – це підхід, яким зацікавилися українські компанії, у яких не вистачає робочого капіталу або обмежені можливості оформлення позики. Однак законодавча база для енергетичного перформанс-контрактингу в Україні розвинена дуже слабо. ЕСКО не можуть застрахувати себе на стовідсоткову виплату суми, якщо її повернення зумовлене енергозбереженням.

<sup>13</sup> Western NIS Enterprise Fund, веб-сайт: [www.westnisefk.com](http://www.westnisefk.com).



У 1998 р. ЄБРР надав позичку під державну гарантію 30 млн дол. США на заснування ЕСКО. Цей фінансовий пул нещодавно було розширено ще на 20 млн дол.США. Мета ЕСКО – визначати рівень інвестицій та інвестувати в проекти енергоефективності на малих та середніх підприємствах, а також в громадському секторі України. УкрЕСКО фінансує проекти в кількох секторах, включаючи нафтохімічну промисловість, виробництво скла, харчову промисловість та виробництво енергії як в житловому секторі, так і в секторі централізованого теплопостачання. З 1998 р. УкрЕСКО профінансувала загалом 16 проектів. Наприклад, УкрЕСКО побудувала когенераційну установку потужністю 2 МВт на шкіряному підприємстві ВАТ «ВОЗКО». На ВАТ «Шосткінський міськмолкомбінат» УкрЕСКО реконструювала систему теплопостачання як для промислових приміщень, так і для житлових будинків.

Крім УкрЕСКО, кілька інших компаній включили в свої назви «ЕСКО». Деякі регіональні «ЕСКО» є членами Української Асоціації Енергосервісних Компаній. Серед інших українських компаній та організацій, які надають послуги енергозбереження, – «АРЕНА-ЕКО», «Аква Україна», «Альянс за збереження енергії» та «Центр чистих технологій».

В українське законодавство варто внести зміни з метою спрощення розвитку послуг типу ЕСКО. Воно має включати пункти, які чітко визначають право компаній отримувати плату від майбутньої економії енергії. Чинне законодавство часто спонукає ЕСКО використовувати звичайні позики або лізингові угоди, які не гарантують замовникові дійсного енергетичного перформанс-контракту.

### ● Міжнародні фінансові організації, технічна допомога та Кіотський протокол

Крім ЕСКО-проектів ЄБРР та Світовий банк розробляють ряд масштабних енергетичних проектів в кількох областях України. ЄБРР надасть фінансову підтримку для впровадження проекту енергоефективності на підприємстві «МітталСтіл Кривий Ріг», а також готує два проекти, спрямовані на покращення системи централізованого теплопостачання в містах Львові та Дніпропетровську вартістю 20 та 36 млн дол. США відповідно. В Києві ЄБРР планує надати фінансову підтримку на модернізацію обладнання теплопостачання та розподілення «Київенерго». ЄБРР також планує надавати кредитними лініями позичку в розмірі 100 млн дол. США на проекти підвищення енергоефективності. Банк планує забезпечити можливість надання позики за кредитними лініями через місцеві банки, які потім безпосередньо співпрацюватимуть із промисловими підприємствами. Світовий банк нещодавно заявив про плани інвестування 200 млн дол. США в енергоефективність в Україні.

Уряди західних країн також надали вагому технічну підтримку допомогу в цій сфері. Наприклад, програма TACIS<sup>14</sup> Європейського Союзу надала у еквіваленті 10 млн дол. США на підвищення енергоефективності, допомога з боку США вдвічі або втричі перевищувала цю суму. Крім того допомога надавалася в рамках окремих програм. Деякі з цих програм допомоги стосувалися зусиль щодо компенсації енергії, яка вироблялась Чорнобильською АЕС, інша була частиною окремих спеціальних програм допомоги. Загалом ці програми скоротили енергетичний попит на сотні мегават енергетичної потужності.

Приклади такої технічної підтримки в Україні: *Підвищення енергетичної ефективності в промисловості України* та *Підвищення енергоефективності у громадських будівлях м. Києва* (фінансування Департаментом енергетики США), *Пом'якшення зміни клімату в Україні шляхом підвищення енергоефективності систем централізованого теплопостачання, пілотний проект в м. Рівне* (організовано Програмою розвитку ООН), *Муниципальна мережа енергоефективності* (Агентство США з міжнародного розвитку) та *Проект муніципального енергоменджменту* (Фонд «Євроазія»).

Такі Кіотські механізми, як спільне впровадження, мають потенціал залучення інвестицій у великому обсязі до сфери енергоефективності (див. розділ 3 «Енергетика та екологія»).

## Критичні зауваження

З середини 90-х років минулого століття Україна зробила важливі зрушення в напрямі підвищення енергоефективності, а саме: було прийнято *Закон України «Про енергозбереження»* та розроблено енергетичні вимоги у складі державних стандартів для приладів та регулятивні документи, які спрямовані на забезпечення ефективного транспортування енергії. Значний інституційний прогрес був пов'язаний із створенням Державного комітету України з енергозбереження, а потім – заснуванням Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів. Україна має також міцну інституційну базу для енергоефективності, про що свідчить поточний потенціал її спільноти в сфері енергоефективності. Багато державних та приватних організацій просувають енергоефективність у бізнесі, політиці та науці. В результаті цих досягнень в Україні спостерігалось істотне зниження енергоємності після 1995 р. Ці факти підтверджують важливість сильної політики енергоефективності.

Однак високий рівень підтримки ефективності не завжди був послідовним. Саме з цієї причини та через те, що Україна почала розвиватися маючи високо енергоємну економіку, вона поки що є однією з найбільш енергоємних у світі. Через те що Україна в основному імпортує енергію, в цій сфері не

<sup>14</sup> TACIS – це Програма технічної допомоги Співдружності незалежних держав.

передбачається усталеності. Висока енергоємність обмежує конкурентно-здатність України та її економічний розвиток. Різке зростання цін на енергоносії може підірвати економічний поступ України через значну частку енергії у ВВП країни.

Високу енергоємність слід розглядати не тільки як недолік, а і як величезну можливість покращити енергетичну безпеку в Україні у майбутньому. Впровадження політики енергоефективності є однією з найкращих можливостей для України скоротити імпорт енергоносіїв та зміцнити свою енергетичну безпеку. До цього також можна додати можливість економічного зростання та розвитку конкурентної боротьби.

Заснування НАЕР – дуже важливий крок, особливо, якщо він призведе до невідкладних сталих політичних дій. Оскільки нове Агентство отримує підтримку на дуже високому рівні, воно має можливості вжити серйозних заходів для покращення енергоефективності в Україні. Чіткі національні стратегії та політика, так само, як і послідовні дії з боку уряду, відіграють важливу роль.

Підвищення цін на енергію, щоб повністю покрити її довгострокову вартість, є дуже важливим заходом для України на шляху до зростання енергоефективності. Слід зазначити, що для вирішення цього питання українському уряду може бути рекомендовано підвищити ціни на газ та тарифи на електричну енергію у 2006 р., а також запланувати до середини 2008 р. підвищити тарифи для всіх груп споживачів таким чином, щоб вони повністю відшкодували вартість енергії. Підвищення цін дасть змогу споживачам зрозуміти, якою є реальна вартість енергії для економіки в цілому, а отже, надати потужніший поштовх до раціональнішого споживання енергії. Вищі ціни на енергоресурси означають, що більше заходів з енергоефективності будуть фінансово виправданими. Хоча підвищення цін – не легкий процес, але ув'язка підвищення цін, що супроводжується ясною та чіткою політикою сприяння енергоефективності, допоможе пом'якшити негативні економічні та соціальні наслідки. Цілеспрямована соціальна допомога – більш ефективний спосіб допомоги бідним сім'ям, ніж субсидіювання цін на енергію для усіх груп споживачів.

Установлення лічильників також істотно сприяє підвищенню енергоефективності, оскільки це дасть змогу користувачам отримувати фінансову вигоду від збереження енергії. Без встановлення лічильників відсутній стимул зберігати енергію. Лічильники мають бути в кожному будинку та приміщенні, де споживається енергія.

Досвід країн-членів МЕА довів, що політика енергоефективності може безпосередньо впливати на енергоспоживання. Енергетичні стандарти, маркування продукції та інформаційні кампанії підвищують рівень енергоефективності, при цьому, зазвичай, це не коштує дорого державі. Такі зусилля також дають можливість скоротити чисті витрати для споживачів енергії.

Стандарти мають зосереджуватись на питомому використанні енергії (будинки, системи освітлення, холодильники та двигуни), а не на нормативному енергоспоживанні на одиницю промислової продукції. Наприклад, перед тим, як продавати холодильники в Україні, виробник або імпортер повинен довести, що ця продукція відповідає стандартам використання енергії на базі її класу та розміру. Крім того чітке маркування допоможе споживачу зрозуміти вигоду енергоефективної продукції. Україна зробила важливі перші кроки на шляху до створення таких стандартів та розробки вимог до маркування для певного типу приладів, але їх необхідно дотримуватись. Необхідно також розробити додаткові стандарти для широкого асортименту номенклатури приладів.

Більшість українських норм і стандартів сьогодні переважно стосуються економічних показників виробництва продукції, наприклад, споживання енергії, необхідної для виробництва 1 т прокатної сталі. Такі норми не можуть компенсувати неправильну тарифну політику. Більш того, ці норми важко виконувати, оскільки вони обмежують гнучкість промисловості щодо випуску нової продукції та зміни попиту. Ці норми також створюють бюрократичний тягар та сприяють корупції. В країнах МЕА ціни, які повністю відшкодовують вартість енергії та є конкурентними, стимулюють виробників до скорочення енергоспоживання на одиницю товару. Добровільні угоди із промисловими підприємствами можуть бути гнучкішим шляхом додаткового заохочення й підтримки енергоефективності та не зв'язуватимуть руки промисловим підприємствам на світовому ринку.

Україна не досягла такого прогресу стосовно поновлення будівельних норм щодо енергетичних вимог, як з стандартами для приладів, хоча ситуація може скоро змінитися. Будівельні норми можуть мати великий вплив на використання енергії, оскільки вони встановлюють норми для усіх нових будинків. З часом обсяг зекономленої енергії буде дуже великим. Вимоги щодо поліпшення енергоефективності під час капітальних ремонтів або реконструкції будинків можуть й далі посилювати цей ефект.

Для того щоб власники будівель та мешканці мали стимул до енергозбереження, необхідно зробити більш визначеним та зрозумілим питання власності та управління будинками. Це значно спростить процес ухвалення рішень та створить умови для інвестицій, а також енергозберігаючих заходів. Створення житлових компаній або кондомініумів є добрими варіантами для вирішення питання власності. Компетентний і конкурентноздатний енергоменджмент, а також забезпечення надання послуг мають бути доступними й оплачуватися за розумну ціну. Президент В. Ющенко заявив, що Україна створить умови для розвитку конкурентної боротьби у сфері утримування будинків та інших послуг. У разі впровадження цей план зумовить істотне покращення ситуації.

Підвищення громадської обізнаності та впровадження навчальних програм може істотно вплинути на поведінку споживачів. Україна має добрий досвід у цій сфері, особливо в промисловості. В основному інформаційні

кампанії, що проводилися, зосереджувалися на розвитку технологій і технологічних підходах до енергоефективності. Оскільки фінансування є головною перешкодою для ініціатив з енергоефективності, необхідно докласти більше зусиль, щоб надати інформацію про те, як фінансувати проекти.

Усіх зацікавлених осіб, особливо власників будинків, керівників та громадськість необхідно буде забезпечити якісною інформацією та методичними керівництвами. Доступ до консультаційних послуг, а також надрукованих керівництв та інструкцій має бути широким і необмежуватися тільки областями, де найбільше виявляється ініціатива. Для цього необхідна потужніша національна підтримка та проведення інформаційних кампаній, які спрямовані на підвищення обізнаності.

Оподаткування – ще один механізм, який Україна може використовувати для розвитку енергоефективності. Наприклад, уряд міг би надавати податкові пільги для інвестицій в енергоефективне обладнання. Пільги могли б стосуватися розміру мита на імпорт, податку на додану вартість та податку на прибуток, які сплачуватимуть компанії, що інвестують в енергоефективність.

Кілька країн вдало використали енергоефективні фонди з метою стимулювання ринку енергоефективності. Первинні плани Міністерства будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України створити енергоефективний фонд у розмірі 750 млн грн (150 млн дол. США) для сектору теплопостачання та будівельного сектору є обнадійливими, але уряд може переглянути це рішення та „заморозити” його. Міжнародний досвід свідчить, що такі фонди можуть бути ефективним засобом заохочення фінансування: їх можна використовувати як гарантії кредитів комерційних банків (що розширюють вплив початкового пулу фінансування) або безпосередньо забезпечувати позику із низькою відсотковою ставкою. Щоб гарантувати фінансову силу таких фондів, країни часто делегують функцію управління професійним приватним банкам. З метою фінансування такого фонду Україна може підвищити тариф на електричну енергію, газ і тепло, а прибуткову частину направляти безпосередньо до фонду. Водночас ця додаткова вартість може створити окремий стимул для розумного використання енергії. Надходження коштів від приватизації та продажу кредитів скорочень викидів парникових газів також зможуть допомогти у фінансуванні фонду.

Фінансування з регіонального або державного бюджету та механізми підтримки є дуже важливими, особливо для державних підприємств та домогосподарств із низьким прибутком. Таку підтримку необхідно розширювати й надалі для кращого балансування державних інвестицій в паливно-енергетичному комплексі. Водночас енергетичні субсидії та інші викривлення цін необхідно згорнути.

Країна має унікальну нагоду залучення фінансування в енергоефективність завдяки можливостям Кіотського протоколу та його механізмам торгівлі скороченнями викидів парникових газів, спільному впровадженню та міжнародній торгівлі квотами на викидами таких газів. Необхідно докласти зусиль, щоб Україна змогла реалізувати повний потенціал цих механізмів.

## Рекомендації

---

*Уряду України рекомендується:*

- Запровадити механізм ціноутворення, який би забезпечував повне відшкодування довгострокової вартості енергопостачання. Зменшити тягар зростання цін на енергію шляхом інвестування в енергоефективні заходи у домогосподарствах з низьким прибутком.
- Зробити обов'язковим наявність теплових, електричних та газових лічильників в усіх будинках та інших споживачів енергії.
- Укомплектувати нове Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів персоналом в потрібному обсязі та забезпечити його фінансуванням в необхідному обсязі; створити належні умови для того, щоб Агентство й надалі було спроможне на якісному рівні підтримувати процес енергозбереження, що відображало б важливість його місії.
- Розробити та впровадити стандарти енергоефективності для обладнання і будівель та не покладатися на питоме нормативне споживання енергії на одиницю продукції й відповідні штрафи за їх порушення.
- Посилити та покращити виконання будівельних енергетичних норм.
- Впровадити існуючі стандарти для приладів та розробити нові для розширення асортименту доступних приладів.
- Використовувати податкову політику для розвитку енергоефективності.
- Продовжувати роботу зі створення фонду енергоефективності. Досліджувати можливості розширення цього фонду, використовуючи прибуток від вуглецевих кредитів, приватизації та/або прибуток від продажу енергії.
- Створювати стимули для ефективного використання енергії на державних підприємствах шляхом укладення з керівниками підприємств угод з оплати за результатами діяльності.
- Розвивати діалог між урядом та основними споживачами енергії шляхом добровільних угод.
- Реалізовувати повний енергоефективний потенціал знань та навичок у сфері енергоефективності, який існує в Україні, особливо в недержавних організаціях, енергосервісних компаніях та академічних закладах.
- Розвивати вже існуючі компанії підвищення громадської обізнаності та навчальні програми, а також розглянути можливість створення національної мережі центрів з енергоефективності, які б інформували громадськість з цих питань.
- Використовувати моніторинг і оцінку як засоби розуміння вигод та впливу енергоефективної політики й програм, а також поширення та розповсюдження найбільш вдалих програм.

## 5. ПРИРОДНИЙ ГАЗ І НАФТА

### Огляд

---

Україна значною мірою залежить від імпорту енергоносіїв – нафти і газу. Імпорт енергоносіїв займає пріоритетне місце у політичному порядку денному, зокрема у періоди зміни цінової політики. Уряд планує скоротити обсяг імпорту енергоносіїв та збільшити власний видобуток. Досягнення цієї мети потребує проведення реформ для залучення інвестицій у цей сектор. На сьогоднішній день у нафтовому та газовому секторі України домінують державні компанії, хоча приватні та іноземні інвестори також починають в ньому працювати. Присутність держави є найбільш істотно вираженою у геологічній розвідці та видобутку, основних трубопровідних системах (як нафтових, так і газових), імпорті, транзиті та розподілі газу. Натомість, переробка та розподіл нафтопродуктів знаходяться в основному в руках приватних компаній.

Ця промисловість є дуже регульованою. Уряд має багато прямих і непрямих методів контролю над умовами доступу інвесторів до резервів та інфраструктури, ціноутворення, встановлення тарифів, операцій імпорту та експорту та інших ключових аспектів ринку. Переробка та розподіл нафти є єдиними елементами українського енергетичного сектору, які мають добре розвинену конкуренцію та ринкові ціни. Нафтопереробні підприємства не використовують сучасних технологій та потребують значних інвестицій у модернізацію.

Внутрішні ціни на газ для багатьох груп споживачів є нижчими за собівартість і перехресно субсидіюються за рахунок більш високих цін для промисловості. Підвищення ціни на імпортований газ у 2006 р. стало значним дестабілізуючим фактором для промисловості, зважаючи на істотну залежність промислового та побутового секторів від природного газу. Донині економіка демонструвала стабільність, але ціни можуть ще зрости в майбутньому. З огляду на це уряд має запропонувати більш ефективні заходи для стимулювання довгострокової продуктивності та ефективності у нафтовому та газовому секторах та економіки в цілому. До сьогоднішнього дня відсутність конкуренції, значне адміністративне втручання зводять нанівець зусилля з підвищення продуктивності та ефективності.

### Інституційна та законодавча база

---

- **Структура газової та нафтової промисловості**

Найбільшою компанією у нафтогазовій промисловості України є Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України». Табл. 5.1 показує, що «Нафтогаз

## Структура газової та нафтової промисловості України

	Розвідка та видобуток	Транспортування	Очистка та переробка	Розподіл та торгівля
<b>Нафта</b>	<p><b>«Нафтогаз України»</b> (97 % видобутку)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Укрнафта»</li> <li>• «Чорноморнафтогаз»</li> </ul> <p><b>Інші</b> (3 % видобутку)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Надра України» (розвідка)</li> <li>• Державні та приватні компанії</li> </ul>	<p><b>«Нафтогаз України»</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Укртранснафта»</li> </ul>	<p><b>Приватні/іноземні компанії з деякою часткою акцій, що належать державі</b> (6 нафтопереробних заводів)</p>	<p><b>«Нафтогаз України»</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Нафтогаз»</li> <li>• «Укрнафта»</li> </ul> <p><b>Інші</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Приватні та іноземні компанії</li> </ul>
<b>Газ</b>	<p><b>«Нафтогаз України»</b> (96 % видобутку)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Укргазвидобування»</li> <li>• «Чорноморнафтогаз»</li> <li>• «Укрнафта»</li> </ul> <p><b>Інші</b> (4 % видобутку)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Надра України» (розвідка)</li> <li>• Державні та приватні компанії</li> </ul>	<p><b>«Нафтогаз України»</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Укртрансгаз» (за межами Криму)</li> <li>• «Чорноморнафтогаз» (у Криму)</li> </ul>	<p><b>«Нафтогаз України»</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Укргазвидобування» (2 газопереробних заводи та 1 конденсатний стабілізаційний блок)</li> <li>• «Укрнафта» (3 газопереробних заводи)</li> </ul>	<p><b>«Нафтогаз України»</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• «Газ України»</li> <li>• Регіональні газопостачальні компанії (частка «Нафтогазу України» перевищує 50 % у 19 компаніях; 10–50 % – у 6 компаніях)</li> </ul>



України» домінує у розвідці та видобутку, а також у нафто- та газопроводах, переробці, імпорті, транзиті та розподілі газу в Україні. Присутність інших учасників є значною лише на ринках нафтопереробки та розподілу нафтопродуктів, які є лібералізованими та відкритими для конкуренції. Іноземні (в основному російські) компанії контролюють чотири з шести українських нафтопереробних заводів та більшу частину заправних станцій.

### **«Нафтогаз України»**

«Нафтогаз України» було створено у 1998 р. як холдингову компанію, 100 % якої належать державі. Через компанії, що входять до його складу, він виробляє, транспортує та продає нафту і природний газ, переробляє газ та газовий конденсат, реалізує деякі нафтопродукти та має частки акцій у газорозподільних компаніях. Він також займається транзитом, експортом та імпортом.

Операції з природним газом набагато перевищують інші ділові операції компанії: до 2005 р. приблизно 51 % доходів компанії надходило від продажу газу і близько 20 % – від його транспортування (в основному транзит) («Нафтогаз України», 2005). У 2004 р. частка «Нафтогазу України» становила приблизно 13 % у ВВП України та близько 10 % у державному бюджеті. Як наслідок, будь-яка зміна в умовах газового бізнесу мала великомасштабний та миттєвий вплив на фінансові показники «Нафтогазу України» та економіку в цілому.

Структура холдингової компанії є дуже складною, організованою в основному навколо технічних аспектів роботи, а не навколо споживачів. Різні філії ведуть бізнес, але загальні операційні та особливо фінансові рішення приймаються в основному в холдинговій компанії, як функції управління активами. Міжнародний досвід показує, що процес прийняття рішень в таких великих державних компаніях часто є неефективним і обумовленим політичними мотивами; витрати та вигоди не завжди адекватно визначаються та розподіляються. У «Нафтогазі України» політичні мотиви часто займають визначне місце у бізнес-рішеннях. Ділова діяльність «Нафтогазу України» не є особливо прозорою: компанія ніколи не підлягала консолідованому фінансовому аудиту, який би проводився незалежним аудитором, хоча незалежні аудитори розглянули деякі аспекти її бізнесу.

Хоча українське законодавство забороняє урядовцям та посадовим особам обіймати керівні посади у комерційних структурах, таке перехреснування політичних та комерційних функцій у минулому траплялося. Наприклад, колишній голова «Нафтогазу України» Олексій Івченко одночасно діяв як заступник міністра палива та енергетики. Однак у грудні 2005 р. президентським указом було скасовано посаду заступника міністра – голови «Нафтогазу України» і звільнено Івченка від міністерських функцій.

У табл. 5.2 наводиться перелік компаній та підприємств, що входять до складу «Нафтогазу України» та їхніх основних видів діяльності. «Нафтогаз України» володіє 100 % акцій у трьох дочірніх компаніях, п'яти дочірніх під-

Таблиця 5.2

## Структура «Нафтогазу України» за формами власності

Дочірні компанії	Дочірні підприємства	Державні акціонерні компанії	Відкриті та закриті акціонерні компанії
«Укртрансгаз» (основні газопроводи, газосховища)	«Нафтогаз» (торгівля скрапленим нафтовим газом)	«Чорноморнафтогаз» (дослідження та видобуток у прибережних зонах, експлуатація газопроводів та газосховищ у Криму)	«Укртранснафта» (експлуатація основних нафтопроводів)
«Газ України» (торгівля газом і його розподіл)	«Газ-Тепло» (поставка газу теплопостачальним компаніям)	«Укрспецтрансгаз» (транспортування скрапленого нафтового газу залізницею)	«Укрнафта» (видобуток нафти, переробка газу): 50 % +1 акція
«Укргазвидобування» (видобуток газу та конденсату, переробка)	«Укрнафтогаз-комплект» (постачання обладнання та матеріалів, послуги з технічного обслуговування)		Різні частки акцій у регіональних газорозподільних компаніях та кількох промислових та сервісних компаніях
	«Науканафтогаз» (наукові дослідження та розробка, включаючи обробку даних)		
	ЛІКВО (аварійні та рятувальні послуги)		

Джерело: «Нафтогаз України».

приємствах, двох державних акціонерних компаніях і одній відкритій акціонерній компанії – «Укрнафта». «Нафтогазу України» належить контрольний пакет акцій у 19 регіональних газорозподільних компаніях та кількох промислових і сервісних компаніях. Їй належить менша частка акцій ще в кількох інших компаніях.

«Нафтогаз України» активно бере позики за кордоном. Компанія отримала 500 млн євро (640 млн дол. США) від випуску Єврооблігацій (Eurobond) у Люксембургу у 2004 р. Він також організував кредитну лінію обсягом до 2 млрд євро (2,6 млрд дол. США) з Deutsche Bank (хоча ця лінія була в кінцевому підсумку заморожена)<sup>15</sup>. Кредити використовуються, принаймні частково, для операційних цілей, таких як виплата прострочених податків та

<sup>15</sup> «Нафтогаз України» також веде переговори про кредити з кількома іншими банками.

боргів. У червні 2006 р., згідно з повідомленнями преси, «Нафтогаз України» шукав кредити на кілька сотень мільйонів доларів США для оплати свого зростаючого боргу за імпорту газу («Інтерфакс України», 2006). Деякі урядові посадовці побоюються, що «Нафтогаз України», занадто збільшивши цей борг, буде не в змозі виплатити ці кредити і технічно стане банкрутом. Це викликає занепокоєння тому, що Україна може бути вимушена продати свої нафтові та газові активи, зокрема газопроводи, для погашення цього боргу, або стане перед необхідністю брати кредити під поруку для виплати боргу. У липні 2006 р. Голова «Нафтогазу України» Олександр Болкісев заявив, що «Газпром» був зацікавлений у придбанні української газотранспортної системи в обмін на борг.

### **Інші учасники**

У січні 2006 р. зареєстрована у Швейцарії компанія «РосУкрЕнерго» стала важливим учасником на українському газовому ринку, займаючись імпортом газу до країни (розділ 6 «Транзит енергоносіїв»). Спільне підприємство між «РосУкрЕнерго» та «Нафтогазом України», що називається «УкрГаз-Енерго», почало постачати газ промисловим споживачам навесні 2006 р. (підрозділ «Структура внутрішнього ринку»).

Кілька іноземних компаній («ТНК-ВР», «ЛУКОЙЛ», «Татнефть», «ЕххонМобіл», «Shell») контролюють велику частку в секторі нафтопереробки та розподілу в Україні. «Приват», українська промислова та фінансова група, володіє значними активами у нафтовій промисловості, включаючи 42 % акцій «Укрнафти», контрольний пакет акцій у Надвірнянському нафтопереробному заводі та 32,9 % акцій у Дрогобицькому нафтопереробному заводі. Група «Приват» також контролює кілька сотень роздрібних газових станцій, в основному на Сході та Півдні країни.

Кілька приватних і відкритих компаній займаються розвідуванням та видобуванням вуглеводнів в Україні з 1995 р., але їхня сукупна частка у загальному видобутку нафти та газу менша ніж 3 % та 4 % відповідно. Найважливіші компанії, що займаються розробкою та видобутком нафти і газу, наведено в табл. 5.3.

У червні 2000 р. Указом Президента України було створено нову акціонерну компанію, що називається «Надра України». Указ об'єднав активи кількох компаній з геологічної розвідки. «Надра України» належать українському уряду і не можуть бути продані або використані для формування інших компаній. Підприємства, що входять до складу компанії, пізніше увійшли до більше ніж 40 спільних підприємств, охоплюючи різні сфери та об'єкти розвідки. Переважна більшість інвестиційних партнерів – українські, лише 6 з 41 є іноземними, хоча не ясно, чи місцеві інвестори мають значні ресурси для інвестицій. Компанії, що входять до складу «Надр України», мають 119 дозволів на проведення геологічної розвідки (станом на середину 2005 р.). Компанія особливо підкреслює свій інтерес до співробітництва з іншими

Таблиця 5.3

Незалежний видобуток нафти і газу, 2001 та 2003 рр.

Компанія	Видобуток нафти, тис. т		Видобуток газу, млрд м <sup>3</sup>	
	2001	2003	2001	2003
Полтавська газонафтова компанія, дочірнє підприємство JKH Oil & Gas (Велика Британія)	65,4	88	0,26	0,36
«Надра України», державна акціонерна компанія	16,3	28	0,16	0,2
Спільне підприємство «Укрнафтогазтехнологія»	2,9	13,2	0,1	0,28
«Дельта»	0,5	0,3	0,045	0,042
«Пласт»	5,0	7,7	0,069	0,126
«Каштан Петролеум»	8,4	28,3	0,0007	0,002
СП «Бориславська нафтова компанія»	18,1	20,6	0,028	0,03
«Оберон-вугілля»	0,2	0,1	0,01	0,005
«УкрКарпатОйл»	5,7	11,4	0,006	0,006
ТОВ «Дніпрогазресурс»				0,061
ТОВ «Маріїнське»				0,056
Інші		2,4	0,021	0,132
<b>Всього</b>	<b>122,5</b>	<b>200</b>	<b>0,7</b>	<b>1,3</b>

Джерела: Полтавська газонафтова компанія, 2006; Секретаріат Енергетичної Хартії, 2002; Світовий банк, 2003а.

сторонами для розвитку лізингу та видобутку вуглеводнів («Надра України», 2005). Однак несприятливий інвестиційний клімат та складні умови доступу для іноземних інвесторів ускладнюють іноземну участь. «Нафтогаз України» начебто намагається розпустити «Надра України» та перебрати на себе ці функції. Деякі законодавці вважають, що «Надра України» мають залишатися сильним учасником, займаючись лише розробкою родовищ; інші схиляються до думки, що вони мають стати вертикально інтегрованою компанією, залученою як до розробки родовищ, так і до видобутку.

### ● Загальна законодавча та регуляторна база

Найбільш важливі закони, які регулюють нафтогазовий сектор в Україні, включають закони: «Про нафту і газ» (липень 2001 р.); «Про концесії» (липень 1999 р.); «Про трубопровідний транспорт» (травень 1996 р.); «Про надра» (липень 1994 р.); «Про угоди про розподіл продукції» (вересень 1999 р.). Додатково на діяльність нафтового та газового секторів впливають такі закони: «Про ліцензування певних типів господарської діяльності» (2000 р.), «Про при-

родні монополії» (2000 р.) та «Про захист економічної конкуренції» (2001 р.). Крім того, міжнародні угоди регулюють деякі законодавчі аспекти нафтового та газового сектору (розділ 6 «Транзит енергоносіїв»).

Україна оголосила своєю метою приєднання до *Угоди про енергетичну спільноту*, яка поширює законодавство ЄС на ринки електроенергії та газу для країн, що не є членами ЄС, у південно-східній Європі. На початку 2006 р. Мінпаливенерго розробляло пропозицію щодо проекту закону про ринок природного газу. Цей проект закону фокусується на конкурентному ринку газу та приведенні українського законодавства у відповідність до основних директив ЄС – зокрема, до Директиви ЄС з газу 2003/55. Поки що не ясно, чи ухвалить український парламент цей проект закону і коли.

### **Умови доступу до розробки і видобування**

Існуючі умови доступу не заохочують інвестиційні надходження до розробки і видобування, особливо у газовому секторі. Адміністративні процедури є обтяжливими, особливо для іноземних компаній. Крім того, *Закон «Про угоди про розподіл продукції»* не працює на практиці. Більш того, компанії, які ведуть розвідку нових родовищ, не мають гарантії отримання ліцензії, якщо вони віднайдуть вуглеводні. Навіть коли компанії й отримують такі ліцензії, більша частина газу, що видобувається в Україні, має продаватися побутовим споживачам за найнижчими регульованими цінами<sup>16</sup>; а квоти обмежують експорт газу.

Для розвідки нафтових і газових родовищ зацікавлені компанії мають придбати 5-річну ліцензію на кожен окрему ділянку (незалежно від того, родовище це чи поле). Ліцензії на розвідку відрізняються від ліцензій на видобуток, які видаються на строк 20 років. Компанія, що купує ліцензію на розвідку, не обов'язково отримає ліцензію на видобуток, якщо вона відкриє родовище. Це відбиває у нафтових та газових компаній бажання здійснювати ризиковані та витратні інвестиції, необхідні для розвідки родовищ. Цей розрив між ліцензіями на розвідку та отримання продукції збурих кілька дискусій, які відвернули потенційних інвесторів. Мінприроди продає ліцензії на аукціонах<sup>17</sup>, але існують проблеми з прозорістю як у відкритих геологічних даних, так і в тендерних процедурах для ліцензування. Відсутність прозорості стримує розвиток конкуренції, таким чином перешкоджаючи можливостям уряду залучати інвестиції в нафтовий і газовий сектори та стягувати справедливую ціну за ліцензії.

<sup>16</sup> Компанії, в яких державі належать більш як 50 % акцій, зобов'язані, за законом, продавати весь видобутий газ побутовому сектору.

<sup>17</sup> У 2004 р. повноваження з видачі ліцензій на розвідку та видобуток нафти і газу були передані новоствореному Державному комітету з природних ресурсів. У 2005 р. уряд (при Президенті Вікторі Ющенку) знову ввів Комітет до складу Мінприроди з метою зменшення зловживань владою, які постійно мали місце у Комітеті.

Іншою проблемою є те, що отримання ліцензії не дає автоматичного доступу до ділянки: для цього інвестори повинні спочатку отримати окремий дозвіл на її вибір. Міністерство праці та соціальної політики України видає дозволи на вибір місця ділянки для родовищ вуглеводнів, які вважаються національно важливими, та підземних сховищ. Для інших ділянок дозволи видає місцевий муніципалітет. Ці складні на непрозорі процедури з видачі дозволів створюють адміністративну тяганину та потребують додаткових витрат, які не сприяють інвестиціям у розвідку та видобуток нафти та газу.

*Закон України «Про угоди про розподіл продукції»* (1999 р.) запровадив деякі вигоди для інвесторів, такі як звільнення від податку на вивезення прибутку, податку на додану вартість (ПДВ) та митних зборів для продуктів, що експортуються за угодами з розподілу продукції. Однак до кінця 2005 р. не було підписано жодної такої угоди. Це є свідченням того, що закон не створив достатньо привабливу базу для інвесторів. Зокрема, власність на нафту і газ, видобуті за угодами з розподілу продукції, не є однозначною. По-перше, уряд отримує права власності; після цього вони розподіляються між сторонами угоди з розподілу продукції. Іншою перешкодою для таких угод є 40-відсотковий ліміт для іноземних учасників у прибережних зонах. Обмеження іноземної участі призводить до зменшення обсягу інвестицій. Це також обмежує можливості з використання найбільш прогресивних технологій.

Україна прийняла *Закон «Про рентні платежі за нафту, природний газ та газовий конденсат»* у 2004 р., який мав стимулювати власний видобуток вуглеводнів завдяки удосконаленим ціновим та податковим механізмам. Станом на початок 2006 р. цей Закон ще не був впроваджений. У 2004 р. Україна також прийняла зміни до *Закону України «Про нафту та газ»*, спрямовані на удосконалення механізмів конкурентних тендерів для розвідки та видобутку вуглеводнів у Чорному та Азовському морях.

На початку 2006 р. уряд провів конкурентний тендер на право укладання угоди з розподілу продукції на 12 900 км<sup>2</sup> Прикерченського блоку у Чорному морі, в прибережній зоні Керчі (Крим). Vanco International Ltd, дочірня компанія розташованої у Х'юстоні енергетичної компанії Vanco Energy Company, виграла цей тендер. Якщо уряд ухвалить його, це буде перша в Україні угода з розподілу продукції. Уряд України очікує, що керченський регіон може згенерувати до 2 млрд дол. США іноземних інвестицій у розвідку та видобуток нафти і газу.

Іншим позитивним кроком була угода, укладена у травні 2005 р. між компанією Shell та «Нафтогазом України» про спільне проведення дослідження 31 000 км<sup>2</sup> зони в Дніпровсько-Донецькому басейні на північному сході України. Угода може бути розширена для включення до неї спільної розвідки та видобутку. У червні 2006 р. Shell підписав угоду про спільну діяльність з

розвідки нафтових та газових родовищ із дочірньою компанією «Нафтогазу України» – «Укргазвидобування».

Довгі судові розгляди щодо видачі ліцензій, як у випадку з розташованою у Великобританії компанією Regal Petroleum, позбавили бажання потенційних інвесторів вкладати кошти в українську економіку. Нещодавня заява про можливу відміну великої кількості ліцензій на розвідку та видобуток, які, можливо, були видані з порушенням законодавства в 2004 р., мала негативний вплив на довіру інвесторів.

Загалом умови доступу до запасів вуглеводнів є занадто складними та містять дуже багато ризиків, щоб привабити потенційних інвесторів. Водночас потенціал доходів є дуже малим, особливо для інвестицій у газ. Необхідна реформа для того, щоб забезпечити адекватний потік інвестицій у цей сектор та збільшення власного постачання вуглеводнів, зокрема природного газу.

### **Транспортування та розподіл**

*Закон України «Про трубопровідний транспорт»* (1996 р.) забороняє приватизацію магістральних трубопроводів та основних сховищ нафти і газу. Він також забороняє змінювати форму власності державних підприємств у цьому секторі. Однак *Закон України «Про нафту і газ»* (2001 р.) дозволяє надавати у приватну та муніципальну власність нові трубопроводи та перевантажувальні термінали для газу і нафти. Якщо приватна або муніципальна компанія будує трубопровід після набуття чинності *Законом України «Про трубопровідний транспорт»*, цей об'єкт може утримуватися у приватній або муніципальній власності.

*Закон України «Про концесії»* (1999 р.) дозволяє передавати як магістральні, так і розподільні газопроводи (але не нафтопроводи) за контрактом на умовах концесії українським або іноземним компаніям. Надання концесії не веде автоматично до видачі ліцензії. Якщо ліцензія необхідна для конкретного виду діяльності, концесіонер має звернутися за ліцензією окремо. Строк концесії становить 10–50 років.

Ліцензії потрібні для сховищ природного газу в обсягах, що перевищують 5 млн м<sup>3</sup>, а також для інших аспектів, таких як постачання природного газу, ремонт, модернізація та реконструкція систем нафто- та газопроводів, транспортування сирої нафти та перероблених продуктів магістральними трубопроводами та транспортування природного газу трубопроводами. НКРЕ видає ліцензії на послуги з транспортування для магістральних нафто- та газопроводів та встановлює тарифи на ці послуги. За законом ліцензії діють протягом, як мінімум, трьох років.

*Закон України «Про нафту і газ»* (2001 р.) ввів поняття «об'єднана газотранспортна система України» та спрямував розробку та впровадження загального набору регуляторних норм з техніки безпеки у системі. Диспетчерські

функції було покладено на підзвітний державний орган – департамент «Укртрансгазу».

Постанова НКРЕ<sup>18</sup> вимагає від держателів ліцензій на транспортування газу забезпечити недискримінаційний доступ до трубопроводів для всіх газо-постачальних компаній. Наказ «Нафтогазу України»<sup>19</sup> визначає технічні вимоги, процедури та умови доступу до трубопроводів компанії. Ці регуляторні положення містять мало деталей щодо управління перевантаженням, що є ключовим питанням у справедливому доступі. Однією з причин може бути наявна надлишкова потужність майже у всій системі трубопроводів.

## Природний газ

---

### ● Імпорт

Імпорт природного газу відіграє життєво важливу роль для української економіки, на нього припадає 75–78 % споживання газу в країні. (Власний видобуток покриває решту 22–25 %.) До 2001 р. Україна імпортувала більшу частину газу з Росії. Після підписання угоди у травні 2001 р. Туркменістан став найбільшим постачальником газу для України. У 2004–2005 рр. Туркменістан постачав приблизно 44 % газу для потреб України, Росія постачала ще 30–33 %. У першій половині 2006 р., як повідомляється, Україна не отримувала газу від Туркменістану взагалі. Скоріше, вона отримувала суміш центральноазіатського та російського газу через свого посередника «РосУкрЕнерго». Навіть із цими змінами у постачальниках весь імпорт газу проходить через територію Росії. Отже, російський газовий монополіст «Газпром» утримує ефективний контроль над імпортом газу в Україну.

У січні 2006 р. Газова угода (розділ 6 «Транзит енергоносіїв») значно змінила домовленості України про імпортування газу. Різке підвищення ціни на імпортований газ у 2006 р. викликало занепокоєння, що конкурентоспроможність українських підприємств може бути поставлена під загрозу. В українській економіці спостерігалось істотне зростання в 2006 р., хоча, скоріше за все, місцеві ціни на газ продовжуватимуть зростати. Більш важливо те, що невпевненість щодо постачання газу та цін на газ у другій половині 2006 р. дестабілізувала політичну та економічну ситуацію в Україні. Ознаки проблеми з постачанням газу були помітними вже у першій половині 2006 р. Як повідомляється, до червня «Нафтогаз України» поставив менше газу в підземні газосховища, ніж було заплановано, тому що Україна

---

<sup>18</sup> Постанова № 856, 30 вересня 2005 р. Попередня Постанова від 13 вересня 1999 р. також містила таке положення.

<sup>19</sup> Наказ № 79, 26 березня 2001 р.



не отримувала газ безпосередньо з Туркменістану. У липні 2006 р., прем'єр-міністр Єхануров публічно заявив, що Україна може потенційно мати дефіцит газу 11 млрд м<sup>3</sup> у другій половині року.

Імпорт природного газу в Україну та транзит газу були взаємопов'язані протягом багатьох років. Угоди про імпорт та транзит укладаються як через комерційні контракти, так і через міжурядові угоди з країнами-виробниками. Як загальне правило, уряд України надає гарантію та ухвалює види та умови діяльності, але деталі комерційних умов набирають чинності у контрактах.

### **Імпорт з Росії**

У 2005 р. Україна отримала приблизно 23 млрд. м<sup>3</sup> газу від Росії як оплату за транзит російського газу до Європи. Передбачувана ціна цього газу становила 80 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>, хоча більша частина публічних джерел свідчить, що ціна газу становила 50 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> (найнижча ціна, включена до формули розрахунку найнижчої плати за транзит та зберігання газу). Відносини між Росією та Україною стали напруженими, коли «Газпром» заявив у червні 2005 р. про свої плани підняти ціну на газ для України. «Газпром» пояснив це своїм бажанням перейти на ринкові ціни. Українські посадовці заявили, що такий перехід порушував існуючі контракти (див. більш детально інформацію у розділі 6 «Транзит енергоносіїв»).

4 січня 2006 р. «Нафтогаз України» та «Газпром» підписали угоду з третьою стороною «РосУкрЕнерго». Згідно з цією угодою, яка стала відомою як Газова угода січня 2006 р., «РосУкрЕнерго» купуватиме газ у Росії та Туркменістану та продавати Україні за ціною 95 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> на кордоні України (ціна діє протягом шести місяців 2006 р.). Це було значне підвищення ціни, і у другому півріччі 2006 р. очікується її подальше підвищення. Газова угода січня 2006 р. встановила готівкові платежі за імпортований російський газ та транзит російського газу через Україну. Однак плата за послуги з транзиту туркменського газу до кордону України все ще стягується в природному газі (тобто, за бартером). До середини 2006 р. «Нафтогаз України», як повідомляється, накопичив борг у розмірі понад 500 млн дол. США за газ, який постачався «РосУкрЕнерго». Загальний борг «Нафтогазу України» був, очевидно, набагато більшим. Заборгованість пояснюється щонайменше трьома факторами: 1) ціни на газ для побутового сектору не піднімалися достатньо швидко; 2) доход «Нафтогазу України» від експорту та транзиту газу знизився; 3) рівень збору платежів зменшився.

Угоди про постачання та транзит газу з Росією, а також угоди про зберігання газу розглядаються більш детально у розділі 6 «Транзит енергоносіїв».

### **Імпорт з Туркменістану**

Згідно з угодою, підписаною у травні 2001 р., Туркменістан постачав Україні приблизно 35 млрд м<sup>3</sup> газу за ціною 44 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>. Україна заплати-

ла приблизно за половину цієї поставки бартером (обладнання та машини). Наприкінці грудня 2004 р. Туркменістан попросив 32 % збільшення ціни у 2005 р. Туркменістан припинив постачання газу до України через відмову останньої платити більше за імпорт, і через кілька днів посадові особи «Нафтогазу України» та «Туркменнефтегазу» підписали угоду, згідно з якою Туркменістан мав поставити Україні 36 млрд м<sup>3</sup> газу за ціною 58 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>. У червні 2005 р. обидві країні провели повторні переговори і визначили нові умови поставки і, як повідомляється, підписали нову угоду. Відповідно до неї Туркменістан мав поставити Україні 15,5 млрд м<sup>3</sup> газу до кінця 2005 р. та 33 млрд м<sup>3</sup> газу в 2006 р. за ціною 44 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>. В обмін на цю більш низьку ціну «Нафтогаз України» погодився оплатити туркменський газ у повному обсязі готівкою починаючи з 1 липня 2005 р.<sup>20</sup>

За наявними відомостями, 29 грудня 2005 р. «Нафтогаз України» підписав інший контракт з Туркменістаном, який забезпечив би до 41 млрд м<sup>3</sup> природного газу в 2006 р. за ціною 50 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> на першу половину року та 60 дол. США на другу половину року. Однак, як видно, у першій половині року Україна взагалі не отримала туркменського газу згідно з прямим контрактом з Туркменістаном. Коли готувалася ця книга, було незрозуміло, чи отримає Україна газ безпосередньо з Туркменістану в 2006 р., і за якою ціною. Однією з можливих причин призупинення поставок туркменського газу до України є те, що газ має йти транзитом через Росію, і російський «Газпром» також забажає отримувати газ. Туркменістан, ймовірно, підписав контракт з «Газпромом» на той самий газ невдовзі після підписання контракту з Україною.

Найвірогідніше, у середньо- та довгостроковій перспективі постачання туркменського газу до України також під питанням. Росія та Туркменістан підписали довгострокову угоду, що має характер меморандуму про взаєморозуміння, встановлюючи обсяги туркменського газу, який «Газпром» може купувати, починаючи з 2007 р. «Газпром» і Туркменістан мають домовлятися про ціни та обсяги щороку. Україна також намагається підписати 25-річну угоду на постачання газу з Туркменістаном на імпорт 6 млрд м<sup>3</sup> на рік починаючи з 2007 р. Туркменістан, очевидно, не матиме достатньо обсягу газу для задоволення усього попиту на експорт. Немає впевненості щодо виробничих потужностей Туркменістану.

Транспортування газу з Туркменістану до України може являти собою іншу проблему, оскільки для цього може знадобитися модернізація туркменської системи трубопроводів. Нині трубопровід «Центральна Азія – Центр» має потужність приблизно 50 млрд м<sup>3</sup> на рік у «найвужчій» точці.

<sup>20</sup> За даними «Нафтогазу України», станом на березень 2006 р. Україна мала борг перед Туркменістаном в обсязі приблизно 170 млн дол. США за газ, поставлений Україні протягом 2003–2005 рр. 26 березня 2006 р. сторони підписали угоду про графік виплати боргу. До кінця серпня 2006 р. Україна, як повідомляється, скоротила свій борг до 43,7 млн дол. США.

## Майбутні перспективи

Згідно з українськими прогнозами, Україна продовжуватиме покладатися на імпорт газу з Росії та Центральної Азії у коротко- та середньостроковій перспективі. *Енергетична стратегія до 2030 р.* прогнозує, що залежність від імпорту природного газу знизиться з 31,3 млрд м<sup>3</sup> до 2015 р. та до 9,4 млрд м<sup>3</sup> до 2030 р., з існуючих 55,9 млрд м<sup>3</sup>. *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає, що загальне споживання газу в Україні зменшиться з 76,4 млрд м<sup>3</sup> у 2005 р. до 49,5 млрд м<sup>3</sup> у 2030 р., в основному через перехід на вугілля, ядерну енергію та підвищення енергоефективності. Таке різке зниження імпорту газу здається проблематичним та, можливо, нееконімічним. Цікаво зазначити, що більш рання версія енергетичної стратегії прогнозувала, що використання природного газу збільшиться приблизно до 87 млрд м<sup>3</sup> до 2030 р., з яких чистий імпорт становитиме 60 млрд м<sup>3</sup>. Очевидно, що політика має великий вплив на попит на газ; сильна політика з енергоефективності могла б допомогти обмежити попит на газ.

Україна вивчає можливості імпортування газу з Казахстану (через існуючі трубопроводи), а також з Азербайджану, Ірану та Іраку (можливо, через гілку пропонуваного трубопроводу «Набукко»). «Нафтогаз України» запропонував два варіанти спорудження газопроводу з Ірану до ЄС через Україну, але існують сумніви щодо того, чи буде цей проект мати економічний сенс (розділ 6 «Транзит енергоносіїв»). Норвегія також згадувалася як потенційний постачальник газу: вона побудувала трубопровід до Польщі з потужністю 10 млрд м<sup>3</sup>. Польщі потрібні лише 5 млрд м<sup>3</sup>, таким чином, подальше розширення трубопроводу до України може зробити цей трубопровід життєздатним. «Нафтогаз України» вивчив можливості видобутку газу в інших країнах, таких як Лівія, Алжир, Туркменістан та Узбекистан. *Енергетична стратегія до 2030 р.* прогнозує, що український газовий баланс у 2030 р. включатиме приблизно 12 млрд м<sup>3</sup> газу, видобутого українськими компаніями за кордоном. Незрозуміло, як «Нафтогаз України» транспортуватиме цей газ до України. Таким чином, навіть якщо українські компанії дійсно розпочнуть видобувати вуглеводні за кордоном, сумнівно, що це призведе до фактичних поставок газу до України. Можливо, є більше економічного сенсу в продажу його за ринковими цінами іншим країнам замість побудови дорогих транспортних шляхів для транспортування газу в Україну.

### ● Експорт газу

Україна встановлює квоти на експорт газу; в основі цього заходу лежать два пояснення. По-перше, контракти з «Газпромом» та російсько-українські міжурядові угоди встановлюють обмеження на експорт українського газу, оскільки Росія хоче утримати Україну від перепродажу російського газу. По-друге, уряд України використовує квоти на експорт газу для того,

щоб забезпечити виконання газовими компаніями зобов'язання щодо задоволення внутрішнього попиту на газ за цінами, які набагато нижчі, ніж в більшості інших країн. Квоти на експорт газу піднімають обсяги видобутку. У 2004 р. «Нафтогаз України» експортував понад 4 млрд м<sup>3</sup>. У червні 2005 р. Уряд України заборонив «Нафтогазу України» експортувати газ доти, доки компанія не укладе додаткові угоди на імпорт газу для задоволення внутрішнього попиту. Газова угода січня 2006 р. також заборонила експорт газу з України.

## ● Власний видобуток

Видобуток газу в Україні за останні 15 років становив приблизно 18–20 млрд м<sup>3</sup> на рік, порівняно з найвищим обсягом – 68,7 млрд м<sup>3</sup> у 1975 р.<sup>21</sup> Три компанії, що входять до складу Нафтогазу України, видобувають переважну більшість газу в Україні: «Укрззовидобування» видобуває приблизно 75 %; «Укрнафта» – понад 17 %; а «Чорноморнафтогаз» – ще 4,2 % (табл. 5.4).

Власний видобуток почав зростати у 2001 р.; майже половина збільшення видобутку відбулася завдяки незалежним виробникам. Це є важливим моментом, який свідчить про роль, яку приватні інвестори відіграють у збільшенні видобутку газу в Україні. Українські законодавці мають розглянути заходи, які можуть у подальшому збільшити такі приватні інвестиції.

Згідно з національною програмою *Нафтогаз України на період до 2010 р.* (прийнята у 1995 р., доповнення внесено у 2001 р.), за прогнозами, власний видобуток газу досягне 24,5 млрд м<sup>3</sup> у 2010 р. У базовому сценарії *Енергетичної стратегії до 2030 р.* передбачено, що власний видобуток газу досягне 23,2 млрд м<sup>3</sup> у 2010 р., 26,1 млрд м<sup>3</sup> у 2020 р. та 28,5 млрд м<sup>3</sup> у 2030 р. Оптимістичний сценарій *Енергетичної стратегії до 2030 р.* прогнозує власний видобуток в обсязі 30,1 млрд м<sup>3</sup> у 2030 р. Світовий Банк оцінює, що збільшення видобутку на 10 млрд м<sup>3</sup> на рік з достовірних запасів потребуватиме капітальних інвестицій 1,5 млрд дол. США. Якщо видобуток газу зростатиме оптимістичними темпами, Україна видобуде понад 630 млрд м<sup>3</sup> з 2005 р. до 2030 р. Це більше половини офіційних оцінок фактичних достовірних запасів, які оцінюються у 1030 млрд м<sup>3</sup>. Ці цифри свідчать про важливість діяльності з розвідки та дослідження нових родовищ.

## ● Геологічні дослідження та запаси

В Україні є три основних нафтових та газових басейни: Карпатський басейн на заході, Дніпровсько-Донецький басейн на сході та Чорноморсько-Азовський басейн на півдні. За останні 15 років у геологічну розвідку та дослідження було зроблено мало інвестицій, унаслідок чого темп приросту

<sup>21</sup> Це зниження в основному відбуває вичерпаність існуючих родовищ.

Таблиця 5.4

Видобуток газу в Україні, млрд м<sup>3</sup>

Показник	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Загальний видобуток	20,9	19,2	18,3	18,2	18,4	18,1	18,0	18,1	17,9	18,3	18,7	19,2	20,5	20,6
«Нафтогаз України»	20,9*	19,2*	18,3*	18,2*	18,1*	17,8*	17,5	17,5	17,6	17,7	17,8	18,2	18,9	19,2
Інші виробники	-	-	-	-	0,3	0,3	0,5	0,6	0,5	0,7	1,0	1,3	1,2	1,3

\*Видобуток компаніями, які були інтегровані в «Нафтогаз України», коли він був створений у 1998 р.

Примітка: Оскільки дані походять з різних джерел, вони можуть не складатися у загальну суму.

Джерела: Статистичні дані МЕА; «Нафтогаз України».

запасів знижувався до 1997 р. З тих пір роботи з буріння свердловин дещо розширилися і нині становлять приблизно 200 000–220 000 м на рік. У *Національній Програмі Нафта і газ України до 2010 року та в Енергетичній стратегії до 2030 р.* уряд зазначає, що він очікує збільшення геолого-розвідувального буріння у 2,5 рази до 415 000 м на рік до 2030 р. Це додало б 670 млрд м<sup>3</sup> до газових запасів до 2030 р. за песимістичним сценарієм, або 1 023 млрд м<sup>3</sup> за оптимістичним. Розвідувальне буріння є дуже дорогою та ризиковою діяльністю. Для досягнення цілей цієї програми необхідно інвестувати приблизно 60 млрд грн (12 млрд дол. США) протягом 2003–2010 рр. Така сума не може бути отримана з українських джерел. Це підкреслює потребу в удосконаленні стимулів та гарантій для іноземних інвесторів.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* оцінює залишок газових запасів як 1 024 млрд м<sup>3</sup>. Це значно більше, ніж за незалежними оцінками. Наприкінці 2003 р. незалежна аудиторська компанія Miller and Lents Ltd. оцінила нафтові та газові запаси «Нафтогазу України» на основі міжнародних стандартів. Компанія проаналізувала 124 родовища, які за припущеннями містять приблизно 80 % нафтових і газових запасів «Нафтогазу України». Аудит показав значно нижчі цифри, ніж за оцінками «Нафтогазу України». Miller and Lents Ltd екстраполювала середню різницю між власними оцінками та оцінками «Нафтогазу України» для оцінки загальних запасів «Нафтогазу України» за типами. Їх наведено в табл. 5.5.

Таблиця 5.5

*Достовірні запаси природного газу «Нафтогазу України» станом на 31 грудня 2003 р., млрд м<sup>3</sup>*

Категорія резервів	Чисті запаси 124 родовищ (незалежні оцінки)	Чисті запаси інших родовищ (екстраполювано)	Загальні запаси
Достовірні розроблені діючі	234,1	46,8	280,9
Достовірні розроблені недіючі	9,9	2,0	11,9
Достовірні нерозроблені	20,3	4,1	24,4
<b>Разом</b>	<b>264,3</b>	<b>52,9</b>	<b>317,2</b>

Примітка: Застосовується умовне визначення запасів (вставка 5.1).

Джерело: «Нафтогаз України», 2004.

### Вставка 5.1. Достовірні запаси: питання визначення

Згідно з загальноприйнятим визначенням, достовірні запаси – це ті запаси, з яких нафта і газ можуть видобуватися прибутково в даний момент з урахуванням існуючих геологічних, технологічних, економічних умов та чинного законодавства. Достовірні запаси не включають додаткових обсягів нафти і газу, які можуть бути відкриті в результаті розширення зони дослідження або з використанням вторинних чи третинних методів видобутку, які ще не використовувалися або про які невідомо, чи будуть вони економічно життєздатними. Достовірні розроблені запаси – це ті, що, як очікується, будуть видобуватися з існуючих свердловин з використанням існуючого обладнання та методів видобутку.

Ціни на нафту і газ є важливими елементами для визначення потенціальної прибутковості запасів. Якщо ціна встановлюється на рівні, нижчому за ринковий (як це є з ціною на газ для українських споживачів), виробники з прибутком можуть видобувати менше нафти і газу.

На відміну від цього загальноприйнятого визначення достовірних запасів, українське визначення поняття запасів зазначає: «Запаси – це обсяг нафти та конденсату або обсяг газу у відкритих родовищах, досліджених та розроблюваних на день розрахунків, за стандартними умовами ( $P = 0,1$  МПа,  $t = 20$  °С)». Це визначення означає, що українські запаси включають кожну молекулу нафти та газу, яка, очевидно, існує в запасі; визначення не враховує економічної життєздатності запасів.

Якщо загальноприйняте визначення застосувати до українського контексту, можливо, що приблизно 50 % відомих нафтових і газових родовищ виявляться неекономічними.

Геологічна служба США (USGS) оцінює, що найкращі перспективи для запасів газу, відкритих до сьогоднішнього моменту, існують у Дніпровсько-Донецькому басейні, з потенціалом у 673 млрд м<sup>3</sup> газу (включаючи 62,2 млрд м<sup>3</sup> супутнього газу). Загальне середнє очікуване відкриття газу оцінюється у 779,7 млрд м<sup>3</sup>, з яких 79,3 млрд м<sup>3</sup> – супутній газ (USGS, 2000). За підрахунками українських експертів, приблизно 30 % потенційних запасів вуглеводнів в Україні знаходяться у прибережних зонах. Вісім газових та газоконденсатних родовищ були нещодавно відкриті у Чорному морі, а ще шість – у Азовському морі. «Нафтогаз України» розробив програму щодо більш інтенсивного дослідження запасів Чорного та Азовського морів до 2015 р. Тривала суперечка з Росією щодо демаркації Азовського моря може по-

тенційно поставити під загрозу інвестиції у зонах, стосовно яких ведуться суперечки. Хоча це й не вирішить проблему з тривалою суперечкою, ринкове утворення ціни на газ на внутрішньому ринку та скасування квот на експорт можуть значно прискорити розробку цих запасів.

Україна також має гарні перспективи з шахтного метану (розділ 7 «Вугілля»), як з інших нетрадиційних вуглеводнів, які в основному до сьогоднішнього дня не розроблялися.

### ● Зріджений природний газ

«Нафтогаз України» запропонував побудувати регазифікаційну установку для зрідженого природного газу (ЗПГ) на Чорному морі з наміром імпортувати ЗПГ з Лівії, Єгипту та інших країн. У січні 2006 р. «Нафтогаз України» оголосив про завершення техніко-економічного обґрунтування для терміналу з початковою потужністю 10 млрд м<sup>3</sup>. Такий проект коштуватиме 3 млрд дол. США.

Теоретично термінал ЗПГ допоміг би Україні диверсифікувати постачання газу. Однак такий проект потребував би ретельного аналізу витрат та вигід, з урахуванням варіантів постачання, прогнозованих світових цін на ЗПГ, витрат на транспортування та потенційний попит на ЗПГ, що постачається за світовими цінами. Дуже сумнівно, щоб проект з ЗПГ був економічно доцільним у контексті української структури газової промисловості та низьких внутрішніх цін на газ. Водночас, є очевидним, що фінансування було б проблемою. «Нафтогаз України» стверджує, що він фінансував би проект завдяки своїм власним фондам та кредитам, але заборгованість компанії вже викликає занепокоєння. Додаткова складність, яка має враховуватися – це транзит суден з ЗПГ через Босфорську протоку, чому протистоять владні структури Туреччини. Тим не менше, подальше зростання ціни на російський та каспійський газ та широкі реформи в українському газовому секторі можуть в кінцевому підсумку покращити перспективи спорудження терміналу ЗПГ у країні.

### ● Структура внутрішнього ринку

Український газовий ринок є монопольним і дуже регульованим. До 2006 р. майже весь газ, що споживався в Україні, був під контролем «Нафтогазу України», який продавав газ через свої дочірні компанії «Газ України» та «Газ-Тепло». «Газ України» – це оптовий постачальник, що постачає газ регіональним розподільним компаніям (облгазам), електричним і тепловим компаніям та великим промисловим споживачам. «Газ-Тепло» постачає газ деяким компаніям централізованого теплопостачання (розділ 9 «Централізоване теплопостачання»). Незалежні постачальники (зокрема місцеві та оптові трейдери, що не контролюються «Нафтогазом України») постачали



приблизно 4–5 % газу кінцевим споживачам (в основному промисловим компаніям). Незалежні трейдери постачають газ промисловим підприємствам за нерегульованими цінами, але вони мають отримати ліцензію від НКРЕ. До кінця 2001 р. понад 1000 компаній отримали ліцензію на незалежну поставку природного газу.

Україна приватизувала більшу частину місцевих газорозподільних компаній у 1998 р. На сьогоднішній день у регіонах України існують 42 розподільні компанії, які експлуатують розподільні мережі та постачають газ кінцевим споживачам. Ці компанії не володіють розподільними трубопроводами, а лише газом, який через них проходить, хоча новоспруджені трубопроводи можуть перебувати у приватній власності. Газорозподільні мережі в Україні мають довжину понад 300 000 км. Приблизно 76 % міст та 32 % селищ мають доступ до системи постачання природного газу. Нині основним об'єктом для інвестицій у цьому секторі є розширення розподільних мереж з використанням поліетиленових труб замість сталевих, що скорочує витрати та час.

Таблиця 5.6

Продажі «Газу України», за категоріями споживачів, 1999–2005 рр., млрд м<sup>3</sup>

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Побут</b>	17,6	16,7	16,9	16,6	17,5	16,6	17,5
у тому числі комерційні втрати	1,7	1,5	1,9	1,5	1,6	0,8	0,5
Громадські установи	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1
Компанії централізованого теплопостачання	11,4	8,7	8,8	9,3	9,9	7,9	7,5
Власні потреби та втрати	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	1,1	1,2
<b>Промисловість</b>	7,6	7,7	9,3	9,2	18,7	21,4	25,5
Компанії, що виробляють електроенергію та комбіновано тепло- та електроенергію*	8,6	3,0	7,2	7,7	8,6	8,2	6,9
Інші	0,147	1,342	0,031	0,096	0,033	0,006	0,002
<b>Разом</b>	<b>47,0</b>	<b>39,0</b>	<b>43,9</b>	<b>44,4</b>	<b>56,6</b>	<b>56,2</b>	<b>59,8</b>

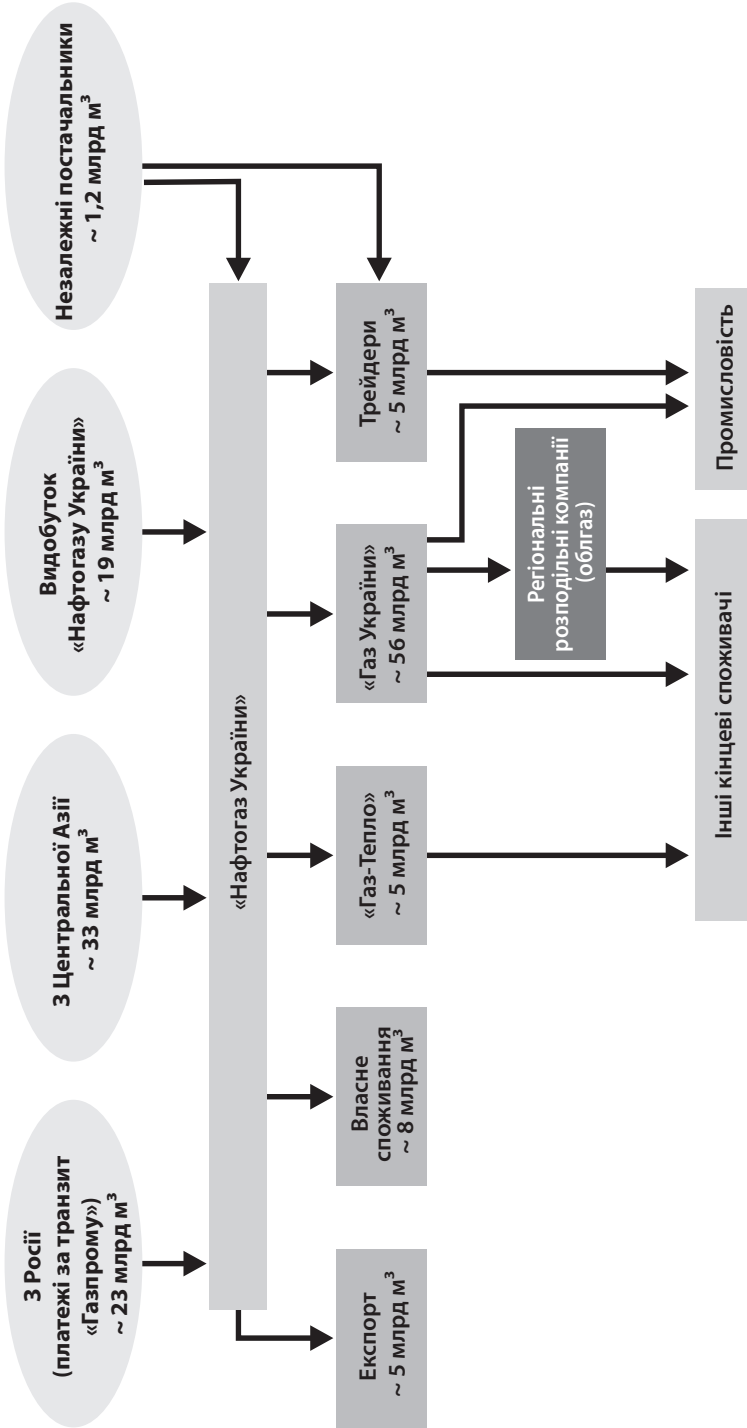
\* Включаючи «Київенерго».

Примітка: У 2003 р. обсяг газу, який «Газ України» постачав промисловим підприємствам, зріс удвічі. Згідно з інструкцією Міністерства палива та енергетики, «Нафтогаз України» виключено деяких посередників, які купували газ у «Нафтогазу України» і продавали його промисловим споживачам. «Газ України» почав працювати з цими обсягами замість посередників.

Джерело: «Газ України».

Рисунок 5.1а

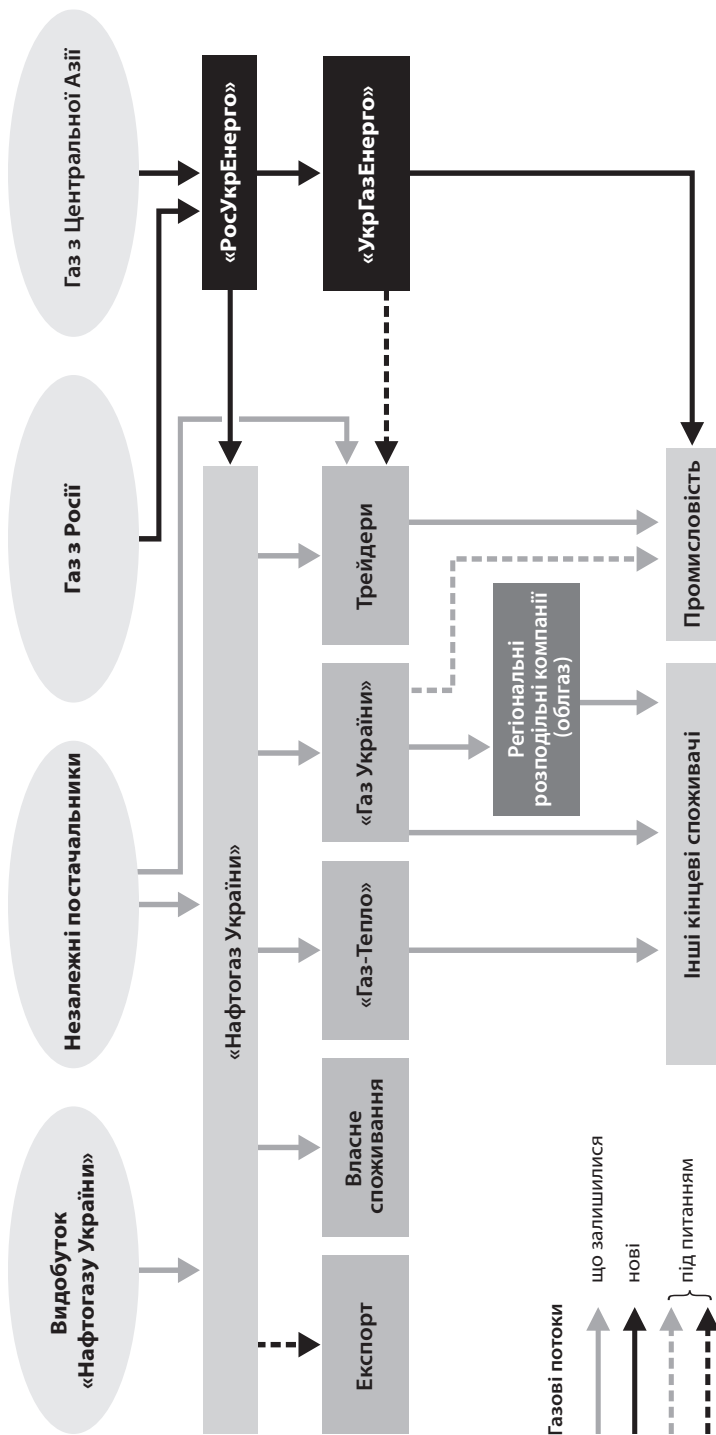
Організація газового ринку в Україні до 2005 р.



Примітка: Цифри за станом на 2004 р.

Рисунок 5.16

## Організація газового ринку в Україні з 2006 р.



Примітка: Цей рисунок не включає зміни у зберіганні газу. В 2005 р. «Нафтогаз України» помістив у сховище приблизно 15,5 млрд м<sup>3</sup> газу і взяв приблизно 17,9 млрд м<sup>3</sup>.  
 Джерело: «Газ України», аналіз MEA.

До кінця 2005 р. розподіл доходів оптового постачальника, яким є «Газ України», був таким: дві третини (66 %) надходило від продажу промисловим компаніям, близько 24 % – від продажу побутовим і комерційним споживачам та компаніям централізованого теплопостачання, близько 11 % – від продажу електрогенеруючим компаніям.

Ситуація на газовому ринку змінилася у 2006 р. Після укладання Газової угоди січня 2006 р. (розділ 6 «Транзит енергоносіїв») компанія-посередник – «РосУкрЕнерго», – яка стала основним постачальником газу, очікувала імпортувати 34 млрд м<sup>3</sup> газу в Україну у 2006 р. У лютому 2006 р. «Нафтогаз України» та «РосУкрЕнерго» створили спільне підприємство – «УкрГазЕнерго» – для постачання газу місцевим українським споживачам. Спочатку «УкрГазЕнерго» отримало ліцензію на постачання лише 5 млрд м<sup>3</sup> за нерегульованими цінами в Україні. Воно опротестувало рішення НКРЕ у суді. Схоже, що «УкрГазЕнерго» продовжуватиме постачати газ більшій частині прибуткових промислових споживачів, або безпосередньо, або через трейдерів. Це означає, як у минулому, що «Нафтогаз України» через свою дочірню компанію «Газ України» має забезпечувати газом побутових споживачів, компанії централізованого теплопостачання та громадський сектор. Тільки тепер «Газ України» повинен робити це, не маючи змоги відшкодувати свої втрати шляхом постачання газу промисловості. Це справляє дестабілізуючий фінансовий тиск на «Нафтогаз України» і на українську газову систему в цілому.

## ● Облік

Облік є особливо важливим для підвищення ефективності та прозорості діяльності газового ринку. Облік споживання газу в Україні значно збільшився завдяки цільовим регіональним програмам та можливостям побутових споживачів отримувати лічильники газу в кредит. У 2001–2004 рр. нові лічильники встановлювалися у кількості близько 450 000–650 000 на рік. Навесні 2005 р. приблизно 5 млн сімей мали лічильники, що зробило можливим облік близько 67 % загального побутового споживання газу («Дзеркало тижня», 2005). До травня 2006 р. кількість сімей, які встановили лічильники, становила 5,7 млн (Мінпаливенерго, 2006). Уряд створив стимули для побутових та комерційних споживачів встановлювати лічильники: ті, хто має лічильники, платять за газ за нижчими тарифами порівняно з тими, у кого їх немає.

## ● Потенціал для ефективності

У газовому секторі є величезний потенціал для підвищення ефективності та зменшення операційних витрат. Понад 8 млрд м<sup>3</sup> газу використовується щороку для транспортування<sup>22</sup>. Це відповідає майже 760 млн дол. США,

<sup>22</sup> «Укртрансгаз» транспортує понад 140 млрд м<sup>3</sup> газу на рік.

за ціною на імпорт 95 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>. «Укртрансгаз» споживає 5,5–5,8 млрд м<sup>3</sup> для задоволення власних потреб у транспортуванні газу, а розподільні компанії споживають додатково 0,016 млрд м<sup>3</sup> для власних потреб. Втрати газу є ще одною сферою для удосконалень: комерційні втрати у газорозподільних мережах становили 1,9 млрд м<sup>3</sup> у 2004 р., або 2,8 % загального обсягу постачання газу кінцевим споживачам. У 2004 р. втрати газу при транспортуванні становили 1,06 млрд м<sup>3</sup>, або 0,5 % обсягу транспортованого газу. *Енергетична стратегія України до 2030 р.* передбачає, що втрати газу при розподілі знизяться до 2 %, а втрати при транспортуванні – до 0,3 %. Хоча газовий сектор є менш енергоємним, ніж деякі інші сектори української економіки (сталеливарна або хімічна промисловість), використання та втрати газу в системах транспортування та розподілу є вищі, ніж в аналогічних системах країн ОЕСР.

«Нафтогаз України» активно впроваджує різні заходи щодо підвищення енергоефективності, зокрема заміну фізично застарілих газокompresорних блоків на нові, впровадження більш енергоефективних моделей, використання відхідних газів для генерування електроенергії та встановлення лічильників у кінцевих споживачів. Завдяки цим заходам компанія заощаджує еквівалент 0,27 млн т н.е. щороку, включаючи 300–340 млн м<sup>3</sup> газу.

Значний потенціал підвищення ефективності використання газу криється в кінцевих споживачів газу. Особливо це стосується сектору централізованого тепlopостачання та промисловості, які разом споживають понад 50 % газу в Україні. Якщо його реалізувати, потенціал зменшення споживання газу в секторах централізованого тепlopостачання та промисловості може бути переведено в економію багатьох мільярдів кубічних метрів газу, який нині марнується. Для реалізації цієї вигоди від потенціальної економії газу енергоефективність та ринкове ціноутворення мають стати політичними пріоритетами (більш докладну інформацію див. у розділі 4 «Енергоефективність» та розділі 9 «Централізоване тепlopостачання»).

## ● Встановлення цін

Починаючи з 1999 р. НКРЕ розробляє методології ціноутворення на природний газ та на послуги з передачі та розподілу для всіх категорій споживачів. НКРЕ встановлює верхній рівень цін на природний газ для всіх споживачів, а також тарифи на транспортування газу через магістральні та розподільні трубопроводи і для розподілу та зберігання. Українські владні структури вважають, що таке регулювання є необхідним, оскільки у секторі природного газу домінують монополії.

Головною рисою існуючих регуляторних актів є диференціація тарифів, яка ґрунтується на статусі споживача (наприклад, промисловий або побутовий), а не на фактичній вартості постачання. Ця практика встановлює складну систему перехресного субсидіювання: відносно високі тарифи для

промисловості<sup>23</sup> перехресно субсидіюють низькі тарифи для побутових споживачів та громадських установ. Мінпаливенерго розрахувало, що постачаючи газ до побутових споживачів та інших споживачів за штучно низькими регульованими цінами, «Нафтогаз України» надає приховані субсидії в розмірі 4 млрд грн (0,8 млрд дол. США) на рік (Кабінет Міністрів України, 2006а). За оцінками Світового банку, приховані субсидії в газовому секторі досягли 1 млрд дол. США у 2001 та 2002 рр. Це еквівалентно 2,5 % ВВП, які, що цікаво, також дорівнювали розміру внеску транзиту газу у ВВП на той момент. Світовий банк відносить ці приховані субсидії до тарифної структури та інших факторів, включаючи неплатежі (Світовий банк, 2003а).

Через штучно занижені споживчі ціни «Нафтогаз України» не може відшкодувати свої витрати, пов'язані із постачанням природного газу побутовим споживачам; він вимушений використовувати свої доходи від інших видів діяльності для відшкодування втрат від продажу газу побутовим споживачам. Компанія використовує фонди з дуже дорогих кредитних ліній для покриття поточних операцій, що, зрештою, може призвести до банкрутства. Її фінансове становище може ще більше погіршитися у майбутньому, оскільки нова компанія «УкрГазЕнерго» обслуговує найбільш прибуткових споживачів, залишивши побутовий та громадський сектор дочірній компанії «Нафтогазу України» – «Газу України».

Другим аспектом регулювання ціни на газ є ідея про те, що постачання газу і його ціна залежать від його джерела. На виконання постанови Кабінету Міністрів України (Кабінет Міністрів України, 2001) «Нафтогаз України» був змушений постачати газ з конкретних джерел конкретним групам споживачів і встановлювати ціни на газ на різному рівні. Та сама постанова припинила практику газових аукціонів, що існувала до 2002 р. Починаючи з 2002 р. зміни у постачанні газу полягали у наступному: побутові споживачі та громадські установи мали отримувати газ, видобутий в Україні, компанії централізованого теплопостачання отримували газ, що надходить як плата за транзит російського газу (до кінця 2005 р.); а інші промислові підприємства отримували газ, куплений у Туркменістану та інших країн. Таким чином, кінцеві споживчі ціни встановлювалися на основі газового балансу, в той час як закупівельна ціна залежала від його походження (власний видобуток, плата за транзит або імпорт). Ця практика не заохочує прозорість та знижує привабливість видобутку газу в Україні, що є ключовим для енергетичної безпеки.

Кабінет Міністрів України змінив це правило у березні 2006 р. (Кабінет Міністрів України, 2006б), після того як Україна припинила отримувати газ від Росії як плату за транзит. Однак змінена постанова все ж вимагає від «Нафтогазу України» (та інших компаній, у яких державі належить понад 50 %

<sup>23</sup> Навіть промислові тарифи не завжди відшкодовують довгострокові витрати.

акцій) постачати видобутий в Україні газ побутовому сектору<sup>24</sup>. Насправді ж цю вимогу не було виконано в повному обсязі. Наприклад, один з постачальників газу в Україні – «Укрнафта» – відмовився продавати газ побутовим споживачам у 2005 р. та на початку 2006 р., пояснюючи це тим, що побутові тарифи не дали б йому змоги відшкодувати свої витрати. Якщо видобутий в Україні газ і надалі продаватиметься за найнижчими цінами, буде мало стимулів інвестувати у власний видобуток.

### Регульовані тарифи

Тарифи на газ для населення не змінювалися з 1999 р. до квітня 2006 р. З 1 травня 2006 р. НКРЕ підняв тарифи на природний газ на 25 % для побутових споживачів, компаній централізованого теплопостачання та установ, що фінансуються з державного бюджету. У червні 2006 р. НКРЕ підняло тарифи на газ для побутових споживачів на 85 % (як видно з табл. 5.7). Кабінет Міністрів України звернувся до НКРЕ з проханням установити тарифи на рівні, що відшкодовує всі витрати, з січня 2007 р.

Таблиця 5.7

Регульовані кінцеві тарифи на газ для кінцевих споживачів, грн або дол. США за 1000 м<sup>3</sup>

Група споживачів	Тарифи у 1999 р.		Тарифи на 1 січня 2006 р.		Тарифи на 1 травня 2006 р.		Тарифи на 1 липня 2006 р.	
	Грн	Дол. США	Грн	Дол. США	Грн	Дол. США	Грн	Дол. США
Побутові споживачі, які мають лічильники	175,0	35,0	175,0	35,0	220,0	44,0	407,0	81,4
Побутові споживачі, які не мають лічильників	190,0	38,0	190,0	38,0	240,0	48,0	444,0	88,8
Громадські організації, що фінансуються з державного бюджету	231,0	46,0	288,0	57,6	360,0	72,0	648,0	130,0
Компанії централізованого теплопостачання	189,0	38,0	304,5	60,9	383,4	77,0	686,0	137,0

Джерела: «Нафтогаз України»; Верховна Рада України.

Загальний тариф на газ для кінцевих споживачів складається з кількох компонентів. Плата за енергію (ціна самого газу) оплачується «Газу України» або іншому оптовому постачальнику. Плата за транспортування через магістральні трубопроводи (однакова для всіх споживачів незалежно від їхнього розташування) оплачується «Укртрансгазу». Плата за транспортування че-

<sup>24</sup> «Нафтогаз України» також зобов'язаний постачати газ бюджетним установам, компаніям централізованого теплопостачання та електрогенеруючим компаніям, які постачають тепло та електроенергію населенню.

рез розподільні трубопроводи та послуги з постачання оплачується облгазу (місцевій розподільній компанії). Споживачі, які безпосередньо приєднані до магістральних трубопроводів, не здійснюють оплату за розподіл та послуги.

НКРЕ встановлює загальний верхній рівень тарифів для різних груп кінцевих споживачів, а також тарифи для транспортування газу через магістральні трубопроводи. Вона також затверджує тарифи на розподіл та постачання для кожної окремої газової компанії на основі підходу «витрати плюс фіксований прибуток». Такий підхід до регулювання не створює стимулів для зниження витрат та підвищення ефективності. Більш того, тарифні складові не завжди відшкодовують усі витрати та забезпечують адекватний прибуток відповідній компанії. Неможливо переглядати тарифи для кожного окремого виду послуг (транспортування, розподіл, постачання) раз на півроку без внесення змін до загального тарифу для кінцевих споживачів. У деяких регіонах тариф на транспортування та розподіл вищий, ніж витрати, в інших – нижчий.

### **Питання ПДВ**

За законом природний газ, що імпортується до України за міжурядовими угодами, звільняється від податку на додану вартість (ПДВ). До січня 2006 р. промислові, теплопостачальні та електричні компанії отримували газ без ПДВ, оскільки весь імпорт газу з Росії та Туркменістану здійснювався у рамках міжурядових угод. ПДВ застосовувався лише до видобутого в Україні газу, який постачався житловим і громадським будівлям. У першій половині 2006 р. не було жодних міжурядових угод. Таким чином, промислові підприємства (включаючи електро- та теплопостачальні) мали платити ПДВ на весь імпортований газ. Це значно загострювало проблему неплатежів. Водночас немає сенсу надавати імпортованому газу перевагу порівняно з газом власного видобутку. Втрачені доходи уряду від звільнення від ПДВ дорівнюють субсидіям.

### ● **Проблема з неплатежами**

Кілька років тому існували значні проблеми з неплатежами за природний газ, особливо серед компаній централізованого теплопостачання та громадських установ. Ситуація істотно поліпшилася у 2004 та 2005 рр. Побутові споживачі сплатили понад 100 % обсягу виставлених їм рахунків, тобто оплатили свої поточні рахунки та частку накопиченого боргу. Платежі компаній централізованого теплопостачання також покращилися, хоча й не досягли 100 %. «Нафтогаз України» створив спеціальне дочірнє підприємство, «Газ-Тепло», для розв'язання проблеми з боргом за газ у компаніях централізованого теплопостачання, хоча підхід цього підприємства не обов'язково є сприятливим для стабільності централізованого теплопостачання (див. більш докладну інформацію у розділі 9 «Централізоване теплопостачання»). З підвищенням цін у 2006 р. повернулася проблема з неплатежами.



За звітом «Газу України» у середньому рівень платежів споживачів знизився з 83 % у першому кварталі 2005 р. до 74 % у першому кварталі 2006 р.<sup>25</sup> Навіть промислові та електрогенеруючі компанії, які не мали великих проблем з оплатою рахунків у минулому, почали накопичувати борг у 2006 р. Той факт, що звільнення від ПДВ більше не застосовується до імпортованого газу в 2006 р., звичайно, зіграв свою роль. «Газ України» запровадив заходи для обмеження поставок газу неплатникам.

## Нафта і нафтопродукти

### ● Імпорт сирової нафти

Україна є чистим імпортером нафти. Власний видобуток відшкодовує лише 16–20 % потреби країни у сирій нафті. Україна отримує більшу частину (понад 96 %) сирової нафти з Росії. Невелика частка (менше ніж 4 %) надходить з Казахстану, хоча у 2005 р. Україна не отримувала казахської нафти. Україна намагається диверсифікувати свої джерела нафти, але, найімовірніше, Росія залишиться основним постачальником.

«Нафтогаз України» планує закуповувати 2–4 млн т казахської нафти на рік з тих обсягів, що йдуть транзитом через територію України, і до 2 млн т лівійської нафти на рік. «Нафтогаз України» також планує видобувати нафту за кордоном. Він підписав угоди про розподіл продукції з Об'єднаними арабськими еміратами (ОАЕ) та Лівією. Він також шукає можливості геологічної розвідки та видобутку в Іраку, Сирії та деяких інших країнах. Крім того, Україна підписала попередні угоди з видобутку нафти та газу в Центральній Азії, хоча не ясно, чи буде вона мати фінанси для інвестицій без інших партнерів. Також існує проблема з транзитом через Росію, щодо якого було важко вести переговори в минулому.

Українські нафтопереробні заводи були спроектовані для переробки російської сирової нафти уральської марки з високим виходом топкового мазуту. Ця застаріла технологія нафтопереробних заводів є нині головною перешкодою для диверсифікації поставок. Нафта від потенційних постачальників за межами Росії є більш високої якості (світліша та з меншим вмістом сірки) порівняно з уральською. Немає економічного сенсу переробляти нафту цієї більш високої якості на нафтопереробних заводах, які перетворюють в основному низькосортніші продукти: така робота призвела б до значної втрати прибутку після переробки нафти на нафтопродукти.

### ● Власний видобуток

Україна щороку видобуває близько 4,2–4,3 млн т світлої, малосірчатої сирової нафти та газового конденсату, 97 % з якого припадає на «Нафтогаз України».

<sup>25</sup> Більша частина неплатежів стосується компаній централізованого теплопостачання та державних організацій.

Видобуток сирової нафти та газового конденсату в Україні, 1992–2004 рр., тис. т

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Сира нафта	3617	3335	3155	2993	2951	2855	2699	2670	2626	2617	2625	2814	3003
Газовий конденсат	857	913	1043	1097	1147	1248	1204	1128	1067	1086	1107	1153	1311
<b>Разом</b>	<b>4474</b>	<b>4248</b>	<b>4198</b>	<b>4090</b>	<b>4098</b>	<b>4103</b>	<b>3903</b>	<b>3798</b>	<b>3693</b>	<b>3703</b>	<b>3732</b>	<b>3967</b>	<b>4314</b>

Джерело: Статистичні дані МЕА.

Станом на 2005 р. «Нафтогаз України» експлуатував 225 нафтових та газових родовищ з 2 393 виробничими нафтовими свердловинами. Головною нафтовидобувною компанією в Україні є «Укрнафта», яка видобуває близько 2,9 млн т. *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає, що власне видобування нафти досягне 5,1 млн т у 2010 р. і 5,4 млн т у 2030 р. Компанії, що видобувають нафту і газовий конденсат в Україні, мають продавати їх на аукціонах, які проводяться Комітетом з аукціонів.

## ● Розвідка і запаси

*Енергетична стратегія до 2030 р.* стверджує, що початкові достовірні запаси на діючих промислах в Україні становили 422 млн т нафти та 138,6 млн т газового конденсату; решта розроблених запасів станом на 1 січня 2005 р., становила 116 млн т (близько 847 млн барелів) нафти та 70 млн т (701 млн барелів) газового конденсату<sup>26</sup>. Це значно вище, ніж загальноприйняті оцінки, які встановлюють загальні українські запаси у розмірі 53,4 млн т (390 млн барелів).

Незалежна аудиторська компанія Miller and Lents, Ltd проаналізувала 124 родовища «Нафтогазу України» (80 % запасів) та екстраполювала середню різницю для оцінки його загальних запасів. Ці оцінки наведено у табл. 5.9.

Таблиця 5.9

*Достовірні запаси нафти та газового конденсату «Нафтогазу України» станом на 31 грудня 2003 р., млн барелів*

Категорія резервів	Чисті запаси 124 родовищ (незалежні оцінки)	Чисті запаси інших родовищ (екстрапольовано)	Загальні запаси
Достовірні розроблені діючі	163,2	32,6	195,8
Достовірні розроблені недіючі	14,1	2,8	16,9
Достовірні нерозроблені	10,5	2,1	12,6
<b>Всього</b>	<b>187,8</b>	<b>37,6</b>	<b>225,4</b>

Примітка: Застосовується умовне визначення запасів (вставка 5.1).

Джерело: «Нафтогаз України», 2004.

Більша частина достовірних нафтових запасів України вже освоєні. В родовищах, які експлуатуються «Нафтогазом України», близько 74 % початкових достовірних запасів вже вичерпано (Тройка Діалог, 2005). На родовища, які важко розробляти, припадає приблизно 70 % решти достовірних запасів, їхня частка зростає. Дві третини цих запасів розташовані на глибинах, які перевищують 2,5 км, що робить дослідження дорогим.

<sup>26</sup> Коефіцієнт перерахунку для сирої нафти становить 7,3 бареля на 1 т; для газового конденсату – 10,01 бареля на 1 т.

Україна має значний потенціал збільшення запасів із ресурсів, які ще мають бути відкриті. Геологічна служба США (USGS) оцінює, що майбутні відкриття рідких корисних копалин можуть становити приблизно 300 млн т (2200 млн барелів), включаючи 92,8 млн т (929 млн барелів) природного газового конденсату. За оцінками USGS, більша частина невідкритих нафтових та газових ресурсів знаходиться у береговій зоні палеозойської системи Дніпровсько-Донецького басейну, і може досягати 267 млн т (1 952 млн барелів) конденсатів, включаючи 85,2 млн т (853 млн барелів) газового конденсату (USGS, 2000). Це оцінки потенційних запасів, які фізично наявні; необхідно провести буріння свердловин для оцінки обсягу запасів, з яких можна економічно вигідно видобувати корисні копалини. Незважаючи на значний потенціал, діяльність розвідка нафти та газу значно знизилася у 90-х роках минулого століття, що призвело до повного вичерпування запасів. Нещодавно обсяги розвідувального буріння зросли, але їх все ще недостатньо для досягнення значного збільшення запасів.

## ● Стратегічні запаси

Восени 2004 р. уряд України при колишньому Президенті України Л. Кучмі подав ідею спорудження стратегічних запасів нафти в Україні. При Президенті В. Ющенку Кабінет Міністрів України вніс створення 90-денного стратегічного запасу нафти до *Програми Назустріч людям* і нині розглядає кілька варіантів створення нафтосховищ. Однією з можливостей, що підтримується Міністерством економіки України, є запровадження вимоги до розподільних компаній створити 60- або 90-денні запаси нафтопродуктів. Іншим варіантом є використання фондів державного бюджету для створення державних стратегічних запасів на рівні, що становить 10 % річного обсягу споживання сирової нафти. Міністерство палива та енергетики підтримує третій варіант, який передбачає спільні громадсько-приватні запаси. Стосовно того, хто буде управляти запасами, обговорюються два варіанти – Державний комітет України з державного матеріального резерву або Рада національної безпеки і оборони України.

### Вставка 5.2. Запаси нафти в сховищах МЕА

МЕА вимагає, щоб країни, які є чистими імпортерами нафти, мали запаси, еквівалентні щонайменше 90-денному чистому імпорту нафти, виходячи із обсягів споживання за попередній рік. Країни МЕА виконують цю вимогу, застосовуючи три типи систем утримування запасів нафти:

- **Запаси компаній** включають обов'язкові та комерційні запаси.
- **Державні запаси**, які фінансуються бюджетом центрального уряду і утримуються виключно для надзвичайних ситуацій.

- **Установчі запаси**, які знаходяться у розпорядженні уряду та утримуються для надзвичайних ситуацій. Ці запаси зазвичай утримуються публічним або приватним органом у рамках угод зі співробітництва та розподілу витрат.

Близько двох третин запасів МЕА утримуються нафтовою промисловістю, а решта – урядом або спеціалізованими органами. Державні та установчі запаси часто називають публічними запасами. Починаючи з 1980 р. кількість країн, що утримують установчі запаси, збільшилася, в той час, як кількість країн, що оперують урядовими запасами, зменшилася. Відсоток запасів компаній у загальному аварійному запасі знизився.

Для виконання вимог МЕА запаси можуть утримуватися або у вигляді нафтопродуктів, або у вигляді сирової нафти. Однією з вигод запасів продуктів є те, що вони доступні навіть тоді, коли нафтопереробні заводи не працюють. Однак сиру нафту дешевше зберігати і технічно простіше утримувати. Вона також забезпечує більшу гнучкість у зв'язку з тим, що може бути перероблена на продукти, необхідні на час переривання постачання. Промислові запаси мають тенденцію включати відносно високі пропорції нафтопродуктів, які використовуються для задоволення сезонних коливань у попиті.

Під час переривання постачання МЕА ініціюються спільні дії, в яких країни використовують запаси лише для допомоги ринку. Такі дії не застосовуються для цілей управління цінами, що могло б викликати ринкові викривлення.

## ● Нафтопереробка

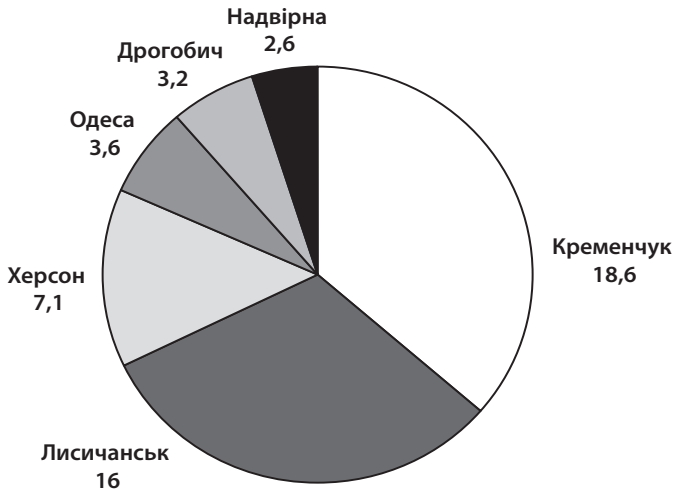
В Україні є шість нафтопереробних заводів. Українській державі належать 43 %, 25 % та 26 % акцій відповідно у Кременчуцькому, Дрогобицькому та Надвірнянському нафтопереробних заводах. Цими акціями розпоряджається «Нафтогаз України». Однак варто зазначити, що іноземні інвестори контролюють чотири з шести українських нафтопереробних заводів, зі встановленою потужністю 45,3 млн т на рік (близько 88 % загалом). Українські нафтопереробні заводи включають:

- Кременчуцький нафтопереробний завод (ЗАТ «Укртатнафта») – контролюється та експлуатується «Укртатнафтою», спільним підприємством Російської Автономної Республіки Татарстан та України;
- Лисичанський нафтопереробний завод (ЛИНОС Лтд.) – контролюється та експлуатується російською «ТНК-ВР»;

- Херсонський нафтопереробний комплекс (ВАТ «Херсоннафтопереробка») – експлуатується російською групою «Альянс»; контрольний пакет акцій належить Казахській національній нафтогазовій компанії «Казмунайгаз»;
- Одеський нафтопереобний завод (ВАТ «ЛУКОЙЛ-Одеса») – контролюється та експлуатується російською компанією «ЛУКОЙЛ»;
- Дрогобицький нафтопереробний завод (нафтовий комплекс ВАТ «Галичина») – контролюється приватними українськими компаніями та «Приват-Банком»;
- Надвірна (ВАТ «Нафтохімік Прикарпаття») – контролюється українською групою «Приват».

Рисунок 5.2

Нафтопереробні потужності нафтопереробних заводів, 2005 р., млн т сирової нафти на рік



Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

Україна розпочала приватизацію своїх нафтопереробних заводів у 1999–2000 рр., коли обсяг вироблюваної нафтопереробними заводами продукції досяг найнижчої позначки. Починаючи з 2001 р. переробка сирової нафти зростала високими темпами і досягла понад 21 млн т у 2003 і 2004 рр., коли Україна стала чистим експортером нафтопродуктів. У 2005 р. як постачання сирової нафти, так і виробництво на нафтопереробних заводах знизилося. Українські нафтопереробні заводи переробили лише 17,4 млн т сирової нафти, або на 28 % менше, ніж за останні два роки (Мінпаливенерго, 2004, 2005в, 2006б).

23 грудня 2004 р. уряд України прийняв закон про призупинення приватизації активів нафтопереробних заводів. Цей захід було здійснено для того,

Таблиця 5.10

*Виробництво та споживання нафтопродуктів в Україні,  
2004–2005 рр., тис. т*

	Виробництво		Споживання в Україні	
	2004	2005	2004	2005
Бензин	5209,1	4648,3	4990,5	4761,3
Дизельне паливо	6458,7	5373,2	5586,7	5159,1
Мазут	7761,0	5832,3	714,7	584,5

*Примітка: Близько 90 % мазуту експортується.*

*Джерело: Міністерство палива та енергетики України.*

щоб призупинити приватизацію до тих пір, поки уряд не прийме комплексну національну програму приватизації та закон про особливості приватизації нафтопереробних компаній (Енергобізнес, 2005).

Що стосується ситуації втручання уряду, український уряд, очолюваний колишнім прем'єр-міністром Юлією Тимошенко, говорив про можливість реприватизації кількох десятків компаній, включаючи деякі нафтопереробні заводи, що, як вважалося, були приватизовані непрозоро та несправедливо. Багато спостерігачів критикували цей крок, доводячи, що навіть розмови про «реприватизацію» мали негативний вплив на інвестиційний клімат у країні. Уряд Юрія Єханурова пізніше відійшов від реприватизації.

Українські нафтопереробні заводи мають надлишкову потужність: вони фактично переробляють лише 17–21 млн т (124–153 млн барелів) сирої нафти на рік, в той час як їхня проектна потужність становить близько 51 млн т (372 млн барелів) на рік. На початку 2006 р. наявна потужність знизилася приблизно до 44 млн т (321 млн барелів) на рік через закриття у середині 2005 р. Одеського нафтопереробного заводу «ЛУКОЙЛ» для проведення трирічної програми з ремонту та модернізації (МЦПД, 2005). Херсонський нафтопереробний завод також було зупинено на реконструкцію у серпні 2005 р. Кілька інших нафтопереробних заводів не працювали повний час у 2005 р.

В останні роки прибутки нафтопереробних заводів в Україні були незначними або від'ємними. Це обумовлено трьома факторами: високі експортні збори у Росії (основний конкурент України у цій сфері); низькі податки та митні збори на імпортовані перероблені продукти та неможливість продавати на ринки з більш високою ставкою прибутковості через низьку якість продукції (в основному через високий вміст сірки).

Нафтопереробні заводи мають платити ПДВ на імпортовану сиру нафту. Водночас податкові органи мають відшкодовувати ПДВ на нафтопродукти,

які експортуються. Кілька нафтопереробних заводів, зокрема Кременчуцький та Дрогобицький, мають проблеми з отриманням відшкодування ПДВ. Як повідомляється, державні податкові органи винні цим нафтопереробним заводам десятки мільйонів гривень, що лягає важким тягарем на загальне фінансове становище цих заводів.

Українські нафтопереробні заводи не відповідають вимогам міжнародних стандартів. «Глибина переробки» (тобто ступінь очистки, отримані світлі продукти, на відміну від мазуту) варіюють від 47 % на Херсонському та 54 % на Одеському нафтопереробних заводах до 70 % на Лисичанському та Кременчуцькому (станом на 2005 р.). Для порівняння, цей відсоток становить 75 % у Білорусі та близько 90 % у західних країнах. Крім того продукти часто не відповідають вимогам щодо якості основних експортних ринків. Нині більша частин нафтопродуктів не відповідає стандартам EURO 1 (тобто тим, що були встановлені у 1992 р.), не кажучи вже про стандарти, які були прийняті пізніше, з більш високими вимогами<sup>27</sup>. Уряд взяв на себе кілька зобов'язань щодо відповідності стандартам EURO 2. Для досягнення цієї мети українські нафтопереробні заводи мають інвестувати мільярди гривень протягом багатьох років. Крім того, уряд не був дуже послідовним у своїй політиці стосовно гарантії якості продуктів нафтопереробки. Уряд періодично накладав обмеження на вміст сірки, а робота над прийняттям міжнародних стандартів та приведення законодавства у відповідність ним просувається повільно. Більше того, всього кілька лабораторій мають можливість для проведення потрібних аналізів.

Сьогодні переробка світлої нафти з низьким вмістом сірки<sup>28</sup> в Україні дає продукти низької якості, як за кількістю, так і за якістю. Таким чином, це є менш привабливим на світових ринках, ніж продаж сирової нафти. Українські нафтопереробні заводи досягли незначних успіхів у переконанні постачальників світлої нафти (наприклад, Азербайджан і Казахстан) переробляти нафту в Україні. Низький рівень переробки українських нафтопереробних заводів може розглядатися як перешкода у диверсифікації постачання нафти та підвищенні енергетичної безпеки. Таким чином, для уряду України є сенс заохочувати нафтопереробні заводи удосконалювати процеси переробки та підвищувати їх ефективність, що зробило б їх більш конкурентоспроможними на міжнародних ринках.

Хоча процес йде повільно, ситуація змінюється. Нещодавно «ТНК-ВР» провело модернізацію Лисичанського заводу. Програма «ЛУКОЙЛ» з модерні-

<sup>27</sup> Європейський Союз запровадив стандарти на викиди, відомі як EURO 1–5, яким мають відповідати всі нові автомобілі. Ці стандарти стають все більш суворими з плином часу: EURO 1 (1992 р.); EURO 2 (1995 р.); EURO 3 (1999 р.); EURO 4 (2005 р.); та EURO 5 (2008 р.). Одночасно зі стандартами EURO змінюються стандарти на паливо, що відображає факт, що якість палива є важливою складовою виконання стандартів із викидів від транспорту.

<sup>28</sup> Світла нафта з меншим вмістом сірки є в цілому більш дорогою, ніж середня ціна на російську сирину нафту.



зації Одеського нафтопереробного заводу є ще одним прикладом прогресу: в той час, як потужність заводу буде залишатися такою самою, планується підвищити глибину переробки з 54 % до 80 %. Отримані в результаті продукти відповідатимуть стандартам ЄС, і частка світлих нафтопродуктів у загальному обсязі продукції зросте з 43 % до 65 %. *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає підвищення середньої глибини переробки в секторі до 73–75 % до 2015 р. та до 85 % до 2025 р.

## ● Переробка газу

Компанії, що входять до складу «Нафтогазу України», є власниками та експлуатують кілька газопереробних заводів і блоків. «Укргазвидобування» контролює Яблунський газопереробний завод, Шебелинський газоконденсатний та нафтопереробний завод, конденсатостабілізаційний блок Басилівщина та Юліївський блок зі зрідження газу. «Укрнафта» контролює Волинський, Качанівський та Гнідинцівський газопереробні заводи. Шебелинка є найбільшим та найсучаснішим заводом. Разом компанії «Нафтогазу України» виробили 650 000 т світлих нафтопродуктів (бензину та дизельного палива) і майже 343 000 т пропан-бутану (скрапленого нафтового газу) у 2004 р. («Нафтогаз України», 2006).

### **Стиснутий природний газ**

В Україні існує понад 160 заправних станцій природного газу, які обслуговують близько 55 000 автомобілів, що використовують стиснутий природний газ (СПГ). «Укртрансгаз» володіє приблизно 90 заправними станціями СПГ та експлуатує їх, інші публічні та приватні компанії володіють рештою 70. Близько 400 000 т світлих нафтопродуктів були замінені СПГ у 2005 р. Багато країн МЕА пишались б таким досягненням, оскільки природний газ зазвичай призводить до менших викидів, ніж нафтопродукти. «Укртрансгаз» вважає, що розширення мережі заправних станцій СПГ було б правильною бізнес-стратегією, і включив плани зробити це до своєї інвестиційної програми. Компанія також планує розширити свою мережу сервісних центрів для технічного обслуговування та ремонту автомобілів, що працюють на СПГ. Із різким зростанням ціни на імпортований газ у 2006 р. економічний ефект від розширення бізнесу СПГ чітко визначити важко.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає набір адміністративних та економічних заходів для заохочення заміни рідких видів моторного палива на СПГ. Вона прогнозує, що використання стиснутого та зрідженого природного газу як моторного палива замінить до 4,3 млн т світлих нафтопродуктів, або 14,4 % прогнозованого попиту до 2030 р. Екологічні вигоди цієї політики є очевидними. Їх впровадження також скоротило б потребу України в нафті, але означало б додатковий попит на природний газ.

## ● Розподіл нафтопродуктів

Роздрібний ринок нафтопродуктів постійно збільшував свою конкурентоспроможність після лібералізації у 1999 р. Кілька міжнародних («ExxonMobil», «Shell») та особливо російських компаній («ТНК-ВР», «ЛУКОЙЛ», «Татнефть» і «Юкос») нині експлуатують заправні станції по всій країні. «ТНК-ВР» мав понад 50 заправних станцій і шість сховищ на кінець 2005 р. і планує збільшити свою мережу до 150 станцій до 2010 р. «ЛУКОЙЛ» мав понад 160 станцій в Україні станом на жовтень 2005 р. і планував збільшити число своїх станцій до 300–350, сподіваючись підвищити свою ринкову частку до 20 %.

«Укрнафта» агресивно увійшла на роздрібний ринок і придбала понад 390 заправних станцій до липня 2005 р. Після цього вона оголосила про свої плани побудувати або придбати понад 1 000 станцій по всій країні до 2007 р. Ці плани відповідають наміру уряду України створити національну вертикально інтегровану нафтову компанію. Однак така концентрація ринкової влади може знизити конкуренцію та зумовити підвищення цін.

## ● Вертикально інтегрована національна нафтова компанія

При колишньому Президенті України Л. Кучмі Україна почала рухатися до створення національної вертикально інтегрованої національної нафтової компанії (ВІННК) для того, щоб брати участь у розробці ресурсів верхнього рівня, консолідувати належні державі акції у кількох нафтопереробних заводах та розширити роль держави на роздрібному ринку нафтопродуктів. Вигоди від цього руху в напрямі інтеграції не є повністю зрозумілими. Насправді, інтегрована компанія, особливо така, що підтримується державою, може створювати перешкоди конкуренції та зумовити спотворення ринку. Більше того, світовий досвід продемонстрував, що майже всі компанії, які належать державі, працюють менш ефективно, ніж приватні конкуренти. Такі компанії піддаються ризику змішування економічних рішень з політичними міркуваннями; їхні бізнесові інтереси часто підриваються соціальними програмами, які призводять до меншого обсягу наявних фондів для досліджень і розвитку та інвестицій у нові родовища.

Тим не менш, уряд України підтримує цю політику. Президентським указом було передбачено передати всі державні акції у Дрогобицькому, Надвірнянському та Кременчуцькому нафтопереробних заводах «Укрнафті». Як було зазначено вище, «Укрнафта» створює водночас із процесом консолідації мережу роздрібних заправних станцій по всій країні. За прогнозами, переробна потужність нової ВІННК становила б 13 млн т сирової нафти на рік. Очікується, що її розподільна мережа перевищить 2000 станцій, або понад 30 % існуючих станцій. Згідно з існуючими пропозиціями, переробні заводи ВІННК отримували б сирину нафту, вироблену в Україні (близько 3–4 млн т) і частину імпортованої нафти. Цей підхід передбачає ризик того, що вироблена в Україні нафта, продана одному значному покупцю, могла б бути

продана за заниженою вартістю. Має більше сенсу проводити аукціони на українську нафту і продавати тому, хто заплатить за неї вищу ціну.

Створення ВІННК було відкладено через деякі законодавчі перешкоди. Для того щоб створити ВІННК на основі «Укрнафти», що є відкритою акціонерною компанією з приватними інтересами, були б необхідні значні зміни у законодавстві. Спеціальна урядова робоча група розглянула інші можливі підходи до створення ВІННК, наприклад, на основі «Нафтогазу України» або спеціально створеної для цього дочірньої компанії.

## ● Імпортно-експортна політика

Існуюча політика розроблена так, що скасовує стимули для експорту та реекспорту сирої нафти та (меншою мірою) нафтопродуктів. Обмеження також є частиною міжурядових угод, підписаних з Росією стосовно імпорту та транзиту сирої нафти. Іншою основною політичною метою є забезпечення важливого потоку доходів до бюджету від митних та акцизних зборів. У 2005 р. митні та акцизні збори, що стягувалися з сирої нафти та нафтопродуктів (як імпортованих, так і місцевих), генерували близько 70 % доходів у спеціально створеному фонді державного бюджету. Збори та податки встановлюються законодавчо, але кількісні обмеження передбачаються регуляторними актами, зазвичай постановами Кабінету Міністрів України. Наприклад, постанова Кабінету Міністрів України від квітня 2005 р. встановила експортні квоти на сиру нафту на нульовому рівні на 2005 р.

Ні сира нафта, ні продукти переробки не перелічені у списку товарів, які потребують ліцензій на імпорт або експорт. Однак для того, щоб фактично проводити експортні операції, компанія має отримати спеціальний дозвіл Міністерства економіки України.

Зважаючи на залежність України від імпорту російської сирої нафти, можуть продовжуватися деякі обмеження на реекспорт сирої нафти та, можливо, продуктів переробки. Основним поясненням такої політики є існування двоставкової цінової розбіжності: ціни в Україні є дещо нижчими, ніж ціни на міжнародних ринках, а ціни в Росії (звідки надходить більша частина сирої нафти) ще навіть нижчі, ніж в Україні. Отже, скасування обмежень на експорт і подальша лібералізація внутрішнього ринку з метою наблизитися до конкурентних світових цін, напевно, призведе до більших поставок сирої нафти і більших відсотків завантаження українських нафтопереробних заводів. У свою чергу, це збільшило б доходи державного бюджету та створило б нові робочі місця. Ці вигоди треба було б порівняти з потенційними додатковими витратами на імпорт та більш високими роздрібними цінами на нафтопродукти. Нині уряд проводить політику зняття обмежень на експорт продуктів, але усуває стимули для експорту сирої нафти, намагаючись збільшити завантаження нафтопереробних заводів.

## ● Внутрішня ринкова політика

Роздрібний ринок для нафтопродуктів є лібералізованим та висококонкурентним. Однак великі зупинки у виробництві в останні роки примусили Уряд України посилити свій вплив на цей ринок кілька разів.

Після несподіваного підвищення цін навесні 2005 р. уряд Ю. Тимошенко оголосив про те, що це підвищення стало результатом змови між російськими компаніями, які домінують на роздрібному ринку, і запропонував нові постанови. Вони передбачали встановлення максимального рівня оптової ціни, «рекомендовану» роздрібну ціну та максимальне (15 %) підвищення надбавки для трейдерів і дилерів. Це втручання призвело до дефіциту нафтопродуктів на українському ринку, нафтопереробні заводи віддали перевагу експорту власних продуктів до сусідніх країн, де не було встановлено максимального рівня цін. Подібна ситуація спостерігалася в США у 70-х роках минулого століття, коли встановлення урядом максимального рівня цін призвело до величезних запасів нафтопродуктів у сховищах з наступним економічним спадом, який тривав кілька років.

Уряд та Верховна Рада України в кінцевому підсумку розв'язали проблему дефіциту, запровадивши короткострокові регуляторні заходи для заохочення імпорту нафтопродуктів. Ці заходи містили запровадження фіксованого акцизного збору (замість попереднього мінімального) та нульового податку на імпорт для бензину та дизельного палива, а також скасування зборів до пенсійного фонду на імпортовані нафтопродукти. В результаті нафтопродукти заповнили країну. Водночас експортувати українську сиру нафту було заборонено до кінця 2005 р., а експорт бензину і дизельного палива було заборонено на період інтенсивних сільськогосподарських робіт (квітень–травень та серпень–вересень).

Пізніше Президент України В. Ющенко видав Указ, за яким уряд мав скасувати ці постанови. Уряд Ю. Єханурова продовжив упровадження більш ринково орієнтованого підходу до ринку нафти. До кінця 2005 р. роздрібні ціни на нафтопродукти виявили тенденцію до зниження у більшій частині регіонів (Київські відомості, 2005).

Криза нафтопродуктів змусила уряд вишукувати різні довгострокові заходи для скорочення енергетичної залежності. Президент України дав вказівку уряду створити запаси світлих нафтопродуктів, консолідувати меншу частку акцій, що належать державі у нафтопереробних заводах (шляхом передачі цих акцій державній компанії «Укрнафта») та розробити програму для диверсифікації поставок нафти. У липні 2005 р. уряд створив Комісію з переробки палива та роздрібного ринку, очолювану Міністром палива та енергетики, для аналізу ринкової ситуації та питань реконструкції нафтопереробних заводів.

Український уряд оголосив про свої наміри побудувати нафтопереробний завод в Одесі або Бродях потужністю 8–10 млн т на рік. Загальна мета

полягає у зміцненні енергетичної безпеки України шляхом «розчинення» влади російських компаній, які контролюють сектори переробки та роздрібного продажу продуктів. Багато експертів пророкують, що це не буде економічно обґрунтовано, зважаючи на надмірні потужності на існуючих нафтопереробних заводах. Спорудження сучасного нафтопереробного заводу може коштувати близько 1 млрд дол. США. Натомість реконструкція та модернізація Кременчуцького нафтопереробного заводу, в якому державі належать 43 % акцій, може коштувати лише 200 млн дол. США. Майбутнє цього проекту є нечітким. Якщо уряд фінансує цей або подібний проект з державного бюджету, без комерційних інвестицій, існує велика ймовірність того, що нафтопереробний завод не матиме адекватного комерційного попиту. Більш того, державне фінансування такого масштабу спотворюватиме ринок.

## ● Ціни і податки

Ціни на сиру нафту і нафтопродукти в Україні не регульовані, хоча внутрішній ринок сирої нафти не є повністю конкурентним. Внутрішній ринок нафти певною мірою захищений через обмеження на експорт та реекспорт. Крім того, більша частина сирої нафти експортується до України компаніями, що входять до складу вертикально інтегрованих компаній, залученими до переробки та розподілу, таких як «ТНК-ВР», «ЛУКОЙЛ» та «Альянс». Отже, ціни на сиру нафту встановлюються компаніями відповідно до потреб бізнесу (оптимізація прибутку і податків), а не самим ринком. Власні нафтопродукти не є винятком; вони мають продаватися на аукціонах. Однак НКРЕ регулює ціни на нафту, яка продається компаніям, що входять до складу «Нафтогазу України». Україна – не єдина країна без справжнього ринку сирої нафти. Азербайджан, Болгарія, Грузія, Литва, Македонія та багато інших країн мають ринки, де домінують вертикально інтегровані компанії.

Загалом ціни на нафту в Україні вищі, ніж у Росії, але дещо нижчі, ніж на посправжньому конкурентних ринках. Низькі ціни не завжди є позитивним фактором: якщо вони є результатом спотвореного та непрозорого встановлення цін, вони підривають власний видобуток, що призводить до послаблення енергетичної безпеки.

Ринок нафтопродуктів є більш конкурентним, ніж ринок сирої нафти, в основному через те, що нафтопереробні заводи продають велику частку своєї продукції неафілійованим учасникам ринку (оптовим та роздрібним трейдерам).

Тарифи на транспортування сирої нафти та продуктів нафтопереробки магистральними трубопроводами є регульованими. НКРЕ встановлює тарифи на транспортування для використання в Україні та для транзиту. Тарифи на транспортування змінюються залежно від обсягу, відстані та напряму транспорту-

вання, що є загальною практикою в усьому світі. Наприклад, у грудні 2002 р. тарифи на внутрішнє транспортування нафти варіювали від 2 до 26,5 грн (0,36–4,8 дол. США) за 1 т; у грудні 2003 р. вони становили від 5,3 до 31,8 грн (1–5,8 дол. США) за 1 т (без ПДВ).

1 серпня 2005 р. Україна запровадила нові регуляторні акти з рентних платежів, які диференціюють платежі за видобуток нафти та газового конденсату залежно від глибини родовища. Рентні платежі за видобування з глибини менше ніж 5 000 м були збільшені на 83 % – з 300 грн (58 дол. США) за 1 т до 550 грн (107 дол. США) за 1 т. Водночас рентні платежі за видобування нафти та газового конденсату з глибини 5 000 м і більше було знижено до 250 грн (48 дол. США) за 1 т. Очікується, що цей захід збільшить доходи держави від видобутку нафти та газового конденсату і водночас запровадить податкові канікули для більш дорогих інвестицій у проекти на більшій глибині.

## Критичні зауваження

Україна здійснила багато позитивних кроків у нафтогазовому секторі в останні роки. Роздрібний ринок нафтопродуктів став високо конкурентним, де у переробленні та розподіленні беруть участь приватні та іноземні компанії. Було зроблено зусилля для залучення іноземних інвестицій до нафтогазового сектору і для удосконалення інвестиційного клімату. Зокрема, новий режим роялті з різними ставками, що залежать від глибини ресурсів, напевно, надасть кращі стимули для інвестицій у нафтові та газові родовища.

Важливо зазначити, що приватні компанії забезпечили майже половину збільшення видобутку газу з 1996 р., починаючи з нуля. Це свідчить про те, яку роль приватні інвестори можуть відігравати у збільшенні видобутку нафти та газу в Україні і, таким чином, у зміцненні енергетичної безпеки. Однак українські законодавці мають ще зробити великі зусилля для залучення приватних інвестицій до розвідки та видобування вуглеводнів. Нині умови доступу до нафтових та газових запасів для приватних (і особливо іноземних) інвесторів є дуже складними. Надмірна бюрократія, корупція, невизначеність щодо прав власності, обов'язкові продажі газу на місцевому ринку за регульованими цінами та квоти на експорт – всі ці фактори скасовують стимули для приватних інвестицій. Основною перешкодою для розробки запасів нафти і газу в Україні є практика придбання окремих ліцензій на розробку та видобуток.

*Закон України «Про угоди про розподіл продукції»* містить багато конструктивних заходів для стимулювання інвестицій. На жаль, закон не був впроваджений повною мірою. Якщо уряд запровадить необхідні регуляторні акти для набуття чинності цього закону, це значно збільшить приватні інвестиції у видобуток нафти та газу.

Збільшення прозорості нафтогазового сектору має важливе значення для створення впевненості інвесторів і, як наслідок, залучення вкрай необхідного капіталу. Публічні обговорення, здається, сьогодні мають більший вплив на прийняття політичних рішень, ніж у минулому. Іншим позитивним кроком є відокремлення міністерських та бізнесових функцій завдяки ліквідації посади заступника міністра/голови «Нафтогазу України». У майбутньому керівники компаній не повинні обіймати політичні посади і навпаки. Хоча ще треба докласти багато зусиль для підвищення прозорості ринкових правил, з одного боку, і учасників ринку та діяльності, з іншого.

Уряд та НКРЕ зробили значні зусилля у сфері політики встановлення цін на природний газ. Підвищення тарифів на газ було абсолютно необхідним для того, щоб підтримувати стабільність українського газового сектору. Однак на часі подальші реформи. Зокрема існуюча політика, яка встановлює ціни на основі типу споживача та джерела постачання газу є непридатними, зокрема у світлі подальшого тиску щодо підвищення цін на імпортований газ на верхньому рівні, встановлення цін на власний газ на найнижчому рівні створює анти-стимули для діяльності з розвідки та видобутку. На нижньому рівні багатоставкове ціноутворення створює величезні можливості для скуповування товарів на тіньовому ринку і для прихованих субсидій, які заважають зусиллям із підвищення платіжної дисципліни та ефективності використання газу. Кінцевим результатом є схильність, скоріше, до імпортування газу, ніж до його власного видобутку, що має негативний вплив на баланс торгівлі та платежів, а також на інвестиції та створення нових робочих місць.

Енергоефективність є ще однією сферою для удосконалень. Великі втрати та неефективне використання газу в секторі транспортування та розподілу свідчить про необхідність стимулювання зниження втрат і підвищення ефективності компресорів. Питання неефективного використання кінцевими споживачами також можна вирішити завдяки конкретним політичним заходам та більш високим цінам для кінцевих споживачів. Облік також є надзвичайно важливим для заохочення енергозбереження, як для постачальників, так і для споживачів. Лічильники газу створюють стимули для кінцевих споживачів заощаджувати газ, водночас спонукаючи постачальників зменшувати втрати газу при транспортуванні. Значного прогресу було досягнуто щодо встановлення лічильників газу.

Реформи у секторі переробки та розподілу нафти є дещо більше просунутими, ніж в інших підсекторах енергетики, що може надати корисні уроки. Україна має динамічний та конкурентний ринок нафтопродуктів, який загалом працює дуже добре. Ситуація з втручанням уряду продемонструвала, що таке регулювання ринку є антиефективним і його слід уникати. Запровадження цінового регулювання навесні 2005 р. призвело до дефіциту нафтопродуктів, нафтопереробники віддали перевагу експортуванню їх до інших країн, де ціни були нерегульованими. Коли ці регуляторні акти було скасо-

вано, стабільне постачання нафтопродуктів швидко відновилося. Це є свідченням того, що ринковий підхід є більш ефективним, ніж втручання уряду.

Іншим отриманим уроком є те, що приватизація може вирішити багато проблем, але не є панацеєю: необхідна ефективна політика для стимулювання подальших удосконалень. Україна провела приватизацію своїх нафтопереробних заводів тоді, коли власна нафтопереробка перебувала у дуже складній ситуації, і виробництво було на найнижчому рівні. Протягом кількох років після приватизації рівні переробки нафти збільшилися, і Україна стала чистим експортером нафтопродуктів. Однак зменшення нафтообробки у 2005 р. продемонструвало, що українська переробка все ще стикається зі значними проблемами через застаріле обладнання, високі витрати та низьку якість нафтопродуктів. Низький рівень переробки українських нафтопереробних заводів є перешкодою для диверсифікації постачання нафти та підвищення енергетичної ефективності. Україна не може просто отримати високоякісну казахську або азербайджанську сирю нафту на свої нафтопереробні заводи. Отже, з точки зору енергетичної безпеки важливо запровадити політику стимулювання модернізації нафтопереробних об'єктів.

Політика, що обмежує експорт, може також призвести до послаблення енергетичної безпеки. Скасування обмежень на експорт та подальша лібералізація внутрішнього ринку при одночасному запровадженні конкурентних міжнародних цін, напевно, призвели б до більших поставок сирової нафти та збільшення завантаження українських нафтопереробних заводів.

Українські законодавці мають чітку мету підвищити ринкову стабільність, що заслуговує на похвалу. Однак заходи, які вони використовували для досягнення цієї мети, не завжди були ефективними. Зокрема, створення вертикально інтегрованої національної нафтової компанії (ВІННК) видається кроком у хибному напрямі. Інтегрована компанія, особливо підтримувана державою, може завадити конкуренції та спотворити ринок, що в кінцевому підсумку може його дестабілізувати.

Диверсифікація поставок є ще одним актуальним завданням України, але диверсифікація підвищує енергетичну безпеку лише тоді, коли це економічно обґрунтовано. Український уряд та «Нафтогаз України» нещодавно запропонували кілька варіантів для нових поставок, які не здаються реалістичними з економічної точки зору (наприклад, трубопровід з Ірану). Для того щоб мати дійсно позитивний вплив на енергетичну безпеку, інвестиції мають обумовлюватися економічними, а не політичними факторами.

Створення стратегічних запасів нафти є виваженою та необхідною політикою: вони є важливим елементом національної енергетичної безпеки і можуть значно скоротити вразливість у разі припинення постачання. Існують кілька можливих підходів до створення запасів; Україні потрібно знайти найбільш виважене рішення, яке є сумісним з ситуацією всередині країни та прагненням до європейської інтеграції.



## Рекомендації

*Уряду України рекомендується:*

### Загальне

- Взяти на себе зобов'язання рухатися до більш ринкового підходу на основі отриманого досвіду щодо втручань уряду в ринок нафтопродуктів; використовувати регулювання для посилення конкуренції та ефективності.
- Чітко відокремити бізнесові та політичні функції в управлінні «Нафтогазом України» та іншими державними компаніями.
- Забезпечити, щоб інвестиції обумовлювались економікою, а не політикою.
- Прояснити та спростити правила й умови доступу третіх сторін до трубопроводів.

### Розробка і видобуток нафти та газу

- Використовувати прозорі конкурентні процедури для видачі ліцензій на геологічну розвідку та видобуток. Створити механізм, завдяки якому компанії, які відкривають родовище, мали право отримувати ліцензії на видобуток без нової тендерної процедури.
- Оптимізувати процеси видачі ліцензій та дозволів для того, щоб зробити їх більш прогнозованими; зробити умови відкриття ліцензій та дозволів більш зрозумілими та прозорими. Це передбачає більш широкі реформи в інших відповідних секторах та у законодавчій і судовій системах, що свідчить про необхідність підсилення політичної інтеграції.
- Запровадити та надати чинності правилам щодо угод про розподіл продукції.
- Удосконалити оподаткування та інші умови розподілу доходів.
- Розробити національну базу даних та єдиний портал для геологічної та геофізичної інформації.
- Дозволити володіти нафтою та газом операторам та/або інвесторам в усті свердловини.

### Природний газ

- Поступово скасувати перехресні субсидії та субсидії; припинити практику утворення цін на газ залежно від його джерела та кінцевого споживача.
- Продовжувати діяльність із встановлення лічильників газу.
- Розробити чітку стратегію переходу на ринкові ціни та посилення конкуренції на внутрішньому ринку. Водночас продовжувати регулювання газових компаній для уникнення зловживань монопольним становищем,

враховуючи той факт, що імпорт до країни контролюється однією компанією («Газпром» та його афілійованими компаніями).

- Удосконалити регулювання для стимулювання ефективності; перейти від тарифу «витрати плюс фіксований прибуток» до регулювання, яке створює стимули для зменшення витрат.

### **Нафта і нафтопродукти**

- Підтримувати ринкове ціноутворення та уникати втручань уряду.
- Створити стимули для підвищення глибини переробки на нафтопереробних заводах; розробити більш високі стандарти з палива та контролювати їхнє впровадження.
- Розробити комплексний план для створення 90-денного запасу нафти; розглянути установчий підхід до утримання запасів.
- Скасувати експортні обмеження та надалі лібералізувати внутрішній ринок.
- Відмовитися від плану створення національної вертикально інтегрованої національної компанії.

## 6. ТРАНЗИТ ЕНЕРГОНОСІЇВ

### Огляд

---

Транзит енергоносіїв в Україні є важливим видом економічної діяльності, джерелом бюджетних надходжень і гарантією постачання енергії до країни. Стратегічним інтересом України є підтримка та збільшення обсягів транзиту. Однак політика Росії з диверсифікації шляхів транзиту може призвести до зменшення транзиту через Україну. Обсяги транзиту нафти постійно знижуються. Обсяги транзиту газу через територію України залишалися стабільними протягом останніх років, хоча вони можуть знизитися по відношенню до існуючих, якщо Росія побудує Північноєвропейський газопровід. Інфраструктура транзиту нафти і газу в Україні є застарілою та потребує великих інвестицій. Модернізація практики ведення бізнесу та підвищення прозорості транзитних операцій є життєво необхідними для підтвердження важливості транзиту енергоносіїв через Україну. Операціям з транзиту газу зокрема бракує прозорості, що шкодить репутації України як стабільної транзитної країни. Суперечливе «РосУкрЕнерго» та попередні посередники у торгівлі газом зробили свій внесок у непрозорість газотранзитного бізнесу. Роль «РосУкрЕнерго» навіть зросла після Газової угоди січня 2006 р., в якій Росія та Україна переглянули попередні домовленості з транзиту та постачання. Для того щоб диверсифікувати поставки нафти та можливості транзиту, українська держава здійснила значні інвестиції в новий трубопровід з Одеси до Бродів з метою транспортування каспійської нафти до України і далі до Європи. Однак цей проєкт був запроваджений без комерційних партнерів і не приніс очікуваних результатів. Трубопровід нині використовується у зворотному напрямку і лише на частину своєї потужності.

Цей розділ ґрунтується на інформації, що є публічно доступною, і на деяких матеріалах, наданих українським урядом. Однак транзитним схемам бракує прозорості. Таким чином, можливо, що цей розділ не містить точної та повної картини; деякі додаткові неоприлюднені аспекти можуть бути не відображені у його змісті. Крім того, російські та українські посадові особи, експерти та журналісти по-різному інтерпретують події та домовленості, що розглянуті в цьому розділі. Суперечливість та відсутність прозорості створюють проблему для обох країн, зокрема в тому, що це підриває довіру по відношенню до Росії як постачальника, і України як транзитера.

## Базова інформація

---

### ● Важливість транзиту енергоносіїв для України та Європи

Інфраструктура транспорту енергоносіїв є ключовим стратегічним активом для України – одним з тих, що зумовлений перевагами географічного розташування України. Інфраструктура транзиту нафти і газу відіграє велику роль у визначенні геополітичного положення України, а також її економічних і політичних зв'язків з сусідніми країнами. Трубопроводи для транзиту нафти і газу зміцнюють енергетичну безпеку України, забезпечуючи потік поставок нафти і газу також на внутрішній український ринок. Транзитний сектор має велику економічну важливість і є основним джерелом бюджетних надходжень. Державна компанія, яка займається транзитом – «Нафтогаз України» – отримала 11,4 млрд грн (2,0 млрд дол. США) у 2002 р. та 10,7 млрд грн (1,9 млрд дол. США) у 2003 р. за транспортування нафти і газу («Нафтогаз України», 2004). У 2003 р. «Нафтогаз України» заплатив понад 2,3 млн грн (420 млн дол. США) в якості рентної плати за транзит газу та 3,2 млн грн (580 млн дол. США) в якості рентної плати за транзит нафти. «Укртрансгаз», державна газотранспортна компанія, має 28 000 працівників; «Укртранснафта», нафтотранспортна компанія, має 7000 працівників («Нафтогаз України», 2004).

Український транзит також є невід'ємною частиною енергетичної безпеки Європи. Україна є шляхом постачання приблизно 84 % російського експорту газу та 14 % експорту нафти в Європу. Це робить Україну найважливішою в світі транзитною країною вуглеводнів. Європейські країни значною мірою залежать від Росії в плані постачання нафти і газу: в середньому 35 % імпорту газу до європейських країн-членів ОЕСР (ОЕСР-Європа) надходить з Росії, і на російський газ припадає 24 % загального споживання газу в цих країнах. Залежність країн центральної та східної Європи від імпорту російського газу ще навіть більша: від 74 % у Чеській Республіці до 100 % у Словацькій Республіці.

Частка газу в європейських енергетичних балансах за прогнозами зростатиме. Базовий сценарій огляду MEA *World Energy Outlook* прогнозує, що попит на газ ОЕСР-Європа збільшиться з 520 млрд м<sup>3</sup> у 2003 р. до 691 млрд м<sup>3</sup> до 2020 р. і до 778 млрд м<sup>3</sup> до 2030 р. (MEA, 2005a). Хоча метою політики ЄС є диверсифікація постачання та джерел енергії, Росія, найвірогідніше, залишиться одним з ключових постачальників газу в Європу. Таким чином, Україна має можливість продовжувати відігравати важливу роль у транзиті газу. Водночас важливо зазначити, що цілеспрямована російська політика диверсифікації експортних шляхів може знизити важливість транзиту через Україну. Відносна важливість транзиту через Україну може підтримува-

тися лише шляхом модернізації операційної діяльності та практик ведення бізнесу.

Залежність європейських країн від України, в плані транзиту нафти є відносно високою, хоча і меншою, ніж транзиту газу. Росія постачає 34 % потрібної сировини нафти ОЕСР–Європа. Хоча основний обсяг російської нафти експортується через трубопроводи на території Білорусі та через морські термінали, приблизно 27–32 млн т на рік або 14–17 % російської нафти все ще експортується транзитом через Україну. Потужність української системи транзиту нафти не використовується повною мірою, і обсяги транзиту нафти знизилися за останні роки. Прогнозується, що попит на нафту в ОЕСР–Європа зросте до 15 млн барелів /день у 2010 р. та 15,7 млн барелів/день у 2030 р. з існуючих 14,5 млн барелів/день (МЕА, 2005а), і залежність цих країн від імпорту нафти, яка нині становить 54 %, значно зросте в наступні 20 років, Росія залишатиметься одним з ключових постачальників нафти в Європі, в той час як експорт нафти з каспійського регіону, за прогнозами, зростатиме. Україна може залишитися важливим нафтовим транзитним коридором для Європи, якщо вона модернізує свою систему.

У майбутньому Україна потенційно може відігравати велику роль у транзиті електроенергії та міжнародній торгівлі. Сама Україна експортує електроенергію. Російська електрична компанія РАО ЄЕС планує істотно збільшити виробництво та експортування електроенергії в Європу; цей експорт може проходити через Україну. Міжнародну торгівлю електроенергією більш детально описано у розділі 8 «Електроенергія».

## ● Законодавча та регуляторна база

Україна має *Закон «Про трубопровідний транспорт»*, прийнятий у травні 1996 р. Закон створює законодавчу базу для магістральних і розподільних трубопроводів для транспортування нафти, газу, води, теплоенергії, стічних вод та іригаційних систем. Газопроводи високого тиску та нафтопроводи великого діаметру вважаються стратегічними активами для країни, тому приватизація їх заборонена.

У 2002 р. Україна прийняла *Комплексну програму утвердження України як транзитної держави у 2002–2010 роках*. Ця програма містить заходи для підвищення привабливості України для транзиту автомобільними, залізничними, морськими та трубопровідними шляхами. Вона передбачає реконструкцію, модернізацію нафтових і газових трубопроводів, доповнює проект з Євразійського нафтотранспортного коридору (трубопроводи Одеса–Броди та Броди–Плоцьк) та інші заходи.

Згідно з *Законом України «Про міжнародні угоди»* від 1993 р. міжнародні угоди, ратифіковані Україною, превалюють над положеннями, встановленими національним законодавством. На додаток до *Енергетичної Хартії*

(вставка 6.1) інші важливі міжнародні угоди, пов'язані з транзитом енергії, включають:

- *Угоду про проведення узгодженої політики в галузі транзиту природного газу (між країнами СНД, 1995 р.);*
- *Угоду про проведення узгодженої політики в галузі транзиту нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами (між країнами СНД, 1996 р.);*
- *Рамкову угоду про інституційні засади створення міждержавних систем транспортування нафти та газу (між 21 країнами, 1999 р.).*

### **Вставка 6.1. Енергетична Хартія**

Енергетична Хартія і Протокол до Енергетичної Хартії з питань енергоефективності та відповідних екологічних аспектів були підписані у грудні 1994 р. і набули чинності в квітні 1998 р. Україна ратифікувала і Хартію, і Протокол у 1998 р.

Енергетична Хартія є законодавчим багатостороннім інструментом, покликаним підсилити роль законодавства з енергетичних питань. Таким чином, вона також мінімізує ризики, що стосуються пов'язаних з енергетикою інвестицій і торгівлі. Конференція з Енергетичної Хартії, яка проводиться на регулярній основі, обслуговується невеликим постійно діючим Секретаріатом, що знаходиться у Брюсселі. На цей час 51 держава (плюс Європейський Союз) є членами Конференції з Енергетичної Хартії; п'ять країн, включаючи Росію та Білорусь, не ратифікували Енергетичну Хартію.

Згідно з принципами ГУТТ/СОТ щодо свободи транзиту, існуючі положення з транзиту Енергетичної Хартії зобов'язують держави, які її підписали, сприяти транзиту на недискримінуючій основі. Однак консенсус досягнуто на Конференції з Енергетичної Хартії стосовно того, що ці положення мають бути посилені, зокрема з огляду на проблеми, які впливають на міждержавний транзит у регіоні СНД. Як наслідок, у 2000 р. члени Конференції з Енергетичної Хартії розпочали переговори щодо Протоколу з транзиту до Енергетичної хартії, спрямованого на посилення існуючих зобов'язань урядів щодо транзиту. Було досягнуто згоди щодо основної частини тексту Протоколу до кінця 2002 р. Однак значні невирішені питання, в основному пов'язані із стосунками між Європейським Союзом та Росією, залишилися нерозв'язаними.

*Джерело: Веб-сайт Енергетичної Хартії, [www.encharter.org](http://www.encharter.org).*

Україна також має двосторонні міжурядові угоди з кількома країнами, включаючи Росію, Казахстан, Туркменістан, Чеську Республіку та Туреччину<sup>29</sup>. Крім того, вона має угоду з країнами, які беруть участь у проєкті для інтеграції трубопроводів «Дружба» та «Адрія» (див. далі). Оскільки ці міжурядові угоди є частиною українського національного законодавства, комерційні структури мають відповідати вимогам угод при укладанні контрактів та проведенні своїх операцій. Контракти на поставку в країну тісно взаємопов'язані з угодами на транзит, особливо у газовому секторі. Підрозділ «Транзит та поставка: взаємопов'язані питання» описує міжурядові угоди між Росією та Україною у газовій сфері.

Україна також підписала кілька угод на транзит нафти. Наприклад, у серпні 2004 р. Кабінет Міністрів України підписав угоду з російським урядом на транзит нафти через українську територію. В тому ж році він підписав угоду з Казахстаном на транзит та постачання нафти. Верховна Рада України не ратифікувала ці дві угоди.

Рамкова угода про міжнародне транспортування нафти та газу в Європу (INOGATE), введена в дію у лютому 2001 р., встановлює інституційну та законодавчу систему, розроблену для раціоналізації та спрощення розробки міждержавних систем транспортування нафти та газу – і для залучення інвестицій, необхідних для їхньої побудови та експлуатації. Нині 21 країна бере участь у Рамковій угоді INOGATE<sup>30</sup>, яку очолює Україна. Пріоритетні цілі INOGATE передбачають модернізацію, підсилення всього трубопроводу «Дружба» та розширення трубопроводу Одеса–Броди до Плоцька.

## Транзит і зберігання газу

### ● Газотранспортна система

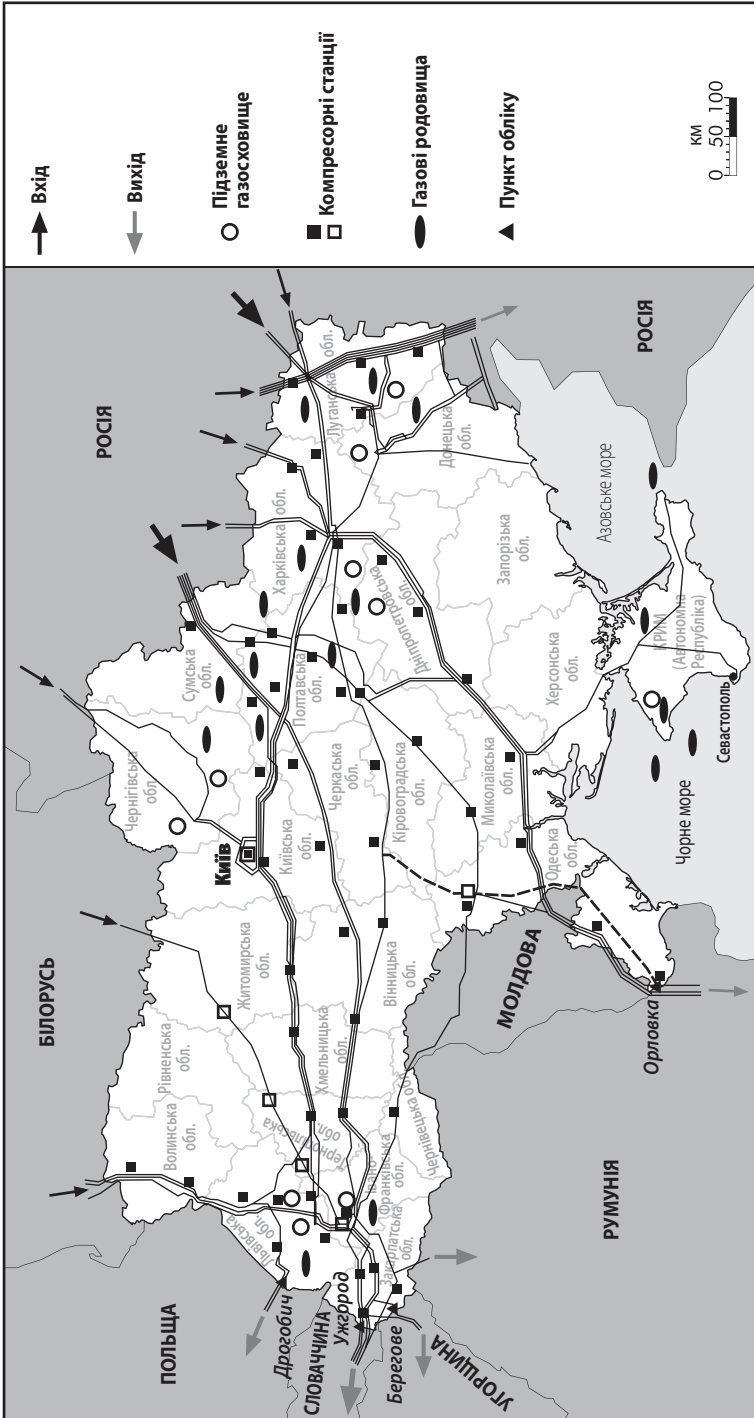
Україна має приблизно 37 600 км газотранспортних трубопроводів діаметром 500–1 400 мм та робочим тиском 5,4–7,5 МПа (рис. 6.1). Газорозподільні мережі мають загальну довжину 210 000 км, робочий тиск 1,2 МПа та діаметри 50–1 000 мм. Газотранспортні активи належать Фонду державного майна України. «Укртрансгаз» – дочірня компанія «Нафтогазу України» – має ексклюзивні права на експлуатацію майже всіх мереж (крім розташованих

<sup>29</sup> Наприклад, угода між Урядом України та Урядом Республіки Казахстан про принципи співробітництва у нафтогазових галузях, підписана у липні 1996 р. Верховна Рада України ратифікувала цю угоду 21 листопада 1997 р. (Закон № 668/97).

<sup>30</sup> Двадцять одна країна бере участь в INOGATE і підписала Рамкову угоду INOGATE або приєдналися до неї: Албанія, Азербайджан, Білорусь, Болгарія, Вірменія, Греція, Грузія, Казахстан, Киргизстан, Латвія, Колишня югославська Республіка Македонія, Молдова, Румунія, Сербія та Чорногорія, Словачька Республіка, Таджикистан, Туреччина, Туркменістан, Україна, Узбекистан та Хорватія. Джерело: INOGATE, [www.inogate.org](http://www.inogate.org).

Рисунок 6.1

Українська система транспортування природного газу



Джерело: «Нафтогаз України».



у Криму). «Чорноморнафтогаз» – інше підприємство, що входить до складу «Нафтогазу України» – експлуатує Глібівське сховище та магістральні й розподільні трубопроводи на Кримському півострові (див. розділ 5 «Природний газ і нафта» для отримання більш детальної інформації щодо структури та власності у газовому секторі). У вставці 6.2 наведено основні характеристики газотранспортних трубопроводів.

### Вставка 6.2. Стислий погляд на українську газотранспортну систему

• Загальна довжина трубопроводів:	37 600 км
• Газопередавальна потужність	
– вхід	290 млрд м <sup>3</sup>
– вихід	175 млрд м <sup>3</sup>
– у тому числі країнам Західної Європи	140 млрд м <sup>3</sup>
• Компресорні станції	73
• Потужність компресорних станцій	5 400 МВт
• Підземні сховища	13
• Місткість підземних сховищ	32 млрд м <sup>3</sup>
• Газорозподільні станції	понад 1600

*Джерело: «Нафтогаз України»; Саприкін, 2005а.*

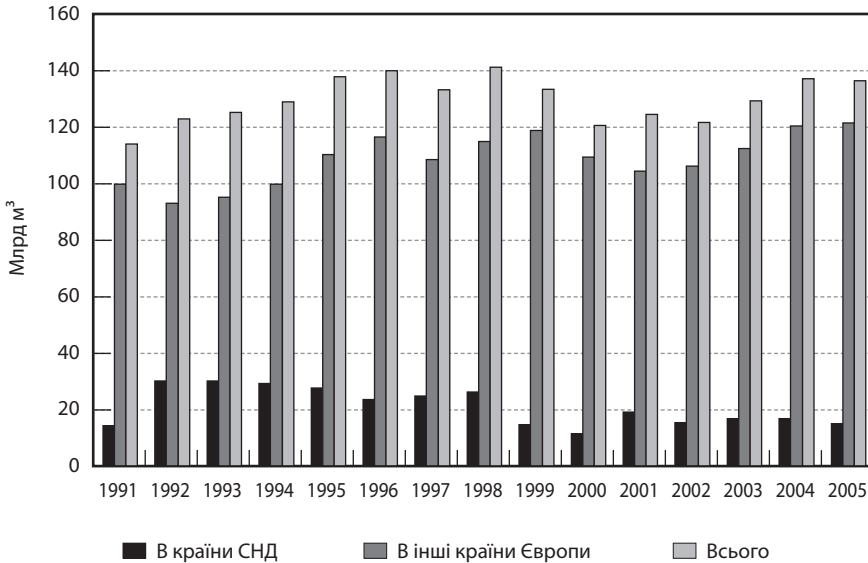
Українська транзитна система має численні трубопроводи, що йдуть паралельно, з багатьма компресорними станціями, які обслуговують ці лінії. Це робить всю систему стабільною та надійною. Якщо одна компресорна станція виходить з ладу, решта системи може взяти на себе це навантаження досить легко, оскільки в системі існує надлишкова передавальна потужність. Газ надходить до України з кількох місць уздовж російського кордону та з Білорусі. Більша частина експортованого газу проходить транзитом через Словацьку Республіку і потім йде в інші країни (понад 74 млрд м<sup>3</sup> у 2004 р.); крім того, частина газу транспортується на південь Росії, до Молдови, Румунії, Угорщини та Польщі.

### ● Обсяги транзиту

Загальний обсяг транзиту, включаючи транзит у Західну Європу, південну Росію та інші країни СНД, становив 137 млрд м<sup>3</sup> у 2004 р. і понад 136 млрд м<sup>3</sup> у 2005 р., що складало близько 78 % транзитної потужності системи (Мінпаливенерго України, 2006б). Загальний обсяг транспортування, в тому

Рисунок 6.2

## Транзит природного газу через територію України, 1991–2005 рр.



Джерела: Міністерство палива та енергетики України; «Нафтогаз України».

числі для власного споживання, становив близько 230 млрд м<sup>3</sup> у 2004 р. та 228 млрд м<sup>3</sup> у 2005 р. Рис. 6.2 характеризує обсяги поставок природного газу в Європу через Україну з 1991 р. по 2005 рр. «Газпром» постійно заявляє про свої наміри диверсифікувати експортні шляхи в обхід України, таким чином, майбутнє зростання обсягів транзиту під сумнівом.

## ● Зберігання

Україна має значні ємності для зберігання газу у 13 сховищах, згрупованих у чотирьох великих зонах: Карпатській (на заході), Київській, Донецькій та Південноукраїнській, з яких західна зона є найбільшою. Згідно з інформацією «Нафтогазу України», на Україну припадає 21 % ємностей із зберігання газу в Європі (у Росії 45 %) <sup>31</sup>. «Укртрансгаз» експлуатує 12 підземних газосховищ (ПГС) (десять у відроблених газових родовищах та два у водонесних шарах); «Чорноморнафтогаз» експлуатує ще один об'єкт. Кілька разів «Газпром» висловлював зацікавленість у придбанні частки акцій в підземних газосховищах, але «Нафтогаз України» відхилив цю пропозицію.

Газосховища можуть вміщувати до 33 млрд м<sup>3</sup> активного газу <sup>32</sup>. В останні роки «Нафтогаз України» закачує 15–18 млрд м<sup>3</sup> газу в сховище кожного

<sup>31</sup> Веб-сайт «Нафтогазу України»: [www.naftogaz.com](http://www.naftogaz.com).

<sup>32</sup> Активний газ – це газ, який можна вилучити з підземного газосховища без нанесення шкоди.

літа і вилучає його взимку, коли попит стає піковим. У 2005 р., наприклад, «Нафтогаз України» помістив 15,5 млрд м<sup>3</sup> та вилучив 17,9 млрд м<sup>3</sup> газу. Коли сховища заповнені, можна вилучити до 240–255 млн м<sup>3</sup> в день (для порівняння, денний попит у зимовий період становить приблизно 400–500 млн м<sup>3</sup>). Наприкінці зимового періоду значна частина «буферного газу» залишається у сховищі (цього технічно не можна уникнути). *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає, що потужність газосховища може бути збільшена на 7 млрд м<sup>3</sup> на рік шляхом реконструкції та модернізації трьох сховищ: Солюхівського, Пролетарського та Більче-Волинсько-Ухерського.

Сховища, розташовані в західній Україні, майже повністю використовуються для обслуговування експорту; сховище у Криму використовується лише для обслуговування ринків на півострові. Таким чином, Україна не може використовувати багато вільних ємностей сховищ для власного ринку. «Нафтогаз України» намагається продавати послуги зі зберігання у західній Україні клієнтам у Франції, Польщі, Німеччині, але з невеликим успіхом. «Газпром» раніше зберігав певний обсяг газу в Україні, який передбачався для експорту в Європу. За інформацією Національної газової спілки України, «Газпром» закачав, зберігав та вилучив близько 73 млрд м<sup>3</sup> газу з українських газосховищ у 1993–2005 рр. (Національна газова спілка, 2006); це дорівнює приблизно 6 млрд м<sup>3</sup> зберігання на середньорічній основі. Однак у першій половині 2006 р. «Газпром» взагалі не мав газу в українських сховищах. Згідно з попередніми даними «Нафтогазу України» 8,8 млрд м<sup>3</sup>, закачаного в українські газосховища газу, до кінця липня 2006 р. включали 2,6 млрд м<sup>3</sup>, що належать «Нафтогазу України», 1,6 млрд м<sup>3</sup> – «РосУкрЕнерго», 4,3 млрд м<sup>3</sup> – «УкрГазЕнерго», решта – «Чорноморнафтогазу» та іншим власникам («Енергобізнес», 2006).

Улітку 2006 р. проблема з українськими газосховищами стала особливо гострою. Як зазначалося, російський «Газпром» припинив заповнювати газом українські газосховища у 2006 р., хоча незрозуміло, де він зберігає газ для задоволення пікового попиту в зимовий період у Західній Європі. Водночас «Газпром» та деякі країни, такі як Італія, публічно висловили занепокоєння, що Україна не заповнила свої сховища достатнім обсягом газу для задоволення власного попиту, що може призвести до дефіциту газу майбутньої зими. Мінпаливенерго висловило занепокоєння, що воно не було спроможним отримати вигідний контракт на постачання для заповнення сховищ. Колишній прем'єр-міністр Ю. Єхануров публічно підтвердив затримку в заповненні сховищ, але зазначив, що Україна буде спроможна заповнити їх достатніми обсягами газу до початку зимового періоду. Мінпаливенерго оголосило, що обсяг газу в сховищах досягне 24 млрд м<sup>3</sup> до середини жовтня 2006 р. («Енергобізнес», 2006). Коли ця книга готувалась до друку було ще не ясно, хто заповнюватиме решту газу і в яких обсягах.

Таблиця 6.1

Характеристики українських підземних газосховищ, станом на 2005 р.

ПГС	Рік спорудження	Максимальна денна продуктивність, млн м <sup>3</sup>	Ємність газосховищ, млрд м <sup>3</sup>						Свердловини	
			Всього			Активний			Всього	Робочі
			Проектна	Фактична	Проектна	Фактична	Проектна	Фактична		
Більче-Волинсько-Ухерське	1983	160,0	90,0	33,5	32,1	17,0	15,7	423	341	341
Ухерське	1969	23,0	20,0	4,0	3,7	2,0	1,8	119	89	88
Дашавське	1973	25,0	25,0	5,3	5,3	2,2	2,2	148	106	99
Лопарське	1969	28,0	20,0	4,1	4,8	2,4	2,1	102	103	75
Богородчанське	1979	50,0	46,0	3,4	3,4	2,3	2,3	169	160	156
Солохівське	1987	9,5	9,9	2,0	2,0	1,2	1,2	112	82	81
Олешівське	1964	3,0	2,5	0,7	0,6	0,3	0,3	79	40	40
Червонопартизанське	1968	13,0	12,5	3,0	3,0	1,5	1,5	105	68	67
Кегичівське	1988	8,7	8,5	1,3	1,3	1,0	0,7	66	64	52
Пролетарське	1986	12,2/30,6	8,2/-	2,0/6,8	2,0/1,2	1,0/3,4	1,0	292	84/162	82/32
Краснополівське	1973	5,5	4,4	0,8	0,8	0,4	0,4	57	40	40
Верхунське	1987	11,0	3,0	0,9	0,9	0,4	0,4	112	77	73
Глібівське	1983	13,5	4,0	2,8	1,0	1,5	0,5	132	119	84
<b>Разом</b>		<b>393,0</b>	<b>254,0</b>	<b>68,5</b>	<b>62,2</b>	<b>35,6</b>	<b>30,0</b>	<b>1916</b>	<b>1535</b>	<b>1310</b>

Джерело: «Нафтогаз України».

Плата за зберігання, що стосується міжнародних контрактів, встановлюється в доларах США шляхом переговорів між компаніями. «Газпром» платив у середньому 4,95 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> за заповнення газосховищ, зберігання і вилучення газу в 1993–2005 рр. (Національна газова спілка, 2006). НКРЕ регулює тарифи на газ, який постачається українським споживачам. Тарифи на зберігання газу в сховищах для українського ринку залишалися незмінними з 2000 по 2005 рр. на рівні, встановленому НКРЕ у 10 грн (1,80 дол. США) за 1000 м<sup>3</sup> (без ПДВ) за заповнення сховищ газом та зберігання його протягом одного року та вилучення («Нафтогаз України», 2004). У травні 2006 р. НКРЕ вирішила підняти тарифи на зберігання більше ніж утричі – до 33 грн (6,60 дол. США) за 1 000 м<sup>3</sup>: 18 грн (3,60 дол. США) за зберігання та 7,5 грн (1,5 дол. США) за кожне заповнення або вилучення («Інтерфакс Україна», 2006). Це значно більше ніж 2,25 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>, що, як повідомляється, платить «РосУкрЕнерго» за зберігання в Україні згідно з Газовою угодою січня 2006 р.

### **Дебати щодо газосховищ**

У квітні 2005 р. «Газпром» заявив, що Україна не виконала вимог щодо вилучення газу, який належав «Газпрому» і передбачався для експорту, з підземного сховища, і що 7,8 млрд м<sup>3</sup> газу «зникло». Врешті-решт, «Газпром» офіційно визнав те, що газ не зник. Інцидент був кумедним, оскільки «Газпром» утримує персонал на важливих точках в українській газотранспортній системі.

Питання було вирішене 17 липня 2005 р., коли «Нафтогаз України», «РосУкрЕнерго» та «Газпром» підписали пакет угод, що включають такі аспекти:

- 2,55 млрд м<sup>3</sup> газу в сховищі мало бути передано «Нафтогазу України» в рахунок оплати за збільшений транзит газу в 2005 р.
  - «Газпром» продав 5,25 млрд м<sup>3</sup> газу в підземному сховищі «РосУкрЕнерго» за ціною близько 150 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>. «РосУкрЕнерго» списує цей газ у три стадії, щоб завершити цю процедуру до кінця 2006 р. Це означає, що російське зберігання газу в Україні для задоволення європейського пікового попиту було відхилено.
  - Росія мала збільшити транзит газу через Україну на 8 млрд м<sup>3</sup> у 2005 р. та на 8–11,5 млрд м<sup>3</sup> у 2006 р. Однак поки що цього не сталося.
- **Облік та диспетчерське управління**
- Облік забезпечується на 12 вхідних точках та 10 вихідних точках газотранспортної системи, а також на газорозподільних станціях, на компресорних станціях та об'єктах заповнення/вилучення у підземних газосховищах. Представники «Газпрому» працюють на вхідних та вихідних точках та у центральному диспетчерському центрі у Києві. Таким чином «Газпром» здійс-

нює моніторинг обсягів переданого транзитом газу. Газ, що використовується компресорами як паливо, також обліковується. Основні облікові станції на точках входу та виходу з системи також здатні проводити хімічний аналіз газу. В останні роки було проведено значну роботу для запровадження сучасних витратомірів та автоматизації режимів управління роботою на компресорних станціях та диспетчерських пунктах. Однак існує все ще багато можливостей для удосконалення. Європейська комісія співпрацює з Україною та Росією над питаннями удосконалення облікових установок на кордоні. Також необхідно докласти більше зусиль для того, щоб українська транспортна система була спроможна використовувати сучасні системи SCADA<sup>33</sup>.

Об'єднана диспетчерська дирекція «Укртрансгазу» здійснює загальне операційне диспетчерське управління газом, який проходить через українську транспортну систему, включаючи обсяги транзиту та газу для українських споживачів і для підземних газосховищ. Кожен з шести департаментів магістральних трубопроводів «Укртрансгазу»<sup>34</sup> має власний диспетчерський підрозділ з функціями, аналогічними функціям центральної диспетчерської служби. Подальше диспетчерське управління здійснюється у підрозділах магістральних трубопроводів та на місцевих газорозподільних станціях. Однак інформація про диспетчерську роботу на місцевому рівні не завжди належно збирається та включається до звітів. Таким чином, оскільки існує ретельний моніторинг потоків у країні та за її межі, якість інформації в країні має бути поліпшена.

## ● Інвестиційні потреби та плани

Велика частка газотранспортних активів в Україні потребує модернізації або заміни. Близько 29 % газопроводів та газокompресорних блоків вже вичерпали свій строк служби, понад 60 % трубопроводів використовувалися протягом 10–33 років. Газотранспортна система в Україні є надзвичайно неефективною. Наприклад, турбокомпресори на насосних станціях дуже старі й набагато менш ефективні, ніж подібні установки у Західній Європі (в середньому турбокомпресори в українській системі газопроводів мають коефіцієнт ефективності 25 %). Неефективність накладає тягар на систему, відволікаючи фінансові ресурси від більш масштабної модернізації та ускладнюючи експлуатацію системи у прибутковий спосіб<sup>35</sup>.

<sup>33</sup> SCADA – аббревіатура від *Supervisory Control and Data Acquisition* – Диспетчерське управління збору даних, належить до систем програмного забезпечення, які використовуються у промислових процесах

<sup>34</sup> «Київтрансгаз», «Харківтрансгаз», «Львівтрансгаз», «Прикарпаттятрансгаз», «Донбастрансгаз» та «Черкаситрансгаз».

<sup>35</sup> Оптимізація російського природного газу: реформи та політика з клімату (МЕА, 2006) – це книга, в якій досліджується ефективність російських компресорних станцій і те, як механізми Кіотського протоколу можуть допомогти залучити інвестиції у збереження газу та скорочення викидів. Це дослідження може бути також корисним і для України.

Таблиця 6.2

*Прогнозовані інвестиції у реконструкцію та модернізацію газотранспортної системи у рамках національної програми Нафта та газ України на період до 2010 р., млн дол. США*

	2001	2002	2003	2004	2005	2010	Всього 2001–2010
Реконструкція ГТС, в тому числі:							
Труби	85,84	101,29	117,24	128,94	133,32	219,22	1 459,35
Компресорні станції	36,20	82,40	101,70	114,82	82,60	22,00	729,60
Підземні сховища	69,20	94,70	112,40	115,40	99,20	59,40	661,80
Очисні блоки	0,81	0,80	1,20	1,31	0,74	–	6,06
Автомобільні газозаправні станції	2,83	2,63	4,46	2,21	8,10	5,16	95,38
Наукова та технічна підтримка	18,20	19,10	20,00	20,90	20,90	22,10	214,50
<b>Реконструкція ГТС, всього</b>	<b>213,08</b>	<b>300,92</b>	<b>357,00</b>	<b>383,56</b>	<b>344,86</b>	<b>277,48</b>	<b>3 166,69</b>
<b>Нове спорудження ГТС, всього</b>	<b>125,10</b>	<b>379,60</b>	<b>618,20</b>	<b>368,00</b>	<b>351,00</b>	<b>2,10</b>	<b>1 953,60</b>
<b>Разом</b>	<b>338,18</b>	<b>680,52</b>	<b>975,20</b>	<b>751,56</b>	<b>695,86</b>	<b>279,58</b>	<b>5 120,29</b>

*Примітка: Дані за 2001р. є статистичними; за інші роки – прогнозовані.  
Джерело: Центр Разумкова, 2002.*

За оцінками уряду 92,4 млрд грн (18 млрд дол. США) мають бути інвестовані у газотранспортну мережу до 2030 р. На думку український експертів, газотранспортна система потребує щорічних інвестицій у розмірі 1,2 млрд дол. США. Насправді «Укртрансгаз» інвестує приблизно 750 млн дол. США на рік, що в основному використовуються на технічне обслуговування, а не на модернізацію (Саприкін, 2005а). «Нафтогаз України» заявив, що намагається залучити іноземні інвестиції для впровадження великих проектів (Бабієв, 2002; Укртрансгаз, 2002), які включають:

- Підвищення ефективності компресорних станцій, у тому числі заміну існуючих компресорних блоків та систем контролю з використанням нового обладнання від власних виробників з коефіцієнтом ефективності 31–37 %.
- Використання когенераційних технологій на газокompресорних станціях для виробництва 16 млрд кВт·год на рік.
- Турбодетандери на газорозподільних станціях або в газоконтрольних точках.

- Реконструкція існуючих трубопроводів для підвищення їхньої надійності та ефективності; спорудження нових газопроводів.
- Реконструкція кабельних ліній зв'язку «Укртрансгазу».
- Методологічна підтримка обліку газу в ГТС; створення автоматизованої системи моніторингу (SCADA).
- Реконструкція Ухерського підземного нафтоховища.

«Нафтогаз України» оголосив восени 2005 р., що він планує інвестувати 2 млрд дол. США у газотранспортну систему протягом наступних трьох років. Ця інвестиція частково фінансувалася б з кредиту в 2 млрд дол. США, отриманого у Deutsche Bank, який «Нафтогаз України» отримав на сім років за ставкою LIBOR<sup>36</sup> плюс 5 % за користування кредитом. За інформацією посадових осіб «Нафтогазу України», цей кредит буде використовуватися для того, щоб інвестувати у нові газові родовища і модернізувати газотранспортну та газорозподільну систему. Однак частину кредитних фондів планується витратити на поточну діяльність. Згідно з матеріалами преси, Deutsche Bank заморозив подальшу виплату кредиту. Компанія також обговорила можливість позики в 2,5 млрд євро (3,2 млрд дол. США) з французьким банком Société Générale.

Тривалий брак інвестицій у технічне обслуговування та модернізацію української газотранспортної системи актуалізував питання про її економічну ефективність та надійність у довгостроковій перспективі (хоча до цього моменту не відбувалося ніяких великих відключень).

## ● Міжнародний газовий консорціум

Український уряд початково підписав тристоронню угоду з урядами Німеччини та Росії у червні 2002 р. Переговори, які відбулися згодом, фокусувалися лише на участі Росії, і в жовтні 2002 р. Росія та Україна заснували Міжнародний консорціум з управління та розвитку газотранспортної системи України<sup>37</sup>. Переговори стосовно питань законодавства, власності та бізнесу, пов'язаних з тим, щоб дозволити третій стороні ввійти до Консорціуму, були дуже обмеженими, згідно з інформацією преси. З самого початку рішення створити Консорціум було досить суперечливим. Прихильники доводили, що такий консорціум допоміг би Україні ефективно залучати вкрай потрібне фінансування для газотранспортної системи. Водночас багато українських експертів і законодавців публічно висловили занепокоєння, що такий консорціум дозволив би Росії та «Газпрому» поширити свій вплив на українську політику.

<sup>36</sup> Ставка продавця на Лондонському міжбанківському ринку депозитів (LIBOR) широко застосовується як міжнародна контрольна точка в ставках за короткостроковими кредитами.

<sup>37</sup> Формальний документ, яким створено Консорціум – це Угода між Кабінетом Міністрів України та Урядом Росії про стратегічне співробітництво у газовому секторі, 7 жовтня 2002 р.



Початковою ідеєю створення Консорціуму була концентрація на реконструкції й експлуатації деяких основних українських транзитних ліній та побудова принаймні однієї нової лінії. Однак у міру просування переговорів, «Газпром» дав зрозуміти, що він хоче, щоб Консорціум взяв на себе борг для фінансування інвестицій. Українська сторона невдовзі після цього вирішила, що без прямих капітальних інвестицій вона не повинна віддавати «Газпрому» контрольну частку акцій у Консорціумі. «Газпром» та «Нафтогаз України» вирішили переорієнтувати Консорціум на спорудження та експлуатацію невеликого додаткового трубопроводу, а не на експлуатацію системи магістрального трубопроводу. Таким чином, плани Консорціуму зменшились у 2004–2005 рр. до побудови нової 234-кілометрової лінії від Богородчан до Ужгорода, для того щоб розв'язати проблему «вузького місця» та підвищити передавальну потужність на 19 млрд м<sup>3</sup>. Подальші дискусії між «Нафтогазом України» та «Газпромом» відсунули будівництво. У квітні 2006 р. Консорціум оголосив про те, що українська компанія «Нафтогазбуд» виграла тендер на будівництво трубопроводу Богородчани–Ужгород, вартість якого становить 560 млн дол. США.

На початку 2005 р., невдовзі після президентських виборів, почали обговорюватися пропозиції про відновлення та реструктуризацію Консорціуму. Президент України В. Ющенко наполягав на тому, щоб включити третю сторону, можливо, німецький E.ON Ruhrgas, до участі в Консорціумі. Здається, «Газпром» сприйняв це без ентузіазму. Включення третьої сторони до Консорціуму є явним українським інтересом: західна компанія могла б надати інвестиції, які один «Газпром» забезпечити не може. Крім того, третя сторона обмежила б російський контроль над Консорціумом, що викликає велике занепокоєння України. Третя сторона з європейської газоспоживаючої країни могла б зробити внесок у покращення діалогу вздовж всього газопостачального ланцюга, що могло б підвищити стабільність постачання та транзиту газу через Україну. Або ж, як альтернатива, третя сторона могла б бути інвестором з неєвропейської країни (наприклад, з Північної Америки або Азії), яка б могла привнести сучасні технології та методи ведення бізнесу.

Консорціум не є єдиним можливим варіантом для залучення інвестицій у реконструкцію та модернізацію української газотранспортної системи. Однією з ключових причин затримки розвитку Консорціуму є занепокоєння України стосовно іноземного контролю над її стратегічними активами, особливо у світлі того факту, що «Газпром» отримав контроль над активами газового сектору в багатьох інших країнах колишнього Радянського Союзу (див. підрозділ «Важелі впливу Газпрому»). З ретельним плануванням та прозорими правилами Україна могла б у кінцевому підсумку залучити іноземних партнерів до вкрай необхідних інвестицій у газотранспортну систему без необґрунтованого ризику для своєї енергетичної безпеки. Інші країни в аналогічному становищі успішно використовують угоди з оренди та концесій і навіть приватизацію.

## ● Транзит і постачання: взаємопов'язані питання

### *Вихідна інформація*

Протягом багатьох років транзит газу та власний видобуток дозволяли Україні утримувати власні ціни на низькому рівні. Зауважимо, що транзит газу був важливим джерелом бюджетних надходжень, оскільки «Нафтогаз України» повинен сплачувати до державного бюджету рентну плату за транзит газу територією України<sup>38</sup>.

Схеми транзиту та постачання між Росією та Україною були встановлені на двох рівнях – у міжурядових угодах та у контрактах між російськими та українськими газовими компаніями. Загалом міжурядові угоди містять політичну основу, гарантії та умови; обсяги, ціни та інші комерційні умови постачання набувають юридичної сили у контрактах<sup>39</sup>. Аналіз схем транзиту та постачання є складним, оскільки текст комерційних контрактів не є доступним широкій спільноті, а їхня інтерпретація російськими та українськими посадовими особами була і є суперечливою. Незважаючи на те, що збільшився обсяг доступної інформації (вставка 6.3), повна картина все ще є неясною. Наприклад, незрозуміло, чому Україна не намагалася звернутися до міжнародного арбітражу, коли «Газпром» вимагав величезного підвищення ціни на газ у 2006 р. Згідно з Додатком 4 до Довгострокового Контракту між «Газпромом» і «Нафтогазом України», що був підписаний у серпні 2004 р. (див. далі)<sup>40</sup>, ціна 50 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> газу, який Україна отримувала як плату за транзит, не підлягала зміні з 2005 по 2009 рр. Також незрозуміло, чому «Газпром» не звернувся до арбітражу перед припиненням поставок газу в Україну.

*Угода між Урядами України та Російської Федерації про експорт російського природного газу до України та його транзит через територію України до країн Європи* від 18 лютого 1994 р. (Газова угода 1994 р.) встановила політичну основу, яка існувала до 2005 р. Наріжним її каменем була ідея збалансування українських та російських інтересів у газовій сфері шляхом поєднання взаємопов'язаних угод у постачанні, транзиті, зберіганні та в деяких інших послугах. За Газовою угодою 1994 р. російський уряд погодився дозволити «Газпрому» з 1994 по 2005 рр.:

- Експортувати 50–70 млрд м<sup>3</sup> газу на рік в Україну.
- Транспортувати транзитом 112–144 млрд м<sup>3</sup> газу на рік через територію України в Європу.

<sup>38</sup> З початку 2001 р. рентна плата за транзит становила 0,29 дол./1000 м<sup>3</sup>/100 км.

<sup>39</sup> Роль міжурядових угод дещо змінилася. У 2002–2005 рр. угоди «проясняли» ціну, але ціна також встановлювалася у контрактах. Оскільки комерційні контракти не є в більшості випадків публічно доступними, неможливо точно знати про відносини та відповідні ролі міжурядових угод та контрактів.

<sup>40</sup> Копія цього документу була випущена Юлією Тимошенко.

### Вставка 6.3. Документи та прозорість у газовому секторі

Вільна преса та «опозиційні» політики в Україні відіграли важливу роль у відкритті інформації щодо газових відносин між Україною та Росією. Колишній Прем'єр-міністр Ю. Тимошенко оприлюднила текст Газової угоди січня 2006 р. незабаром після її підписання. Через кілька тижнів українські журналісти отримали копії додаткових «секретних» угод, підписаних 4 січня 2006 р. Раніше газові контракти ніколи не оприлюднювалися і ще й досі вважаються комерційною таємницею. Українські газети також надрукували документи, що стосуються створення «РосУкрЕнерго» та багатьох деталей постачання газу. Наприклад, українські торговельні журнали нині регулярно публікують газові баланси, з переліком компаній та секторів, що купують та продають газ, а також біржові зміни. Отже, є багато невідомого про газовий сектор; основні рішення щодо торгівлі газом приймає відносно невелике коло людей.

- Транспортувати транзитом 25–35 млрд м<sup>3</sup> газу з Центральної Азії через російську територію в Україну (імпорт з Центральної Азії в Україну більш детально описано в розділі 5 «Природний газ і нафта»).

У свою чергу уряд України погодився пропускати транзитом обумовлені обсяги російського газу та забезпечити розширення транзитних потужностей на своїй території. Газова угода 1994 р. заборонила реекспорт російського газу, поставленого в Україну, та обмежила експорт газу, видобутого в Україні.

Згідно з Газовою угодою 1994 р., російські та українські газові компанії, «Газпром» і в той час «Укргазпром» мали підписати річні контракти, які визначали комерційні та технічні деталі транзиту, експорту та зберігання газу. Плата за транзит, зберігання та експортні ціни на російський газ обговорювалися на переговорах у пакеті. Україна могла заплатити за частину імпортованого газу бартером, чи, іншими словами, послугами з транзиту або зберігання, а також іншими послугами або товарами. У наступні роки, у ході переговорів зі щорічних контрактів, сторони змінювали плату за транзит та зберігання російського газу кілька разів, з відповідними змінами у ціні на газ, який постачався українським споживачам. Однак загальний баланс інтересів у «пакеті» залишився майже без змін. За інформацією Національної газової спілки, з 1993 по 2005 рр. середня плата за транзит російського газу через Україну становила 1,19 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> (від 0,65 до 1,75 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>). Середня ціна на імпорт газу в Україну становила 57,60 дол. США за

1000 м<sup>3</sup> протягом того самого періоду (від 50 до 80 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>) (Національна газова спілка, 2006)<sup>41</sup>.

Після суперечок у 1998–1999 рр. через нібито відбирання газу (вставка 6.4), Кабінет Міністрів України та Уряд Російської Федерації підписали дві міжурядові угоди 22 грудня 2000 р.: *Про гарантії транзиту російського природного газу територією України* (Угода про гарантії транзиту 2000 р.) та *Про умови резервних поставок і оплати російського природного газу в Україну в 2001 році*. (Угода про постачання 2000 р.)<sup>42</sup>. Ці угоди містили положення для вирішення питань можливого неконтрактного використання російського газу Україною. Україна мала платити 80 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> плюс відсотки за кредит за будь-який газ, відібраний понад обсяги, зазначені у контракті між «Нафтогазом України» та «Газпромом». Росія, в свою чергу, згодилася діяти як балансуєчий постачальник у разі дефіциту поставок з Туркменістану (до 5 млрд м<sup>3</sup>/рік) та під час зимового періоду (до 1 млрд м<sup>3</sup> на місяць як технічний кредит). Такі поставки не повинні були розглядатися як «неконтрактне» використання газу. Оскільки вони були частиною міжурядової угоди, а не контракту, ці положення могли діяти до січня 2006 р., коли «Газпром» скаржився на надмірне відбирання газу Україною під час надзвичайно холодних періодів.

Відповідно до Транзитної угоди 2001 р. (вставка 6.4) Росія та Україна повинні були підписувати (кожного року) міжурядовий протокол, який зазначає та забезпечує ухвалення урядом п'яти елементів: 1) обсягу газу, що транспортується транзитом через територію України; 2) обсягу платежів за послуги з транзиту в платежах газом та/або грошових платежах; 3) ставки платежів за транзит; 4) ціни за газ, що постачається як плата за транзит; 5) обсягу газу, експортованого з території України. Оскільки ці питання вирішували уряди, ця угода не накладала контрактних зобов'язань на компанії. Таким чином, Транзитна угода 2001 р. також зобов'язувала «Газпром» та «Нафтогаз України» підписати довгостроковий контракт на транзит та постачання газу. У відповідь «Нафтогаз України» і «Газпром» підписали 21 червня 2002 р. довгостроковий контракт про обсяги та умови транзиту російського природного газу через територію України на період 2003–2013 рр. (Довгостроковий контракт). У серпні 2004 р. «Газпром» і «Нафтогаз України» підписали Додаток 4 до Довгострокового контракту, згідно з яким ціна 50 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> газу, яку Україна отримувала як плата за транзит, залишалася незмінною на період 2005–2009 рр.

<sup>41</sup> У січні 2006 р. Президент Росії В. Путін заявив, що Росія субсидювала Україну протягом щонайменше 15 років, постачаючи їй дешевий газ. У відповідь Національна газова спілка України оприлюднила розрахунки, які показують, що втрати України від надання послуг з транзиту та зберігання були ще більші, ніж втрати «Газпрому» через постачання газу до України.

<sup>42</sup> Україна ратифікувала обидві угоди 2000 р. 15 листопада 2001 р. Того самого дня вона ратифікувала Транзитну угоду 2001 р., яка продовжувала (до 2013 р.) більшість положень Угоди про гарантії транзиту 2000 р.

#### Вставка 6.4. Обсяги транзиту і проблема боргу

У 1998 р. «Газпром» заявив, що Україна незаконно відбирала газ з транзиту. У відповідь на це Росія в односторонньому порядку призупинила експорт нафти та електроенергії в Україну у 1999 р. За інформацією у пресі, «Газпром» заявив, що стягуватиме плату за нібито незаконно відібраний газ за ціною 83 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>. «Газпром» також стверджував, що борг України досяг, відповідно, 2,8 млрд дол. США. Сторони попередньо врегулювали питання боргу 4 жовтня 2001 р., коли Росія та Україна підписали міжурядову Угоду між Кабінетом Міністрів України і Урядом Російської Федерації про додаткові заходи щодо забезпечення транзиту російського природного газу по території України (Транзитна угода 2001 р.). Україна погодилася заплатити 1,43 млрд дол. США і 200 млн дол. США відсотків. «Нафтогаз України» отримав вимогу заплатити борг за ставкою LIBOR плюс 1 відсоток за 13 років; він випустив облігації Європозики для реструктуризації та гарантії виплати свого боргу. Однак «Газпром» попросив відкласти запровадження угоди, коли він усвідомив, що повинен буде платити російські податки на прибуток.

Через занепокоєння «Газпрому» щодо податків у липні 2004 р. «Газпром» і «Нафтогаз України» підписали додаткову угоду до довгострокового контракту між ними, яка змінювала механізм виплати боргу. «Газпром» на папері платив «Нафтогазу України» 1,25 млрд дол. США за транзит 19,2 млрд м<sup>3</sup>/рік у 2005–2009 рр. Платежі здійснюються щорічними авансовими виплатами по 250 млн дол. США, які відразу ж зараховуються в рахунок покриття боргу. В результаті цієї додаткової угоди та використання авансових платежів для виплати боргу Україна мала транспортувати транзитом загалом 19,2 млрд м<sup>3</sup>/рік російського газу без фізичної оплати за газ у 2005–2009 рр. Таким чином, обсяг газу, який Україна очікувала отримати у вигляді натурального платежу за послуги з транзиту, зменшився на приблизно 5 млрд м<sup>3</sup>/рік. Це створило дефіцит газу в Україні.

Згідно з повідомленнями преси, у другій половині 2005 р. «Нафтогаз України» намагався провести повторні переговори щодо угоди про реструктуризацію боргу і зокрема повернутися до грошових платежів для того, щоб отримувати більше газу як плати за транзит. Засоби масової інформації наводять цитати посадових осіб «Газпрому» про те, що «Газпром» не може прийняти грошові платежі від України і постачати більше газу в 2006 р. Отже, Україна стикається з великим дефіцитом поставок газу в 2006 р., як впливає із заяв Уряду України.

### **Розвиток ситуації у 2006 р.**

Запроваджуючи Транзитну угоду 2001 р. Україна та Росія повинні були підписувати щорічні міжурядові протоколи на транзит та постачання газу – до кінця першого півріччя кожного року на наступний рік. У червні 2005 р. «Газпром» поінформував Україну, що він хоче встановити нову ціну на поставки газу до України. Сторони продовжували складні переговори протягом другого півріччя 2005 р. і змогли досягти компромісу лише на початку 2006 р., після того як «Газпром» різко призупинив поставки як російського, так і туркменського газу в Україну в січні 2006 р.

4 січня 2006 р. «Нафтогаз України», «Газпром» та «РосУкрЕнерго» підписали *Угоду про врегулювання відносин у газовій сфері* (Газова угода 2006 р.)<sup>43</sup>. У цій угоді платежі за транзит російського газу через Україну встановлювалися окремо від цін на імпортований газ та фіксувалися на п'ять років на рівні 1,60 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>. Це можна розглядати як важливий перший крок у відході від попередньої практики, в якій транзит та імпорт російського газу були тісно взаємопов'язані. Однак «РосУкрЕнерго» все ще вимагає платежів у натуральному вигляді за послуги з транзиту з Центральної Азії до України (як повідомляється, Україна платитиме «РосУкрЕнерго» 14 млрд м<sup>3</sup> за транспортування газу до України у 2006 р.). Бартерна схема з «РосУкрЕнерго» нині нібито включає російський газ, хоча раніше вона застосовувалася лише до центрально-азійського газу. Якщо імпорт і транзит газу і далі змішуватимуться, то потенціал для виникнення конфліктів та суперечок залишатиметься досить високим. Цей підхід робить обидві частини імпортно-транзитного рівняння досить непрозорим і управління контрактом складним.

«Нафтогаз України» не зміг надати сили своєму ймовірному контракту з Туркменістаном, підписаному в наприкінці грудня 2005 р. Всі поставки в Україну перебрав на себе «РосУкрЕнерго», який спочатку мав купувати газ у «Газпрому» за ціною, розрахованою за формулою (встановленою на рівні 230 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>) і у постачальників з інших країн (Туркменістану, Узбекистану та Казахстану), а потім перепродавати його Україні на її кордоні. (Існують суперечливі відомості про те, чи дійсно Україна отримує російський газ у 2006 р.). Газова угода 2006 р. встановила ціну на газ за першу половину 2006 р. на рівні 95 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> та заборонила весь український експорт. Наступне встановлення цін та тарифів було залишено відкритим для переговорів. «РосУкрЕнерго» мало поставити 34 млрд м<sup>3</sup> газу в 2006 р. та до 58 млрд м<sup>3</sup> на рік з 2007 р. На початку липня 2006 р. «РосУкрЕнерго» погодилося дозволити Україні продовжити платити 95 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> протягом невизначеного періоду часу.

<sup>43</sup> Угода між компаніями не має такої самої юридичної сили, як міжурядова угода.

Газова угода 2006 р. залишила відкритими багато питань, таких як постачання газу після червня 2006 р., укладання контрактів на транзит газу на щорічній основі та ціни з другої половини 2006 р. і на майбутнє. Крім того, в Угоді не вдалося прояснити статус українського контракту на туркменський газ, хоча він і зазначив, що «Нафтогаз України» забезпечить «РосУкрЕнерго» туркменським газом, очевидно, на основі контракту з Туркменістаном. «РосУкрЕнерго» після цього має постачати газ в Україну за більш високою ціною. Угода не охоплює безпосередньо транзит газу через Росію і не впливає на авансові платежі за транзит через територію України, які відраховуються щороку з боргу «Нафтогаз України» перед «Газпромом».

Для виконання вимог Газової угоди 2006 р. «Нафтогаз України» та «РосУкрЕнерго» 2 лютого 2006 р. створили спільне підприємство «УкрГазЕнерго». Ця компанія продаватиме газ, що постачається «РосУкрЕнерго», на внутрішній ринок (розділ 5 «Природний газ і нафта»).

Незабаром після підписання Газової угоди 2006 р. Верховна Рада України проголосувала за відставку уряду України, часткового пояснюючи своє рішення відправити у відставку уряд тим, що він «зрадив» національні інтереси в газовій угоді з «Газпромом» та «РосУкрЕнерго». Президент України В. Ющенко відхилив результати голосування та рішення як «неконституційне». Верховна Рада створила комісію з розслідування для моніторингу економічної діяльності «Нафтогазу України», її кадрової політики та роботи щодо забезпечення українських споживачів природним газом у 2006 р.

## ● Посередники у торгівлі газом

Після розпаду Радянського Союзу компанії-посередники у торгівлі газом знаходилися серед найбільш непрозорих і сумнівних питань в газовому бізнесі у регіоні. Починаючи з середини 90-х років минулого століття «Ітера» управляла транзитом туркменського газу через Росію в Україну. Зареєстрована в Угорщині компанія EuralTransGas перебрала цю діяльність від «Ітери» на себе у січні 2003 р.; «РосУкрЕнерго» змінив EuralTransGas у середині 2004 р. (вставка 6.5)<sup>44</sup>.

Потягом багатьох років ці компанії-посередники купували газ на кордоні Туркменістану та продавали його покупцям в Україні та Східній Європі. Ці компанії не володіли або не експлуатували трубопроводи, які транспортували газ через Росію та Україну, але займалися документарною діяльністю, пов'язаною з транзитом та експортом газу, зазвичай отримуючи надзвичайно прибуткову компенсацію за свої послуги. Як повідомляється, EuralTransGas експортував 35,7 млрд м<sup>3</sup> у 2003 р. (включаючи 33 млрд м<sup>3</sup> до України) і отримав прибуток у розмірі 180 млн дол. США. Прибуток «РосУкрЕнерго» за повідомленнями становив 740 млн дол. США у 2005 р. «Ітера» отримала 41 % газу з Центральної Азії, який постачається до України; EuralTransGas отримав

<sup>44</sup> EuralTransGas оголосив про закриття свого офісу в Україні у серпні 2005 р.

### Вставка 6.5. EuralTransGas та «РосУкрЕнерго»

EuralTransGas, зареєстрована в Угорщині, назвала трьох раніше невідомих румунів та одного ізраїльтянина як своїх головних осіб. Підозри щодо корупції та зв'язків EuralTransGas з організованою злочинністю (хоча це не було офіційно доведено) могли зробити свій внесок у те, що «Газпром» та «Нафтогаз України» вирішили відійти від EuralTransGas. EuralTransGas був замінений «РосУкрЕнерго», яке почало працювати 1 січня 2005 р.

«РосУкрЕнерго» було зареєстровано у м. Цуг, Швейцарія, 22 липня 2004 р. Його акції були розподілені між ARosgas Holding AG та Centragas AG. Наявні документи не чітко визначають бенефіціарів кожної зі сторін «РосУкрЕнерго». ARosgas Holding AG очевидно був пов'язаний з «Газпромбанком», хоча і не зрозуміло, чи володів ним безпосередньо «Газпромбанк». Як повідомляється, «Газпром» пізніше придбав 50 % акцій «РосУкрЕнерго», які контролював «Газпромбанк». Однак існуючі документи нашовають за думку, що справжній власник 50 % акцій може все ще бути неясним.

Centragas AG, інший власник «РосУкрЕнерго», належить холдингу Raiffeisen Investment AG, який, в свою чергу, є частиною австрійської RZB Group. У серпні 2005 р. Український Уряд оголосив про те, що зробив офіційну пропозицію Raiffeisen Investment придбати його акції у «РосУкрЕнерго». Наприкінці 2005 та на початку 2006 р. велися також переговори про те, щоб «Нафтогаз України» купив 50 % акцій «РосУкрЕнерго», але Raiffeisen Investment AG відмовився їх продати. У квітні 2006 р. газета «Известия», що належить «Газпрому», оприлюднила інформацію про те, що бенефіціарами 50 % акцій «РосУкрЕнерго» були два українських бізнесмени, пан Фірташ і пан Фурсін.

*Джерела: Радіо «Вільна Європа» / Радіо «Свобода»; Інтерфакс-Україна; Kyiv Post; Дзеркало тижня.*

38 %, а «РосУкрЕнерго» отримало 37,5 % до кінця 2005 р. У 2006 р. «РосУкрЕнерго», ймовірно, отримає 14 млрд м<sup>3</sup> за транзит 22 млрд м<sup>3</sup> туркменського газу, що є еквівалентом 64 % газу, який воно транспортує транзитом.

Ціна, яку Україна платить за послуги посередників, здається надзвичайно високою. У 2005 р. Україна заплатила «РосУкрЕнерго» 13,2 млрд м<sup>3</sup> за транзит 36 млрд м<sup>3</sup> газу з Туркменістану та Росії. Ринкова ціна цих 13,2 млрд м<sup>3</sup> газу становила 2,1 млрд дол. США при ціні 160 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>.<sup>45</sup>

<sup>45</sup> Оптові ціни у Західній Європі у 2006 р. становили приблизно 260 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>, в той час як у деяких країнах Центральної Європи вони все ще могли становити менше 200 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>. Ціна на імпорт в Україні становила 95 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>.



Це означає, що прихована плата за транзит, яку Україна платила «РосУкрЕнерго», є дуже високою.

Органи державної безпеки України розпочали кримінальне слідство проти «РосУкрЕнерго» у 2005 р. За словами голови служби державної безпеки, зловживання керівництва «РосУкрЕнерго» могли призвести до втрат державного бюджету на суму понад 1 млрд дол. США (Gas Matters, 2005). Були припущення у пресі про те, що «РосУкрЕнерго» пов'язане з групами організованої злочинності, але керівництво Raiffeisen Investment спростувало це.

Не зважаючи на висловлювання на користь скасування посередників та переговорів щодо нових методів управління імпортом газу, Угода від 4 січня 2006 р. значно підвищила роль «РосУкрЕнерго», роблячи його єдиним постачальником газу в Україні. Це знову призвело до виникнення запитань щодо прозорості у газовому секторі.

Є очевидним, що Україна має бути зацікавлена у скасуванні використання непрозорих посередників, які не додають цінності транзитним операціям. Щоб це зробити, Україна мала б підписати прямі контракти на постачання. Нині практично неможливо імпортувати газ з Центральної Азії незалежно від Росії, оскільки центрально-азійський газ має перетинати російську територію. Україна має наполягати на скасуванні послуг посередників у майбутніх переговорах.

## ● **Регіональні фактори, які впливають на становище України у постачанні та транзиті газу**

### *Ринкові ціни*

Україна є не єдиною країною, в якій спостерігалось різке збільшення цін на російський газ. У липні 2005 р. російський парламент – Дума – ухвалив закон, що передбачав збільшення ціни на газ для України та інших колишніх радянських республік до рівня Західної Європи. Посадові особи «Газпрому», Президент Росії В. Путін та Міністр закордонних справ публічно підтримали намір привести ціни до «ринкового рівня». Іншими країнами (крім України, перед якими постала вимога «Газпрому» щодо проведення переговорів з контрактних цін – це Вірменія, Азербайджан, Білорусь, три країни Балтії, Болгарія, Грузія, Молдова та Польща. Результати цих переговорів були різними, залежно від геополітичного становища країни та інших факторів.

Приведення цін до рівня ринкових, в принципі, є розумною пропозицією. Однак слід урахувати принаймні ще два аспекти. По-перше, «Газпром» послідовно перешкодив доступу до конкурентних джерел газу, встановлюючи для себе захищені від конкуренції ринки в Євразії. По-друге, здається, не

існує чіткого визначення того, як точно встановлюються ціни на цих ринках, захищених від конкуренції. Наприклад, не дуже зрозуміло, з економічної точки зору, чому ціна на газ для Білорусі тривалий час залишалася набагато нижчою, ніж для інших сусідніх країн. Важливою проблемою, що стосується нової цінової політики «Газпрому», є безпека поставок. Часті вимоги збільшення ціни раніше графіка призводять до постійних суперечок щодо ціни та набагато збільшують ризик перебоїв постачання газу.

### **Важелі впливу «Газпрому»**

Очевидне слабке становище України в міжнародному газовому бізнесі не є унікальним. Багато інших країн піддаються зростаючому впливу «Газпрому». До 2004–2005 рр. «Газпром» вийшов практично на всі сегменти газопостачального ланцюга (видобуток або купівля газу, транспортування, імпорт, торгівля та розподіл) у Центральній Азії, на Кавказі, на Балканах, в Україні, Молдові, Білорусі та деяких нових країнах-членах ЄС (вставка 6.6). Російсько-український газовий диспут зміцнив позиції Туркменістану і надав йому більше стимулів просувати збільшення цін на свій газ. Однак, оскільки Росія є єдиним шляхом виходу газу з Центральної Азії (окрім невеликого обсягу, що відвантажується з Туркменістану до Ірану), вплив «Газпрому» на виробників газу в цьому регіоні є дуже сильним. Консолідована мережа «Газпрому» починається в Туркменістані, йде транзитом через Узбекистан та Казахстан, проходить в Росію та направляється в Україну та Білорусь для постачання місцевих ринків. Вона також спрямовує решту газу до споживачів у країнах Балтії, Центральної, Західної та Південно-Східної Європи. Не дивно, що Україна має менше важелів впливу у своїх переговорах з контрактів щодо постачання та транзиту газу з таким потужним учасником. Однак Україна має важелі впливу через своє геополітичне положення між Росією та Європою. На жаль, Україна не дуже ефективно користувалася цим важелем.

Розширення вертикальної монополії «Газпрому» відрізняється від політики ЄС з лібералізації газового ринку в країнах-членах ЄС та сусідніх країнах. Стає практично неможливо проводити лібералізацію газових ринків у країні, яка залежить від єдиного постачальника газу (це стосується місцевого розподілення газу) та вимушена надавати свої транзитні потужності єдиному користувачу. Можна поставити під сумнів те, чи є ціни, встановлені такою монополією, насправді «ринковими цінами». Ці кроки суперечать духу прийнятих ринкових правил і багатосторонніх інструментів, таких як Угоди з Енергетичної Хартії.

### ● **Диверсифікація російських експортних шляхів**

Офіційні особи Російського уряду та «Газпрому» оголосили про мету Росії знизити її залежність від транзитних країн, у тому числі України. Росія

## **Вставка 6.6. Зростання контролю «Газпрому»**

### **• Отримання доступу до трубопроводів**

Протягом останніх кількох років «Газпром» та його афілійовані компанії активно встановлювали особливі стосунки з Узбекистаном та Казахстаном для того, щоб взяти під контроль потужності всіх основних трубопроводів, які ведуть до цих країн.

У Казахстані «Газпром» підписав угоду з «Інтергаз Центральна Азія», дочірнім підприємством контролюваного державою «КазТрансГазу», який сам є спільним підприємством «Газпрому» та «КазМунайГазу». Згідно з цією угодою «Газпром» має відновити стару систему газопостачання в Центральній Азії, включаючи всі основні транзитні та експортні шляхи (трубопроводи Центральна Азія–Центр, Бухара–Урал та Оренбург–Новопсков) та управляти всіма потужностями відновленої системи.

Як частину «особливих відносин» з Росією Узбекистан передав «Газпрому» управління інфраструктурою трубопроводів для транзиту та експорту газу на заході країни. Передбачається, що «Газпром» організує купівлю туркменського газу та експлуатуватиме систему, що транспортує туркменський газ через Узбекистан (2 трлн м<sup>3</sup> до 2028 р.) (Секретаріат Енергетичної Хартії, 2005).

### **• Транзит: захоплення шляхів**

«Газпром» намагався обмежити транзит газу з Центральної Азії на ринку шляхом привласнення транзитних трубопроводів у ключових транзитних країнах. Зазвичай, це робиться шляхом організації спільних підприємств із власниками/операторами трубопроводів у відповідних країнах. Завдяки отриманню контрольного пакету акцій у цих спільних підприємствах «Газпром» опиняється у такому положенні, що дає йому змогу впливати на розвиток ринку та транзитну плату. До середини 2006 р. Україна, Болгарія та Грузія відхилили такі пропозиції від «Газпрому»; Казахстан її прийняв частково, а Білорусь, Молдова та Узбекистан – повністю. Запити щодо створення спільних підприємств, у яких «Газпрому» належало б понад 50 % акцій, часто висувуються, коли завершуються контракти або ведуться переговори з їхнього перегляду. Ці запити поєднуються із обіцянками полегшення умов контракту, інвестицій у модернізацію системи або зменшення боргу за попередні поставки газу (якщо такий борг є).

### **• Захоплення розподілу**

«Газпром» просуває стратегію купівлі або створення нових розподільних компаній через свої вже існуючі ринки, захищені від кон-

куренції. Фактично не існує жодної країни колишнього Радянського Союзу або Східної Європи, де «Газпром» не був би представлений у секторі розподілу газу. У деяких країнах він також знаходиться у домінуючому або у монопольному становищі дистриб'ютора.

скоротила обсяг газу, який проходить транзитом через Україну, у 1999 р., коли Ямало-Європейський трубопровід почав постачати російський газ через Білорусь до Польщі і далі до Західної Європи. Нині потужність Ямалського трубопроводу становить 33 млрд м<sup>3</sup> газу на рік та існують плани збільшити її до більше ніж 60 млрд м<sup>3</sup> на рік. Іншим альтернативним шляхом є трубопровід «Голубий потік» вартістю 3,4 млрд дол. США, який з'єднає Росію з Туреччиною під Чорним морем і був введений в експлуатацію у лютому 2003 р. Угода між Росією та Туреччиною планує збільшити постачання газу до 16 млрд м<sup>3</sup> до 2008 р., хоча лише 1,3 млрд м<sup>3</sup> російського газу було поставлено до Туреччини через трубопровід «Голубий потік» у 2003 р., а поставки у 2004–2005 рр. були набагато меншими, ніж зазначено у початковому контракті.

У січні 2004 р. російський уряд прийняв рішення про спорудження Північноєвропейського газопроводу (також відомого під назвою Північний трубопровід «Трансгаз»), спроектований для транспортування російського газу до Німеччини і, можливо, до Швеції через Балтійське море. Росія та Німеччина підписали угоду про цей трубопровід у вересні 2005 р. Якщо вона буде виконана, морський трубопровід вартістю 5,7 млрд дол. США потужністю 27,5 млрд м<sup>3</sup> на рік<sup>46</sup>, дав би «Газпрому» можливість обминути територію Білорусі та України та відкрити новий шлях – хоча й дорогий – для експорту російського газу на ринки Західної Європи. «Газпром» розпочав будівництво з берегової частини трубопроводу. Однак прогрес у фінансуванні трубопроводу був повільним, і «Газпром» переніс плани з запуску до 2010 р., хоча початково планувалося зробити це у 2007 р. Тим часом Росія продовжуватиме покладатися на Україну щодо послуг з транспортування газу до Європи.

Теоретично російські плани диверсифікації не обов'язково вплинуть на український транзит газу негативним чином, якщо Росія збільшить свої обсяги експорту (як через Україну, так і в її обхід) для задоволення прогнозованого попиту в Європі. Однак «Газпром» здійснює дуже мало інвестицій у виробничі родовища. Якщо російському газовому сектору вдається фінансувати свої масштабні заплановані трубопроводи, але він не може збільшувати обсяги видобутку для того, щоб задовольнити як місцевий попит, так і зростаючі потреби в експорті, тоді транзит через Україну може зменшитися. (Тран-

<sup>46</sup> Коли буде побудовано першу лінію довжиною 27,5 млрд м<sup>3</sup>, «Газпром» та його партнери вирішать, чи потрібна друга лінія, яка може збільшити загальну потужність до 55 млрд м<sup>3</sup>.

зит також може скоротитися, якщо «Газпром» побудує нові трубопроводи, а потім побачить, що попит не є достатньо великим, як це сталося з «Голубим потоком».) За будь-яких обставин, Північноєвропейський газопровід надасть «Газпрому» більшої міці на ринку, і знизить важелі, які Україна нині має як головний експортний шлях Росії. Результат від такого ослаблення може бути значним.

### ● **Диверсифікація транзитних можливостей України**

Росія намагається диверсифікувати свої експортні шляхи для скорочення залежності від України для транзиту нафти і газу. Водночас Україна має на меті диверсифікацію джерел нафти і газу та вивчення інших можливостей транзиту. У липні 2005 р. Україна та Іран підписали Меморандум взаєморозуміння з будівництва трубопроводу, який би транспортував іранський газ до України і далі до Європи. Обидві країни нині передбачають проведення техніко-економічного обґрунтування цього трубопроводу, який би дав можливість транспортувати близько 20 млрд м<sup>3</sup> газу через один з двох можливих шляхів: Іран–Вірменія–Грузія–Росія–Україна–Європа або Іран–Вірменія–Грузія–Чорне море–Україна–Європа. Однак існують істотні геополітичні, економічні та технічні проблеми, які ставлять під сумнів реалізацію цього проекту через велику відстань та дуже високі витрати – за попередніми оцінками вони становлять 5–10 млрд дол. США – постає питання про економічну життєздатність трубопроводу. Фінансування також є проблемним. Питання можливої розробки Іраном ядерної зброї є одним з істотних бар'єрів для потенційних інвесторів. Варіант Чорного моря може спричинити технічні операційні проблеми; не говорячи вже про можливу екологічну та політичну опозицію з боку Росії та Туреччини.

## Транзит нафти

---

### ● **Мережа транспортування нафти**

Мережа транспортування нафти в Україні містить 19 магістральних нафтопроводів та має потужність у 114 млн т на рік на вході та 56,3 млн т на виході. Вставка 6.7 наводить її основні характеристики. Система транспортування нафти включає залізничний вантажний термінал у Бродях потужністю 4,5 млн т на рік та нафтовий термінал у порту «Південний»<sup>47</sup> нафтовідвантажувальною потужністю 14,5 млн т на рік. Існує також експортний термінал для відвантаження нафтопродуктів в Одесі потужністю 315 000 барелів /день (який фактично відвантажує 192 000 барелів/день) та малий нафтовий термінал у Феодосії (Кабінет Міністрів України, 2006а; Саприкін, 2005а; Клюк, 2002).

<sup>47</sup> Російські джерела порт «Південний» часто називають «Южним».

### Вставка 6.7. Стислий погляд на українську нафтотранспортну систему

Загальна довжина трубопроводів:	4 600 км
Нафтопередавальна потужність	
– вхід	114 млн т/рік
– вихід	56,3 млн т/рік
Насосні станції	51
Потужність насосних станцій	550 МВт
Аварійні блоки	22
Джерело: «Нафтогаз України».	

Нафтотранспортна система складається з трьох основних трубопроводів: «Дружба», «Придніпровський» та Одеса–Броди. Нафтопровід «Дружба» розділяється на дві гілки в Мозирі у Білорусі; його південна гілка перетинає дев'ять областей України та йде до кордонів Угорщини та Словацької Республіки. Інша гілка постачає нафту до Дрогобицького та Надвірнянського нафтопереробних заводів в Україні. Система «Придніпровського» трубопроводу зв'язує між собою дев'ять трубопроводів, які заходять на територію України на північному сході та сході, та перетинають 11 областей у центральній, південній та східній Україні. Цей трубопровід транспортує сиру нафту до Одеського, Херсонського, Лисичанського та Кременчуцького нафтопереробних заводів, а також російську та казахську нафту на експорт через морський термінал в Одесі (рис. 6.3).

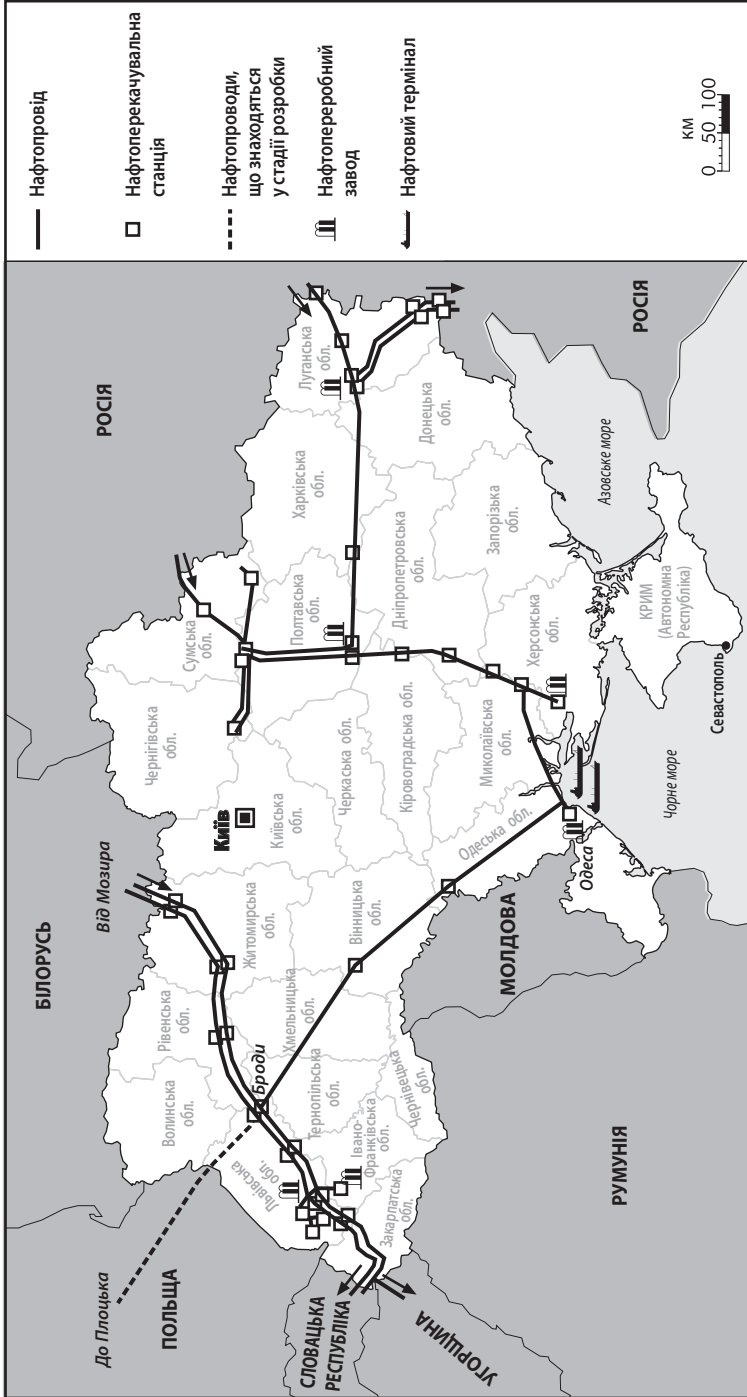
Мережа транспортування нафти експлуатується «Укртранснафтою», акціонерним товариством, що входить до холдингової компанії «Нафтогаз України». Воно підписує контракти на транспортування та транзит нафти з компаніями, що виробляють нафту та торгують нею.

#### ● Обсяги транзиту

Порівняно з газом обсяги транспортування нафти знижувалися, починаючи з 1991 р. (табл. 6.3 та рис. 6.4). У 2005 р. обсяг транспортування нафти в Україні становив 46,7 млн т, майже на 16 % менше, ніж у попередні роки. Транзит нафти (31,8 млн т) незначно знизився у 2005 р., але поставки на українські нафтопереробні заводи різко скоротилися. Транспортування нафти через нафтопровід Одеса–Броди зросло з 1,05 млн т у 2004 р. до 5,7 млн т у 2005 р. Це відбулося за рахунок зменшення транспортування через інші українські трубопроводи.

Рисунок 6.3

### Нафтотранспортна система України



Джерело: «Нафтогаз України».

Таблиця 6.3

### Характеристики і використовувана потужність української нафтотранспортної системи

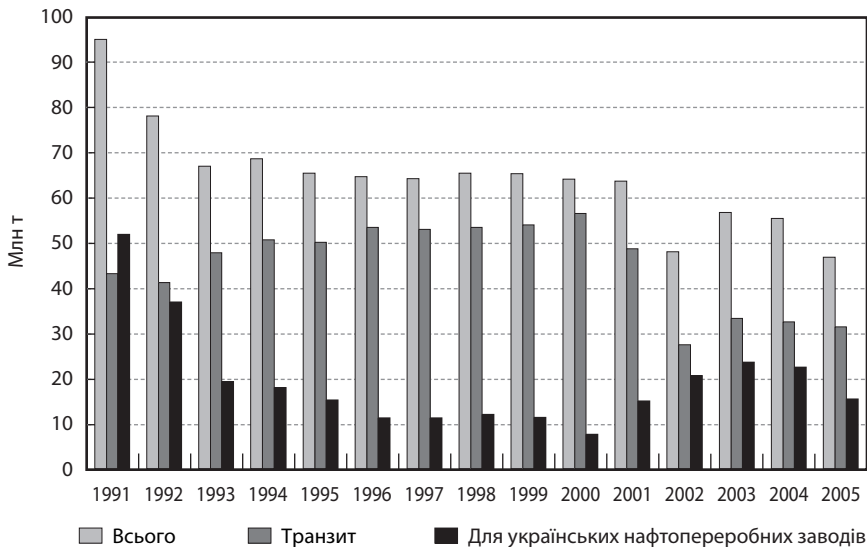
Назва трубопроводу	Проектна потужність, млн т/рік	Річна передавальна потужність, млн т/рік	Обсяг, транспортування у 2004 р., млн т	Використання потужності у 2004 р., %
Самара–Лисичанськ	90,0	62,0	27,8	45,0
Мічуринськ–Кременчук	18,0	18,0	6,1	34,0
Мозир–Броди	34,0	34,0	20,2	60,0
Одеса–Броди	14,5	14,5	1,0	7,0
<b>Разом</b>	<b>156,5</b>	<b>128,5</b>	<b>55,2</b>	<b>43,0</b>

Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

Транзит російської нафти через Україну зменшується, хоча видобуток нафти у Росії продовжує зростати. Це пов'язано з диверсифікацією російських нафтових експортних шляхів (див. підрозділ «Диверсифікація російських експортних шляхів»). Наприклад, український трубопровід Лисичанськ–Тихорецьк практично не використовувався з 2002 р., оскільки Росія побудувала альтернативний трубопровід, Суходільна–Родіонівка, який не перетинає територію України.

Рисунок 6.4

### Транспортування нафти українською нафтотранспортною системою, 1991–2005 рр.



Джерела: «Нафтогаз України»; Міністерство палива та енергетики України.



Транзит казахської нафти через територію України зростав протягом останніх років: 7,15 млн т у 2002 р., 7,82 млн т у 2003 р. та 7,66 млн т у 2004 р.; за оцінками 6,5 млн т у 2005 р. Однак поставка казахської нафти на українські нафтопереробні заводи знижувалася з 2,31 млн т у 2002 р., 1,13 млн т у 2003 р., 0,8 млн т у 2004 р. до припинення поставки у 2005 р. («Енергобізнес», 2005). У перспективі може також виникнути проблема надійності нафтових потоків з Казахстану до України: потоки з Казахстану через Росію в інші країни (зокрема до країн Балтії) були припинені у минулому.

### ● Інвестиційні потреби та плани

Згідно з *Енергетичною стратегією до 2030 р.* нафтопроводи та пов'язане з ними обладнання використовуються протягом 20–44 років; до 90 % з них є застарілими. За оцінками Мінпаливенерго регулярна технічна підтримка та ремонти, необхідні для того, щоб підтримувати ці застарілі активи у робочому стані, коштують щонайменше 500 млн грн (100 млн дол. США) на рік. Загальна потреба в інвестиціях для ремонту та модернізації на період до 2010 р. включно оцінюється у 4 млрд грн (0,8 млрд дол. США). У 2005 р. згідно з *Програмою технічного обстеження та діагностики нафтопровідної системи «Укртранснафта»* планувала інвестувати у три сфери: 200 млн грн (40 млн дол. США) – у спорудження, реконструкцію та модернізацію трубопроводів; 145 млн грн (29 млн дол. США) – у капітальні ремонти; 20 млн грн (4 млн дол. США) – у діагностичний огляд трубопроводів.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* наголошує на необхідності підвищення характеристик української нафтотранспортної системи та приведення її у відповідність до міжнародних стандартів. Це потребує застосування сучасних, більш енергоефективних технологій та удосконалення управління. В *Енергетичній стратегії до 2030 р.* уряд окреслює плани збільшення обсягів транспортування нафти до 65 млн т до 2010 р. та до 70 млн т до 2015 р. Однак фактична тенденція до зниження транзиту нафти через територію України свідчить, що ці плани можуть бути нереалістичними. Уряд передбачає, що два проекти зумовлять їхнє зростання: інтеграція трубопроводів «Дружба» та «Адрія» і подовження трубопроводу Одеса–Броди до Плоцька (Польща). Однак багато іноземних експертів вважають, що малоімовірно, щоб якийсь з цих проектів був реалізований. Дивно, що *Енергетична стратегія до 2030 р.* не містить широкої програми модернізації основного українського нафтотранспортного шляху – трубопроводу «Дружба». «Укртранснафта» оголосила своєю метою збільшення потужності «Придніпровських» трубопроводів між містами Кременчук, Снігурівка та Августівка.

### ● Інтеграція трубопроводів «Дружба» та «Адрія»

Україна бере участь у проекті з інтеграції трубопроводів «Дружба» та «Адрія». Цей проект, ініційований російською державною компанією

«Транснефть», покликаний змінити напрямок потоку в трубопроводі «Адрія» таким чином, щоб він проходив з трубопроводу «Дружба» у Словацькій Республіці до морського терміналу в Омісаль у Хорватії. Зустрічна лінія забезпечить російській сирій нафті прямий доступ до середземноморського ринку. Шлях має довжину понад 3 000 км і проходить через Росію, Білорусь, Україну, Угорщину, Словаччину та Хорватію. У грудні 2002 р. ці шість країн підписали угоду про співробітництво для розробки цього проекту. Якщо цей проект буде запроваджено, він збільшить транзит нафти через Україну на 5–15 млн т на рік. Однак його впровадження було відкладене через сильну опозицію стосовно цього проекту у Хорватії та на Балканах в цілому.

### ● **Євразійський нафтотранспортний коридор і трубопровід Одеса–Броди**

Український уряд розглядає запропонований Євразійський нафтотранспортний коридор як стратегічний напрям розвитку транзитного потенціалу України, особливо через те, що очікується зниження транзиту російської нафти. Україна планує транспортувати до 10 млн т нафти до 2010 р. та до 20 млн т до 2015 р. з каспійського регіону (Казахстан, Азербайджан) та Перської затоки (Іран, Ірак та ін.) через цей коридор. Деякі міжнародні експерти занепокоєні тим, чи буде така пропозиція економічно доцільною.

У 1998 р. влада України вирішила побудувати новий трубопровід для транспортування нафти з Одеси до Бродів (точка в Україні, на нафтопроводі «Дружба»), як частину запропонованого Євразійського нафтотранспортного коридору. Однак цей проект не був підтриманий або профінансований від самого початку компаніями верхнього та нижнього рівня у секторі. Інвестування передбачало спорудження головного нового морського терміналу в «Південному» (9–12 млн т початкової потужності), сховища 200 000 м<sup>3</sup> та самого трубопроводу. Трубопровід довжиною 674 км мав початкову проектну потужність 9–12 млн т на рік (180 000–245 000 барелів/день) з можливим розширенням до 45 млн т. Він був побудований з мінімальними витратами – 500 млн грн (96 млн дол. США), або 1 млрд грн (192 млн дол. США) з морським терміналом. Проект фінансувався шляхом отримання українською державою банківських кредитів.

Багато міжнародних спостерігачів вважають, що фінансовий тягар, створений цим проектом, є диспропорційно великим, та критикують рішення побудувати трубопровід як економічно необґрунтоване. На додаток до високих витрат перспективи трубопроводу Одеса–Броди підривають такі фактори:

- Транспортування нафти з каспійських країн трубопроводом Одеса–Броди є більш витратним, ніж через існуючі шляхи.

- У кінцевому пункті трубопроводу, Бродах, немає великого обсягу споживання, тому подовження його до Центральної та Західної Європи не потрібно. Однак більшість нафтопереробних заводів Західної Європи була спроектована для переробки російської сирої нафти, а не більш світлої каспійської.
- Експортування нафти з Одеси до Бродів, а потім далі через трубопровід «Дружба» потребує лише часткового використання потужності трубопроводу Одеса–Броди. Більше того, для цього варіанту існують економічні, законодавчі та геополітичні перешкоди.

Тим не менш, є кілька факторів, які в кінцевому підсумку можуть підвищити економічну привабливість трубопроводу Одеса–Броди:

- Попит на більш світлу каспійську нафту може зрости в Європі в середньостроковій перспективі у відповідь на модернізацію нафтопереробних заводів у центральній Європі (такі як нещодавня модернізація чеського нафтопереробного заводу Кралупи), збільшення потужностей та більш суворі екологічні вимоги для викидів нафтопереробних заводів і нафтопродуктів.
- Потужності для експорту нафти у Чорному морі є обмеженими через існуючі вузькі місця; витрати на транспортування нафти морськими танкерами постійно зростають; Туреччина посилює норми, пов'язані з транспортування танкерами через протоки Босфор і Дарданелли.

Трубопровід Одеса–Броди був протестований у травні 2002 р., але потім залишився незаповненим через відсутність комерційних пропозицій. У 2004 р. «Нафтогаз України» підписав трирічний контракт з «ТНК-ВР» і «Транснефть», згідно з яким «ТНК-ВР» мав поставити до 9 млн т нафти на рік, використовуючи трубопровід у зворотному режимі (тобто з Бродів до Одеси). Цей крок зазнав істотної критики, як такий, що надавав російським постачальникам нафти ще більше влади над Україною. Однак, зважаючи на відсутність контактів на пряме використання, український уряд вважав на той час, що зворотне використання буде більш прагматичним підходом для забезпечення необхідних доходів у перспективі. У 2005 р. «ТНК-ВР» транспортувало 5,75 млн т нафти з Бродів до Одеси.

Президент України В. Ющенко оголосив про намір повернути трубопровід до початкового напрямку роботи та експлуатувати його у початково запланованому режимі. Змінити режим цього трубопроводу реалістично можна лише у тому разі, якщо Україна та «Нафтогаз України» зможуть підписати в достатніх обсягах контракти на постачання з каспійськими виробниками, передусім з Казахстаном і Азербайджаном. Поки що незрозуміло, чи це можливо.

Перспективи експлуатації трубопроводу в прямому режимі також залежатимуть від того, чи буде він подовжений. Було обговорено кілька варіан-

тів розширення трубопроводу Одеса–Броди, але основний варіант, який все ще й досі розглядається, полягає у побудові нового трубопроводу через Плоцьк до Гданська (Польща). В Плоцьку є нафтопереробний завод, а в Гданську – нафтовий термінал та нафтопереробний завод. Оціночна вартість ділянки Броди–Плоцьк потужністю 10 млн т на рік становить приблизно 300 млн дол. США. Для підвищення потужності до 25 млн т необхідно ще 150 млн дол. США. Українська ділянка гілки становитиме 104 км і потребуватиме інвестицій у сумі близько 80 млн дол. США. Україна і Польща створили Міжнародну трубопровідну компанію «Сарматія», яка організувала разом з Європейською Комісією тендер на технічну та економічну оцінку подовження трубопроводу Одеса–Броди до Плоцька. Очікується, що переможець тендеру – консорціум, сформований SWECO PIG (Фінляндія), ILF GmbH (Німеччина) та KANTOR (Греція) – завершить техніко-економічне обґрунтування подовження до кінця 2006 р. Високі ціни на нафту зробили економічні показники такого розширення більш привабливими.

### ● Диверсифікація російських експортних шляхів

У 2001 р. Росія почала експортувати нафту через російські порти на Чорному морі без перетину території України. Росія також істотно зменшила свою залежність від транзитних країн, побудувавши Балтійську систему трубопроводів (БСТ) у 2001 р. БСТ дозволяє Росії експортувати сиру нафту з порту Приморськ у Фінській затоці. Її потужність становить 42 млн т на рік. «Транснефть» планує надалі збільшувати потужність експортного порту Приморськ до 62 млн т нафти на рік.

БСТ дає Росії прямий вихід на ринки північної Європи, даючи можливість знизити свою залежність від транзитних шляхів, що йдуть через Естонію, Латвію та Литву. Відвантаження сирої нафти знизилося майже на 100 % з 2000 р. в порту Вентспілс у Латвії. (Деякі нафтопродукти проходять через Вентспілс). В Україні також спостерігалось зниження обсягів транзиту нафти внаслідок спорудження Приморського порту.

### ● Плата за транзит

Плата за транзит обговорюється на переговорах між афілійованою компанією «Нафтогазу України» – «Укртранснафтою» – та експортуючими компаніями. Плата за транзит для європейських споживачів становить 1,04–5,20 дол. США за 1 т у 2002 р. та з 1,42–5,70 за 1 т у 2003 р. Плата за транзит звільняється від ПДВ. Українське законодавство містить недискримінаційну вимогу, яка передбачає, що плата за транзит нафти для іноземних компаній не повинна перевищувати місцеві тарифи на транспортування.

Тарифи на транспортування нафти для українських споживачів регулюються НКРЕ. Вони були встановлені на рівні 5,3–31,8 грн/т (0,96–5,78 дол. США/т) (без ПДВ) у 2003 р. («Нафтогаз України», 2004). 20 % ПДВ застосовується до внутрішніх тарифів на транспортування. Цей більш високий рівень оподаткування для українських компаній суперечить політиці недискримінуючої плати за транзит.

За кожен тону нафти, що транспортується транзитом, «Нафтогаз України» вносить рентну плату до державного бюджету. У 2003 р. вони становили 0,685 дол. США за 1 т («Нафтогаз України», 2004). Нафтові експортні компанії, що використовують морські порти, мають платити збори за морські термінали. Деякі звіти зазначають, що високі збори за термінали у порту «Південний» були однією з причин того, що трубопровід Одеса–Броди не залучив більше користувачів, хоча уряд України тимчасово знизив збори на 50 % у 2005 р.

## Критичні зауваження

Декларований Україною намір посилити роль транзиту енергоносіїв заслуговує позитивної оцінки. Україна цілком обґрунтовано намагається скористатися перевагами свого унікального геополітичного положення та розвивати енергетичну інфраструктуру для позиціонування себе як ключової країни для транзиту газу, нафти і, можливо, електроенергії. Український уряд та законодавці визначають інфраструктури транзиту нафти і газу як стратегічні активи. Однак Україна не може сприймати свою стратегічну позицію як гарантовану: Росія вже диверсифікує свої експортні шляхи, а у середньо- та довгостроковій перспективі можуть з'явитися інші варіанти транспортування нафти та газу в обхід України. Беручи до уваги ці фактори, пріоритетом України має бути доведення того, що вона є надійним та економічно привабливим варіантом транзиту і залишатиметься таким і надалі. Для цього необхідно виконати дві основні вимоги: підвищити прозорість та поліпшити загальні умови ведення бізнесу в країні та залучити інвестиції в ремонт і модернізацію транспортної транзитної інфраструктури.

Лише політична воля не може підтримувати або збільшувати обсяги транзиту, особливо якщо ця воля не відображає бізнесові реалії. Наприклад, бажання України диверсифікувати варіанти транзиту нафти шляхом побудови трубопроводу Одеса–Броди є зрозумілим у зв'язку з тим, що транзит російської нафти зменшується протягом останніх років. Однак мета цього проекту була поставлена під загрозу тим, що уряд зробив інвестиції без достатнього економічного та комерційного обґрунтування і без залучення постачальників та споживачів з інших країн. Якщо інвестиції обумовлюють

ся політичними цілями, без адекватного врахування економічних та ринкових потреб, існує великий ризик того, що проект буде невдалим.

Україна намагається зберегти державну власність над газо- та нафтотранспортними системами, навіть якщо це знижує економічну ефективність. Такий підхід є спільним для колишніх країн Радянського Союзу. На відміну від цього багато країн Західної Європи заохочують приватне володіння передавальними активами, поєднане з державним регулюванням для запобігання монопольними зловживаннями. Як державне, так і приватне володіння може бути прийнятним, якщо регулювання є ефективним, і умови для інвестицій привабливі. Лізинг або концесія транспортних активів може бути ефективним шляхом залучення інвестицій, але це має бути зроблено прозоро шляхом відкритих тендерів.

Прозорість є ключовою для позиціонування України як надійної транзитної держави. Нині існують щонайменше три фактори, що дають підстави визначити транзит газу через територію України як непрозорий. По-перше, сумнівний посередник «РосУкрЕнерго» та його попередники зробили транзитний бізнес непрозорим, не надаючи йому великої ваги. В інтересах України перейти до прямих контрактів з постачальниками. По-друге, якість статистики щодо споживання газу та диспетчерське управління на місцевому рівні є дуже низьким. Уряд України усвідомлює цю проблему. Вона ускладнює прийняття політичних рішень і посилює актуальність досягнення прозорості, навіть якщо є системи для моніторингу міжнародних газових потоків. По-третє, структура «Нафтогазу України» є ще одною перешкодою для більшої прозорості. Компанія виробляє, купує та транспортує газ і нафту в Україні, і, очевидно, відшкодовує збитки від деяких видів операцій, використовуючи доходи від інших видів діяльності. Окремий облік транзиту та інших видів діяльності міг би підвищити прозорість.

Неузгодженість угод з транзиту та постачання газу є ще однією проблемою, яка знижує прозорість, ставлячи споживачів у Європі у незручне становище. Переговори щодо цін на газ і плату за транзит є заплутаним питанням, і не лише для України. Очевидним є той факт, що як плата за транзит, так і ціна на постачання газу мають ґрунтуватися на справедливій ринковій вартості. Це передбачає відокремлення контрактів, або принаймні окремий облік транзиту та постачання. Часткова заміна попередніх платежів у натуральному вираженні за транзит російського газу реальною платою за транзит газу (Газова угода від січня 2006 р.) є важливим кроком у напрямі утвердження прозорих ринкових відносин. У майбутньому повне відокремлення контрактів на товари і контрактів на транзит/транспортування з постачальниками газу, безсумнівно, підвищило б довіру потенційних інвесторів та імпортерів газу у Західній Європі. Більша прозорість може потенційно поставити Україну в більш вигідне становище під час переговорів, що забезпечать більшу підтримку з боку західних країн.

Переговори щодо угоди про транзит і постачання на початку 2006 р. та наступне підняття цін на газ є складною проблемою для української економіки. Україна не має можливості істотно впливати на ціни на імпортовану енергію. Однак вона може знизити негативний вплив підняття цін на економіку, впроваджуючи політику енергоефективності та переходячи на інші види палива, у тих випадках, коли це є економічно обґрунтованим.

## Рекомендації

*Уряду України рекомендується:*

- Забезпечити гарантію того, що майбутні інвестиції в транзитну інфраструктуру залучатимуть комерційних партнерів і, отже, будуть обумовлені економічними факторами та ринковим попитом.
- Розробити чіткий однозначний метод встановлення цін на послуги з імпорту та транзиту газу: ціни на обидва види діяльності мають відображати основні аспекти ринку. Контракти на поставку та транзит мають залишатися відокремленими, і платежі мають здійснюватися лише у грошовій формі.
- Підняти плату за транзит та внутрішні ціни на газ для відшкодування витрат на модернізацію у системах трубопроводів; водночас надати стимули для зменшення витрат на передачі газу. Поступово впроваджувати ринкові ціни.
- Дозволити «Укртрансгазу» та «Укртранснафті» використовувати отриману плату за транзит для інвестицій у системи транспортування.
- Зменшити витоки та підвищити ефективність компресорних станцій для підвищення продуктивності сектору та обмеження впливу на навколишнє середовище.
- Знизити адміністративні та фінансові перешкоди з метою створення стимулів для збільшення транзиту нафти через Україну.
- Виключити компанії-посередники, які не додають цінності транзитним операціям. Як перехідний крок підвищити прозорість участі посередників, вимагаючи публікувати повну інформацію про власність та незалежні аудиторські звіти як передумови для отримання ліцензій.
- Підвищити прозорість інших компаній для посилення довіри інвесторів.
- Здійснити реструктуризацію «Нафтогазу України» для того, щоб повністю відокремити постачання від транспортування. У довгостроковій перспективі перейти до лібералізації ринку газу.
- Вжити заходів для залучення інвесторів до проектів з транспортування та зберігання газу. Якщо для досягнення цієї мети використовуються між-

народні консорціуми, забезпечити гарантію того, що вони є прозорими та мають баланс інтересів, включаючи не лише тільки основних поставальників газу, а й ключового(их) споживача(ів).

- Продовжувати зусилля з продажу послуг зі зберігання газу та оптимізувати використання надмірних потужностей для зберігання, де це є економічно доцільним та не загрожує енергетичній безпеці країни. Перекона-тися, що об'єкти для зберігання мають достатньо газу для задоволення внутрішнього попиту на газ у зимовий період.
- Удосконалити збір та надання звітів з даних про газові потоки.



## 7. ВУГІЛЛЯ

### Огляд

Українська вугільна промисловість перебуває в економічно скрутному стані. Строк служби більшої частини шахт перевищує 40 років. Вони є одними з найглибших, найнебезпечніших та найменш ефективних в усьому світі. Товщина вугільних пластів зазвичай менша ніж 1,3 м, залягають вони на глибині більше 700 м під землею, і в них присутній значний рівень вугільного метану. Протягом десятиріч видобування вугілля в Україні зменшувалось. Однак з середини 90-х років минулого століття, коли почали проводити реформи вугільної промисловості, в цій галузі спостерігалася стабілізація та навіть ледь помітний розвиток. Перші результати були незначними, але нова серія реформ, що впроваджувалися в 2001 р., призвела до збільшення видобування, закриття нерентабельних шахт, підвищення продуктивності та зменшення випадків смерті серед шахтарів. Частину шахт було приватизовано і нині переважно вони й роблять значний внесок в загальне видобування.

Вугільна промисловість – єдина галузь ПЕК, у якій видобування підтримується прямими державними субсидіями. Діючі ціни на вугілля не відшкодовують короткострокових виробничих витрат, частково через занадто швидке зростання цін на видобувне обладнання та матеріали. Багато шахт перебувають в жахливому фінансовому стані та не можуть робити інвестицій у перспективний розвиток. Більшою мірою ця проблема стосується непрозорого управління галуззю видобутку вугілля. В той час, коли ціни на матеріали зростають, приватні промисловці, які продають ці матеріали, шукають шляхів збереження низької ціни на вугілля. Ця проблема передусім стосується шахт, які перебувають у державній власності та підпорядковуються Міністерству вугільної промисловості (скорочено – Мінвуглепром) України. Уряд має детальний план подальшого закриття збиткових шахт і приватизації більшості шахт, які функціонуватимуть. *Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає істотне збільшення видобутку вугілля, щоб знизити залежність України від імпортованого природного газу. Однак спроможність країни досягти таких цілей цілком залежить від подальших реформ.

### Роль вугілля в українській економіці

З Другої світової війни та до 70-х років минулого століття Україна була провідною світовою вуглевидобувною країною. Після 70-х років посилювався розвиток російських шахт, глибина українських шахт почала збільшуватись

### **Вставка 7.1. Стислий погляд на українську вугільну промисловість**

**Видобуток (2004 р.):** 59,7 млн т

**Чистий імпорт вугілля (2003 р.):** 6,5 млн т

**Видобуток (прогноз Уряду на 2030 р.):** 122–146 млн т

**Використання вугілля:** електростанції (40 %); промисловість (45 %); централізоване тепlopостачання (10 %); житловий сектор (5 %)

**Кількість шахт (2005 р.):** 164, з яких 25 є приватними

**Кількість працівників:** приблизно 250 000 чол.

**Середня місячна зарплата (2002 р.):** 103 дол. США

**Частота нещасних випадків:** 2,54 смертей на 1 млн т вугілля

**Продуктивність праці (2005 р.):** 27,6 т в місяць на одного працівника

**Розподілення виробничих витрат:** матеріали (38 %); зарплати (28 %); соціальні витрати (14 %); виплата заборгованостей (10 %); адміністративні та інші витрати (10 %)

**Заборгованість вугільної галузі (1 травня 2005 р.):** 1,86 млрд дол. США

**Заборгованість за зарплатами (1 липня 2003 р.):** 216 млн дол. США

**Викиди CO<sub>2</sub> (від спалювання вугілля, 2004 р.):** 119 млн т (попередні дані)

*Джерела: Статистичні дані МЕА; Державний комітет статистики України; Енергобізнес.*

(як і вартість видобутку), й українська вугільна промисловість почала занепадати. Страйки на шахтах стали передвісником розвалу Радянського Союзу. Проте в перші роки незалежності України з'явилась гостра необхідність у реформуванні вугільної промисловості. В цей період видобуток вугілля знизився більше ніж на 65 %, тобто до 57,6 млн т у 1996 р. Зарплати не виплачувались та соціальні пільги скорочувалися.

З 1996 р, коли почалися реформи, Україна проводила політику приватизації та закриття неприбуткових шахт. Незважаючи на це, уряд у великих розмірах субсидіює цей сектор, який має значну заборгованість. Підвищення ефективності його роботи є поки що незначним. Складні соціальні умови, затримка зарплат, неефективні програми підвищення кваліфікації та працевлаштування – дуже суперечливі питання. Особливо це стосується великих шахтарських груп (у Східній Україні).

Промислові групи почали поступово отримувати контроль над сектором вуглевидобутку. уряд та незалежні аналітики стурбовані цією тенденцією.

Промислові групи підвищили ціни на матеріали та обладнання та дуже часто вимагають від шахт (навіть державних) підписувати ексклюзивні контракти на продаж вугілля за низьку ціну. Через це багато вугільних компаній перебувають у скрутному фінансовому становищі, незважаючи на субсидії держави. В основному промислові групи є приватними організаціями, які мають у власності як металургійні, так і машинобудівні компанії. Сталь, яку виробляють ці групи, є основною продукцією, яка експортується Україною.

Більшість українського вугілля переробляється в інші види енергії, такі як електрична, теплова та кокс. Згідно з даними Мінвуглепрому України<sup>48</sup>, у 2005 р., 46 % вугілля використовувалося для електростанцій та когенераційних станцій. Коксова та сталеливарна галузі використовували 29 %, опалювальні котли в системах централізованого тепlopостачання – лише 3 % загального обсягу вугілля, а власники будинків – дещо менше. Залишок (20 %) використовувався іншими споживачами.

Хоча частка вугілля у загальному обсязі енергоресурсів знизилась з 32 % в 1994 р. до 24 % в 2004 р., частка видобутку вугілля зросла на 3 % з 1996 р. Щоб відповідним чином відреагувати на обтяжливу залежність України від імпорту російського газу та нафти, уряд планує збільшити видобуток сирого вугілля до 90,9 млн т до 2010 р. та до 130 млн т до 2030 р. (за базовим сценарієм)<sup>49</sup>. Це дасть змогу збільшити частку вугілля власного видобутку в загальному обсязі енергоресурсів України. Залишається тільки оцінити, чи є такі плани реалістичними. Видобуток вугілля останніми роками був стабільний, однак з 2001 р. спостерігався незначний спад. У 2004 р. в українських шахтах було видобуто 59,7 млн т збагаченого вугілля (80,2 млн т сирого). Приватизація та закриття шахт тривають. Хоча програма реструктуризації навряд чи принесе бажаний результат, необхідно пам'ятати про високі соціальні витрати та розширення видобутку в майбутньому.

## Видобуток вугілля та його запаси

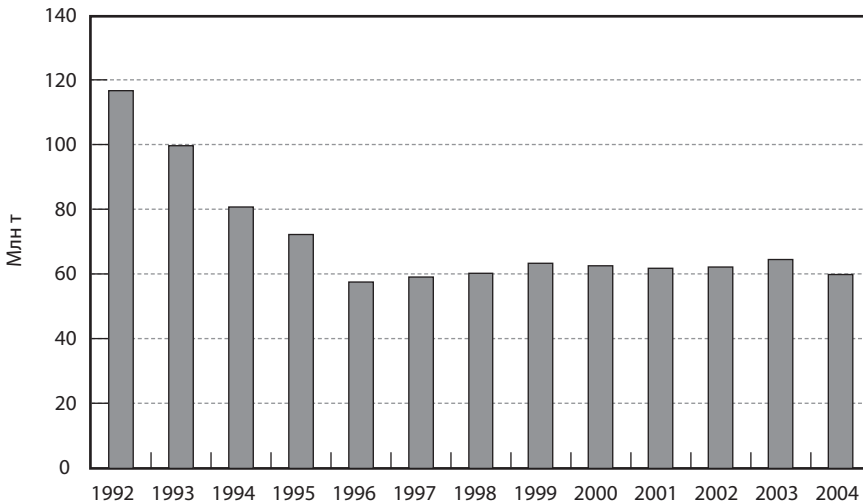
Видобуток вугілля істотно скоротився з того моменту, як країна отримала політичну незалежність (рис. 7.1), хоча спад розпочався на кілька десятиріч раніше, оскільки витрати на видобування в Україні зросли порівняно з іншими радянськими вугільними басейнами.

<sup>48</sup> Дані МЕА, які ґрунтуються на офіційній статистиці Держкомстату. Вони дещо відрізняються від даних за попередні роки. В даних МЕА використання вугілля для коксу є більшим, а для виробництва енергії та житлового сектору – меншим.

<sup>49</sup> Енергетична стратегія до 2030 р. передбачає три сценарії – песимістичний, базовий та оптимістичний. За песимістичним сценарієм видобуток незбагаченого вугілля зростає до 87,6 млн т у 2010 р. та до 121,5 млн т у 2030 р., а за оптимістичним сценарієм – до 100,4 млн т у 2010 р. та 146,3 млн т до 2030 р.

Рисунок 7.1

Видобуток вугілля, 1992–2004 рр.



Джерело: Статистичні дані МЕА.

На рис. 7.2 наведено запланований урядом вугільний баланс до 2030 р.<sup>50</sup> Уряд планує збільшити видобуток вугілля на 60 % за цей період. Зважаючи на історичні дані, це зростання стане основним завданням: як мінімум, воно потребуватиме послідовного впровадження радикальних реформ.

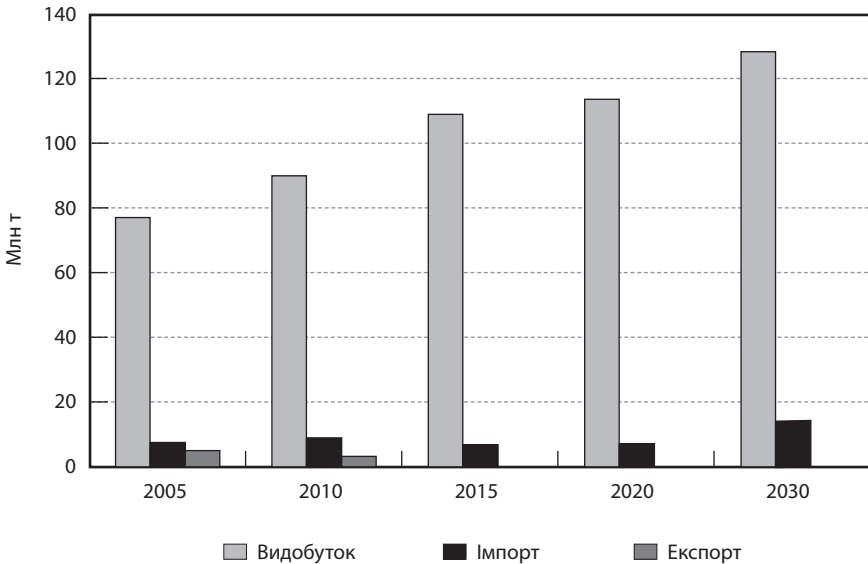
Через зниження якості вугілля з 1991 р. (особливо це стосується вмісту сірки), Україна перетворилась з чистого експортера вугілля на чистого імпортера. Якість вугілля, як видається, знизилася через виснаження пластів. Крім того, геологія пластів, що залишилися, обумовлює вугілля нижчої якості. Нині Україна купує вугілля в основному в Росії та в менших обсягах, в Казахстану. В 2003 р. в Україну було завезено 7,1 млн т вугілля, більшу частину якого становило коксове вугіллям. Обсяг експорту вугілля з України збільшився останніми роками, але його відсоток є дуже низьким.

За даними уряду, можливості видобутку вугілля в Україні нині досягають 91,5 млн т на рік, а це навіть менше, ніж половина потужності віддачі пластів, яка спостерігалась у 1991 р. Оцінка загальних та розвіданих запасів в Україні дуже варіює. Всесвітня енергетична рада (ВЕР) оцінила загальні запаси вугілля в Україні в 52 млрд т (Всесвітня енергетична рада, 2000); за оцінками уряду, запаси становлять 117,5 млрд т (Кабінет Міністрів України, 2006а).

<sup>50</sup> На рис. 7.1 наведено дані щодо збагаченого вугілля, на рис. 7.2 – щодо сирого.

Рисунок 7.2

Прогнозовані обсяги видобутку сирого вугілля, імпорту та експорту (базовий сценарій)



Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

Подібну різницю було виявлено й у розвіданих запасах, тобто тих, з яких видобувається прибуткове вугілля (за основу взято геологію, технологію, ринкові умови, майбутні ціни та ін.). За оцінкою ВЕР, такі запаси становлять 34,2 млрд т, включаючи 16,3 млрд т бітумінозного вугілля та антрациту, 16 млрд т напівбітумінозного вугілля та 1,9 млрд т бурого вугілля. За оцінками уряду розвідані запаси досягають 56,7 млрд т, лише 6,5 млрд т такого вугілля розміщено в діючих шахтах. Більше того, з різних причин, близько 15 % цих ресурсів у будь-якій шахті під час пошуково-розвідувальних робіт втрачається.

На сьогодні немає міжнародних стандартів, які б визначали склад достовірних запасів. Це породжує різноманіття оцінок українських родовищ, що ускладнює процес визначення реального рівня запасів. Крім того, поки що неясно, які економічні припущення та аналізи використовував уряд, щоб отримати такі результати. (Розрахунки ВЕР визнаються повсюдно та використовуються у щорічному огляді MEA *World Energy Outlook*). Зважаючи на незадовільний технічний стан українських шахт та обладнання, високі витрати на видобуток та невтішні прогнози щодо майбутніх цін на вугілля (порівняно з іншими енергетичними ресурсами), реалістичніше виглядають менш оптимістичні оцінки рівня запасів. У разі невжиття будь-яких заходів

щодо поліпшення якості вугілля, можливо, що й ці дані погіршаться у майбутньому.

Вугілля активних шахт вистачить ще на 40–90 років, залежно від швидкості виснаження родовищ<sup>51</sup>. У разі підвищення обсягів видобутку, запланованого в *Енергетичній стратегії до 2030 р.*, швидкість виснаження родовищ обов'язково підвищиться. Для відкриття нових родовищ вугілля потрібні значні інвестиції, що супроводжуватиметься певним ризиком через невідомість обсягу запасів, а також майбутніх цін на вугілля. Приватні інвестори зацікавляться цим лише тоді, коли ціни на вугілля повністю відшкодуюватимуть реальні витрати на видобуток і забезпечуватимуть повернення інвестицій на розумному рівні. Для цього необхідно створити конкурентний вугільний ринок.

## Шахти

Трьома основними українськими вугільними басейнами є Донецький і Львівсько-Волинський антрацитні басейни та Дніпровський буро-вугільний басейн. Вони розташовані в шести областях: Донецькій, Луганській, Дніпропетровській, Львівській, Кіровоградській та Волинській. Більше ніж 95 % вугільних запасів сконцентровано в перших трьох областях. Донецький басейн містить більше 98 % українських запасів антрациту (рис. 7.3).

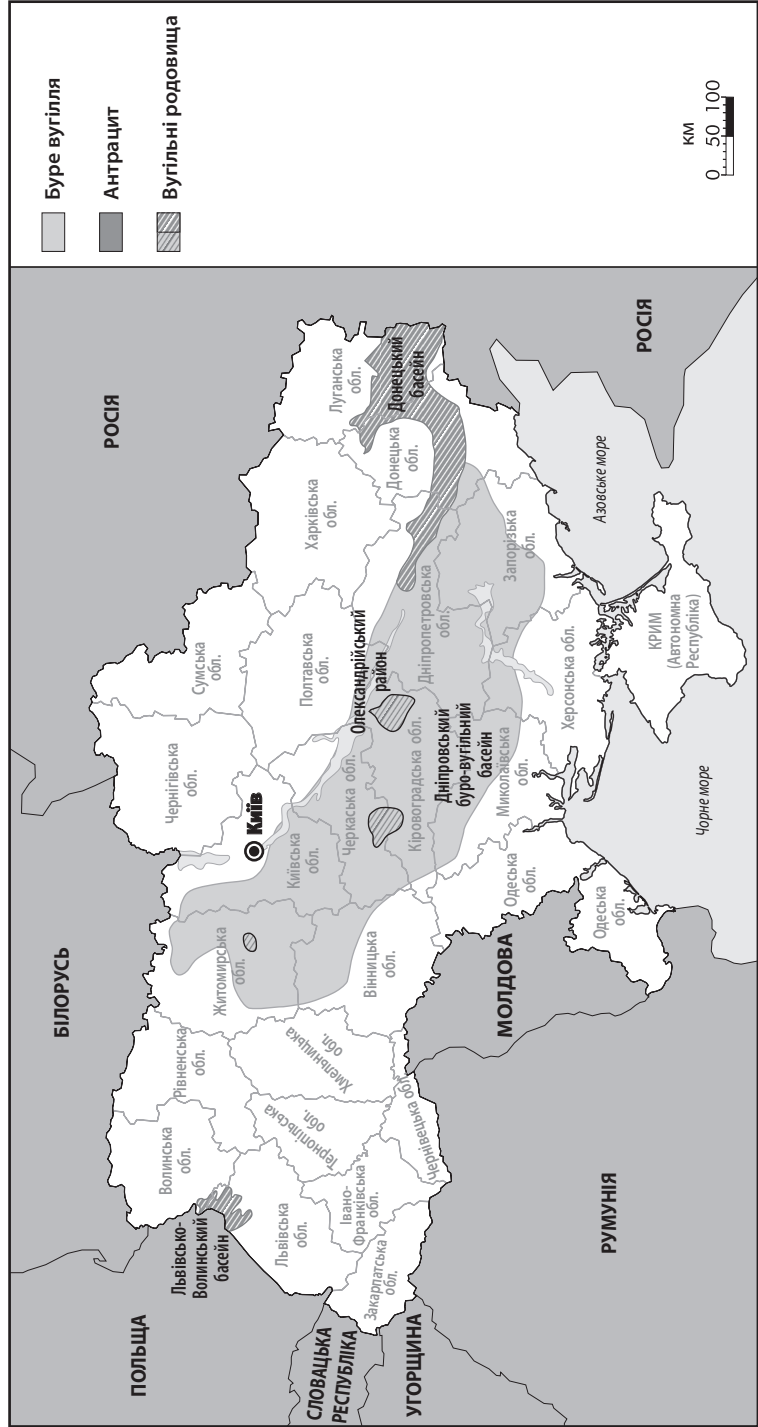
Умови видобування та геологічні умови в українських шахтах знижують продуктивність видобування вугілля. Середня глибина шахт – від 700 м, в 20 % шахт вона досягає 1000–1400 м. Крім того, вугільні пласти дуже тонкі – у 85 % випадків товщина шару вугілля, який можна видобути, менша ніж 1,2 м. Вугільні пласти – часто дуже круті, що підвищує вартість механічного видобутку, ускладнює його або взагалі робить неможливим. У регіоні Донбасу 35 % вугільних пластів є дуже крутими, тому вугілля можна видобувати лише вручну (Центр ім. Разумкова, 2003). Таке положення створює небезпечні умови роботи, знижує продуктивність праці та підвищує маргінальні витрати видобутку вугілля.

Україна має найстарший шахтний фонд на території колишнього Радянського Союзу, середній вік шахт досягає 40 років. Лише 4 % було відремонтовано за останні 20 років. Дві третини шахтного обладнання відпрацювало більше ніж передбачав запланований ресурс. Середньорічний видобуток кожної шахти менше 800 000 т (рис. 7.4 і 7.5), що істотно нижче за рівень сусідніх країн, де видобувають вугілля. Якість вугілля також низька, вміст вугільної золи у видобутому вугіллі дуже високий (частково через тонкі

<sup>51</sup> Цей прогноз ґрунтується на оцінках запасів, здійснених урядом України, інших відкритих оцінок запасів в активних шахтах немає. Щодо інших категорій запасів, оцінки уряду зазвичай вдвічі вищі за розрахунки міжнародних експертів.

Рисунок 7.3

Основні вугільні басейни України



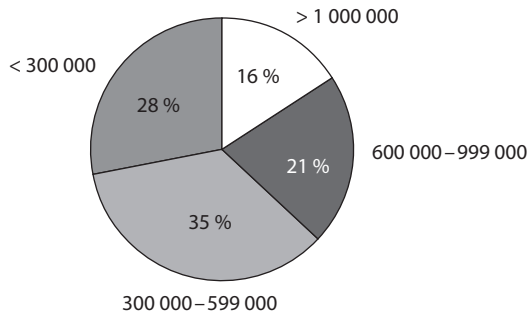
Джерело: Центр ім. Разумковца, 2003.

вугільні пласти) – 37,9 % у вугіллі для внутрішнього користування та 25,5 % у вугіллі на експорт (Енергобізнес, 2005). Ці рівні повільно зростали з 1991 р., відповідно на 29,8 та 18,3 %. Вміст сірки в середньому становить 2,5 % й це також дуже високий рівень. Низька якість вугілля, що видобувається, зумовлює необхідність проведення обробки перед продажем, а це знижує конкурентоспроможність українського вугілля на світовому ринку. В дійсності, головним чинником зменшення експорту вугілля стало зниження його якості з 1991 р.

Відповідно до *Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.* найбільш проблемою вугільної промисловості виявилось те, що шахти дуже застарілі, їхній ресурс вичерпано настільки, що в них немає сенсу

Рисунок 7.4

Вугільні шахти за щорічним обсягом видобутку, т на шахту

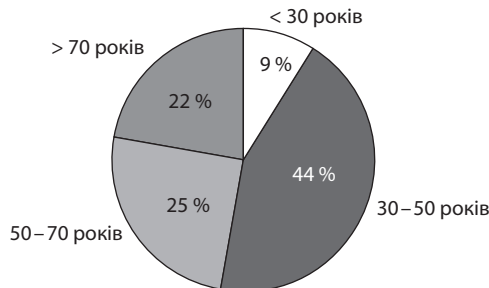


Примітка: % означає відсоток шахт у кожній категорії видобутку

Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

Рисунок 7.5

Вугільні шахти за віком



Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.



залучати інвестиції в нові технології, які б підвищили конкурентоспроможність шахт.

## Власність і адміністративна структура

---

Україна має 164 діючі шахти. Три приватні компанії – «Краснодонвугілля», «Красноармійська-Західна» та «Павлоградвугілля» – володіють 25 з цих діючих шахт. У них в основному видобувають коксівне вугілля, тому вони й залучають найбільші інвестиції. Решта шахт перебуває у власності 24 державних підприємств, які, в свою чергу, перебувають у власності та під наглядом Мінвуглепрому України.

Протягом останніх років у вугільній промисловості України відбувалися численні адміністративні зміни. Наприкінці 90-х років минулого століття до компетенції Міністерства вугільної промисловості України входили питання, що стосуються вугільної промисловості та видобутку вугілля державними підприємствами. Це міністерство було ліквідоване в 2000 р. і його функції перейшли до нового Міністерства палива і енергетики України. В 2005 р. уряд знов заснував Міністерство вугільної промисловості України. Приблизно в цей самий період (на початку 2005 р.) уряд також створив нову державну компанію «Вугілля України», до власності якої перейшло 24 державних підприємства, що володіють більшістю вугільних шахт. Пізніше, того ж року уряд ліквідував компанію «Вугілля України» та перевів компанії у власність нового Міністерства вугільної промисловості України. Такі часті зміни є затратними, порушують робочий ритм, ускладнюють проведення реформ, а також створюють перешкоди для проведення моніторингу і вирішення проблем корупції і фіксації цін.

## Реформи і реструктуризація

---

Україна розпочала процес реформування вугільної галузі в 1996 р. Указом Президента *«Про структурну перебудову вугільної промисловості»*. Це заклало політичну базу для реформування галузевої структури та власності, скорочення державних субсидій та запровадження ринкового стимулювання. З цього моменту розпочався тривалий процес реструктуризації радянської системи централізованого планування та закриття неприбуткових шахт. Однак реформа проводилася на тлі недостатнього фінансування, браку кадрів, неефективного управління та неоднозначної позиції громадськості щодо реформування вугільної промисловості.

У вересні 2001 р. український уряд схвалив *Програму «Українське вугілля»*, якою започаткував 3-етапний план, розрахований до 2010 р. Згідно з цим планом, уряд в першу чергу повинен був денационалізувати шахти, згодом перетворити їх на відкриті акціонерні товариства та продати з аукціонів

стратегічним інвесторам. Крім того, Верховна Рада України прийняла законодавчі акти, спрямовані на поліпшення стандартів безпеки та ліквідацію соціальних наслідків закриття шахт у 2001–2005 рр. В рамках *Програми «Українське вугілля»* уряд вдало закрити кілька шахт та приватизував інші. Видобуток залишився достатньо стабільним, а продуктивність праці зросла. Однак ця програма не отримала достатнього фінансування, не було впроваджено необхідні програми професійного навчання та інші соціальні програми. В цей період накопичувалася заборгованість з виплати зарплат, багато шахтарів померли під час нещасних випадків у шахтах, відбулося багато шахтарських страйків, тому назвати реалізацію цієї програми повністю успішною навряд чи можна. До 2003 р. приватизація шахт відкладалася, шахти було реорганізовано в державні підприємства, і сектор набув вертикально інтегрованої структури.

7 липня 2005 р. Кабінет Міністрів України розробив нову *Концепцію розвитку вугільної промисловості*, в якій викладено плани реструктуризації та розвитку вугільної галузі до 2030 р. Уряд продовжуватиме перетворювати державні підприємства на відкриті акціонерні товариства та приватизувати їх на конкурентних торгах. За розпорядженням Президента України В. Ющенка уряд нині засновує робочу групу для підготовки приватизації додаткових вугільних підприємств. Спочатку робоча група розробить список підприємств, які необхідно приватизувати, а потім має підготувати документи та вжити подальших заходів для поглиблення процесів приватизації. Однак робоча група насправді не готуватиме тендери на приватизацію. Уряд продовжуватиме закривати неприбуткові шахти.

Відповідно до теперішньої політики у вугільній промисловості основні цілі уряду є такими:

- Розвиток існуючої виробничої потужності шляхом залучення інвестицій в кращі технології.
- Ефективне використання вугільних запасів завдяки реконструкції виробничого обладнання.
- Адаптація підприємств вугільної промисловості до ринкових умов забезпеченням дієвої законодавчої бази для залучення приватних інвестицій.
- Трансформація структури промисловості завдяки чіткому розподіленню функцій між різними органами управління.
- Підвищення рівня робочої безпеки та соціального захисту усіх працівників.
- Забезпечення виконання екологічних правил.

На першій стадії цієї програми (2006–2010 рр.) уряд зосередиться на модернізації шахтного обладнання та приватизації. Додаткову потужність 17 млн т сирого вугілля буде додано після того, як три шахти буде розшире-

но, а інші реконструйовано. На другій стадії (2011–2015 рр.) виробництво вугілля та потужність зростуть після того, як додатково три шахти буде розширено, інші реконструйовано. На третій стадії (2015–2030 рр.) буде відкрито нові шахти, що відповідатиме зростаючим потребам у вугіллі.

Уряд сподівається досягти цих цілей шляхом приватизації та формування прозорішого вугільного ринку. В 2005 р. лише 7 % шахт були приватними, але вони видобували 40 % українського вугілля. Однак це не можна безпосередньо пов'язати з приватизацією і розвитком ринкових відносин, оскільки приватні компанії виявляють бажання визначити власний розклад видобування залежно від ринкових умов. Отже, виставлення цілей щодо видобування та приватизація шахт можуть виявитися обопільно непослідовними.

У 2005 р. уряд виділив 1,4 млрд грн (278 млн дол. США) для технологічного інвестування в існуючі шахти та 800 млн грн (160 млн дол. США) на реструктуризацію, в тому числі на закриття шахт та вирішення екологічних наслідків цих дій. Крім того, обсяг субсидювання видобутку вугілля за останні роки щороку дорівнював 6 млрд грн (1,2 млрд дол. США). В новому Міністерстві створено відділ з соціальних та адміністративних питань, а також підрозділ охорони праці та соціальних зв'язків. Разом ці відділи управлятимуть соціальними програмами професійного навчання, працевлаштування, а також впровадження заходів безпеки на робочих місцях. Ці соціальні програми також отримують підтримку з боку Міністерства економіки України, яке вкладає кошти з власного бюджету.

## ● Закриття шахт

Закриття шахт є складною соціальною проблемою і висуває ряд соціально-політичних завдань. Проблеми починаються з моменту прийняття рішення закрити шахту. Протягом останніх років держава в середньому закривала 15 шахт на рік (Прудка, Кадочнікова, 2005). До 2005 р. більше ніж половину з 122 шахт запланованих до закриття ще в 2001 р., було закрито, але з відставанням від розкладу. Протягом найближчих п'яти років уряд планує закрити ще приблизно 50 шахт та вже заявив про намір класифікувати шахти за трьома категоріями: 1) прибуткові шахти, що готові до приватизації; 2) шахти, що мають економічний потенціал, хоча сьогодні не є прибутковими; 3) шахти, які не є економічно життєздатними та які слід закрити. Ця класифікація передбачає, що до списку шахт, які слід закрити, необхідно додати ще певну кількість.

Закриття шахт має соціальні наслідки як для окремих працівників, так і для гірничих співтовариств у цілому. Виділення робочих місць для шахтарів – процес складний і потребує великих витрат. Однак, як свідчить аналіз Світового банку, більшості шахтарів набагато легше знайти нові робочі місця самотужки, ніж це можуть спрогнозувати політики (Світовий банк, 2003б).

У Донецькому регіоні, де сконцентрована більша частина шахт, економічна ситуація набагато краща, ніж в Україні загалом, тому сусідні співтовариства часто мають можливість забезпечити колишніх шахтарів робочими місцями. Робітникам похилого віку та жінкам складніше знайти нову роботу. Це означає, що необхідно зосереджувати більше зусиль на збереженні та створенні нових робочих місць. Вирішення питань експлуатації будівель, систем опалення та соціального майна є також непростим завданням, особливо під час або після закриття шахти. Муніципалітетам може знадобитися допомога щодо розробки життєздатних планів у цих сферах.

Закриття шахт також піднімає екологічні питання: хто відповідатиме за очищення шахтного майданчика та стічної води з шахти, яка може забруднити питну воду або місцеві річки? Сьогодні уряд України має окремий фонд для відновлення навколишнього середовища як частини програми закриття шахт. Однак такого фінансування ледь вистачає для того, щоб розпочати процес виведення шахти з дії. Повне відшкодування таких витрат дуже важливо не тільки для екологічно прийняттого стану районів гірничих робіт, а й для забезпечення відповідних ринкових сигналів відносно екологічної вартості енергії.

## ● Стратегія майбутнього розвитку сектору

Політика уряду України визначає чітку мету – істотне збільшення обсягів видобування та використання вугілля на наступні 25 років. За оцінками уряду, вугільному сектору знадобиться 221,7 млрд грн (44,3 млрд дол. США) для інвестицій на період до 2030 р., з яких 48 млрд грн (9,6 млрд дол. США) буде отримано з державного бюджету (табл. 7.1).

Окремого фінансування на вирішення екологічних наслідків видобування не передбачається, однак уряд планує виділити кошти з Державного фонду охорони навколишнього природного середовища для встановлення систем регулювання викидів та обладнання очистки на деяких електростанціях, у тому числі тих, що працюють на вугіллі.

Таблиця 7.1

*Прогнозовані витрати вугільної промисловості, 2006–2030 рр.*

	Млрд грн	Млрд дол. США
Технічне переоснащення виробництва	76,3	15,3
Капітальне будівництво	82,8	16,6
Закриття шахт (реструктуризація)	9,1	1,8
Утримання гірничорятувальних служб та галузевих інститутів	4,0	0,8
Поточні ремонти та заміна обладнання	49,5	9,9

Примітка: Сума в доларах США є конвертованим еквівалентом суми у гривнях.  
Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

Як виявилось, заснування нового Міністерства вугільної промисловості України не змінило напрямів або стратегії реформ. Залишилось очікувати, чи буде проводитися фінансування нової політики відповідно до плану.

## Вартість і ціни

### ● Формування цін на вугілля і ринкові механізми

Теоретично ціни на вугілля в Україні вільно визначаються ринком. На практиці спостерігається багато викривлень ціни, найбільше з яких – субсидювання вугільного сектору, державні паливні асигнування в ПЕК та вплив приватних монопольних покупців. Приватні промислові групи отримали величезну владу завдяки ексклюзивним контрактам на купівлю вугілля в гірничодобувних компаніях. В дійсності, уряд та великі промислові групи встановлюють ціни на неконкурентних засадах.

В Україні є оптовий ринок вугілля, але виробничі витрати перевищують ціни на вугілля більшої частини шахт. Уряд компенсує різницю прямим субсидюванням видобутку. В 2004 р. уряд виділив субсидій на 15,50 грн (приблизно 3 дол. США) на 1 т вугілля, що еквівалентно 9 % середньої оптової ціни. Уряд також фінансує інші, довгострокові витрати на видобуток вугілля на державних підприємствах, в тому числі капітальні витрати, витрати на закриття шахт та виведення їх з дії.

У рамках програми реструктуризації вугільної промисловості уряд зробив суттєве інвестування у вугільні шахти, щоб забезпечити їх прибутковість. Однак ці інвестиції напряму йдуть з державного бюджету та не відображаються у ціні на вугілля. В 2005 р. уряд здійснив капітальні інвестиції в шахтну технологію у розмірі 1,4 млрд грн (277 млн дол. США) та ще доплатив 800 млн грн (158 млн дол. США) на реструктуризацію та закриття шахт (включаючи усунення екологічних наслідків видобування). Додаткове фінансування було витрачено на утримання робочих місць і вирішення соціальних наслідків закриття шахт.

Більша частина шахт все ще перебуває у власності держави. Багато споживачів (особливо електростанції) також мають державну форму власності. Мінпаливенерго України виділяє паливо для електростанцій. Таким чином, поки існує оптовий обмін, ринок не встановлює ціни, а лише впливає на них.

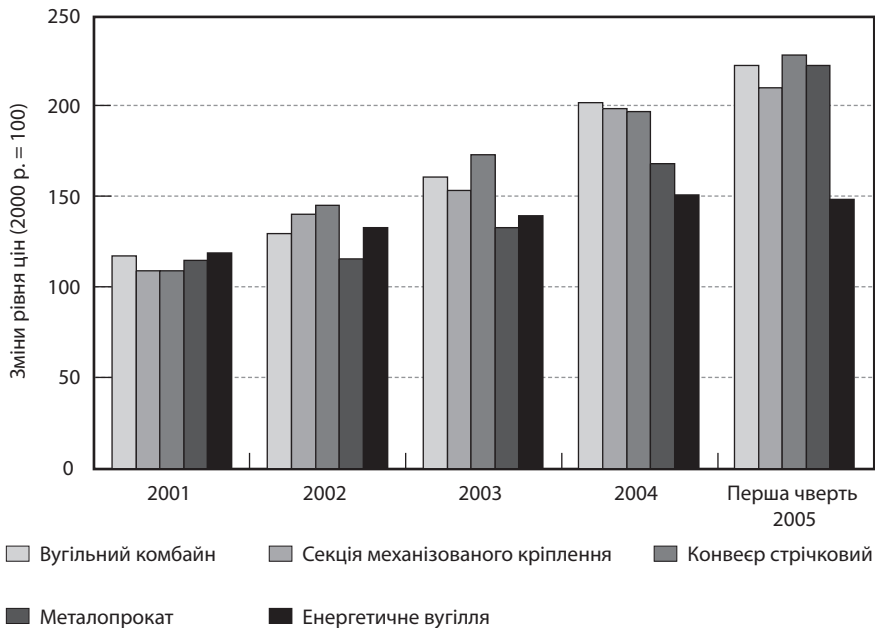
Як уже зазначалося раніше, великі індустріальні групи мають значний вплив на формування ціни на вугілля. За дослідженням, проведеним Центром ім. Разумкова у 2003 р., а також за даними дослідження Світового банку в 2003 р., ціни на українське вугілля були заниженими на 20–40 % відносно витрат на видобування, оскільки приватні посередницькі структури моно-

полізують розподіл. Більше того, ціна на коксівне вугілля є нижчою, ніж ціна на енергетичне вугілля. Така ситуація не часто трапляється у світі та вказує на ринкові викривлення. Промислові групи, які володіють металургійними підприємствами, контролюють як розподіл, так і продаж коксівного вугілля. Корпорація «Індустріальний союз Донбасу» – одна з найпотужніших промислових груп в Україні. Вона володіє (прямо або опосередковано) великою кількістю металургійних та машинобудівних компаній, вугільних шахт і посередницьких компаній. Звіт, складений Центром ім. Разумкова, наводить у приклад дві шахти – «Добропіллявугілля» та «Селидіввугілля», на яких високий відсоток видобутого вугілля було продано одному посередникові – ЗАТ «АРС». Компанія згодом перепродала це вугілля сталеливарним заводам та іншим промисловим підприємствам із 20–30-відсотковою націнкою.

У свою чергу, металургійні групи постачають обладнання та матеріали на шахти за цінами, що відображають їхню монополію у сфері виробництва цих складових. У результаті цього ціни на матеріали та обладнання, які продаються шахтам, зросли приблизно на 220 %. Протягом цього самого періоду ціни на енергетичне вугілля в 2000–2005 рр. зросли на 49 % (рис. 7.6)

Рисунок 7.6

Динаміка цін на енергетичне вугілля та гірничошахтне обладнання порівняно з 2000 р.



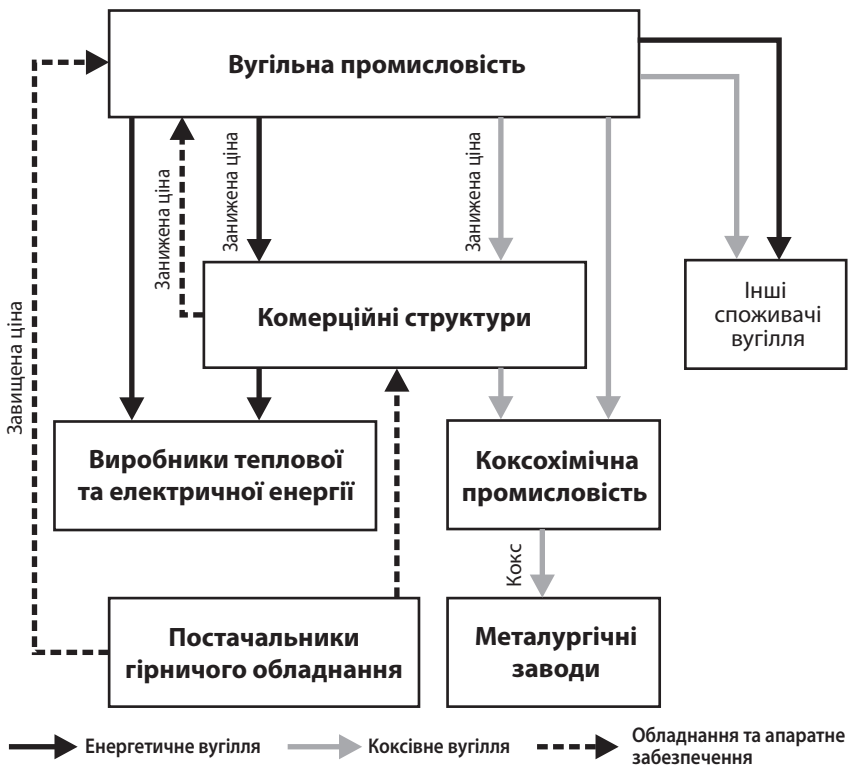
Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

(Кабінет Міністрів України, 2006а). У звіті Центру ім. Разумкова 2003 р. зазначено:

«На міжгалузевому ринку працює, зокрема, досить проста замкнена схема: вугільна промисловість (вугілля за зниженою ціною) – металургійна промисловість (експорт металу), електроенергетика – машинобудування (обладнання та устаткування, за завищеною ціною) – вугільна промисловість. Збитки державних підприємств відшкодовуються за рахунок Державного бюджету (а фактично – “податку на корупцію” з громадян України), а якщо ні – накопичення боргів підприємством (будь-яким із цього ланцюга), що часто створюються штучно з метою оголошення його банкрутом і приватизації за борги, або за ліквідаційною ціною» (Центр ім. Разумкова, 2003) (рис. 7.7).

Рисунок 7.7

Фінансовий тиск та управління вугільною промисловістю: товари і грошові потоки



Джерело: Центр ім. Разумкова, 2003.

В *Енергетичній стратегії до 2030 р.* уряд також зазначає, що приватні підприємства – монополісти на ринку виробництва певного типу вугледобувного обладнання отримують надлишковий прибуток, тоді як шахти зазнають збитків. Ці приватні компанії можуть накопичувати прибутки за рахунок держави через субсидювання та державну власність шахт. Така тенденція є особливо наглядною для коксівного вугілля, оскільки воно використовується для виробництва сталі на експорт. Така форма корупції штучно занижує ціни на вугілля та завищує витрати на його видобування. В результаті цього утворюється механізм, за яким державні фонди потрапляють до приватних компаній, контрольованих багатими промисловцями, шляхом субсидювання проблемного сектору. Деякі такі промисловці вже отримали прибуток від купівлі шахт, які мали високу заборгованість, за дуже низькими цінами, набагато нижчими за ринкові.

### ● Прибутковість видобутку вугілля

Згідно зі звітом Світового банку, в 2003 р. приблизна середня вартість видобутку вугілля становила 29 дол. США за 1 т, що вище на 15 %, ніж ціна на вугілля – 25 дол. США за 1 т (Світовий банк, 2003б). Станом на 2005 р. шахти все ще були неприбутковими, але втрати почали зменшуватися. Середня ціна на вугілля була на 5 % нижча, ніж середня вартість видобутку в 2005 р., хоча серед державних шахт цей показник досяг 19 % (Енергобізнес, 2006). Вартість видобутку на державних шахтах на 14 % вища, ніж середні витрати по Україні. Цю високу вартість було рівними частинами розподілено між складовими вартості (наприклад, матеріали та праця). Більше того, прибутковість видобутку вугілля в шахтах варіює дуже істотно, але шахти із високими показниками видобутку виявляються прибутковішими. Приватизовані шахти мають також набагато більше прибутку, ніж ті, що перебувають у державній власності.

Станом на 1 грудня 2005 р. вугільний сектор мав невиплачені борги в сумі 9,4 млрд грн (1,86 млрд дол. США). Значна частка цих боргів виникла через податки або зарплати працівникам. Незважаючи на те, що рівень боргів з року в рік зростає, швидкість їх збільшення уповільнилася з 1996 р. Коригування штучно низьких цін під ринкові умови у поєднанні з капітальними інвестиціями та інвестуванням в нові технології мають підвищити ефективність і стабільний рівень видобутку вугілля, принаймні в більшій частині шахт, не розраховуючи постійно на високі державні субсидії.

### ● Продуктивність праці

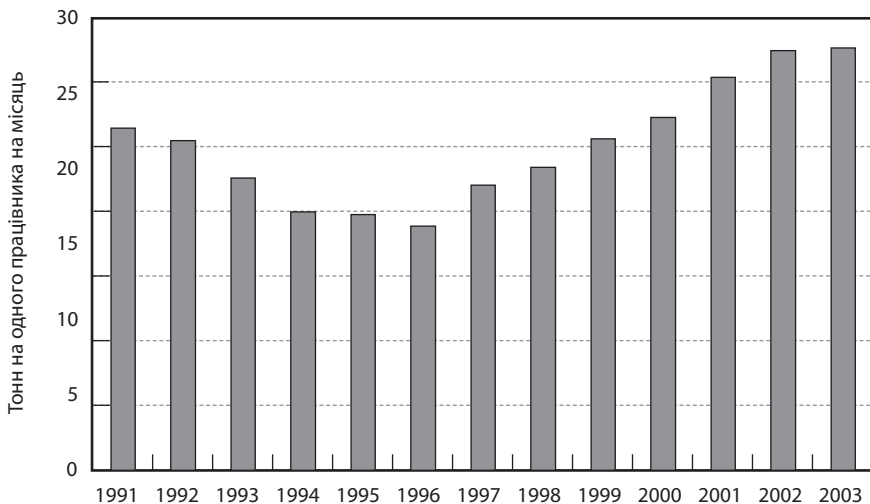
Продуктивність праці – важливий показник життєздатності вугільної промисловості. Підвищення продуктивності праці також є важливим механізмом підвищення життєвого рівня працівників. В Україні показники продуктивності праці значно нижчі, ніж у більшій частині подібних країн, що видобувають вугілля: показники продуктивності робочої сили в Україні вдвічі



нижчі за показники продуктивності в Польщі, в 5 разів нижчі, ніж у країнах Західної Європи та в 20 разів нижчі, ніж у США. Продуктивність праці істотно варіює залежно від області та типу власності шахт – приватних або державних. Цей показник змінюється від більше ніж 1 т на одного працівника на місяць у Донецькій області до майже 95 т на місяць на одного працівника в шахті «Красноармійська-Західна» в перші 5 місяців 2005 р. Середній видобуток по країні за цей період становив 27,6 т на місяць на одного працівника, в той час як серед державних шахт цей показник досяг 23,3 т на місяць на одного працівника. В приватних шахтах видобуток досяг 57 т на місяць на одного працівника. Отже, продуктивність праці почала стабільно зростати з початком реформ у 1996 р. та й надалі зростатиме (рис. 7.8).

Рисунок 7.8

### Продуктивність праці



Джерело: Центр ім. Разумкова, 2003.

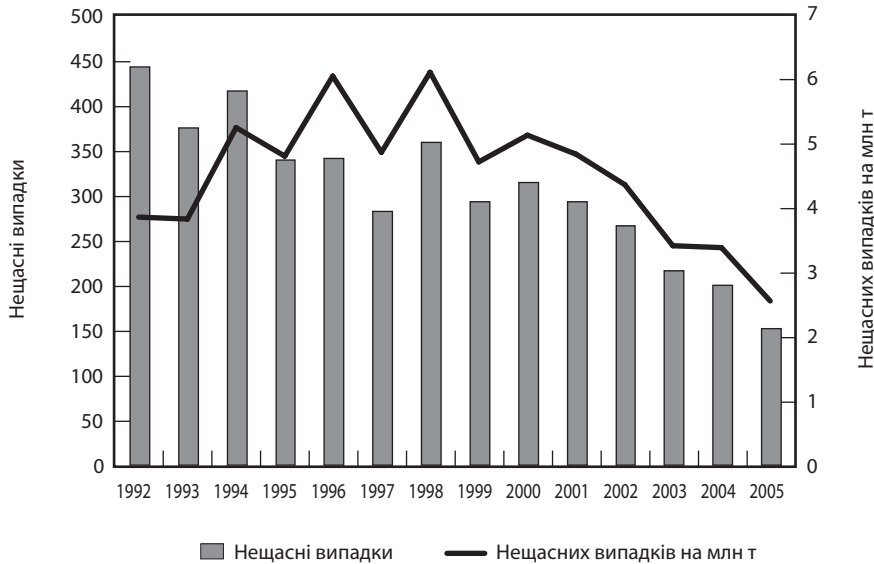
Продуктивність праці є дуже важливим фактором через її зв'язок із безпекою вугільних шахт. Якщо продуктивність є високою, то для видобутку 1 т вугілля залучається менше шахтарів. Отже, це зменшує кількість нещасних випадків, тому що менше шахтарів перебувають у зоні ризику.

## Забезпечення безпеки на вугільних шахтах

Українські шахти є одними з найнебезпечніших у світі. Нещасні випадки на українських шахтах спричинили понад 3 000 смертей протягом останнього десятиріччя. Однак частота нещасних випадків у вугільних шахтах почала

Рисунок 7.9

## Нещасні випадки під час видобутку вугілля в Україні



Джерело: Статистичні дані МЕА, Мінпаливенерго України та ПЕЕР.

помітно зменшуватися з 2000 р. (рис. 7.9). Більшою мірою це відбувається завдяки зміцненню безпеки на вугільних шахтах в рамках реформ вугільного сектору. На українських вуглевидобувних підприємствах у 2004 р. працювало приблизно 250 000 шахтарів.

До цього часу, при рівні 2,5 смертей на 1 млн т вугілля, Україна залишається небезпечним місцем для тих, хто заробляє на життя в цій галузі. Така ситуація є значно гіршою, ніж у США, Індії та навіть в Росії (в Росії рівень смертності нижчий ніж 1 працівник на 1 млн т вугілля, хоча цей показник є високим за міжнародними стандартами). Єдиною країною з вищим рівнем нещасних випадків залишається Китай, де 5,8 смертей припадало на 1 млн т вугілля у 2000 р.

Проблеми безпеки на шахтах часто загострюються, коли шахти знаходяться під інтенсивним тиском підвищення видобутку та прибутковості. В деяких випадках, особливо на шахтах, де видобувають коксівне вугілля, видобуток перевищує проектну потужність вдвічі, що призводить до створення небезпечних робочих ситуацій і збільшення смертельних випадків (Світовий банк, 2003б).

Мінпаливенерго України здійснило аналіз нещасних випадків у 2005 р., зазначаючи, що основною їх причиною в шахтах є людські помилки (як неналежна трудова дисципліна, так і інженерні погрішності), невчасна або невідповідна медична допомога, погане навчання експертів та керівників,

збоїв роботі обладнання, нестача кріпильних матеріалів та низький рівень механізації допоміжних робіт. Більша частина смертельних випадків спричинена фізичними результатами вибуху метану, який витікає з вугільних пластів та найближчих гірських порід. Українські шахти характеризуються великим обсягом метану, що міститься між вугільними пластами, і недостатнім забезпеченням охорони праці.

У лютому 2004 р. Кабінет Міністрів України затвердив переглянуту *Програму підвищення безпеки праці на вугільних шахтах*. Уряд виділив 105 млн грн (19 млн дол. США) на програму в 2004 р. та 117 млн грн у 2005 р. Великий обсяг цих коштів було витрачено на технічні заходи поліпшення безпеки шахт, наприклад, обладнання дегазації та телекомунікації. Шахти будуть здійснювати додаткове фінансування з власних коштів. Програма містить 130 важливих заходів, яких міністерства та урядові установи мають вжити в різних сферах, включаючи дослідницьку діяльність, посилення дегазації та зміцнення вентиляційних систем, а також адміністративні заходи, такі як розробка нових правил. Широке коло зацікавлених осіб задіяно у впровадженні програми, включаючи Міністерство палива та енергетики України, Міністерство праці та соціальної політики України, Міністерство охорони навколишнього природного середовища України, а також шахти, обласні адміністрації, дослідницькі інститути та інші заклади. Програма не містить окремих цілей, таких як зменшення кількості нещасних випадків, а зосереджується більше на заходах, які призведуть до зміцнення безпеки праці.

Партнерство з енергетичних та екологічних реформ (ПЕЕР), американо-українська неурядова організація нині співпрацює з українськими шахтами та Департаментом праці США над питаннями безпеки праці в українських шахтах. ПЕЕР вважає, що кількість нещасних випадків можна зменшити, установивши сучасні системи дегазації, утилізації породного пилу, фільтрації підземних вод, модернізовані системи вентилявання, а також вживши заходів щодо виконання законів та нормативних актів з безпеки праці.

## Метан вугільних родовищ

---

Вивільнення метану з вугільних пластів необхідно для запобігання неминучим вибухам у шахтах. Більше того, в уловленому стані його можна використовувати як джерело енергії або заміник природного газу, або спалювати на місці з метою отримання тепла та електричної енергії. Уловлення та утилізація шахтного метану також допоможе зменшити викиди CO<sub>2</sub> та, можливо, допоможе Україні в майбутньому отримати вуглецеві кредити.

За даними ПЕЕР, Україна посідає четверте місце за запасами шахтного метану, вони становлять 11–12 трлн м<sup>3</sup>. Український уряд підрахував, що до 3 млрд м<sup>3</sup> виходить з вугільних пластів кожного дня, й лише частина цього газу вловлюється. ПЕЕР здійснило комплексне дослідження та опублікува-

ло детальний аналіз економічної доцільності впровадження проектів використання шахтного метану в Донецькому регіоні. Воно також провело інвентаризацію викидів метану в українських шахтах.

У 2004 р. уряд України провів переговори з двома компаніями (американською та японською), які виявили зацікавленість в інвестуванні в програми утилізації шахтного метану в Україні. Пілотні проекти вже запущено в дію. Можливо, що в найближчому майбутньому буде впроваджено масштабні проекти використання метану вугільних пластів за рахунок інвестицій іноземних компаній. «Краснодонвугілля» – найбільше вуглевидобувне підприємство в Україні – нещодавно завершило проект зі збирання метану вугільних пластів на одній з власних шахт, передусім, з метою його використання для опалення та виробництва електричної енергії на місці. Вартість проекту – 1,8 млн грн (350 000 дол. США); він окупить себе через рік. Програма TACIS Європейського Союзу фінансувала техніко-економічне обґрунтування на 2,5 млн євро (2 млн дол. США) для проекту підвищення безпеки шахт, з цієї суми 750 000 євро (900 000 дол. США) було направлено на вилучення метану та його утилізацію. США фінансували комплексну роботу з утилізації шахтного метану в Україні через Агентство з охорони навколишнього середовища США та Департамент праці США.

Верховна Рада України розглядає Закон України «Про метан вугільних родовищ». Цей закон містить законодавчі принципи видобутку та утилізації метану вугільних родовищ. Конкурентне ціноутворення на метан допоможе стимулювати інвестиції в шахтний метан. Вільний доступ до газового трубопроводу є також важливим, оскільки він оптимізує ліцензійний режим. На сьогоднішній день компанії висловлюють стурбованість, оскільки вони не можуть отримати ліцензії на видобуток метану вугільних родовищ на найбільших та найприбутковіших об'єктах, а їхня діяльність обмежена малими та менш привабливими ділянками. Це знижує шанси інвестування. Компанії повинні мати можливість обирати ділянки на комерційних засадах.

## Екологічний вплив

Видобуток вугілля дуже негативно впливає на навколишнє природне середовище, включаючи викиди під час спалювання вугілля та екологічний вплив шахтних робіт. Ситуація в Україні набагато гірша, ніж у більшій частині вуглевидобувних країн через брак фінансування, недосконале законодавство та його недотримання.

### ● Спалювання вугілля

Вугілля не є чистим паливом. Це основне джерело викидів парникових та інших газів. За даними МЕА, вугілля спричинило приблизно 40 % усіх ви-

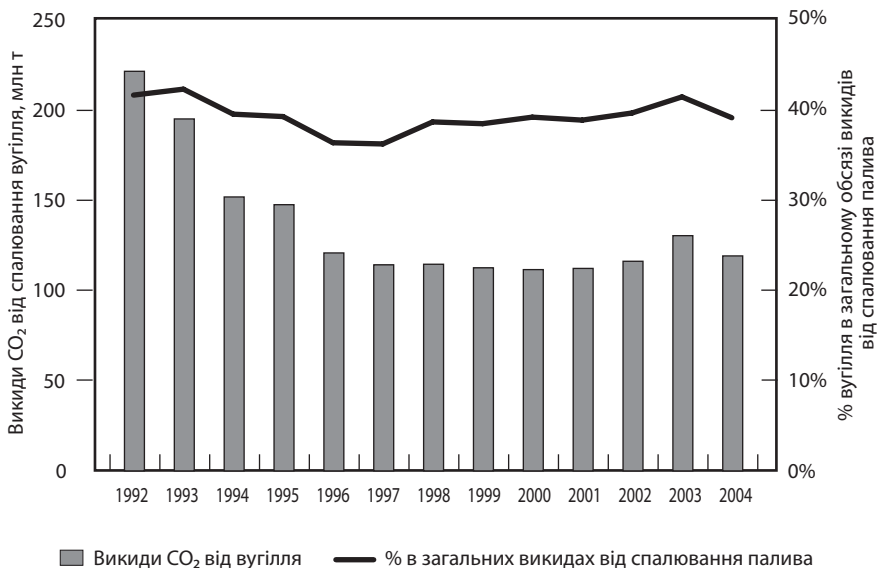
кидів  $\text{CO}_2$  від спалювання палива на території України в 2004 р., навіть з урахуванням того, що частка вугілля в енергетичному балансі становила 24 %. Загальний обсяг викидів  $\text{CO}_2$  від операцій з вугіллям знизився, оскільки в останні роки попит на вугілля зменшився (рис. 7.10). Викиди від використання вугілля в Україні перевищують 130 млн т на рік.

Українське вугілля містить великий відсоток сірки та золи. Вміст цих домішок збільшується, оскільки якість українського вугілля знижувалася протягом останніх 15 років. Український уряд не надає даних щодо інших викидів від використання вугілля. В той час як зростаючий відсоток домішок у вугіллі міг призвести до збільшення викидів, загальні обсяги використання вугілля можуть різко знизитися. Отже, ймовірно, що загальні викиди від використання вугілля також зменшилися. Оскільки загальне споживання вугілля залишалось стабільним протягом останніх років, сумарні викиди  $\text{SO}_2$  зросли, а загальні викиди  $\text{NO}_x$  та інших часток трохи скоротилися або залишилися незмінними. Однак ці викиди відображають значно більше, ніж виключно використання вугілля.

На українських електростанціях та сталеливарних заводах, зазвичай, встановлена обмежена кількість обладнання, що контролює забруднення, або його взагалі немає. Наприклад, коксові батареї в Україні часто ви-

Рисунок 7.10

Викиди  $\text{CO}_2$  від спалювання вугілля, 1992–2004 рр.



Примітка: Дані за 2004 р. є попередніми.

Джерела: Статистичні та оціночні дані МЕА.

кидають у повітря токсичний коксовий газ, в той час як у більшій частині країн МЕА за перевищення певного ліміту викидів цього газу накладаються штрафи.

Дані щодо викидів від видобутку вугілля виділено в окрему групу, але ці показники будуть малими порівняно з викидами від спалювання вугілля. В будь-якому разі, викиди забруднювачів із визначеним гранично припустимим вмістом від видобування вугілля останніми роками скоротилися. Наприклад, за даними Мінприроди України, викиди твердих часток від видобування вугілля скоротилися на 18 % у 2000–2004 рр. Це може бути спричинено закриттям малих і неприбуткових шахт.

Зважаючи на те, що якість українського вугілля постійно знижується, за умови збільшення обсягів використання вугілля це може істотно вплинути на навколишнє середовище та здоров'я населення. Уряд планує збільшити використання вугілля на 70 % за період 2005–2030 рр., однак він ще не оцінив потенційних викидів від подібних заходів. За оцінками МЕА, таке збільшення використання вугілля призведе до збільшення викидів CO<sub>2</sub> на 213–230 млн т, якщо брати до уваги існуючу структуру використання вугілля. Без детальної інформації про припущення уряду важко зрозуміти, яким міг би бути повний вплив. Однак уже достатньо зрозуміло, що такі заходи спричинять збільшення викидів парникових газів, твердих часток, SO<sub>2</sub>, двооксиду азоту та інших забруднювачів.

## ● Функціонування шахт

Функціонування шахт істотно впливає на екологічну ситуацію. Однією з найбільш складних проблем є викиди в атмосферу метану, газу, що спричиняє потужний парниковий ефект. Україна використовує технологію видобування, яка спричиняє значні викиди метану з вугільних пластів, але він не вловлюється, як практикується в більшості країн. Агентство з охорони навколишнього середовища США опублікувало дані інвентаризації метану вугільних родовищ в Україні. Викиди українського шахтного метану в 1990 р. становили 2,6 млн т, у 2003 р. вони знизились до 1,2 млн т<sup>52</sup>. Однак це спричинено в основному зменшенням видобутку вугілля.

Друга важлива проблема – під час видобутку вугілля акумулюються значні обсяги відходів. Вони загромождають ландшафт та навіть можуть загортитися при неправильному поводженні з ними. В країнах ОЕСР видобувні компанії зазвичай мають фінансувати масштабні відновлювальні роботи, під час яких відвал відходів збагачення покривається ґрунтом. Така практика не поширена в Україні, навіть незважаючи на те, що шахти займають 22 500 га. Видобування впливає також на гідрологію ґрунту. За неправильної організації функціонування шахт може спричинити забруднення водних об'єктів та в результаті – джерел питної води. Сьогодні через непра-

<sup>52</sup> Веб-сайт Агентства з охорони навколишнього середовища США: [www.epa.gov/coalbed/pdf/inventory2002.pdf](http://www.epa.gov/coalbed/pdf/inventory2002.pdf) та статистика МЕА.

вильне очищення шахтних вод до річок щороку потрапляє понад 1 млн т мінеральних солей. З шахт щороку вилучається 600 тис. м<sup>3</sup> води і лише менше половини з них використовуються повторно. Український уряд припускає, що вдосконалення контролю за використанням шахтних вод для запобігання негативному екологічному впливу потребуватиме 230–240 млн грн (46–48 млн дол. США) на рік (Кабінет Міністрів України, 2006а).

## Критичний огляд

Україна зробила дуже важливі кроки до реструктуризації вугільного сектору, починаючи з закриття неприбуткових вугільних шахт і приватизації інших. Уряд нещодавно відновив своє зобов'язання щодо процесу реструктуризації, схваливши в липні 2005 р. *Концепцію розвитку вугільної промисловості*. Приблизно в той самий час Верховна Рада та уряд приступили до розв'язання кризи заборгованості в секторі шляхом прийняття законодавчих актів з реструктуризації боргів підприємств ПЕК.

Незважаючи на ці важливі кроки, український вугільний сектор все ще має багато перешкод, які необхідно подолати, щоб набути конкурентоспроможності. Неналежне управління сектором викликає сильне занепокоєння. В *Енергетичній стратегії до 2030 р.* це питання висвітлюється через аналіз зростаючої вартості матеріалів та видобувного обладнання. Постачання цих матеріалів здійснюється обмеженою кількістю компаній, які дуже часто встановлюють високі монополістичні ціни. Більша частина вугільних компаній, залишаючись у власності держави, контролюються промисловими групами, які скуповують у них вугільну продукцію та постачають їм видобувне обладнання. В результаті цього українські шахти в середньому є збитковими, навіть враховуючи значне субсидіювання. По суті, субсидії можуть увічнити систему неофіційного контролю великого приватного капіталу над шахтами, через надання державою привабливих додаткових ресурсів. Реформування вугільного сектору має підвищити прозорість ділових стосунків.

Рух у напрямі до більш ринково орієнтованих цін може допомогти виправити ситуацію. Уряд згадував про необхідність руху до ринкових цін у *Концепції розвитку вугільної промисловості*, затвердженій у липні 2005 р., пропонуючи організувати аукціони з продажу вугілля, що є розумним підходом. Такі аукціони можуть мінімізувати можливість маніпулювання цін приватними промисловцями шляхом контролю окремих видобувних підприємств. Як тільки ринок буде сформовано, уряд планує дозволити компаніям знову укладати довгострокові контракти, що є логічним, оскільки уряд проводить моніторинг конкурентної боротьби задля справедливих умов. Моніторинг конкурентної боротьби означає огляд цін на поточній основі та орієнтацію на міжнародні ціни, вартість та інші відповідні базисні дані для забезпечення швидкого розвитку ринку. Такі заходи можуть знизити

ти рівень постійної недооцінки українського вугілля. Поточний контроль фінансових трансакцій на державних шахтах дуже слабкий, а це призводить до того, що приватні структури отримують надмірний контроль над продажем і купівлею, а отже, й безпосередньо над підприємствами. Ринок, заснований на аукціонних торгах, допоможе вирішити цю проблему, але уряд також може покращити державне управління видобувними підприємствами.

Державні субсидії необхідно скоротити. Це стосується як видобування, так і більшої частини капітальних субсидій. Як уже зазначалося, субсидії на видобування часто призводять до корупційного контролю з боку приватних структур. Це є свідченням того, що субсидіювання мало в чому покращує перспективи сектору. Більше того, субсидіювання технологічних удосконалень не є доцільним, якщо на найближчу перспективу заплановано приватизацію. Приватні інвестори перебуватимуть в кращому становищі щодо прийняття інвестиційних рішень, але інвестиції сьогодні можуть і не призвести до підвищення ціни продажу під час приватизації. Єдиною сферою, яка чітко потребує постійних вкладень з боку держави, залишається закриття шахт та подолання пов'язаних з цим наслідків. Водночас державне управління цих бюджетів можна поліпшити, щоб створити умови для ефективного використання цих фондів та спрямувати їх на групи, які найбільше потребують допомоги.

Уряд прискорив виконання згаданої програми, закриття неприбуткових шахт. Цей крок є складним з політичної та соціальної точки зору. Однак велика кількість неприбуткових шахт залишається відкритою; уряду слід переглянути списки шахт та зосередити зусилля на прийнятті рішень закриття окремих шахт для стабілізації сектору в цілому. Він уже прийняв розумне рішення розбити шахти за категоріями їх прибутковості та перспективами (прибуткові, потенційно прибуткові та неприбуткові) за чіткими критеріями та прозорим процесом. Впровадження цього процесу нині є дуже важливим. Затримка закриття неприбуткових шахт лише погіршить загальний фінансовий стан всього сектору та призведе до більшої втрати робочих місць протягом середньо- чи довгострокового періоду.

Приватизація вугільних шахт може призвести до підвищення продуктивності в галузі, про що свідчить рівень прибутковості та продуктивності шахт, які вже було приватизовано. На сьогодні 93 % українських вуглевидобувних підприємств все ще перебувають у власності держави. *Концепція розвитку вугільної промисловості 2005 р.* дуже розумно виставляє високий пріоритет приватизації видобувних підприємств за конкурентними торгами. Міжнародний досвід довів, що приватизація підприємств проблемних галузей зазвичай є найвдалішим виходом з ситуації, оскільки стратегічні інвестори залучаються до процесу через конкурентні торги. Такі інвестори можуть допомогти вивести видобувні підприємства на вищий рівень продуктивності таким чином, яким портфельні інвестори, як правило, не можуть. Останні купують акції після того, як компанія виставлена на фон-



довій біржі. Вони зазвичай не мають спеціальних знань у сфері вугільної промисловості або трансформуванні вугільних підприємств. Конкурентні торги є важливим кроком, який допоможе державі зрозуміти максимальну вартість підприємств та той факт, що новий інвестор має кращий та надійніший план майбутньої організації. Приватизація вугільних шахт шляхом боргової угоди – практика, поширена сьогодні – може не відповідати таким цілям. Цей тип приватизації не є конкурентним і може не залучити стратегічних інвесторів, зацікавлених у довгострокових перспективах підприємства.

Посилення безпеки праці на шахтах та покращення екологічного менеджменту є також критичними питаннями для розвитку цієї галузі. Україна посідає друге місце у світі за кількістю смертей на шахтах, цей показник значно вищий, ніж у сусідніх країнах. Така ситуація сформувалася не лише через географічне положення чи фінансовий стан цієї галузі. Чіткі правила безпеки праці та їх послідовне виконання можуть відіграти важливу роль та зробити українські шахти менш небезпечними. Щоб досягти цієї мети, необхідно проводити навчання керівників, робітників та гірських інженерів, а також посилювати відповідальність керівників добувних підприємств за порушення правил безпеки.

Метан вугільних родовищ є водночас і проблемою, і новою можливістю покращити ситуацію на шахтах України. Цей газ спричиняє багато смертельних випадків, але водночас є джерелом економічної можливості, оскільки метан є й паливом. Україна має одні з найбільших у світі запасів метану вугільних родовищ, але відносно мало шахт використовують технології для вловлювання та збирання цього газу. Верховна Рада України опрацьовує законодавчу базу, яка сприяла б розвитку шахтного метану як джерелу енергії. Цей ресурс можна розвинути, якщо дотримуватись законодавства та долати перешкоди, наприклад надавати доступ компаніям, які видобувають метан, до газових трубопроводів, а також встановлювати ринкові ціни. Крім того, необхідно спростити та структурувати режими ліцензування, щоб інвестори змогли продавати газ за конкурентними цінами.

Нині більша частина екологічних видатків, пов'язаних з видобуванням вугілля та його використанням, не включена у вартість вугілля. Вимоги щодо очищення газів, які утворюються від спалювання вугілля, або шахтних відходів дуже нечіткі та не завжди виконуються. Жорсткіші правила та їх виконання можуть зменшити екологічний вплив від видобування та використання вугілля. Останнім часом якість вугілля знижувалася. Хоча уряд не може змінити географічне розташування вугільних шахт, він має можливість заохочувати підвищення якості вугілля за рахунок правил, які обмежують викиди, та за допомогою розробки стандартів для вугільної продукції. Водночас, із закриттям шахт виникає проблема екологічного характеру, яка зокрема полягає в тому, що закриті шахти вже не мають прибутку, щоб сплатити за відновлення навколишнього середовища. Уряд може розглянути механізми забезпечення відшкодування таких витрат. Наприклад, це може

бути створення спеціального фонду, який оплачуватиме такі витрати державних шахт за рахунок ліцензійної плати, яку уряд отримуватиме від вугільних підприємств.

Перед прийняттям вагомих політичних рішень необхідно добре розуміти економічний та екологічний вплив від збільшення використання вугілля. Ця інформація є дуже важливою для розробки збалансованої політики енергетичної безпеки. За таких умов з'являється необхідність посиленої координації між державними установами. Наприклад, збільшення обсягів використання вугілля призведе до збільшення викидів парникових газів, що може дорого коштувати Україні відповідно до Кіотського протоколу та майбутніх міжнародних угод щодо пом'якшення зміни клімату.

Сьогодні управління вугільними реформами, бюджетні витрати та державні шахти не відповідають очікуванням уряду та промисловості. Покращенню управління можуть допомогти чітко визначені політичні цілі на вищому рівні. Наприклад, теперішня політика визначає кілька вагомих цілей, таких як прибутковість сектору та частота випадків смерті, за якими визначатиметься прогрес. Чіткі цілі – і просування в їхньому напрямку – допоможуть побудувати фундамент для розвитку майбутніх реформ. Водночас часті зміни в структурі управління та організації можуть внести безлад у процес, особливо, якщо вони не чітко відповідають цілям. Ймовірно, що численні реорганізації вугільного сектору останніми роками призвели до затримки впровадження реформ. Час, сили та гроші було втрачено на створення нових структур, які через кілька років знову були ліквідовані.

Уряд планує повністю змінити вугільний сектор, перетворюючи його швидше на двигун зростання, а не джерело бюджетного тиску. Зважаючи на масштабність проблеми цієї галузі, постало питання, чи є реалістичними плани збільшення видобування, особливо за короткий строк? Збільшення видобутку вугілля на 65 % є дуже значним. Якщо така мета є нереалістичною, уряд може виставити неправильну пріоритетність різним елементам енергетичної політики.

Без реструктуризації український вугільний сектор ніколи не стане прибутковим, вірніше, він перетвориться на постійну діру в державному бюджеті та піддасть небезпеці плани збільшення внутрішнього виробництва енергії для забезпечення енергетичної безпеки країни. Такий сектор стане джерелом соціальних проблем для шахтарів та шахтних співтовариств, оскільки шахти накопичуватимуть все більше боргів. Прибутковість – це передумова інвестування, необхідного для розвитку галузі. Отже, рішення реструктуризації вугільного сектору, а також вирішення пов'язаних з цим проблем має надзвичайно важливе значення для майбутнього вугільної промисловості в Україні.

## Рекомендації

---

*Уряду України рекомендується:*

- Посилити контроль над транзакціями в державних шахтах. Забезпечити, щоб контракти не були де-факто під контролем приватних структур, а ціни не були штучно заниженими.
- Організувати аукціони з продажу вугілля та вугільної продукції. Спочатку необхідно націлюватись на те, щоб як, мінімум, 90 % усього вугілля продавалось на таких аукціонах.
- Згорнути субсидіювання видобутку вугілля та капітальні інвестиції в якомога коротший термін; перенаправити частку фінансів на вирішення соціальних та екологічних наслідків закриття шахт.
- Спрямувати зусилля на швидке закриття неприбуткових шахт.
- Продовжувати приватизацію вуглевидобувних підприємств; вводити конкурентні торги для залучення стратегічних інвесторів, як це передбачено Концепцією розвитку вугільної промисловості.
- Установити чіткі правила безпеки праці та неухильно їх дотримуватись; запровадити навчання для керівників, робітників та гірських інженерів, посилювати відповідальність керівників шахт за порушення правил безпеки.
- Посилити екологічні правила та вимагати їхнього виконання; ввести процедури стягнення ліцензійної плати з метою створення фонду для оплати екологічного відновлення після закриття шахт.
- Покращувати управління вугільними реформами та фінансові витрати, пов'язані з ними.
- Оцінити реалістичність планів розширення виробництва; залучати потенційних промислових інвесторів, економістів та інших аналітиків до цієї оцінки, щоб підвищити точність розрахунків; обчислити екологічний вплив розширеного використання вугілля перед завершенням розробок пропозицій для поточної політики.
- Сприяти використанню шахтного метану, запровадивши чітко визначені та обов'язкові для виконання правила надання доступу до трубопроводів природного газу та режимів ліцензування, що дадуть змогу продавати газ за конкурентними цінами.



## РОЗДІЛ 8. ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ

### Огляд

В українському електроенергетичному секторі протягом останніх двох десятиліть відбулися великі зміни. Хоча електроенергетичний сектор більш відомий у світі через катастрофу на Чорнобильській атомній станції у 1986 р., з тих пір відбулися значні зміни у попиті, ринковій структурі та у власності. Попит на електроенергію в Україні знизився на 42 % з 1992 р. по 2001 р., але знову почав зростати у 2002 р.<sup>53</sup> У середині 90-х років минулого століття уряд розподілив сектор на виробництво, передачу та розподіл. У 1997 р. Україна запровадила оптовий ринок електроенергії з єдиним покупцем – ДП «Енергоринок», який також продає електроенергію розподільним компаніям та великим промисловим споживачам. Оптовий ринок був викривлений впливом неплатежів, боргів та державного розподілу палива. Країна планує проведення різноманітних реформ для надання нових сил ринку, включаючи тарифну реформу та рух до системи двосторонніх контрактів замість моделі з єдиним покупцем. У 1998–2001 рр. уряд також продав кілька електророзподільних компаній українським і міжнародним стратегічним інвесторам. У 2004 р. уряд змінив тактику та консолідував свої активи у новій державній холдинговій компанії – «Енергетичній компанії України». Нині цій компанії належить більша частина неатомних генераційних і розподільних активів. Формально оптовий ринок електроенергії все ще існує. Однак незрозуміло, наскільки конкурентним може бути ринок, беручи до уваги існуючу структуру власності та втручання уряду в розподіл палива між електростанціями.

### Електрична потужність

Попит на електроенергію різко знизився після 1992 р., коли відбувся економічний спад. До 2000 р. загальний обсяг виробництва електроенергії становив лише 68 % рівня 1992 р. Після 2000 р. економіка стабілізувалася, і попит на електроенергію дещо зріс. До 2005 р. виробництво знову зросло до 74 % щодо рівня 1992 р. Все ще існує значна надмірна потужність, в основному на теплових електростанціях.

Україна посідає 12 місце у світі за встановленою потужністю. Більша частина потужностей припадає на теплові електростанції (64 %), на атомні електро-

<sup>53</sup> Виробництво електроенергії скоротилося менш істотно, лише на 31 %. Імпорт знизився, втрати при розподіленні зросли, що пояснює різницю в цифрах щодо споживання та виробництва.

станції – 26 %, на гідроелектростанції – 9 %. Україна також має невеликий обсяг вітрової потужності, в основному в Криму. Атомна енергія відіграє набагато важливішу роль у фактичному виробництві електроенергії, ніж показує її частка потужності. Це відбувається тому, що через зниження попиту Україна скоротила виробництво на теплових електростанціях, тому теплові електростанції мали нижчі коефіцієнти потужності (або навантаження). Рис. 8.1 показує, де розташовані ключові українські активи з виробництва та передачі електроенергії.

Україна має значну надмірну потужність з виробництва електроенергії. У 1990 р. електрична система країни мала коефіцієнт навантаження 77 %; до 2001 р. цей показник знизився до 54 %. Приватні інвестиційні аналітики прогнозують, що існуючий обсяг потужності буде достатнім для задоволення попиту на наступне десятиліття («Тройка діалог», 2005).

Через надмірну потужність та низькі ціни на електроенергію, на нові потужності на українських об'єктах протягом останніх 15 років було спрямовано дуже невеликі інвестиції. Кілька проектів було реалізовано за останні роки, в основному за допомогою державних субсидій або спонсорства. Український уряд фінансував завершення будівництва двох атомних реакторів потужністю 1 000 МВт – Хмельницький-2 та Рівне-4, які було введено в експлуатацію у 2004 р. Дві з найбільших теплових електростанцій (Старобешеве та Зміїв) отримали інвестиції для продовження їхнього строку служби. За фінансування Світового банку та інших установ «Укргідроенерго» інвестує 374 млн дол. США для продовження строку служби своїх гідроелектростанцій. Крім того, промислові заводи зробили великі інвестиції у виробництво електроенергії на своїй території. Однак існує дуже мало централізованих даних стосовно обсягу встановленої енергетичної потужності і та інвестицій на промислових підприємствах.

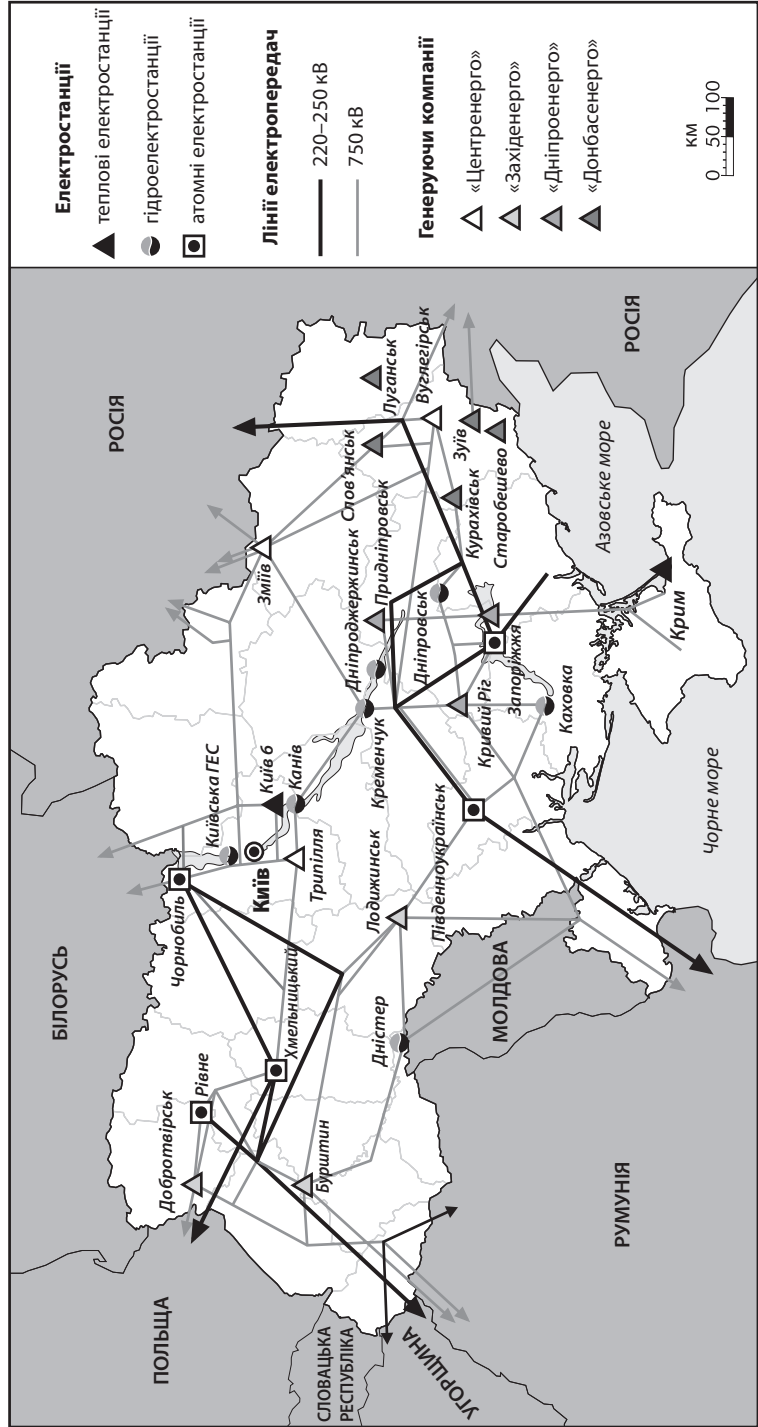
Протягом останніх 15 років частина встановлених потужностей теплових електростанцій втратила свою функціональність. Обладнання застаріло та пошкодилось через недостатнє використання; деякі станції були розібрані на запчастини для ремонту інших. Світовий банк оцінює, що близько однієї чверті встановленої теплової потужності на комунальних об'єктах насправді не є доступною, навіть якщо уряд України та генеруючі компанії продовжують враховувати їхню потужність<sup>54</sup>. Уряд заклав також останній реактор на Чорнобильській атомній станції у грудні 2000 р., що також знизило потужність.

Україна має 17 основних теплових електростанцій, що перебувають у власності генеруючих компаній, і їхня потужність варіює від 470 до 3 600 МВт. В Україні є чотири атомні електростанції, з загальною кількістю реакторів – 15. Країна також має чотири великі гідроелектростанції уздовж річок Дніпро та Дністер сумарною потужністю 3,3 ГВт, а загальна гідроелектрична потужність в Україні становить 4,7 ГВт. Табл. 8.1 містить рівні потужностей та коефіцієн-

<sup>54</sup> Компанії сподіваються у кінцевому підсумку відремонтувати активи.

Рисунок 8.1

Українська електрична мережа



Джерело: ЄБРР.

ти навантаження в Україні. Середні коефіцієнти навантаження значно нижчі, ніж середні їх значення у країнах Західної Європи, що відображає як надлишок потужності, так і не дуже ефективну експлуатацію електростанцій. Піковий попит в Україні досяг нової найвищої позначки у 30,8 МВт у січні 2006 р., але це значно нижче ніж 53 МВт звітної встановленої потужності. Навіть якщо повна чверть теплоелектричної потужності не є доступною, все ще існує на 14 ГВт (або 25 %) більше потужності, ніж необхідно на періоди пікового навантаження.

Більша частина українських теплових електростанцій (які ще відомі під назвою конденсаційних електростанцій) виробляють лише електроенергію. Лише три з 17 основних електростанцій виробляють тепло- та електроенергію і мають встановлену потужність 1 670 МВт. Обласні електророзподільні компанії мають додаткову комбіновану теплову та електричну потужність 4 100 МВт. Отже, лише 17 % української теплової електричної потужності йде від ТЕЦ, не зважаючи на значний попит України для централізованого тепlopостачання. Хоча більшість електричних потужностей належить генеруючим і розподільним компаніям, промислові підприємства мають щонайменше 2 600 МВт потужності, в основному на конденсаційних електростанціях. У розділі 10 «Відновлювані джерела енергії» детальніше описано можливості та потенціал відновлюваної електроенергії. Сьогодні найважливішими джерелами відновлюваної електроенергії є гідравлічна та вітрова енергія.

Загалом електростанції України мають тенденцію бути досить неефективними, що є наслідком як конструкції, так і віку. Україна також є країною

Таблиця 8.1

*Встановлена електрична потужність в Україні, 2004 р.*

Тип станції	Встановлена потужність, ГВт	Середній коефіцієнт навантаження, %
Теплові, з яких:	33,6	28,0
• комбінована тепло- та електроенергія	6,4	н. і.
• лише електроенергія (конденсована)	27,2	н. і.
Атомна	13,8	81,4*
Гідравлічна	4,8	26,0
<b>Разом</b>	<b>52,2</b>	<b>39,0</b>

\* За даними, опублікованими «Енергоатомом», навантаження у 2004 р. становило 81,4 %, хоча цей показник знизився до 75 % у 2005 р. На відміну від цього незалежний аналіз, проведений «Тройка Діалог», показує менший коефіцієнт навантаження у 2004 р. – 72 %.

н. і. – немає інформації.

Джерела: «Укренерго» та «Енергоатом».



з одними з найбільших у світі втратами від передачі та розподілу електроенергії. У 1999–2004 рр. втрати при передачі та розподілі перевищували 18 %. Однак у 2005 р. вони знизилися до 14,7 % в результаті цілеспрямованих заходів, до яких вдалися Мінпаливенерго України та регіональні розподільні компанії для скорочення втрат при передаванні. Ці втрати є як технічними, так і комерційними. Через низьку ефективність та застаріле обладнання українські теплові електростанції також мають тенденцію до високих викидів забруднювачів. Ця проблема розглядається детальніше в розділі 3 «Енергетика та екологія».

## Структура і власність у секторі

У середині 90-х років минулого століття уряд України провів реструктуризацію електроенергетичного сектору для того, щоб зробити можливою конкуренцію між виробниками електроенергії. Він розподілив власність та управління у секторі на генеруючі активи, передавальну мережу, розподільні активи та ринок електроенергії «Енергоринок». Загалом цей розподіл був правильним кроком. Однак розмивання ролей (наприклад володіння розподільними компаніями значними генеруючими активами) обмежує ефективність. Сектор було розподілено у середині 90-х років як частину широкої реформи електроенергетичного сектору, що передбачала визначення незалежного регулятора та кроки у напрямі до приватизації. Нині більша частина українського електроенергетичного сектору все ще перебуває в руках держави, оскільки приватизація не проходила настільки швидко, як передбачалося спочатку. У 2004 р. більша частина неатомних генераційних та розподільних активів була консолідована в єдиній державній компанії – «Енергетичній компанії України». Оптовий ринок електроенергії все ще існує, але тепер менш зрозуміло, ніж раніше, наскільки сектор підтримує конкуренцію, особливо враховуючи домінування «Енергетичної компанії України». У цьому розділі спочатку наведено опис структури системи після реформ в електроенергетиці в середині 90-х років, а потім зміни, пов'язані з «Енергетичною компанією України».

### ● Виробництво

Виробництво розподілено на три категорії. Теплові електростанції належать обласним генеруючим компаніям. «Укргідроенерго» володіє 11 гідроелектростанціями. «Енергетична компанія України» утримує державну частку акцій як в генеруючих компаніях, так і в «Укргідроенерго». На відміну від цього, чотири атомні електростанції належать державній компанії «Енергоатом».

Спочатку, після проведення реформ, існували чотири регіональні генеруючі компанії: «Західенерго», «Центренерго», «Дніпроенерго» і «Донбасенерго». Ці компанії управляли 14 великими тепловими електростанціями. Нова генеруюча компанія «Східенерго» з'явилася у процесі реструктуризації

боргу. Через неї «Донбасенерго» передав три з п'яти електростанцій для задоволення позовів щодо невиплати боргу. Ця передача акцій була дуже сумнівною через скарги щодо роз'єднання активів. Її важко назвати конкурентною приватизацією державних активів. «Східенерго» перебуває у приватній власності. При цьому «Енергетичній компанії України» належить контрольний пакет акцій в інших компаніях. Однак більша частина державних генеруючих компаній має значний обсяг акцій, які продаються на фондовому ринку: всі чотири належать до десяти найбільших компаній за капіталізацією ринку на Українській фондовій біржі. Генеруючі компанії теоретично конкурують на ринку електроенергії, який називається «Енергоринок». «Енергоатом» та «Укргідроенерго» також продають електроенергію в «Енергоринку» за регульованими цінами, що становить 60 % обсягів торгівлі. «Східенерго» мав норму прибутку в 12 % у 2005 р. та 28 % у першій половині 2006 р. порівняно з нормою прибутку «Енергетичної компанії України», що становить 4 і 8 % відповідно.

## ● Розподіл

У кожній з 25 областей України існує розподільна компанія, а також по одній у містах Києві та Севастополі. Серед цих 27 регіональних розподільних компаній існує суміш державної та приватної власності. Розподільні компанії, які називаються облenerго, також володіють невеликими когенераційними активами, в основному для виробництва теплоенергії для централізованого тепlopостачання. «Київенерго» є дещо унікальним в тому, що це спільна вертикально інтегрована комунальна компанія, яка і генерує, і розподіляє електроенергію та теплоенергію у столиці – місті Києві. Загалом розподільні компанії купують електроенергію в «Енергоринку» та продають її всім, окрім найбільших споживачів на своїй території обслуговування<sup>55</sup>. Таким чином, кожна з них має монополію на постачання електроенергії кінцевим користувачам.

НКРЕ встановлює тарифи на розподіл на основі підходу «витрати плюс фіксований прибуток». Вона також розглядає інвестиційні пропозиції від кожного облenerго. З вересня 2005 р., поряд з розглядом та встановленням витрат за областями НКРЕ також встановлює єдині тарифи на розподіл енергії для всієї країни. Органи місцевої влади також відіграють важливу роль тому, що вони визначають, чи повинні споживачі на їхніх територіях бути відключені. У минулому вони намагалися відкласти відключення із соціальних причин, що призвело до збільшення заборгованості в електроенергетичному секторі. Рівні зборів платежів значно зросли в останні роки; у 2005 р. вони були вражаючими – 99,3 %.

Уряд приватизував шість розподільних компаній у два етапи; перший надався критиці через відсутність прозорих критеріїв для учасників тендерів; на другому етапі з'явилися два міжнародних інвестори (AES та слова-

<sup>55</sup> Найбільші промислові споживачі купують електроенергію в «Енергоринку».

цько-нідерландська компанія VS Energy). Решта розподільних компаній частково приватизована, з різним набором акцій, що перебувають у вільному обігу, та акцій, які належать іншим основним акціонерам. Компанії в «Суркіс Груп» є найбільшими в цій останній категорії, володіючи 75 % акцій у десяти розподільних компаніях (Якоб, 2003). Григорій Суркіс, президент «Суркіс Груп», є одним з найбільших власників бізнесу в Україні і водночас народним депутатом України.

Компанія «VS Energy» оголосила, що продасть свої акції, які їй належать в облэнерго. Нині вона утримує позиції в Севастопольобленерго (95 %), Херсонобленерго (95 %), Кіровоградобленерго (94 %), Житомиробленерго (76 %), Одесаобленерго (20 %), Чернівціобленерго (22 %), Хмельницькобленерго (12 %) та Закарпаттяобленерго (11 %). Як AES, так і чеська електрична компанія CEZ висловили свою зацікавленість у придбанні цих акцій.

Загалом приватні розподільні компанії мають кращі результати, ніж державні компанії, щодо зменшення втрат у лініях електропередачі. Приватні компанії також інвестують у середньому більше. AES, наприклад, здійснює великі інвестиції у свої розподільні лінії та білінгову систему. З 2003 по 2005 роки вона інвестувала 61 млн грн (12 млн дол. США) у «Рівнеенерго» та 114 млн грн (22 млн дол. США) у «Київобленерго». У 2005 р. вона підписала кредитну угоду з Міжнародною фінансовою корпорацією щодо розширеної інвестиційної програми, вартість якої становить 45 млн дол. США Деякі розподільні компанії, в яких державі належить контрольний пакет акцій, також працюють над удосконаленням своїх мереж, хоча обсяг інвестицій у них зазвичай менший. Наприклад, «Миколаївобленерго» оголосило про те, що інвестуватиме 20 млн грн (4 млн дол. США) у 2006 р. Більше того, всі компанії, приватизовані під час другого етапу приватизації, мають дуже великі рівні зборів платежів (понад 100 % у 2005 р.) і майже всі мають низький рівень заборгованості порівняно з іншими розподільними компаніями.

Окрім розподільних компаній існують також кілька сотень сервісних компаній, які експлуатують останній кілометр проводів (або близько цього), які йдуть до житлових будинків та інших малих споживачів.

## ● Передача та єдиний покупець

Державна компанія «Укренерго» володіє передавальною мережею та експлуатує її<sup>56</sup>. Вона є незалежною від генеруючих та розподільних компаній. Компанія «Укренерго» тісно співпрацює з оператором ринку – «Енергоринком», членом якого вона є, але обидві компанії є окремими суб'єктами з окремими бюджетами. Вона експлуатує центральний диспетчерський центр у Києві та високовольтні передавальні лінії, а також відповідає за технічне обслуговування та модернізацію цих ліній. НКРЕ регулює тарифи на передачу.

<sup>56</sup> Зокрема «Укренерго» має ці активи на своєму балансі. Вони включають лінії передач 220–750 кВ і майже всі міждержавні передавальні лінії.

«Енергоринок» управляє оптовим ринком електроенергії і є стовідсотковим державним підприємством. «Енергоринок» накопичив значний борг, оскільки облэнерго не сплатили повністю обсяги спожитої електроенергії. В свою чергу, генеруючі компанії не отримали свої платежі в повному обсязі, що підірвало ефективність ринку. Міністерство палива та енергетики часто втручалось в розподіл палива за надзвичайними правилами. Це знизило спроможність генераторів вільно конкурувати у виробництві та продажі електроенергії. Ринок електроенергії та проблеми з боргом детальніше описано далі. Рис. 8.2 окреслює електричні та грошові потоки в електроенергетичному секторі.

### ● Ринкові взаємодії та нещодавні зміни

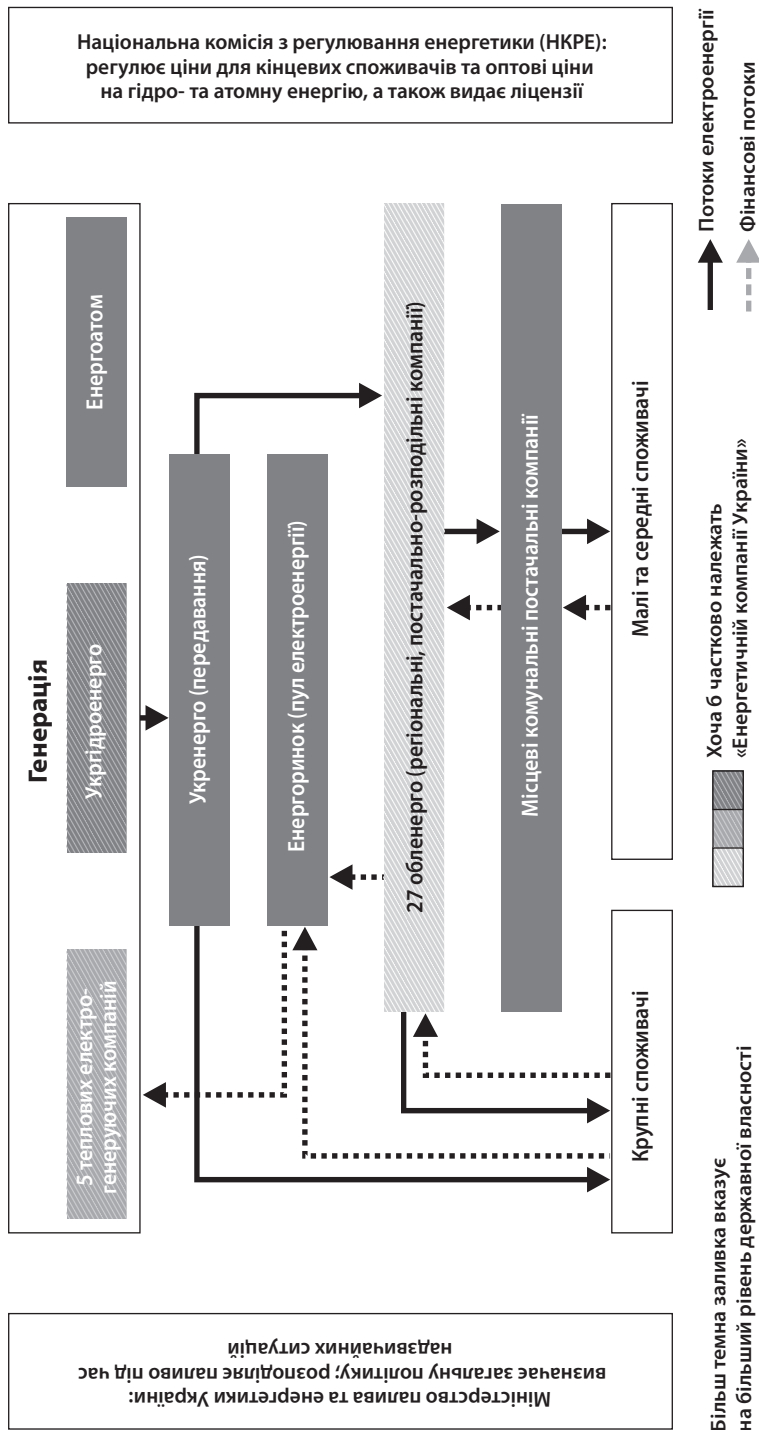
Уряд планував повну приватизацію всіх облэнерго, однак останній етап приватизації відбувся у 2001 р. Спочатку приводом для призупинення була необхідність забезпечення максимальної прозорості приватизації. Багато політиків висловлювали занепокоєння з приводу цього, оскільки владні олігархи могли придбати багато активів при малих інвестиціях. Світовий банк проаналізував ефективність приватних розподільних компаній порівняно з державними і дійшов висновку, що особливо ті, які були приватизовані під час другого етапу, мали покращення у зборах, ефективності та скороченні втрат (Гохенауер та ін., 2004). Однак покращення не були такими значними, як в інших регіонах світу, таких як Північна Америка, можливо тому, що проблеми з неплатежами мали вплив на можливості здійснення інвестицій.

У січні 2004 р. колишній Президент України Л. Кучма створив своїм указом «Енергетичну компанію України» – державну холдингову компанію. Після цього уряд консолідував свої акції в електроенергетичному секторі, передавши більшість з них «Енергетичній компанії України», яка, свою чергу, підзвітна Мінпаливенерго України. Заявлена мета реорганізації полягала в удосконаленні управління підприємствами електроенергетичного сектору з метою підвищення енергетичної безпеки, ефективності та надійності. Це є частиною тенденції створення вертикально інтегрованих енергетичних компаній на основі державних холдингів. Однак нема впевненості, що цей крок допоможе уряду досягти цілей з підвищення конкуренції та ефективності.

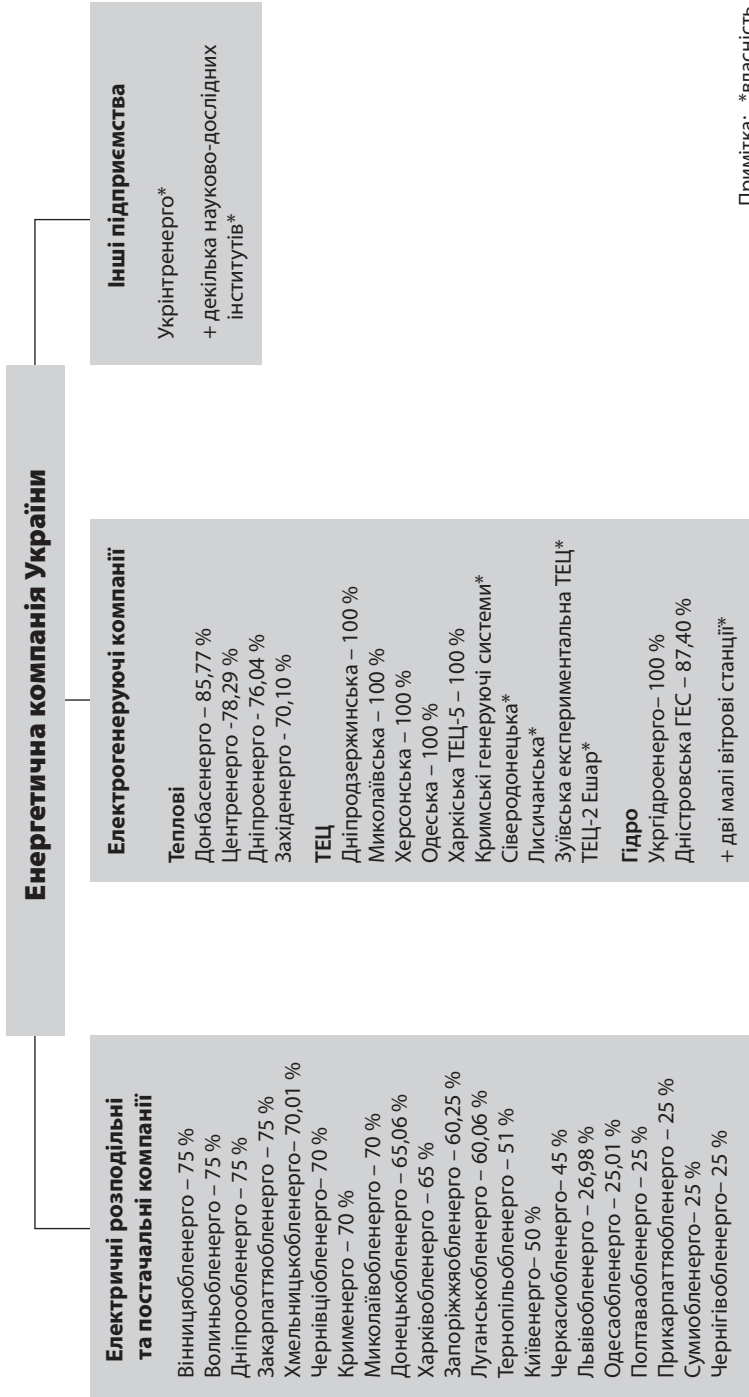
Рис. 8.3 містить список капітальних активів «Енергетичної компанії України», який включає акції більшості українських розподільних компаній, підприємств-виробників теплоелектроенергії та гідроелектроенергетичних компаній («Енергетична компанія України» не володіє «Енергоатомом» чи його ядерними активами). Раніше Фонд державного майна України володів акціями у компаніях, які належать тепер «Енергетичній компанії України». Спочатку також було заплановано провести передачу для створення опе-

Рисунок 8.2

## Електричні та грошові потоки в електроенергетичному секторі



## Капітальні активи «Енергетичної компанії України»



Примітка: \*власність.

Джерело: Кубрушка, 2005а.

ратора державної передавальної мережі<sup>57</sup>. Однак президент Л. Кучма змінив своє рішення новим указом від червня 2004 р. після нищівної критики щодо впливу такої консолідації на ринок електроенергії. Тим не менше, за одну мить «Енергетична компанія України» стала найбільшою електроенергетичною компанією в Україні та однією з найбільших у Європі. Кілька компаній електроенергетичного сектору та їхні акціонери протестували проти цього кроку, який, на їхню думку, був порушенням їхніх прав власності або у деяких випадках – умов довгострокової оренди. У кількох випадках ці дії уповільнили або зупинили передачу, але вони істотно не змінили домінуюче положення «Енергетичної компанії України» в цьому секторі.

Після того, як до влади прийшов Президент В. Ющенко, уряд вирішив продовжити цю політику, принаймні на теперішній час. Дехто в уряді ставить під сумнів те, чи покращила приватизація ситуацію у електроенергетичному секторі. Існує також думка в Уряді, що він може краще управляти активами, якщо вони будуть вертикально інтегрованими, пам'ятаючи про те, що Міністерство палива та енергетики України продовжує відігравати основну роль у щоденній діяльності електроенергетичного сектору. Водночас також ведуться дискусії про повну приватизацію активів, які нині належать «Енергетичній компанії України», після того, як будуть створені для цього умови. Однак, для того щоб розпочати приватизацію зараз, уряду було б потрібно перш за все передати активи назад до Фонду державного майна. Приватизація «Енергетичної компанії України» значно ускладнила б вільну конкуренцію на ринку електроенергії, де конкуруючі генеруючі компанії мали одного власника. Розукрупнення приватної монополії було б дуже складним. Приватизація компанії в цілому, скоріше за все, забезпечила б уряду менші кошти за приватизовані активи і нова приватна компанія, очевидно, зіткнулася б з новим регулюванням цін, через свою домінуючу позицію на ринку. Приватні учасники тендеру включили б це у свої заявлені ціни. Має більше сенсу розділити «Енергетичну компанію України» перед приватизацією активів.

## Ринок електроенергії

Оптовий ринок електроенергії (ОРЕ) України почав функціонувати у 1997 р. Державна компанія «Енергоринок» (або «ринок електроенергії») управляє ринком, виступаючи в ролі єдиного покупця електроенергії. В принципі, великі теплові генеруючі компанії конкурують у продажу електроенергії в «Енергоринок». «Енергоатом» та «Укргідроенерго» також продають електроенергію (ядерну та гідроенергію) в «Енергоринок», але за цінами, встановленими НКРЕ. Таким чином, на конкурентне оптове постачання припадає лише близько 35–40 % електроенергії, проданої в «Енергоринок». Потім «Енергоринок» продає електроенергію облэнерго та великим промисловим компаніям. НКРЕ встановлює регульовані ціни на послуги з передачі та

<sup>57</sup> В Україні мережа відома під назвою «Об'єднана енергетична система України».

розподілу (Кальченко, 2004). У свою чергу, обленерго продають її споживачам за цінами, які ґрунтуються на оптовій ціні, а також включають тариф на передачу та розподіл.

Кілька законодавчих актів регулюють ринок, у тому числі Закон України «Про електроенергію» 1997 р., Укази Президента України, постанови Кабінету Міністрів України та НКРЕ, угоди між членами ОРЕ. З тих пір, як було прийнято закон про електроенергію, парламент ухвалив кілька важливих доповнень. Ці доповнення охоплюють такі питання, як платежі в ОРЕ, скорочення штрафів для споживачів, які мають заборгованість, забезпечення справедливості тендерів та пропорційних платежів за електроенергію, продану на ОРЕ<sup>58</sup>.

Ринок було встановлено за зразком пулу електроенергетичних компаній у Англії та Уельсі, принаймні теоретично. Однак проблеми з неплатежами та боргом відчутно перешкоджали функціонуванню ринку. По-перше, «Енергоринок» накопичив 17 млрд грн (3 млрд дол. США) боргу на власному балансі. По-друге, той факт, що «Енергоринок» не отримав повних платежів означав, що він не міг платити генераторам у повному обсязі. Закінчилося тим, що він здійснив платежі на основі складного алгоритму, обговореного під час переговорів з учасниками ОРЕ. В свою чергу, генератори не мали достатньо коштів для того, щоб платити за паливо, і Міністерство палива та енергетики України розподіляло паливо по станціях, що не є ринковим кроком. Світовий банк пише, що «запропонування цін виробниками було дійсно тіншовим і мало мало впливу на фактичні оптові ціни або на направлення енергії з електростанцій» (Гохенауер та ін., 2004). Нарешті, генератори теплової та електроенергії інколи виключалися, несподівані припинення постачання були звичним явищем, і інколи система працювала при небезпечно низькому рівні частоти.

В результаті, члени ОРЕ погодилися, що лише НКРЕ (а не Міністерство) могло змінювати алгоритм для розподілу коштів постачальникам електроенергії і лише в періоди чітко визначених технічних надзвичайних ситуацій. Тим не менше, Мінпаливенерго продовжує розподіляти паливо по електростанціях. Це означає, що в дійсності не існує конкурентного ринку. Відсутність конкурентного ринку призвела до неекономічних рішень у регулюванні, що за експертними розрахунками спричинило майже 13 % зростання споживання палива для виробництва електроенергії на станціях, які працюють на органічному паливі, по всій країні (оскільки найбільш ефективним станціям паливо не було виділено в першу чергу)<sup>59</sup>.

<sup>58</sup> Повідомлення від Секретаріату Комітет Верховної Ради з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки.

<sup>59</sup> Мінпаливенерго все ще розробляє прогнози з використання палива для теплових електростанцій, ґрунтуючись на енергетичному балансі, окресленому в Енергетичній стратегії до 2030 р. Наприклад, Міністерство прогнозує, що у 2006 р. приблизно 69 % вугілля буде купуватися (всі продажі з державних шахт) через ОРЕ. Продаж від приватних шахт здійснюватиметься на основі двосторонніх домовленостей.



У 2002 р. учасники ОРЕ вирішили, що концепція ОРЕ потребує реформування: система єдиного покупця в Україні не працювала. Неплатежі наклали тягар на ринок електроенергії у вигляді високого рівня заборгованості. Втручання уряду в розподіл палива та ціни також знизило ефективність ринку. Ризики неплатежів або проблеми з постачанням у відновленому ринку змусили учасників замислитися, чи була це найкраща модель для України.

Учасники ОРЕ запропонували нову ринкову концепцію, яка б включала три окремі типи транзакцій: двосторонні угоди на купівлю (в основному довгострокові), стандартні угоди через ринок та остаточний балансуючий ринок, що функціонує за переглянутим набором ринкових правил. Вигоди від нової Концепції ОРЕ включали б спрощені платежі, зниження ймовірності втручання уряду та ясність доходів для інвестиційних рішень. Комісія з Концепції ОРЕ і робоча група розробили детальні пропозиції п'ятирічного перехідного періоду для переходу від існуючої моделі єдиного покупця до двосторонньої моделі. Ці пропозиції містять: вирішення питання накопиченого боргу; модернізацію обладнання; перехід до автоматизованої системи транзакцій; оптимізацію тарифних методологій та скасування несправедливої конкуренції; реформування тарифів для скасування перехресних субсидій та підготовку законодавчої бази для нової моделі ринку електроенергії. Всі ці пропозиції спрямовані на удосконалення фінансового становища сектору електроенергії.

Напрямок та цілі реформ є багатообіцяючими, але залишається питання про те, наскільки конкурентним буде ринок. Структура ринку в точці кінцевого постачання (тобто незначна роздрібна конкуренція) передбачає те, що напевно чи буде існувати значний конкурентний тиск у ланцюгу постачання. Крім того, значна частка енергії продається на ринок за регульованими цінами. Треба поставити питання про те, чи може бути досягнуто більшості цілей в значній мірі шляхом фокусування на фундаментальних аспектах, таких як скасування перехресного субсидіювання, без зміни структури ринку.

У рівні зборів спостерігалися значні поліпшення після 2000 р., коли уряд почав вимагати платежів у грошовій формі через спеціальні банківські рахунки замість бартеру. Це забезпечило цілісність переказів і полегшило відслідкування платежів. Однак минулі неплатежі все ще залишалися нерозв'язаною проблемою у промисловості, оскільки багато компаній були практично банкрутами. У червні 2005 р. Верховна Рада України прийняла закон, який вирішує цю проблему шляхом розробки перевіреного реєстру боргів та стягування додаткового платежу для виплати боргу на продаж електроенергії (Верховна Рада, 2005). Нині цей закон запроваджується, і борги між учасниками ОРЕ протягом останніх років постійно знижуються.

Статус власності в активах електроенергетичного сектору має важливий вплив на ринок електроенергії. Важко увести по-справжньому конкурентний ринок електроенергії, коли уряд консолідував більшу частину виробничих та розподільних активів у єдиній холдинговій компанії. Однак сьо-

годні поява «Енергетичної компанії України» не призвела до зміни структури або правил ринку електроенергії.

## Регулювання і ціноутворення

НКРЕ відіграє кілька ролей у електроенергетичному секторі. Вона видає ліцензії електростанціям на приєднання до мережі та участь в оптовому ринку. Вона також встановлює ціну на електроенергію від атомних, гідравлічних, вітрових та когенераційних станцій, на основі методології типу «витрати плюс фіксований прибуток»<sup>60</sup>.

НКРЕ також встановлює роздрібні тарифи на електроенергію за формулою «витрати плюс фіксований прибуток», яка включає у розрахунок ринкової ціни електроенергії, що купується на оптовому ринку, втрати, витрати на експлуатацію і технічне обслуговування та дозволену ставку повернення інвестицій, здійснених розподільними компаніями. В середньому оптова ціна електроенергії становить приблизно 77 % тарифу, тарифи на передачу та розподіл відповідно приблизно 12 % та 1 % загальних, а відшкодування вартості втрат у лініях електропередачі становить решту 9 %. Вартість електроенергії розраховується за середньою оптовою ціною для всіх типів електроенергії. НКРЕ встановлює тарифи на розподіл електроенергії та місцеве постачання на рівні, який має відшкодовувати витрати та забезпечувати певний прибуток, хоча обленерго висловлювали занепокоєння щодо того, що тариф не дає їм змоги здійснювати необхідні інвестиції. Стратегічною метою НКРЕ є оптимізація роздрібною ціни електроенергії у кожній ланці енергетичного ланцюга та збалансування інтересів усіх учасників на енергоринку. Вона встановлює роздрібну ціну відповідно до класу споживача, що включає перехресні субсидії від промисловості побутовим споживачам.

До вересня 2005 р. НКРЕ мала окремі роздрібні ціни для кожного регіону, які відображали різні витрати для кожної розподільної компанії. Однак нині вона вирішила встановити єдині ціни по всій країні. Логіка, яка стоїть за цим рішенням, полягає в тому, що цей підхід є більш справедливим по відношенню до всіх споживачів. Насправді, якщо тільки витрати не є широко еквівалентними по всій країні, єдиний тариф запроваджує іншу перехресну субсидію.

Ведеться певна дискусія щодо дозволу роздрібною конкуренції. Насправді, протягом останніх кількох років все менше і менше виробників товарів отримували дозвіл на купівлю електроенергії безпосередньо у виробників електроенергії. Уряд України вважав, що спеціальна природа таких продажів була несправедливою і підняв ціни для інших споживачів.

<sup>60</sup> Методологія «витрати плюс фіксований прибуток» враховує витрати та додає фіксований відсоток прибутку до цих витрат. Таким чином, більш високі витрати ведуть до більш високих прибутків, що автоматично створює антистимули для ефективності.

Як зазначалося в розділі 1 «Загальна енергетична ситуація та енергетична політика», НКРЕ є незалежною від Мінпаливенерго України, але вона не має повної бюджетної та адміністративної свободи. Інколи її постанови можуть (і це трапляється) бути переважені постановами інших органів.

Україна має відносно низькі ціни на електроенергію, навіть порівняно з Росією та Білоруссю. Табл. 8.2 містить середні промислові та побутові ціни на електроенергію в Україні та інших країнах Східної Європи у середині 2005 р. З тих пір НКРЕ підняла регульовані тарифи, але в Україні вони залишаються все одно нижчими, ніж у більшості сусідніх країн.

**Таблиця 8.2**

*Порівняння тарифів на електроенергію в Україні та сусідніх країнах, середина 2005 р.*

Країна	Середній побутові тарифи	Середні промислові тарифи
	Дол. США/кВт·год	Дол. США/кВт·год
Україна	0,023	0,0356
Білорусь	0,033	0,0600
Росія	0,035	0,0420
Молдова	0,058	0,0580
Естонія	0,068	0,0604
Латвія	0,069	0,0602
Литва	0,081	0,0665
Польща	0,081	0,0638

*Джерело: Міністерство палива та енергетики України.*

Регульовані тарифи на оптову купівлю електроенергії в Україні є досить високими, щоб відшкодувати амортизацію або реінвестиції в активах електроенергетичної системи. Це впливає на атомні, гідро- та більшу частину теплових електростанцій. Для атомної енергії розрахунки тарифів не адекватно враховують витрати на майбутнє виведення з експлуатації або повні витрати на ядерну безпеку. Останні частково фінансуються українським урядом безпосередньо і частково – західними урядами, на додаток до інвестицій, здійснюваних «Енергоатомом». У разі комбінованого виробництва тепло- та електроенергії при розподілі витрат між тепло- та електроенергією є тенденція відносити більше витрат на теплову енергію, ніж це було б правомірно на основі врахування розподілу енергії на виході. Більш того, неплатежі ще більше знижують ефективні тарифи (або, іншими словами, створюють приховані субсидії для електроенергії).

Уряд та НКРЕ вирішили наприкінці 2005 р. збільшити всі тарифи на електроенергію до рівнів, які є «економічно обґрунтованими». Перехресні субсидії будуть припинені як один із заходів у рамках цього кроку. НКРЕ вирішило піднімати тарифи на 10 % щокварталу доти, поки цієї мети не буде досягнуто. Перші підвищення відбулись у січні 2006 р., а після того відбулися ще більш різкі підвищення. У липні 2006 р. НКРЕ прискорила свій графік підняття цін; нині вона планує піднімати ціни на 25 % кожні шість місяців протягом наступних двох років. За інформацією НКРЕ та Міністерства палива та енергетики, ціни у липні 2006 р. відшкодовували лише 36 % загальних довгострокових виробничих витрат («Енергобізнес», 2006).

## Борг та інвестиції

Борг та неплатежі були серйозними проблемами в українському електроенергетичному секторі. Зокрема до 2000 р. багато споживачів не сплачували свої рахунки у повному обсязі або сплачували частково бартером. Це означало, що обленерго не мали достатньо коштів для того, щоб платити за електроенергію, яку вони купували (а також для того, щоб належно проводити технічне обслуговування своїх розподільних ліній та інших активів). Обленерго, в свою чергу, не платили «Енергоринку», який потім не в повному обсязі платив генеруючим компаніям. Хоча рівень зборів значно зріс, «Енергоринок» все ще має великий борг.

Таблиця 8.3

*Збір платежів «Енергоринку», 1996–2001 рр.*

Рік	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Загальний рівень збору платежів, %	89,9	74,3	80,1	79,5	86,5	80,7
Збори грошовими коштами, %	1,1	9,1	7,1	7,7	32,8	65,1

Джерело: Гохенауер та ін., 2004.

У 2004 р. обленерго мали середній рівень зборів 97,4 %; у першій половині 2005 р. цей показник зріс до 98,4 %, що є достатньо високим за західними стандартами. Тим не менше, лише у 2004 р. «Енергоринок» мав 877 млн грн (160 млн дол. США) несплачених рахунків, в основному від «Донецькобленерго», «Укренерговунілля» та Луганського енергетичного союзу («Енергоринок», 2005б). Всі ці три підприємства знаходяться у Східній Україні і тісно пов'язані з вугільним та металургійним секторами. Насправді, прямо чи опосередковано, несплачені рахунки приносять вигоди приватним прибутковим сталеливарним компаніям, якими володіють українські або російські олігархи.

У січні 2004 р. споживачі мали загальний накопичений прострочений борг у сумі 10,5 млрд грн (2,0 млрд дол. США) перед обленерго. Обленерго та інші компанії мали борг перед «Енергоринком» у сумі 16,6 млрд грн (3,2 млрд

дол. США), а «Енергоринок» мав борг перед генеруючими компаніями 18,1 млрд грн (3,5 млрд дол. США). Генеруючі компанії, у свою чергу, були винні гроші постачальникам палива і не платили свої податки в повному обсязі через борги. Саме цей борг, насправді, змусив «Донбасенерго» продати електростанції за ціною, яку багато людей вважають заниженою. В той час як багато кінцевих споживачів не оплачували рахунки у повному обсязі, державні підприємства часто мали найнижчі рівні платежів. Бартер також давав можливість посередникам отримувати з цього вигоду та підсилював проблему з боргами в «Енергоринку».

Є очевидним, що залучати інвестиції у такій ситуації було непросто, так само як і приватизувати комунальні підприємства. У червні 2005 р. уряд та Верховна Рада України прийняли комплексний план з реструктуризації боргу для запровадження його у секторі на більш стабільній фінансовій основі. Він містить положення для уряду фінансувати минулі несплачені борги державних підприємств після того, як вони будуть чітко задокументовані та зареєстровані. Він також намагається скасувати борг між організаціями шляхом переговорів та списання боргів між установами. Хочеться сподіватися, що ці заходи спростять залучення фінансування та забезпечать більш стабільне постачання електроенергії у довгостроковій перспективі.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* наводить деякі ключові факти, які висвітлюють статус електроенергетичних активів. Понад 92 % теплових електростанцій вичерпали свій проектний термін служби. Приблизно 34 % повітряних ліній електропередач 220–330 кВ працювали 40 років або більше і потребують заміни. Крім того, 76 % підстанцій працювали значно довше, ніж це було розраховано проектом.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* також окреслює оціночні інвестиції, необхідні для електроенергетичного сектору, що становлять 522,3 млрд грн (104 млрд дол. США) включно до 2030 р., приблизно половина з яких потрібна для розвитку атомної енергетики (табл. 8.4).

## Експорт електроенергії та взаємозв'язки з сусідніми країнами

---

Україна є чистим експортером електроенергії, у 2005 р. за кордон було продано приблизно 3 500 ГВт·год електроенергії. Україна хотіла б збільшити цей експорт і стати більш важливим транзитним шляхом для електроенергії з Росії в Центральну Європу. Значне збільшення експорту потребує підвищення надійності мережі та стабілізації частоти системи. Нині лише так званий Бурштинський острів електростанцій у Західній Україні приєднаний до Європейської мережі UCTE (див. вставку 8.1). Україна ресинхронізувала свою мережу з російською у 2001 р., хоча експорт до Росії значно зменшився після того, як НКРЕ вирішила підняти тарифи на експорт у середині

Таблиця 8.4

Потреба в інвестиціях в електроенергетичному секторі,  
з 2006 по 2030 рр.

	Млрд грн	Млрд дол. США
Модернізація і підвищення безпеки атомних реакторів та поводження з радіоактивними відходами	27,0	5,4
Подовження терміну служби 13 атомних реакторів	11,7	2,3
Спорудження 22 нових атомних реакторів, ГЕС та виведення з експлуатації атомних реакторів	169,5	33,7
Спорудження об'єктів для виробництва ядерного палива	21,7	3,3
Подовження терміну служби конденсаційних теплових електростанцій, реконструкція існуючих станцій та спорудження нових	183,4	33,1
Розвиток гідроелектроенергетики	19,0	3,8
Модернізація системи передачі та розподілу електроенергії до 2030 р. (включаючи інвестиції в модернізацію з'єднань з УСТЕ)	82,9	16,5
Розвиток нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії	7,1	1,4

Примітка: Сума в доларах США є конвертованим еквівалентом суми у гривнях.  
Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

2005 р. Українська система також почала працювати паралельно з білоруською системою у 2006 р. Табл. 8.5 містить огляд українського експорту електроенергії на Захід.

До 2006 р. «Укрінтеренерго» був єдиним авторизованим експортером електроенергії з України, що купував електроенергію в «Енергоринку» та ор-

### Вставка 8.1. УСТЕ

УСТЕ є асоціацією операторів систем передачі з 23 країн у континентальній Європі, від Португалії до Польщі і від Нідерландів до Румунії та Греції. Він координує функціонування та розвиток електропередавальної мережі: зокрема, він видає міжнародні технічні стандарти та проводить моніторинг балансу між генерацією та споживанням у взаємопов'язаних системах. УСТЕ також здійснює моніторинг та нагляд за розвитком передавальної інфраструктури у синхронній зоні УСТЕ. Крім того, він надає статистичні дані з виробництва та передачі електроенергії у континентальній Європі.

Джерело: веб-сайт УСТЕ : [www.ucte.org](http://www.ucte.org).

Таблиця 8.5

Експорт електроенергії у 2005 р. та на початку 2006 р., млн/кВт·год

Країна	2005	Січень – червень 2006
Білорусь	3*	1 107
Угорщина	3 319	1 776
Молдова	799	1 034
Польща	983	436
Румунія	129	35
Росія	2 829	0
Словаччина	279	278
<b>Разом</b>	<b>8 341</b>	<b>4 665</b>
Транзит	8 358	н. і.

\* Передано на дві лінії передачі 330 кВ між містами біля кордону.

н. і. – немає інформації.

Джерела: «Укрінтеренерго» та «Енергобізнес».

ганізовував її транзит через Україну. НКРЕ регулювала експортні ціни, і середні доходи «Укрінтеренерго» на кіловат-годину були значно нижчими, ніж середня ціна електроенергії за кордоном в Угорщині та Словацькій Республіці, що свідчить про те, що Україна втрачала гроші (і можливо, що посередники отримували високі прибутки). Занепокоєння щодо втрати доходів від експорту спонукало Міністерство палива та енергетики України змінити експортний режим на початку 2006 р. Уряд дозволив багатьом компаніям конкурувати в експортуванні електроенергії, а Міністерство провело перевірку існуючих контрактів на експорт. Після запровадження цих змін загальний звітний дохід від експорту електроенергії зріс більше як удвічі, не зважаючи на зниження обсягів експорту.

## ● Регіональна інтеграція мереж

Українська високовольтна електрична мережа з'єднана з електричними системами сусідніх країн – Росії, Молдови, Білорусі, Польщі, Словацької Республіки, Угорщини та Румунії. Це робить її частиною великої регіональної інтегрованої електричної системи (ІЕС/ОЕС) співдружності незалежних держав (СНД) та країн Балтії, а також частиною транс-європейської електричної мережі. Однак інтеграція існує лише на технічному рівні; загального ринку електроенергії немає.

У 2002 р. Рада з електричної енергії СНД та країн Балтії звернулася до Об'єднання з координації передачі електроенергії (UCTE – Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) з проханням розглянути синхронне з'єд-

нання електричних систем IEC/OEC з UCTE. У квітні 2005 р. Консорціум UCTE та компанії IEC/OEC підписали у Брюсселі Угоду про співробітництво, яка визначала загальні юридичні засади співробітництва. Синхронізація IEC/OEC з UCTE буде проблематичною, оскільки ці дві системи мають різну історичну, технічну, організаційну та юридичну основу. Західноєвропейські електричні компанії підтримують приєднання, але підкреслюють, що виробники з СНД мають виконати вимоги ЄС з ядерної безпеки та екології перш ніж відбудеться повне об'єднання мережі. Європейська комісія надає Україні технічну допомогу в спрощенні інтеграції з UCTE. Міністерство палива та енергетики України має на меті приєднання української мережі до європейської до січня 2008 р. Перехід від технічного з'єднання до більш широкій ринкової інтеграції, напевно, потребуватиме більше часу.

### ● Бурштинський острів

У 1995 р. західноукраїнська генеруюча компанія «Західенерго» та оператор української національної мережі «Укренерго» звернулися до UCTE за отриманням дозволу на синхронізування операцій. Бурштинський острів відповідно модернізував свою систему згідно з вимогами UCTE. Синхронізація відбулася 1 липня 2002 р. Після успішного випробувального терміну роботи протягом року UCTE ухвалив постійне синхронне з'єднання у вересні 2003 р.

«Острів» включає Бурштинську теплову електростанцію (Івано-Франківська область), Калушську ТЕЦ (Івано-Франківська область) та Теребля-Рікську гідроелектростанцію (Закарпатська область). Він також охоплює суміжну мережу та споживачів у Закарпатській області, а також частково у Львівській та Івано-Франківській областях. Загалом острів має площу 27 000 км<sup>2</sup> і охоплює 3 млн населення. Загальна робоча генеруюча потужність острова оцінюється в 1950 МВт (хоча загальна встановлена потужність перевищує 2500 МВт). Він має такі з'єднання з країнами UCTE та Румунією:

- Угорщина: одна передавальна лінія 750 кВ, одна лінія 400 кВ та дві лінії по 220 кВ.
- Словацька Республіка: одна лінія 400 кВ.
- Румунія: одна лінія 400 кВ.

Ці високовольтні лінії продовжуються на захід до Чеської Республіки та далі, на південь до Болгарії та Балкан. Отже, вони пропонують більше можливостей для торгівлі та транзиту з Центральною Європою та Балканами, за умови, що будуть виконані технічні вимоги.

### ● Стратегія України

Синхронізація IEC/OEC з UCTE видається гарною можливістю для України у довгостроковій перспективі, за умови, що її місцевий ринок добре функціонуватиме і ціни для українських споживачів будуть ринковими та відшкодуватимуть усі витрати. *Енергетична стратегія до 2030 р.* прогнозує збіль-



шення експорту електроенергії. План полягає у модернізації передавальних мереж та підвищенні генеруючої потужності Бурштинського острова.

Слід пам'ятати, що нині системи електричних мереж на більшій частині території країни з'єднані з рештою мереж колишнього Радянського Союзу і лише один Бурштинський острів синхронізований з УСТЕ. Синхронізація між двома системами є технічно неможливою, тобто електроенергія, згенерована на острові, не може бути продана на сході країни. Це піднімає питання про пошук балансу між місцевою енергетичною безпекою та доходами від експорту. Витрати на реконструкцію застарілих електростанцій немалі, особливо якщо експорт зростає. Таблиця 8.6 характеризує електропередавальну потужність України та існуючий експортний/транзитний потенціал.

Таблиця 8.6

Міждержавні лінії електропередачі України та потенціал для експорту електричної енергії у сусідні країни

Країна	Кількість повітряних ліній за класом напруги					Потужність ліній електропередачі, млрд кВт-год/рік
	750 кВ	400-500 кВ	220-330 кВ	110-35 кВ	Total	
Російська Федерація	1	3*	10	18	32	26,3
Молдова			7	18	25	1,5
Білорусь			2	6	8	6,1
Польща	1		1		2	(зона УСТЕ) 5,0** 490,0***
Словаччина		1		1	2	
Угорщина	1	1	2		4	
Румунія	1	1			2	

\*Одна 400 кВ передавальна лінія прямого струму; \*\* За режиму роботи Бурштинського острова; \*\*\* За паралельного режиму роботи.

Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

## Ядерна енергетика

### ● Ядерні реактори та «Енергоатом»

Україна має чотири атомні електростанції з загальним числом реакторів 15 (табл. 8.7). Ядерна енергетика зараз є найбільшим джерелом виробництва електроенергії в Україні. Уряд прогнозує, що у майбутньому частка ядерної енергії залишиться на рівні 2005 р. (близько 50 % загального виробництва електроенергії), при цьому загальне виробництво зростає більш ніж удвічі. «Енергоатом», повністю державна компанія, створена у 1996 р., володіє та

Таблиця 8.7

## Атомні електростанції в Україні

Назва станції	Рік відкриття	Потужність (МВт)	Кількість реакторів	Тип реакторів
Запорізька	1984	6 000	6	ВВЕР-1000 <sup>61</sup>
Південноукраїнська	1982	3 000	3	ВВЕР-1000
Рівненська	1980	2 835	4	ВВЕР-440, ВВЕР-1000
Хмельницька	1987	2 000	2	ВВЕР-1000

Джерело: «Енергоатом».

управляє всіма атомними електростанціями; вона координує їхню роботу в тісному співробітництві з Мінпаливенерго України. Міністерство має Департамент ядерної енергетики та атомної промисловості, і заступник міністра відповідає за питання атомної енергії.

Україна зупинила останній реактор на Чорнобильській атомній електростанції у 2000 р. У 2004 р. вона почала експлуатувати два нових реактори на Хмельницькій та Рівненській атомній електростанціях. В *Енергетичній стратегії до 2030 р.* уряд передбачає побудувати або завершити будівництво 22 нових реакторів загальною потужністю 29 ГВт до 2030 р.; частка ядерної енергії збільшилася б до 52 % загального виробництва електроенергії. Оскільки в Україні немає підприємств, що виробляють ядерні реактори, їй доведеться купувати цю технологію за кордоном. Одним із способів це зробити є проведення міжнародних тендерів для вибору нових реакторів. Можливо, приватні компанії експлуатуватимуть ці нові реактори.

Уряд хотів би використовувати ядерну енергетику для зменшення своєї енергетичної залежності від Росії. Нині Україна купує ядерні паливні елементи у Росії, але експортує уран та цирконій до Росії (цирконій потрібний для виготовлення паливних стрижнів для реакторів). Вона хотіла б побудувати підприємства для деяких елементів паливного циклу з метою зменшення імпорту паливних стрижнів з Росії і для потенційного зниження витрат на паливо. Україна видобуває та подрібнює уран; у майбутньому вона також планує виготовляти паливні стрижні з використанням імпортного збагаченого урану<sup>62</sup>. Видобування урану в Україні нині становить одну третину її потреб у ядерному паливі. Таким чином, зменшення залежності від Росії потребувало б значних інвестицій у виробництво та переробку урану. Україна має 2 % світових запасів урану; більшість її резервів пов'язані з гли-

<sup>61</sup> ВВЕР – це російська аббревіатура для реакторів води під тиском. У буквальному перекладі російська аббревіатура означає водо-водяний енергетичний реактор.

<sup>62</sup> Колишній Прем'єр-міністр України Ю. Єхануров оголосив у 2006 р., що Україна не буде шукати можливість збагачувати уран на своїй території, зменшуючи обсяги українських планів повного циклу через занепокоєння світової спільноти з приводу непоширення ядерної зброї.

бокими низькосортними покладами з достатньо високими витратами на видобування. Країна також придбала дослідну партію ядерного палива у Westinghouse, але ціна є приблизно на 40 % вищою, ніж ціна російського палива. На найближчу перспективу це не є реальним джерелом палива для України (Uranium Information Centre, 2005; Бернадський 2005; МАГАТЕ, 1998). Однак «ТВЭЛ», російська компанія з ядерного палива, може збільшити ціни у майбутніх контрактах, особливо якщо ціни на уран зростатимуть в усьому світі.

## ● Витрати та ціноутворення

Державний комітет ядерного регулювання (ДКЯР) надає дані про елементи витрат оптового тарифу на ядерну енергію в Україні. На купівлю палива припадає майже одна третина витрат. Витрати на оплату праці становлять дещо більше ніж 10 % загальних витрат. Прибуток встановлено на рівні 30 %. Однак прибуток має використовуватися для того, що вважалося б витратами на виробництво за міжнародними стандартами. Більша частина робіт з підвищення ядерної безпеки фінансується з амортизації або прибутку. Це означає, що практично жодні суми не використовуються на капітальні реінвестиції у нові потужності. Насправді, капітальні витрати на два нових реактори на Хмельницькій та Рівненській АЕС фінансувалися за рахунок спеціальних зборів з продажу всієї електроенергії та не включалися до бази ставки тарифу на ядерну енергію. Виведення з експлуатації також було виключено з витрат на ядерну енергію в минулому, і нині ще не зрозуміло, чи будуть фонди на виведення з експлуатації адекватно фінансуватися.

Витрати на зберігання радіоактивних відходів та поводження з ними також не є частиною формування тарифу на ядерну енергію (хоча витрати на видалення відпрацьованого палива з реакторів до них включено). Тарифна база також містить невеликий збір на Фонд ядерно-паливного циклу, хоча незрозуміло, чи достатньо його для повного відшкодування капітальних витрат на заплановані інвестиції у цій сфері. Уряди України та кількох інших країн фінансують ядерну безпеку безпосередньо, хоча тарифна база також відшкодовує деякі з цих витрат.

Значна частка витрат на ядерну енергію не покладається безпосередньо на споживачів через тарифну структуру. Хоча це має місце деякою мірою для всього виробництва електроенергії (тому що витрати на капітальну заміну постійно недофінансуються), особливо це здається проблемою для атомної промисловості, де капітальні витрати становлять істотну частку загальних витрат. Нестача коштів на покриття витрат значно ускладнить уряду запровадження його планів щодо розвитку ядерної енергетики.

НКРЕ встановлює тарифи на ядерну енергію, продану «Енергоринку». Оптовий тариф на ядерну енергію у 2005 р. становив 0,078 грн (0,016 дол. США) на кВт·год, приблизно на 33 % менше, ніж середня оптова ціна на електроенергію. Не зважаючи на підвищення тарифу та цін у 2006 р., співвідношення

Таблиця 8.8

Середня оптова ціна на електроенергію за типами електростанцій, липень 2006 р.

Тип електростанції	Вартість	
	грн/кВт·год	дол. США/кВт·год
АЕС*	0,080	0,016
ТЕС	0,192	0,038
ГЕС*	0,077	0,015
ТЕЦ*	0,175	0,035
Вітрова*	0,242	0,048
Середнє	0,129	0,026

\* Оптова ціна на електроенергію від цих типів станцій регульована.

Примітки: 27 липня 2006 р. регулятор ухвалив підвищення тарифів на атомну енергію до 0,0888 грн/кВт·год (0,018 дол./кВт·год); тариф на гідроелектроенергію також зріс наприкінці липня до 0,0869 грн/кВт·год (0,017 дол./кВт·год).

Джерело: «Енергоринок», 2005а.

середніх та оптових цін на ядерну енергію залишилося практично на тому самому рівні (табл. 8.8).

## ● Суспільна думка

Суспільна думка відіграла важливу роль у розвитку ядерної енергетики у більшості демократичних країн. Центр ім. Розумкова провів у 2005 р. опитування суспільної думки в Україні щодо ядерної енергії. З'ясувалося, що в той час 39 % громадян вважали, що ядерна енергія могла б забезпечити Україні більшу енергетичну незалежність, 55 % – що не треба будувати нові атомні станції. Приблизно 65 % опитаних висловили думку, що українські ядерні реактори є досить або надзвичайно небезпечними для навколишнього середовища. З опитаних 84 % заявили, що вони не отримують достатньо інформації від уряду щодо його намірів побудувати нові атомні електростанції. Директор програм з енергетики Центру ім. Розумкова Володимир Саприкін вважає, що цей брак інформації створює ризик для цих планів спорудження, і уряд має залучити спільноту до діалогу з цього приводу. Це створило б довіру та розуміння і знизило б імовірність того, що суспільна опозиція призупинила б роботу над ключовим аспектом урядової енергетичної стратегії (Саприкін, 2005б).

## ● Регуляторна база в ядерній енергетиці та ядерна безпека

Ядерна безпека є ще одним важливим питанням в українському енергетичному секторі. Два колишніх голови парламентського Комітету з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки на-

звали його в числі двох найважливіших проблем у галузі енергетики, друга з яких – це підвищення ціни на імпортований природний газ.

ДКЯР відповідає за видачу ліцензій на ядерні об'єкти, моніторинг виконання ними норм ядерної безпеки та розробку відповідних законодавчих регуляторних актів. Він також здійснює нагляд за виведенням з експлуатації Чорнобильської АЕС та управлінням і транспортуванням радіоактивних відходів. Комітет був створений у 2000 р. після реорганізації уряду. Він є незалежним органом, але як і НКРЕ отримує свій бюджет від уряду. До 2005 р. Голова ДКЯР призначався та звільнявся Президентом України. За новою редакцією Конституції України ці функції візьмуть на себе парламент та прем'єр-міністр України.

З часу отримання незалежності Україна зробила кілька кроків для розробки законодавства та регулювання у сфері ядерної енергетики. Воно містить такі законодавчі акти:

- *Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку.*
- *Про поводження з радіоактивними відходами.*
- *Про видобування і переробку уранових руд.*
- *Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії.*
- *Про захист людини від впливу іонізуючого випромінювання.*
- *Про фізичний захист ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання.*
- *Про базові основи продовженої експлуатації та виведення з експлуатації Чорнобильської АЕС та переведення пошкодженого блоку № 4 Чорнобильської АЕС у екологічно безпечну систему.*
- *Про впорядкування питань, пов'язаних із забезпеченням ядерної безпеки*<sup>63</sup>.
- *Про організацію процесу прийняття рішень щодо розміщення, планування та будівництва ядерних об'єктів та установок, спроектованих для поводження з радіоактивними відходами.*

Україна також ратифікувала низку міжнародних угод, що фокусуються на енергетиці та безпеці, включаючи: *Конвенцію про раннє попередження ядерних надзвичайних ситуацій* (1987 р.); *Конвенцію про фізичний захист ядерного матеріалу* (1993 р.); *Конвенцію про ядерну безпеку* (1997 р.); *Об'єднану конвенцію про безпеку поводження з відпрацьованим паливом та про безпеку поводження з радіоактивними відходами* (1997 р.); *Віденську конвенцію про цивільну відповідальність за ядерну шкоду* (1996 р.).

Зобов'язання та витрати, пов'язані з нещасними випадками у атомній галузі є проблемами, щодо яких Україна має значний досвід. Український уряд заявив, що до 2000 р. включно її економіка зазнала збитків на 148 млрд

<sup>63</sup> Цей закон в основному стосується фінансових питань, пов'язаних із закриттям та виведенням з експлуатації ядерних установок.

дол. США внаслідок Чорнобильської катастрофи. Білоруський уряд підрахував, що економіці цієї країни завдано збитків від Чорнобильської катастрофи на суму 235 млрд дол. США до 2016 р. У рамках діючих міжнародних конвенцій країни, які підписали угоди з ядерної енергетики, не повинні обмежувати відповідальність операторів ядерних об'єктів до менше ніж 150 мільйонів спеціальних прав позики<sup>64</sup> (СПП) (еквівалент приблизно 225 млн дол. США). Уряди країн, які підписали такі угоди, разом приймають додаткову, колективну відповідальність у сумі приблизно 125 мільйонів СПП, а державні зобов'язання становлять 25 мільйонів СПП. Додаткові протоколи, які ще не набули чинності, збільшать загальне відшкодування відповідальності від існуючих на сьогоднішній день 450 млн дол. США до приблизно 2,2 млрд дол. США (ООН, 2002; ДКЯР, 2004а).

Україна ратифікувала не всі міжнародні угоди, що стосуються відповідальності у сфері ядерної енергії, але вона самостійно прийняла національне законодавство, яке встановлює відповідальність її операторів на рівні до 150 млн СПП. Українські страхові компанії створили Атомний страховий фонд у 2003 р., і «Енергоатом» сплачує кошти до цього фонду (хоча уряд субсидював ці платежі у перші кілька років). Протягом перехідного періоду відшкодування зросло до 150 мільйонів СПП<sup>65</sup>.

Хоча західні експерти вважають, що системи ядерної безпеки в Україні відповідають основним стандартам, неполадки часто трапляються на 15 працюючих реакторах, які часто закриваються на ремонт і технічне обслуговування. У 2000 р. стався 71 випадок незапланованого відключення; у 2004 р. таких випадків було тільки 25. За міжнародною шкалою ядерних подій, Україна мала три інциденти 1-го рівня у 2004 р. (1-й рівень – це найнижчий з семи рівнів); а також 33 відхилення<sup>66</sup>. Два нових реактори, запущених у середині та наприкінці 2004 р. мали один інцидент 1-го рівня та шість відхилень у решту місяців 2004 р. Такі випадки є більш серйозними, ніж звичайні непланові відключення, але не пов'язані із викидом радіації. Міжнародне агентство з атомної енергії (МАГАТЕ) нещодавно завершило дослідження операційної безпеки на двох українських атомних електростанціях і виявило, що станції доклали значних зусиль для удосконалення і мають серйозні вимоги щодо безпеки. Водночас МАГАТЕ зазначає, що існують проблем-

<sup>64</sup> Спеціальні права позики є міжнародними резервними активами, створеними Міжнародним валютним фондом у 1969 р. Вони фактично є «валютою», що діє як кошук інших валют, де цінність ґрунтується на кількох ключових валютах. Найчастіше вони застосовуються для угод та інших подібних цілей.

<sup>65</sup> Україна ратифікувала Віденську конвенцію, і не ратифікувала Паризьку та Брюссельську конвенції. Паризький/Брюссельський режим має більш високі ліміти зобов'язань. Віденська конвенція застосовує ліміти відповідальності лише до атомних операторів; ці ліміти нині є еквівалентними приблизно (50 млн грн). Україна відповідає цим лімітам, навіть у перехідному періоді.

<sup>66</sup> Відхилення – це термін, який використовується в Україні для випадків у ядерному секторі, які на думку українського регулятора, є нижчі ніж 1-й рівень за Міжнародною шкалою ядерних подій.

ні сфери, такі як звітність про інциденти, навчання та пожежна безпека (МАГАТЕ, 2003, 2004; ДКЯР, 2004а, 2005).

У вересні 2005 р. сталося аварійне відключення на новому реакторі Хмельницької АЕС, лише через рік після того, як реактор було введено у комерційну експлуатацію. Реактор було закрито на 2,5 місяці для ремонтних робіт, включаючи вилучення палива з ядра реактора, перевірку реактора, перевірку труб та проведення значних ремонтних робіт частини аварійної системи охолодження ядра. Попередня інформація за 2005 р. показує, що кількість відключень та інших інцидентів збільшилася порівняно з попередніми роками. Хоча це знижує ефективність станцій, але є позитивним моментом в тому плані, що демонструє, що оператор та регулятор проводять огляди станцій та виводять їх з роботи, коли виникають проблеми.

Український уряд вжив низку заходів для підвищення ядерної безпеки. Це стосується законодавчої та регуляторної структури, про що йшлося раніше. Вони також включають заходи, здійснені на атомних станціях для підвищення культури безпеки, таких як спонсорування «Днів безпеки» та вимога створення навчальних центрів на кожній станції. Україна впроваджує політику з гарантії якості та проводить моніторинг впровадження програм і ведення документації на кожній атомній станції.

Ядерна безпека в Україні фінансується кількома шляхами. У 2004 р. тарифна база для електроенергії, виробленої «Енергоатомом», становила 680 млн грн (135 млн дол. США) для підвищення ядерної безпеки та 25 млн грн (5 млн дол. США) для операційної безпеки на 15 реакторах. Український уряд також надає субсидії для ядерної безпеки з державного бюджету. Уряди західних країн надали значне фінансування для підвищення безпеки ядерних реакторів та ефективності їх експлуатації. Воно здійснювалося через фонди від Департаменту енергетики США, Рахунок ядерної безпеки Європейського банку реконструкції та розвитку (ЄБРР), Європейську комісію тощо. ДКЯР у минулому висловлював занепокоєння з приводу того, що «Енергоатом» не міг адекватно фінансувати ядерну безпеку через неплатежі. В останні роки фінансування на основі тарифу значно зросло. Таким чином, «Енергоатом» витратив на ядерну безпеку майже в дев'ять разів коштів більше у 2003 р., ніж у 2001 р. Однак поки що не зовсім зрозуміло, чи цього достатньо, беручи до уваги зменшення західного фінансування та значні потреби. Наприклад, ДКЯР висловив серйозне занепокоєння щодо питань безпеки на Хмельницькому реакторі 2 під час проведення оцінки перед введенням в експлуатацію. Це той самий реактор, який був закритий на ремонт у вересні 2005 р. (ДКЯР, 2004б).

ДКЯР докладав великих зусиль, щоб зробити об'єктивну оцінку ядерної безпеки, але інколи його технічні питання можуть знаходитися у конфлікті з політичними питаннями. Передкомісійний звіт Хмельницький-2 є одним з прикладів цього. Іншим прикладом є рішення знову запустити реактори 1 та 3 Чорнобильської АЕС у 1992 р., незважаючи на занепокоєння регулятора.

Слід схвалити зусилля ДКЯР відкрито подавати інформацію про свою роботу та статус ядерної безпеки в Україні. Наприклад, ДКЯР розміщує інформацію про непланові відключення атомних станцій на своєму веб-сайті.

## ● Виробництво палива та поводження з відходами відходів

Україна виробляє уран та цирконій, які відправляє до Росії для виготовлення елементів ядерного паливного циклу. Україна щороку виробляє приблизно одну третину урану, необхідного як паливо для своїх ядерних реакторів. Росія постачає решту урану. Виробництво урану в Україні скоротилося в останні роки через вичерпання запасу існуючих шахт (табл. 8.9). Східний гірничовидобувний та збагачувальний комбінат (СхідГЗК) експлуатує уранові шахти та перероблювальні заводи. Це підприємство належить Департаменту ядерної енергетики та атомної промисловості Мінпаливенерго України.

Таблиця 8.9

### Виробництво урану в Україні

	2000	2001	2002	2003	2004
Виробництво урану (руди), т	1005	750	800	800	800
Частка світового виробництва, %	2,8	2,0	2,2	2,3	2,0

Джерела: АЯЕ, МАГАТЕ, 2003, 2005 рр.

Україна хотіла б збільшити виробництво урану для задоволення всіх власних потреб. Уряд вважає, що це важливо, оскільки використання власних уранових ресурсів підвищить безпеку постачання та зменшить потенційний вплив підняття світових цін на уран. Так, уряд планує відкрити нові шахти на Новокосянтинівському родовищі, в яке він інвестує 1 млрд грн (200 млн дол. США). У 2002 р. Україна також відкрила нову шахту – Сліпа-2 на родовищі, що активно використовується. Агентство з ядерної енергетики (АЯЕ)<sup>67</sup> оцінює, що Україна буде здатна виробляти 1 500– 2 000 т урану на рік до 2015 р. Українські реактори нині споживають еквівалент 2350 т на рік.

Більша частина українських підтверджених запасів урану є відносно дорогими для видобування. Україна має за оцінками 86 910 т урану, які вона може видобути на рівні 80 дол./кгU або менше<sup>68</sup>. За існуючих цін на уран за прогнозами, складеними АЯЕ, українські запаси дозволили б їй виробляти 2 000 т урану на рік протягом приблизно 43 років. Якщо ціни зростуть, Ук-

<sup>67</sup> Однотипна з МЕА спеціалізована міжнародна організація в системі ОЕСР.

<sup>68</sup> АЯЕ і МАГАТЕ розділяють запаси урану за категоріями на основі вартості: < 40 дол. США/кг урану, < 80 дол. США/кг урану і < 130 дол. США/кг урану. Україна має 2,2 % світових запасів за ціною < 80 дол. США/кг урану і 2,0 % запасів за ціною < 130 дол. США/кг урану. Таким чином, за світовими стандартами Україна не має великих резервів.



раїна зможе з економічною вигодою видобувати урану більше. Уран також можна купувати на міжнародних ринках (АЯЕ, МАГАТЕ, 2005).

Для зменшення залежності України від російського імпорту енергії уряд планує побудувати новий об'єкт з переробки урану в Україні, який використовуватиме власні ресурси урану та цирконію (за винятком збагачення урану). Досягнення цієї мети сповільнюється в основному через те, що «Енергоатом» не фінансував адекватно Фонд ядерно-паливного циклу. Станом на середину 2004 р. «Енергоатом» мав заборгованість перед цим Фондом у розмірі 770 млн грн (141 млн дол. США), що відображає той факт, що сам «Енергоатом» не отримав платежі на суму 7,4 млрд грн (1,4 млрд дол. США) за електроенергію, вироблену протягом останніх років (Лесик, 2004; Данилова, 2006).

Міністерство з питань надзвичайних ситуацій<sup>69</sup> несе відповідальність як за сховища відпрацьованого палива на Чорнобильській АЕС, так і за виведення з експлуатації всіх об'єктів. «Енергоатом» відповідає за обробку відпрацьованого палива та його зберігання на діючих атомних електростанціях, з наглядом з боку Міністерства палива та енергетики. Теоретично атомні електростанції відповідають за фінансування сховищ відпрацьованого палива, хоча платежі були проблемою, і уряд мав доплачувати навіть базову суму, яку платять станції. Україна зберігає відпрацьоване паливо від своїх реакторів ВВЕР в реакторних охолоджувачах протягом п'яти років, після чого вона відправляє паливо до Росії для переробки або поміщає його у власне тимчасове сховище у Запоріжжі.

Високорадіоактивні відходи, згенеровані під час переробки палива у Росії, мають відправлятися назад до України для постійної утилізації. Відпрацьоване паливо з Чорнобильських реакторів зберігається там само і не йде до Росії. Україна споруджує сухе тимчасове сховище для відпрацьованого палива на Запорізькій атомній станції для відпрацьованого палива з цієї станції. У 2005 р. «Енергоатом» підписав контракт з американською компанією Holtrec International на спорудження пілотної версії централізованого сухого сховища для обслуговування інших атомних станцій в Україні. Уряд нині шукає прийнятне місце для більшого сховища. Крім того, спеціалізоване державне підприємство тепер працює над приведенням місць зберігання радіоактивних відходів, накопичених після Чорнобильської катастрофи, у відповідність до норм ядерної та радіаційної безпеки. Ці відходи буде поміщено до нового сховища, що нині будується у Чорнобилі.

Плани спорудження геологічного сховища для довгострокового зберігання та утилізації активно не реалізуються, хоча офіційна політика України

<sup>69</sup> Повна назва – Міністерство України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи. Сьогодні Чорнобильська атомна станція є єдиною станцією, виведення якої з експлуатації заплановане, нині міністерство має широкі зобов'язання щодо майбутнього виведення з експлуатації та витрат на нього.

полягає у тому, щоб нарешті побудувати таке сховище. Кілька десятиліть тому тодішній Радянський уряд провів дослідження, які показали, що регіон Коростенського кристалічного щита міг би бути прийнятним місцем розміщення геологічного сховища, хоча не було визначено конкретного місця. Росія готова приймати високорадіоактивні відходи від інших країн, і Україна могла б розпорядитися своїми високорадіоактивними відходами таким чином, принаймні поки що. Однак урядові оцінки показують, що це коштуватиме більше, ніж побудова довгострокових об'єктів геологічної утилізації в Україні (ДКЯР, 2003; Ливень, 2005).

## ● Виведення з експлуатації ядерних реакторів

Виведення з експлуатації першої з інших українських атомних електростанцій може розпочатися у 2010 р., коли країна почне заміну своїх ядерних реакторів. Більша частина існуючих реакторів за графіком мають бути виведені з експлуатації до 2020 р. Однак подовження строку служби може відкласти цей термін до 15 років.

У минулому Україна не накопичувала окремо кошти на фінансування виведення реакторів з експлуатації. Згідно з *Законом України «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку»*, прийнятим у 1995 р., всі нові ядерні установки перш ніж отримати ліцензію повинні мати план для здійснення внеску до фонду виведення з експлуатації. На практиці два реактори, які були введені в комерційну експлуатацію у 2004 р., не відповідали цій вимозі. Верховна Рада України намагалася посилити законодавчу базу для фінансування виведення з експлуатації шляхом прийняття у 2005 р. нового *Закону України «Про впорядкування питань, пов'язаних із забезпеченням ядерної безпеки»*<sup>70</sup>.

Оскільки немає накопичених фондів для виведення станцій з експлуатації за рахунок минулого продажу ядерної електричної енергії, уряду, можливо, все-таки доведеться субсидіювати витрати на виведення з експлуатації. Навіть за законом від 2005 р. поки що незрозуміло, чи буде надходити адекватне фінансування до фондів для виведення з експлуатації для виконання передбачених вимог. Україна може полегшити бюджетний тягар витрат на виведення з експлуатації шляхом запровадження нових фондів для виведення з експлуатації та включення цих витрат до тарифу. НКРЕ та уряд України повинні будуть підняти тарифи на ядерну енергію для покриття реальних витрат на виведення з експлуатації, пов'язаних як з існуючим, так і з минулим використанням ядерної електричної енергії. Міністерство з пи-

<sup>70</sup> Мінпаліверенерго України звітувало, що нині формуються деякі фонди для виведення реакторів з експлуатації. Під час оглядового візиту «Енергоатом» зазначив, що законодавчої інфраструктури для формування фондів ще не має, хоча існує закон, який вимагає наявності спеціальних фондів з виведення реакторів з експлуатації. Станом на липень 2006 р. веб-сторінка «Енергоатому», присвячена виведенню реакторів з експлуатації, містила лише концепцію документу, розроблену в 2004 р.

тань надзвичайних ситуацій буде здійснювати нагляд за фондами для виведення з експлуатації та поводженням з відходами.

## ● Чорнобильська катастрофа та її наслідки

Четвертий реактор Чорнобильської атомної електростанції вибухнув 26 квітня 1986 р., викинувши у 100 разів більше радіації, ніж бомби, скинуті у містах Хіросіма та Нагасакі. Катастрофа відбулася під час тестування варіанту можливого аварійного постачання енергії для забезпечення роботи охолоджувальних насосів. Персонал станції відключив системи безпеки для того, щоб переконатися, що тест не буде перервано. Під час тесту зросла потужність та відмовило аварійне відключення реактора. Менш ніж за секунду рівні потужності та температури підвищилися в багато разів. Два послідовних вибухи зірвали дах реактора, а паливні стрижні розплавилися, спричинивши пожежу з надзвичайним рівнем температури. Полум'я палахкотіло до 6 травня 1986 р., викидаючи радіоактивний матеріал в атмосферу.

Протягом десяти днів після катастрофи 130 000 осіб, які мешкали у 30-кілометровій зоні навколо реактора було евакуйовано. Ця територія була названа «зоною відчуження», і доступ до неї залишається обмеженим. Радіоактивна хмара вразила дуже віддалені від пожежі зони. Вона перемістилася на північний захід через Білорусь на Балтійські країни, а потім до Західної Європи. Чимало територій у Білорусі були покинуті через забруднення. Забруднення на більш віддалених територіях було меншим і залежало від проходження дощів під час просування хмари над цими територіями.

Велоса багато дискусій протягом останніх 15 років щодо наслідків, які ця катастрофа мала для здоров'я та навколишнього середовища. МАГАТЕ, у співробітництві з кількома агентствами ООН, оприлюднив у вересні 2005 р. звіт із висновком про те, що вплив цієї катастрофи було значно перебільшено у минулому. У звіті встановлювалося, що 56 осіб загинуло у результаті прямих наслідків катастрофи до цього моменту і 4 000 загиблих можна віднести до наслідків катастрофи протягом тривалого часу. Звіт підкреслював, що найбільшими наслідками могли бути психологічний стрес та страх, пов'язаний із ризиком для осіб, які були евакуйовані (Чорнобильський форум, 2005).

Це суперечить попереднім заявам білоруських та українських урядових органів про кількість смертей, пов'язаних з Чорнобильською катастрофою. Оцінки деяких інших досліджень ще більш жорсткі. Міжнародні організації схиляються до більш консервативного погляду на кількість смертей (ООН, 2002), з урахуванням того, що смерть не кожної особи, евакуйованої з Чорнобиля, була пов'язана з наслідками катастрофи. Оскільки уряд України є членом Чорнобильського форуму, що допомогло розробити звіт МАГАТЕ, деякі українські урядові та неурядові організації дуже обережно поставилися до сприйняття звіту МАГАТЕ. Міністерство з питань надзвичайних си-

туацій України підкреслило, що Чорнобиль є і залишатиметься однією з найбільших проблем України, і що проблеми із наслідками для здоров'я у зв'язі Чорнобильського Форуму є заниженими.

## ● Закриття Чорнобильської атомної електростанції, виведення її з експлуатації та саркофаг

Спочатку Чорнобильська атомна електростанція мала чотири реактори. Реактор 4 вибухнув у 1986 р.; реактор 2 було закрито після пожежі на турбіні у 1991 р. Реактори 1 і 3 були закриті у 1991 р., але знову відкриті з меншою потужністю у 1992 р. Захід був занепокоєний стосовно безпеки цих реакторів РБМК<sup>71</sup>. У 1995 р. Україна та країни великої сімки підписали Меморандум про взаєморозуміння (МВР) про закриття реакторів та надання Україні допомоги щодо альтернатив Чорнобиллю та у закритті й виведенні з експлуатації об'єкта. (МВР також містить кілька умов, у тому числі реформування енергетичного сектору та ядерну безпеку.) Україна закрила реактор 1 у 1996 р., а реактор 3 – у 2000 р.

Велика увага до альтернативних варіантів невдовзі сфокусувалася на двох частково завершених реакторах на Хмельницькій та Рівненських АЕС. Згідно з МВР ЄБРР повинен був оцінити економічну доцільність та ефективність завершення цих двох реакторів, а потім допомогти фінансувати роботи. Оцінка зайняла більше часу, ніж передбачалося, оскільки існували серйозні занепокоєння щодо того, що станції не є економічно ефективними, беручи до уваги високі витрати на те, щоб зробити їх безпечними, та прогноз попиту на електроенергію в Україні.

У кінцевому підсумку ЄБРР ухвалив фінансування, але Україна відхилила його, оскільки велика частина фінансування передбачалася для підвищення ядерної безпеки і фінансування надавалося з певними умовами. Зокрема, Україна мала підвищити ядерну безпеку на всіх атомних електростанціях, забезпечити незалежність регулятора реактора та реформувати ринок електроенергії. Україна прийняла рішення самостійно профінансувати станції, використовуючи місцеве фінансування та випуск облігацій, які мали бути виплачені із додатковою платою до тарифу на продану електроенергію. Згідно з більш пізньою кредитною угодою ЄБРР фінансуватиме удосконалення безпеки на двох реакторах після введення їх в експлуатацію.

Хмельницький реактор 2 та рівненський реактор 4 було завершено та введено в експлуатацію у 2004 р. З тих пір вони часто відключалися через проблеми з функціонуванням та безпекою, в тому числі масштабним капітальним ремонтом на реакторі 2 Хмельницької АЕС на початку вересня 2005 (як уже зазначалося).

<sup>71</sup> РБМК – це абревіатура російської назви «реактор большой мощности канальный», що означає «каналний реактор великої потужності». Це тип реактора, який використовує легку воду для охолодження та графіт для пом'якшення; він вироблявся лише у Радянському Союзі.

«Енергоатом» раніше володів Чорнобильською атомною станцією, експлуатував її та був відповідальним за виведення її з експлуатації до 2001 р., коли Чорнобиль було передано спеціалізованій державній компанії, що належала Міністерству України з питань надзвичайних ситуацій. Це означає, що «Енергоатом» більше не несе відповідальності за будь-які витрати з виведення з експлуатації Чорнобильської АЕС, що є суперечливим, через потенційний прецедент, який це встановлює, та економічні викривлення, що створює така ситуація. Захід фінансує велику частину витрат на виведення ЧАЕС з експлуатації, як про це було домовлено у рамках МВР.

Стан саркофагу, який накриває пошкоджений ядерний енергоблок Чорнобильської АЕС, також містить потенційну загрозу. Саркофаг був швидко споруджений після катастрофи у 1986 р. Він був спроектований як тимчасовий засіб захисту і споруджений на 10–15 років. Він все ще містить приблизно 200 т радіоактивного матеріалу і потребує термінової капітальної реконструкції. Ремонт саркофагу довго відкладався, але нині розробляється проєкт з фінансуванням країнами «великої вісімки», Європейською комісією, ЄБРР, Україною та іншими інвесторами. Нове Чорнобильське укриття коштуватиме приблизно 1 млрд дол. США і має бути завершене до 2009 р. Проєкт полягає в тому, щоб помістити зруйнований реактор 4 та первинний саркофаг у 20 000-тонне сталеве укриття. Воно спроектоване на термін 100 років, протягом яких має бути знайдено ще більш надійне рішення Чорнобильської проблеми.

## Критичні зауваження

---

Україна досягла значного прогресу у стабілізації постачання електроенергії та подоланні кризи із заборгованістю у секторі. Менш ніж 10 років тому постачання електроенергії було досить непостійним через неплатежі, які призводили до нестачі палива. Мережа нині є набагато стабільнішою, що дає змогу Україні експортувати електроенергію з Західної України та розпочати роботи із з'єднання своєї основної мережі з UCTE на Заході.

Значний прогрес спостерігається у збільшенні платежів за електроенергію на всіх рівнях. Крім того, уряд України та «Енергоринок» рухаються вперед за ретельно розробленою програмою розв'язання проблем з боргами, яка зробить сектор знову платоспроможним.

Україна також здійснила важливі кроки щодо запровадження конкурентного ринку електроенергії та приватизації сектору. Однак з кінця 90-х років минулого століття мало було зроблено для консолідації початкових зусиль. Україна сьогодні має можливість розвинути свої минулі успіхи у створенні ринку та приватизації.

Учасники оптового ринку електроенергії погодилися на переведення системи з моделі єдиного покупця до моделі двосторонніх контрактів. Цей

крок міг би бути правильним для українських ринкових умов. Однак деякі з основних проблем сьогодні здаються менш пов'язаними з ринковою структурою, ніж з незбалансованістю основних аспектів ринку (наприклад, тарифи, які не повністю відшкодовують витрати, відсутність конкуренції на ринках палива та небажання у минулому застосовувати санкції до споживачів із простроченою заборгованістю). Важливо, щоб учасники ринку та уряд рухалися швидко та методично до запровадження будь-яких переходів. Досвід країн MEA показує, що невпевненість щодо ринку електроенергії та регуляторних систем перешкоджає інвестиціям.

Ключовою умовою функціонування будь-якої системи є повне відшкодування витрат. Регульовані компоненти тарифу – для ядерної енергії, гідроенергії, передачі та розподілу – становлять більшу частину загальних платежів. Існуючі тарифи не відшкодовують усіх витрат на капітальні інвестиції, технічне обслуговування або захист навколишнього середовища. Це справедливо для всіх джерел енергії, але є особливо проблематичним для ядерних установок. В атомному секторі тарифи недостатньо відшкодовують не лише капітальні інвестиції, а й витрати на зберігання та утилізацію відходів та виведення з експлуатації.

Якщо Україна хоче залучити інвестиції та забезпечити надійне постачання електроенергії в майбутньому, вона має підняти тарифи. Україна нині має одні з найнижчих тарифів на електроенергію в регіоні, навіть нижчі, ніж у багатій на енергію Росії. Після 15 років недостатнього інвестування у сектор електроенергетики0 уряд сам підкреслює, що багато електроенергетичних активів експлуатують довше, ніж передбачено їхнім терміном експлуатації. Тривале недостатнє інвестування лише відсуває час, коли необхідно вкладати інвестиції, що в кінцевому підсумку означає, що ціновий шок від стрімкого зростання тарифів буде ще сильнішим. НКРЕ розпочала політично складне завдання з підвищення тарифів. Визначеність і послідовність у довгостроковій перспективі будуть ключем до розв'язання проблеми.

Нормативні документи, що регулюють тарифи, мають містити адекватні положення для підтримки капітальних інвестицій. Тоді, як для НКРЕ має сенс забезпечити гарантію того, що загальні витрати не є надмірними, капітальні інвестиції є важливою регуляторною проблемою: вони можуть підняти витрати у короткостроковій перспективі перед зниженням їх у довгостроковій. НКРЕ та уряд України мають бути обережними у досягненні правильного балансу в розробці регуляторних актів, які захищають споживачів від монопольних цін і все ж дозволяють компаніям приймати власні інвестиційні рішення.

Сьогодні економічний потенціал українських електроенергетичних активів не використовується повністю, частково тому, що ціни не забезпечують необхідних стимулів. Гарним прикладом є гідроелектроенергія, яка

регулюється і яка є найменш витратним видом електроенергії в Україні. Гідроелектроенергія є надзвичайно цінною для балансування частоти мережі. Встановлення ціни на неї на такому низькому рівні створює мало стимулів використовувати її, коли вона є найбільш цінною. Більш того, мало стимулів існує і для того, щоб інвестувати більше коштів у гідроелектроенергію. Ціни на гідроелектроенергію можуть встановлюватися на основі її цінності як частина дієвого оптового ринку електроенергії.

Збільшення тарифів може відбуватися поетапно з метою мінімізації впливу на населення і для забезпечення гарантії того, що неплатежі знову не стануть проблемою. Перший крок, тобто підняття тарифів для покриття короткострокових граничних витрат виробництва, вже зроблено. Другий крок, фінансове оздоровлення сектору, тільки-но розпочинається. Третій та четвертий кроки охоплюють капітальні витрати (або амортизацію) та прибуток. Після четвертого кроку споживачі відшкодуватимуть довгострокові граничні витрати виробництва, що має належним чином позиціонувати Україну для залучення потрібних інвестицій. План НКРЕ підняти тарифи на 25 % кожні шість місяців є позитивним кроком і має бути підтриманий.

Оскільки тарифи піднялися, український уряд повинен прослідкувати за тим, щоб були впроваджені ефективні мережі соціального забезпечення для допомоги сім'ям з низьким рівнем доходів. Мета підняття тарифів не в тому, щоб примусити бідних страждати, а щоб дати можливість системі в цілому стабільно функціонувати та ефективно розподіляти ресурси.

Підняття тарифів також допоможе просувати енергоефективність, яка необхідна Україні для того, щоб зменшити свою залежність від імпорту енергії. *Енергетична стратегія 2030 р.* передбачає деякі вражаючі підвищення потужності та виробництва електроенергії. Однак при перегляді своєї енергетичної стратегії уряд міг підвищити економічну ефективність планів забезпеченням гарантії того, що вони ґрунтуються на комплексному економічному аналізі. Підняття цін на електроенергію має скоротити попит, зменшуючи потребу в інвестиціях в розвиток потужностей. У такий спосіб політика з підвищення ефективності у кінцевих споживачів можуть ще більше знизити потребу в нарощуванні потужностей. Координація аналізу цих різних тенденцій могла б уточнити електроенергетичні прогнози і, як наслідок, плани, які на них ґрунтуються.

Приватизація також має важливе значення для залучення інвестицій та раціоналізації витрат. Приватизація «Криворіжсталі» у 2005 р. може слугувати як модель: вона була прозорою, залучила широкий діапазон солідних пропозицій та значні фонди. Світовий досвід показав, що приватизація активів електроенергетичного сектору може підвищити продуктивність сектору. Це є особливо справедливим там, де проблеми з неплатежами та низькою ефективністю є спільними, оскільки потенційні вигоди

від реформ є набагато більшими. Приватизація є також важливою, оскільки вона може призвести до більшої конкуренції, що покращить інвестиційні рішення.

«Енергетична компанія України», здається, є зайвим прошарком у структурі власності галузі. Шляхом перебудови генеруючих та розподільних активів «Енергетична компанія України» скасовує ефективний інструмент конкуренції та ефективності в секторі. Досвід країн МЕА показав, що у довгостроковій перспективі розукрупнення електроенергетичних активів є важливим для активної конкуренції. Отже, «Енергетична компанія України» може стати перешкодою для конкуренції, приватизації та реформ. Перед проведенням приватизації уряд повинен розукрупнити активи «Енергетичної компанії України».

В атомному секторі уряд досяг важливого прогресу в підвищенні безпеки атомних електростанцій. Водночас Україна має яскраві свідчення важливості постійного нагляду в цій сфері. Подальші зусилля з навчання працівників та підвищення фізичної надійності атомних станцій принесло б вигоди не тільки для безпеки атомних станцій, а й для операційної ефективності та продуктивності. Важливою частиною цього є забезпечення адекватного фінансування ядерної безпеки через тариф.

У зв'язку з підняттям тарифів також важливо більш критично оцінити витрати на ядерну енергію, які нині не відшкодовуються повністю, а саме – капітальні витрати, утилізацію відходів та виведення з експлуатації. У країнах МЕА ці три сфери витрат складають більшу частину витрат на ядерну енергію; їхнє недофінансування робить атомну промисловість фінансово нестабільною та викривлює ринок електроенергії. Тому майбутні нові атомні електростанції та розширення діючих станцій краще б слугували ринку, якщо б вони фінансувалися безпосередньо з ціни ядерної енергії, а не з додаткового збору на всю електроенергію або іншої перехресної субсидії.

Треба докласти більше зусиль для повного розуміння сутності як витрат на ядерну енергію, так і наявності вітчизняного урану перед прийняттям рішення щодо нової ядерної інфраструктури. Це збільшить ймовірність того, що плани будуть просуватися успішно, і ядерна енергетика може відігравати відповідну роль у зміцненні енергетичної безпеки України. Питання уранових запасів є важливим. Якщо за конкурентних цін видобуватиметься менше урану, ніж заплановано, Україна повинна буде імпортувати уран для того, щоб досягти своєї мети. Так само якщо світові ціни є нижчими, ніж місцеві витрати, Україна підніме вартість ядерної енергії, покладаючись виключно на власні джерела.



## Рекомендації

---

*Уряду України рекомендується:*

- Продовжувати піднімати тарифи до тих пір, поки вони повністю не будуть відшкодовувати довгострокові граничні виробничі витрати на електроенергію, або іншими словами, загальні витрати на виробництво, капітальні та адміністративні витрати, плюс витрати на фінансування та прибутки.
- Вжити заходів для підсилення незалежності регулятора – НКРЕ. Остання має отримати дозвіл на збільшення свого бюджету шляхом плати за ліцензії й мати змогу наймати персонал та керувати ним без втручання уряду. Уряд та парламент повинні також зробити кроки для того, щоб рішення НКРЕ стосовно тарифів були остаточними.
- Підтримувати НКРЕ в її зусиллях із скасування перехресних субсидій між групами споживачів.
- Посилити роль економічного аналізу та публічного діалогу в розробці політик та планів у сфері електроенергії, включаючи ті, що стосуються інвестицій; розробляти політики, які дають змогу інвесторам приймати рішення на основі ринкових умов.
- Консолідувати зусилля з розвитку оптового ринку електроенергії. Перехід до двосторонніх контрактів має сенс, але тільки якщо засади ринку є правильними і підтримуються під час запровадження виваженими заходами. Для того щоб бути більш ефективним у довгостроковій перспективі, перехід до двосторонніх контрактів потребуватиме надання споживачам вибору та вивільнення цін на електроенергію.
- Скасувати перешкоди для конкуренції; зокрема, роз'єднати виробництво та розподіл електроенергії для того, щоб дозволити ринку функціонувати.
- Припинити розподіл палива між генераторами електроенергії. Це викривлює ринок, значно збільшує споживання та витрати на паливо.
- Розглянути можливість відновлення прозорого та конкурентного процесу приватизації для залучення нових інвестицій у сектор та зростання ефективності сектору.
- Провести переоцінку того, чи існуючі регуляторні акти адекватно стимулюють (та справедливо встановлюють ціни) на комбіноване виробництво тепло- та електроенергії та інші ефективні технології.
- Забезпечити можливість стабільної роботи ядерної електроенергетики у довгостроковій перспективі вимагаючи, щоб ціни на ядерну електроенергію відшкодовували усі витрати на неї, включаючи капітальні, поводження з відходами, виведення з експлуатації та ядерну безпеку. Вирішити

будь-які нерозв'язані законодавчі питання, пов'язані зі створенням фондів для виведення з експлуатації та утилізації відходів.

- Провести переоцінку місцевих запасів урану для забезпечення гарантії того, що їхній розмір та витрати на видобування є достатніми для залучення їх з метою підтримки українського виробництва ядерної енергії.
- Запровадити ціни, які відображають витрати на виробництво традиційної енергії, що спростить просування нових технологій (включаючи відновлювану енергію), та створити відповідні економічні умови для експорту.

## 9. ЦЕНТРАЛІЗОВАНЕ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

### Огляд

---

Централізоване теплопостачання в Україні має велике економічне та соціальне значення. На нього припадає велика частка первинного споживання енергії в Україні, і централізована система забезпечує теплоенергією понад 65 % українських будинків та офісів. Органи самоуправління розглядають компанії централізованого теплопостачання як постачальників соціальних послуг, а не як кваліфікованих учасників бізнесу на реальному ринку. Сприйняття централізованого теплопостачання як соціальної послуги, існуюча тарифна політика, тривалий брак інвестицій та неефективність – всі ці фактори підривають сталість сектору. Обладнання, що використовується у секторі централізованого теплопостачання для генерації та транспортування енергії, є неефективним і потребує негайної заміни та модернізації. Ефективність споживання тепла також має бути підвищена, особливо у побутових та комерційних будівлях, які споживають приблизно половину теплоенергії, що виробляється централізованими системами теплопостачання. Однак існуюча структура житлового сектору не стимулює енергоефективність. Більше того, українські міста не повною мірою використовують економічні та екологічні вигоди від централізованого теплопостачання: існуюче використання когенерації, відходів тепла та відновлюваних джерел енергії є досить неефективним. Уряд усвідомлює основні проблеми галузі та продекларував позитивні реформи, такі як установка лічильників, підвищення частки когенерації, запровадження конкуренції та залучення приватного сектору. Однак фактичне впровадження цих реформ проходить дуже повільно і потребує посилення. Відсутність надійних статистичних даних, особливо щодо попиту на теплоенергію, робить запровадження політики з централізованого теплопостачання проблематичним.

### Централізоване теплопостачання: основні характеристики

---

#### **Вставка 9.1. Визначення централізованого теплопостачання**

У статистичних даних МЕА централізоване теплопостачання визначається як теплоенергія, що виробляється на різних джерелах тепла (такі як ТЕЦ, котли для вироблення лише тепла, промислові відходи

тепла), транспортується через мережі та продається третім сторонам. Воно не включає тепло, вироблене кінцевими споживачами (промисловістю, кооперативами, домогосподарствами тощо) для свого власного використання, але містить, наприклад, надлишкове тепло, що виробляється промисловим підприємством або заводом зі спалювання сміття, і продається в місцеву теплову мережу.

### ● **Вигоди від централізованого теплопостачання**

Добре організована система централізованого теплопостачання має значні економічні, екологічні та соціальні вигоди в міських зонах з високою щільністю населення або високим промисловим попитом на теплоенергію. Централізоване теплопостачання забезпечує навантаження, яке робить можливим комбіноване виробництво теплоенергії та електроенергії. Когенерація заощаджує 30 % палива порівняно з окремим виробництвом тепло- та електроенергії. Ці заощадження зменшують витрати держави на енергію та скорочують викиди. Системи централізованого теплопостачання також дають можливість використання місцевих джерел теплоенергії, які б інакше просто марно витрачалися, такі як промислові відходи тепла, муніципальні відходи та біомаса. Котельні системи централізованого теплопостачання також можуть запровадити високу гнучкість використання різних видів палива, таких як природний газ, нафтове пальне та відновлювані види палива: таким чином централізоване теплопостачання може відігравати важливу роль в енергетичній безпеці та економічному розвитку. Нині сектор централізованого теплопостачання в Україні не повною мірою реалізує всі ці можливості.

### ● **Потужність та виробництво**

В Україні існує приблизно 450 ТЕЦ (майже половина з них – у промисловості) та 100 000 промислових та муніципальних котельень для виробництва лише тепла (Кабінет Міністрів України, 2006а). Виробництво теплоенергії в системі централізованого теплопостачання знизилося більш як наполовину з 1992 р. до 2004 р. Табл. 9.1 показує, що загальне виробництво теплоенергії (включаючи централізоване теплопостачання та інші джерела, такі як індивідуальні котли, установки, що працюють на біомасі та сонячні нагрівачі) почало зростати у 2003 р., в той час як виробництво централізованого теплопостачання продовжувало знижуватися. Однак існують розбіжності між даними з різних джерел, що підкреслює необхідність покращення статистики з теплоенергії.

Системи централізованого теплопостачання в Україні були спроектовані зі значною надлишковою потужністю. Надлишкова потужність зросла ще навіть більше в міру спаду виробництва протягом 90-х років минулого століт-

Таблиця 9.1

## Загальне виробництво теплоенергії та централізоване виробництво теплоенергії в Україні, 1992–2005 рр., ПДЖ

	1992	1994	1996	1998	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Дані МЕА</b>										
Централізоване теплопостачання, валове виробництво*	1 464,4	1 204,0	1 010,9	870,6	746,8	761,7	777,0	721,2	702,7	н. і.
Рівень централізованого виробництва теплоенергії, порівняння з 1992 р., %	100	82	69	60	51	52	53	49	48	н. і.
<b>Українські дані</b>										
Загальне виробництво теплоенергії	н. і.	н. і.	н. і.	н. і.	945,4	904,3	904,7	973,8	992,7	1 009
Централізоване теплопостачання	н. і.	н. і.	н. і.	н. і.	517,9	507,7	497,5	546,8	536,8	532,7

\*Втрати при розподіленні у мережах централізованого теплопостачання оцінюються на рівні близько 25 % загального обсягу виробництва. Споживання теплоенергії на власні потреби електростанціями, ТЕЦ і обігрівальними котельнями оцінюється на рівні 1 % від загального виробництва.

Примітка: 1 ПДЖ = 238,8 Гкал, або 238,8 млн Гкал.

Джерело: Дані у рядку «Централізоване теплопостачання, валове виробництво» взято із статистичних даних МЕА, які МЕА отримує від Державного комітету статистики України, та включають теплоенергію, продану третім сторонам (Вставка 9.1). Дані «Загальне виробництво теплоенергії» взято з Енергетичної стратегії України до 2030 р. (Кабінет Міністрів України, 2006а). Не зовсім зрозуміло, які категорії включено, але, здається, що вони включають теплоенергію, спожиту на місці у будівлях та інших установах, де вона була вироблена. Дані рядка «Централізоване постачання» надано Міністерством будівництва на основі бюлетенів Державного комітету статистики України.

тя внаслідок економічного занепаду. Зменшення попиту та надлишок потужності є важливими факторами, які обумовлюють фінансові складнощі компаній централізованого теплопостачання. Надлишкова потужність призводить до надмірного споживання палива, оскільки котли та інші складові системи є менш ефективними, коли вони працюють на часткову потужність. Надлишкова потужність, особливо у системах з невеликою кількістю великих котелень, також робить більш складним та витратним швидке реагування на зміни попиту. Компанії централізованого теплопостачання також мають менше стимулів для запровадження енергозбереження.

Існує багато вигод від когенерації, але Україна зможе ними скористатися лише тоді, коли вона застосовуватиме когенерацію більш широко. На комбіноване виробництво тепло- та електроенергії припадає незначна частка централізованого теплопостачання, тоді як частка котелень, що виробляють лише теплоенергію, становить приблизно 75 %. Для порівняння, у Фінляндії, Данії та Німеччині когенерація забезпечує 75–80 % теплоенергії для централізованого теплопостачання, а котельні, що виробляють лише тепло, використовуються для пікового навантаження. *Енергетична стратегія до 2030 р.* обґрунтовано планує збільшити роль когенерації та скоротити використання котелень, що виробляють лише теплоенергію.

Природний газ є основним видом палива, що використовується для централізованого теплопостачання в Україні, за ним слідує вугілля та мазут (табл. 9.2). Використання вугілля у центрах міст має дуже великий вплив на навколишнє середовище.

Таблиця 9.2

*Використання палива на ТЕЦ та в котельнях, які виробляють лише теплоенергію, в Україні у 2005 р., %*

	Газ	Мазут	Вугілля
ТЕЦ	76–80	15–18	5–6
Котельні, що виробляють лише теплоенергію	52–58	12–15	27–36

*Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.*

## ● Потенціал енергоефективності та потреби в інвестиціях

Існує величезний потенціал для енергоефективності у кожній частинці ланцюга централізованого теплопостачання: виробництво, передавання, розподілення та кінцеве використання. Точний обсяг втрат важко визначити через відсутність приладів обліку, але Мінбуд оцінює, що до 60 % енергії витрачається марно у ланцюгу централізованого теплопостачання, і що найбільші втрати в установках кінцевих споживачів (табл. 9.3). Промислові

Таблиця 9.3

*Втрати енергії в системах централізованого теплопостачання, які працюють з використанням природного газу, %*

	Поточні середні втрати	Рівень втрат після технічно доцільних удосконалень ефективності
Виробництво теплоенергії	22,0	14,5
Транспортування теплоенергії	25,0	13,0
Теплообмінники	5,0	2,0
Кінцеве використання	30,0	10,0
<b>Загальні втрати</b>	<b>60,0</b>	<b>38,0</b>

*Джерело: Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України.*

споживачі нещодавно розпочали інвестувати кошти в заходи з енергозбереження для скорочення власного споживання теплоенергії. Однак житлові будинки все ще потребують величезних інвестицій для підвищення енергоефективності.

Неефективність та втрати відбуваються в основному через тривалу відсутність інвестицій у системи централізованого теплопостачання. Це означає, що багато систем мають фінансові проблеми і високий ризик відключень та технічних збоїв. Одним з прикладів є система централізованого теплопостачання в Алчевську, місті з населенням 120 000 жителів, де відбулося серйозне відключення взимку 2006 р. Один з магістральних теплопроводів прорвало, і циркуляція тепла припинилася. Через дуже низьку температуру труби по всій системі замерзли та потріскалися. В результаті уряд оголосив про аварійну ситуацію національного масштабу і вдався до заходів для заміни майже всієї системи. Необхідність запобігання таким ситуаціям у майбутньому є очевидною. Це потребує систематичного реформування і контролю за виконанням реформ.

Річке зростання цін на імпортований газ у 2006 р. також висвітлило нагальну необхідність у модернізації систем централізованого теплопостачання для підвищення їхньої ефективності та скорочення втрат. Підвищення ефективності в цьому секторі може значно скоротити споживання газу в Україні, таким чином скорочуючи потребу в дорогому імпортованому газі. На сьогоднішній день частка теплових котелень та електростанцій становить майже 40 % загального споживання газу в Україні.

Для всіх типів енергії підвищення енергоефективності на всіх стадіях – від виробництва до кінцевого споживання – є життєво важливим. Найбільш логічним пунктом, з якого слід розпочинати вивчення ефективності – це кінцеве споживання, в основному тому, що це надає інформацію, необхідну

для оптимізації всього ланцюга енергопостачання. Точне визначення потреб кінцевих користувачів та детальні моделі споживання спрощують проектування та розробку систем централізованого теплопостачання загалом. У свою чергу, це підтримує як оптимізацію роботи, так і планування інвестицій. В Україні відсутність надійних даних зі споживання теплоенергії є головною проблемою. Існуюча інформація ґрунтується в основному на нормативному споживанні або оціночних даних. Отже, дуже важливо проводити облік споживання теплоенергії для удосконалення статистичної інформації з теплопостачання.

Українські оцінки потенціалу енергоефективності в будівлях варіюють у межах 20–50 %. Згідно з досвідом Росії, країн Балтії та Фінляндії, 30 % енергозбереження в будівлях є досяжним за достатньо низьких витрат. Технічно можлива навіть більша економія.

Розподільні та магістральні мережі потребують негайної реконструкції або удосконалення. Втрати є високими, до 25–30 % обсягу виробництва, що створює значний потенціал економії, але за високих витрат. Скорочення витрат при передачі могло б підвищити надійність постачання.

Більша частина котелень і ТЕЦ старі, і їхня ефективність низька. Заміна старих або реконструкція існуючих котелень і ТЕЦ є надзвичайно важливою для скорочення енергоспоживання. *Енергетична стратегія до 2030 р.* прогнозує, що підвищення ефективності призведе до значного скорочення використання палива в котельнях і ТЕЦ на одиницю генерованого тепла, оцінюючи скорочення у 8 % до 2010 р. та 16 % до 2030 р. Це відповідатиме економії палива на рівні 2,98 млн т н.е. та 4,13 млн т н.е. відповідно.

## Ринок теплоенергії

### ● Структура ринку теплоенергії

В українських містах більша частина систем централізованого теплопостачання є природними монополіями, і конкурентного ринку теплоенергії – у традиційному значенні слова – насправді не існує. Конкуренція між джерелами тепла не заборонена, і доступний широкий діапазон варіантів теплопостачання, особливо для нових будинків. Ці варіанти включають великі системи централізованого теплопостачання, котли, встановлені на даху, теплові насоси або індивідуальні квартирні котли, які працюють на газі або електроенергії. Однак на практиці, споживачі централізованого теплопостачання часто не переходять на інші варіанти теплопостачання з економічних, фінансових та технічних причин. Крім того, будівельні норми та правила дають можливість встановлювати індивідуальні газові котли у багатоповерхових будинках.



Конкуруючі постачальники послуг надають великий вибір варіантів теплопостачання. Ці постачальники працюють у різних середовищах, і у кожного є свої нормативи та правила. Доступність, якість та ціна цих варіантів істотно відрізняються. Специфічні характеристики електроенергії, газу, нафтопродуктів, біопалива та інших можливих джерел теплоенергії впливають на вибір варіантів теплопостачання кінцевими споживачами. Субсидювання цін та інші ринкові перекручення можуть призвести до неекономічних рішень у теплопостачанні. Наприклад, газ та електроенергія є досить дешевими для українського побутового сектору, що створює стимули для встановлення індивідуальних газових котлів або електричних обігрівачів. Однак ціни на газ та електроенергію для побутових споживачів стрімко зростають, що, в кінцевому підсумку, може зробити централізоване теплопостачання більш економічно привабливим варіантом<sup>72</sup>. Але споживачі, які вже інвестували кошти в індивідуальні або будинкові системи, навряд чи переключаться на більш дешевий варіант централізованого теплопостачання. Для того щоб підтримувати існування сектору централізованого теплопостачання у належному фінансовому становищі, важливо, щоб уряд швидко скасував субсидії та тарифні викривлення на газ і електроенергію та, загалом, гарантував однакові умови для всіх варіантів теплопостачання.

Централізоване теплопостачання забезпечує приблизно 65 % потреб у теплоенергії в побутовому, комерційному та громадському секторах. Беручи до уваги значну ринкову частку та величезну соціальну важливість централізованого теплопостачання, місцеві органи влади сприймають його в основному як комунальну послугу, таку як водопостачання або утилізація відходів. Це означає, що компанії централізованого теплопостачання розглядаються як «соціальні служби», а не як постачальники комерційних послуг. Це підриває стійкість компаній централізованого теплопостачання: вони не мають ані стимулів, ані засобів для модернізації систем та підвищення якості послуг.

Ринкова частка централізованого теплопостачання знизилася за останні роки, в той час як індивідуальні та будинкові системи опалення завоювали нові ринки, хоча надійних статистичних даних, які б підтвердили цю тенденцію, не існує. Однією з причин такого зниження є те, що централізоване теплопостачання все ще залишається залежним від постачання, а не орієнтованим на попит: компанії централізованого теплопостачання недостатньо пристосовані до потреб споживачів, і не розвивають активно свої відносини з існуючими та потенційними споживачами.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає значне зниження виробництва теплоенергії котельнями, які виробляють лише тепло, в той час як щодо децентралізованих джерел тепла, зокрема електричних теплогенераторів

<sup>72</sup> Експлуатація індивідуальних систем опалення може стати дорогою, коли будуть скасовані субсидії на газ та електроенергію. Крім того, власники індивідуальних систем повинні будуть нести витрати на технічне обслуговування та, в кінцевому підсумку, заміну системи.

Таблиця 9.4

Прогнозоване зростання виробництва теплоенергії за джерелами, базовий сценарій, ПДЖ

		2005	2010	2015	2020	2030	Зростання 2005–2030 рр., %
ТЕЦ		12,3	12,4	12,9	13,9	17,4	41,5
Надходження палива для ТЕЦ	Газ та рідке паливо	11,0	11,0	9,6	8,6	6,9	-37,0
	Тверде паливо	1,3	1,4	3,3	5,3	10,5	685,7
Котли, що виробляють лише теплоенергію		35,5	44,4	48,9	52,3	24,8	-30,2
Атомні станції		0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	66,7
Електричні теплогенератори та теплотрансформатори		0,4	0,6	3,4	7,8	43,0	10 488,2
Індивідуальні генератори тепла		5,7	5,9	6,5	7,0	8,0	38,8
Відновлювані джерела тепла		2,7	2,3	2,6	3,2	4,5	64,3
Інші джерела		0,4	0,5	0,9	2,3	4,5	1011,8
<b>Загальне виробництво теплоенергії</b>		<b>57,6</b>	<b>66,8</b>	<b>75,7</b>	<b>87,0</b>	<b>102,9</b>	<b>78,8</b>

Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.

та теплотрансформаторів, спостерігатиметься найвищий рівень зростання (табл. 9.4). Така значна заміна централізованого теплопостачання електричним опаленням не здається життєздатним підходом і не має багато прецедентів у інших країнах (за винятком міст, зруйнованих війнами або природними катастрофами). Було б логічніше ретельно оцінити системи теплопостачання в усіх містах та розробити енергетичні плани, які враховували б різні варіанти теплопостачання (централізоване теплопостачання, будинкові та індивідуальні системи опалення), а також підвищення ефективності у кінцевих споживачів. Такі енергетичні плани мають враховувати вартість заміни централізованого теплопостачання іншими варіантами. У великих та малих містах, де централізоване теплопостачання є економічно обґрунтованим, є сенс реформувати цей сектор для підвищення ефективності, а не переключатися на інші варіанти.

### ● Структура та власність у секторі централізованого теплопостачання

В Україні існує майже 900 місцевих теплопостачальних компаній (теплокомуненерго), які експлуатують котельні та мережі централізованого тепло-

постачання і також постачають теплоенергію кінцевим споживачам. Більша частина мереж централізованого теплопостачання (20 800 км з 24 300 км) належать муніципалітетам; 3 500 км теплових труб великого діаметру належать Мінпаливенерго (Кабінет Міністрів України, 2006а.). Великі ТЕЦ належать державній Енергетичній компанії України; невеликі ТЕЦ зазвичай належать регіональним електророзподільним компаніям (обленерго) та промисловим компаніям (більш детальну інформацію наведено в розділі 8 «Електроенергія»). Теплокомуненерго купують газ, вугілля та рідке пальне для виробництва тепла на своїх власних джерелах; вони купують теплоенергію у ТЕЦ та обігрівальних котелень, що належать іншим сторонам. Теплокомуненерго постачають теплову енергію кінцевим споживачам, але, у більшості випадків, муніципальні сервісні компанії (так звані ЖЕКи) займаються виставлянням рахунків та збором платежів.

У розділі 1 «Огляд енергетичної ситуації та енергетичної політики» розглянуто взаємовідносини між власниками будинків, ЖЕКами, компаніями централізованого теплопостачання та кінцевими споживачами більш детально. У розділі показано, що нечіткі належність та управління будинками є серйозними перешкодами для інвестицій у реконструкцію та підвищення енергоефективності. Основними проблемами є те, що насправді ніхто не відповідає за загальні частини будинків, включаючи трубопроводи централізованого теплопостачання, а мешканці квартир не мають стимулів до організації кондомініумів для ефективного управління своїми будинками. Ця ситуація у житловому секторі є особливо шкідливою для централізованого теплопостачання, яке за своєю природою тісно пов'язане з будинками.

«Газ-Тепло», дочірнє підприємство «Нафтогазу України», створене у 2003 р., займає особливе становище в секторі централізованого теплопостачання. Протягом опалювального сезону 2003/04 підприємство «Газ-Тепло» підписало контракти з 53 теплопостачальними компаніями. До початку 2005 р. воно мало контракти з 80 теплопостачальними компаніями.

«Газ-Тепло» постачає газ муніципальним компаніям централізованого теплопостачання як товарний кредит; натомість воно отримує теплоенергію та платить комісію компанії централізованого теплопостачання за продаж цієї теплоенергії кінцевим споживачам. «Газ-Тепло» отримує платежі від споживачів на свій консолідований рахунок та потім перерозподіляє ці кошти згідно з визначеним алгоритмом. (У деяких містах «Газ-Тепло» не тільки управляє фінансовими потоками, а й експлуатує всю тепломережу в рамках лізингової угоди.) Багато компаній централізованого теплопостачання скаржаться, що угода з «Газ-Тепло» підриває їхнє фінансове становище та якість послуг. Вони кажуть, що сума грошей, які вони отримують від «Газ-Тепло», є недостатньою, щоб покрити навіть поточні витрати, не кажучи вже про довгострокові інвестиційні витрати. Зі свого боку, «Газ-Тепло» нещодавно оголосило про плани інвестувати кошти у системи централізованого теплопостачання та варіанти децентралізованого теплопостачання.

Залишається подивитися, як воно запровадить свої інвестиційні плани. У будь-якому разі, поточна діяльність та майбутні плани «Газ-Тепло» мають бути ретельно проаналізовані, оскільки вони можуть мати серйозний вплив на ринок як теплоенергії, так і газу в Україні.

Чинне українське законодавство забороняє приватизацію активів централізованого теплопостачання і ТЕЦ. Однак здоровий глузд цього положення викликає серйозні дискусії, і закони можуть змінитися у найближчому майбутньому. *Закони України «Про лізинг» і «Про концесії»* дозволяють приватним компаніям експлуатувати системи централізованого теплопостачання, але на практиці цього не відбувається. Прийнятий у 2005 р. *Закон України «Про теплопостачання»* передбачає конкурентні тендери для інвестиційних проектів. Він також визначає можливості зміни форми власності активів централізованого теплопостачання та залучення приватного сектору шляхом лізингу, концесії та інших угод.

### ● Споживачі централізованого теплопостачання

Як уже зазначалося, немає детальних даних щодо споживання теплоенергії в Україні. Згідно з даними, які МЕА отримує від Державного комітету статистики України, частка промислових компаній становить більше половини загального споживання у системі централізованого теплопостачання; житлові, комерційні та громадські будівлі споживають приблизно 46 %. Деякі промислові компанії спорудили власні теплогенератори та від'єдналися від систем централізованого теплопостачання. Якщо компанії централізованого теплопостачання сподіваються вижити, вони мають зробити зусилля для того, щоб утримати своїх промислових споживачів, підвищуючи якість обслуговування.

Статус побутових кінцевих споживачів є неоднозначним. У більшості випадків вони не мають контракту з постачальником послуг централізованого теплопостачання і не знають, з ким зв'язуватися у разі низької якості обслуговування або інших проблем. Крім того, мешканці не знають, скільки теплоенергії вони споживають або реальну ціну теплоенергії, і не розуміють своїх прав та обов'язків за договором. Для забезпечення високої якості обслуговування має існувати чіткий договірний зв'язок між постачальниками послуг та всіма споживачами цих послуг.

## Політична, організаційна, законодавча і регуляторна база

### ● Інституції, що розробляють політику

Політика централізованого теплопостачання характеризується нечітким розподілом обов'язків та повною відсутністю координації між урядовими

установами, які займаються різними її аспектами. Ці установи включають: Мінбуд, Мінпаливенерго, НКРЕ та місцеві органи влади.

До літа 2005 р. розроблення та провадження політики централізованого тепlopостачання належало до відання Державного комітету з питань житлово-комунального господарства. 1 червня 2005 р. Президент України В. Ющенко підписав Указ про створення Міністерства будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства. Два комітети – Державний комітет з будівництва, архітектури та житлової політики і Державний комітет з питань житлово-комунального господарства – були об'єднані у нове міністерство.

Мінпаливенерго розробляє загальні засади політики, які мають безпосередній вплив на сектор централізованого тепlopостачання. Це Міністерство також відіграє важливу роль у щоденному функціонуванні енергетичного сектору, включаючи когенерацію. Воно часто втручалося у питання розподілення палива між виробленими тепловою та електричною енергією в аварійному режимі. Міністерство підтримує розробку електричного опалення в Україні.

НКРЕ видає ліцензії, регулює виробництво теплоенергії і тарифи на теплоенергію, отримувану від ТЕЦ та відновлюваних джерел енергії. Місцеві органи виконавчої влади видають ліцензії, регулюють тарифи на теплоенергію та діяльність лише місцевих котелень, які виробляють тільки теплоенергію. Той факт, що ці два різних органи регулюють продукти, які продаються на один і той самий ринок, робить регулювання складним і несправедливим. У результаті подвійного регулювання ціни на тепло від когенерації в Україні часто вищі, ніж ціни на теплоенергію від котелень, що виробляють лише тепло. Ця ситуація не відображає витрат: вона робить тепло від когенерації неконкурентним і ставить весь сектор когенерації в несприятливу ситуацію. Більш того, той факт, що місцеві органи влади виконують кілька функцій – таких як прийняття політичних рішень, володіння системами централізованого тепlopостачання та регулювання компаній централізованого тепlopостачання – створює конфлікт інтересів у межах муніципалітетів та знижує ефективність регулювання.

Крім того, поєднання власницьких і регуляторних функцій створює умови для непрозорості та корупції. Місцеві органи влади можуть мати стимул (і можливість) включати до тарифу на централізоване тепlopостачання різні витрати, які не належать до тепlopостачання, такі як підтримка комунальних об'єктів, спонсорство, безнадійний борг, стягнення і штрафи.

Існують плани передати всі регуляторні функції в секторі тепlopостачання від муніципалітетів до НКРЕ. Це поки що не впроваджено на практиці. НКРЕ має потребу в більшому штаті. Мережа регіональних офісів НКРЕ має бути розширена для того, щоб ефективно регулювати централізоване тепlopостачання на національному рівні, враховуючи водночас місцеві особливості. Мін-

буд також запропонував створити незалежну установу для регулювання централізованого теплопостачання та інших комунальних послуг.

### ● Законодавча база

24 червня 2004 р. колишній Президент України Л. Кучма підписав *Закон України «Про житлово-комунальні послуги»*, який створює законодавчу базу для надання різних послуг у побутовому секторі, включаючи централізоване теплопостачання. Україна послідовно прийняла низку законів та положень, що стосуються саме централізованого теплопостачання. 5 квітня 2005 р. набув чинності *Закон України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу»*, який запровадив положення для стимулювання когенерації. Наприклад, до 2015 р. продукти когенерації звільнені від спеціальних цільових зборів за тепло- та електроенергію.

*Закон України «Про теплопостачання»* набув чинності в червні 2005 р. Він визначає законодавчі, економічні та організаційні засади для сектору теплопостачання й регулює відносини, пов'язані із виробництвом, транспортуванням, постачанням та використанням теплоенергії. Для сприяння запровадженню цих законів Кабінет Міністрів України у червні 2005 р. ухвалив *Правила надання послуг з централізованого опалення, постачання холодної та гарячої води і водовідведення*. Мінбуд активно розробляє пропозиції регуляторних документів, які допоможуть удосконалити чинне законодавство.

### ● Політика щодо ринків теплоенергії та конкуренції

В усьому світі існують два основних підходи до політики у теплопостачанні. Фінляндія та Швеція повністю лібералізували ринки теплоенергії, внаслідок чого централізоване теплопостачання вільно конкурує з іншими варіантами теплопостачання, і ціни на централізоване теплопостачання не регулюються. На відміну від цього, в Данії не існує конкуренції між централізованим теплопостачанням та іншими варіантами теплопостачання, централізоване теплопостачання є повністю регульованим. Міста Данії законодавчо зобов'язані розробляти місцеві енергетичні плани та встановлювати обов'язкові окремі зони, в яких всі будинки приєднані або до мереж централізованого теплопостачання, або до газових мереж (MEA, 2005б). Українська політика в галузі теплопостачання в основному покладається на другий підхід. Водночас українська політика щодо сфери теплоенергії демонструє деякі елементи, які передбачають перехід до більш конкурентних відносин на ринку. Зокрема, існують плани стимулювати оптову конкуренцію у централізованому теплопостачанні у рамках регульованого контексту.

*Закон України «Про теплопостачання»* вимагає від місцевих органів влади розробки та впровадження планів теплопостачання на період 5–7 років. Ці

плани мають враховувати як централізоване теплопостачання, так і альтернативи децентралізованого/індивідуального теплопостачання, і вибрати найбільш економічно ефективні варіанти. Однак у цих планах не вимагається проводити порівняння витрат та вигод від нових варіантів постачання протягом життєвого циклу (включаючи витрати на технічне обслуговування та заміну) з варіантами покращення енергоефективності в системах централізованого теплопостачання і в установках кінцевих споживачів.

*Закон України «Про теплопостачання»* та деякі інші нормативні документи передбачають впровадження конкуренції та ринку теплоенергії. Закон запроваджує однаковий доступ до мереж теплопередачі та вимагає від компаній, які експлуатують мережі централізованого теплопостачання, купувати теплоенергію з інших джерел на умовах тендерів. Тендери мають бути організовані місцевими органами влади. Якщо теплопередавальна компанія також володіє теплогенеруючими активами, вона за законом зобов'язана брати участь у тендерному процесі. Невідомо, чи була ця вимога запроваджена на практиці. Міжнародний досвід показує, що така конкуренція може стимулювати підвищення продуктивності виробництва та ефективно, низьковитратне виробництво у великих системах. Багато систем в Україні просто є дуже малими для розумної оптової конкуренції. Однак у майбутньому конкуренція може «спрацювати» у великих містах, де споживається великий обсяг теплоенергії.

Законодавство у галузі теплоенергії також передбачає надання споживачам вибору постачальників теплоенергії, де це можливо. Виходячи з того, що розмір кожного ринку централізованого теплопостачання відносно невеликий, постає питання, чи є роздрібна конкуренція між виробниками централізованого теплопостачання життєздатним або ефективним шляхом надання вибору.

Роль і функціонування дочірнього підприємства «Нафтогазу України» – компанії «Газ-Тепло» – підриває принципи конкуренції. Контракти «Газ-Тепло» не видаються ані обраними в результаті конкурентного відбору, ані прозорими. «Газ-Тепло» може істотно обмежувати свободу компаній централізованого теплопостачання вибрати інші джерела палива та газу. Крім того «Нафтогаз України» і «Газ-Тепло» оголосили про амбіційні плани вийти на інші сегменти ринку теплоенергії. Їхня програма *Рідний дім* передбачає встановлення тисяч індивідуальних або будинкових газових котлів по всій країні. Хоча встановлення таких котлів може бути економічно обґрунтованим в окремих випадках, така агресивна стратегія монополістичного державного постачальника газу викликає занепокоєння.

## ● Регулювання тарифів

Існуюча практика регулювання тарифів на теплоенергію в Україні є незадовільною та потребує удосконалення. Основні проблеми, що пов'язані з цим, такі:

- Нечітке розподілення обов'язків між центральними та місцевими органами влади.
- Конфлікт між регуляторною та власницькою/управлінською функціями у місцевих органах влади.
- Відсутність професійної регуляторної компетенції на місцевому рівні.
- Неадекватна законодавча та регуляторна база, що стосується принципів, методологій і правил встановлення тарифів на теплоенергію та комбіноване тепло- та електроенергію.

Існуючі регуляторні практики ставлять під загрозу безпеку, якість та доступність основних послуг з теплопостачання. Крім того, тарифи не є чіткими та зрозумілими для кінцевих споживачів, що робить централізоване теплопостачання менш привабливим порівняно з варіантами індивідуального теплопостачання. Український уряд та законодавці розуміють, що тарифна політика потребує удосконалень. Нещодавно прийняті закони мають кілька позитивних положень; наступним кроком є їхнє ефективне впровадження.

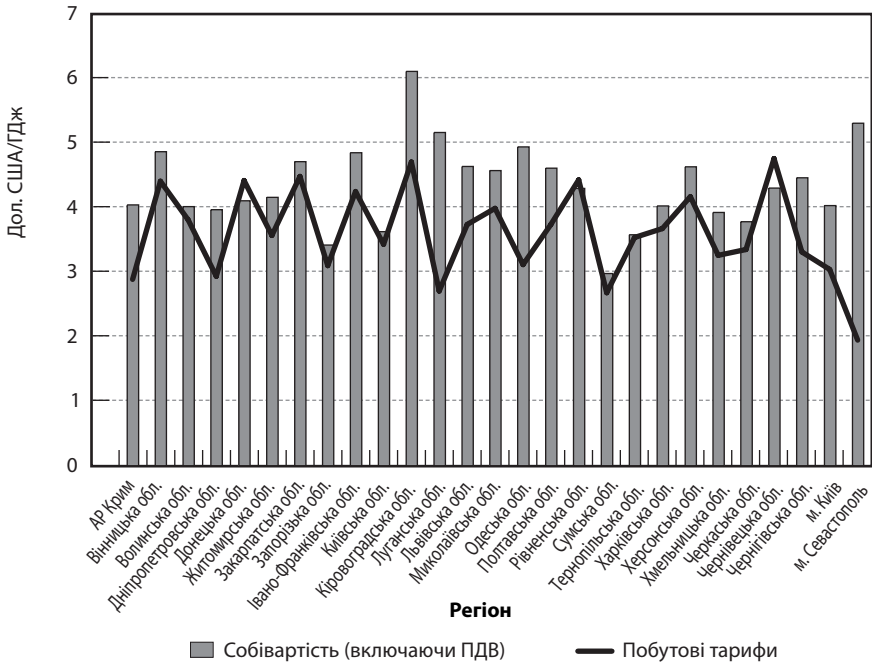
*Закон України «Про житлово-комунальні послуги»* від 2004 р. та *Закон України «Про теплопостачання»* від 2005 р. вимагають, щоб тарифи на централізоване теплопостачання та гаряче водопостачання відшкодовували всі економічно обґрунтовані витрати. *Закон України «Про теплопостачання»* також передбачає, що якщо регуляторний орган встановлює тарифи, нижчі за рівень витрат, він має розробити механізми компенсації, іншими словами, регуляторний орган має знайти шляхи для відшкодування різниці. Тарифи на централізоване теплопостачання істотно варіюють по всій країні і не завжди відшкодовують витрати. У 2005 р. тарифи для побутових споживачів відшкодовували більш як 100 % поточних витрат у Рівненській та Чернівецькій областях, але всього 45 % витрат у Севастополі (рис. 9.1). Це свідчить про те, що органи місцевої влади часто встановлюють тарифи, нижчі, ніж витрати з політичних та соціальних мотивів. А потім місцевим бюджетам не вистачає коштів, щоб перекрити цю різницю. Навіть у разі, коли тарифи відшкодовують поточні витрати, вони в основному не містять відрахувань на основні капітальні інвестиції та інших довгострокових витрат. У свою чергу, тарифи інколи включають втрати, не пов'язані із теплопостачанням (див. підрозділ «Інституції, що розробляють політику»). Це також може позбавити компанії централізованого теплопостачання дуже необхідного прибутку для інвестицій.

Для підвищення конкурентоспроможності ТЕЦ *Закон України «Про теплопостачання»* передбачає, що тарифи на теплоенергію, вироблену ТЕЦ, не мають бути вищими, ніж тарифи на теплоенергію, вироблену іншими ресурсами. На практиці це положення може бути важко реалізувати, оскільки місцеві органи влади залишають за собою можливість встановлювати тарифи на теплоенергію, отриману від обігрівальних котелень на рівні, нижчому



Рисунок 9.1

Тарифи на централізоване теплопостачання для побутових споживачів порівняно з виробничими витратами у 2005 р.



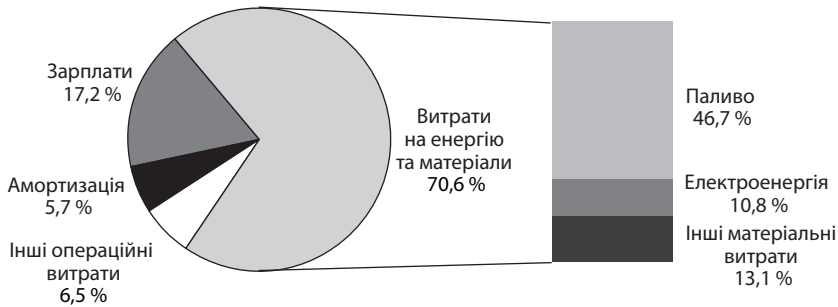
Джерело: Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України.

за рівень витрат, і мають право використовувати місцевий або регіональний бюджет для компенсації різниці компаніям централізованого теплопостачання. НКРЕ не може застосувати той самий інструмент для когенераційної теплоенергії, оскільки вона не може вносити поправки до державного бюджету.

Закон України «Про теплопостачання» передбачає, що тарифи мають встановлюватися як сума витрат на виробництво, транспортування та постачання – плюс розмір прибутку, який встановлюється Кабінетом Міністрів України. Рис. 9.2 показує середню структуру витрат на виробництво теплоенергії. Тарифи, що містять витрати плюс фіксований прибуток, заохочують компанії збільшувати витрати для того, щоб підвищувати тарифи, та не створюють стимулів для здійснення інвестицій, які б знизили операційні витрати. Однак закон запроваджує концепцію стимулюючого регулювання: він дозволяє компаніям, які знижують свої витрати шляхом підвищення енергоефективності, зберегти тарифи на тому самому рівні протягом трьох років. У такий спосіб вони отримують більшу вигоду як винагороду за свої зусилля.

Рисунок 9.2

Середня структура витрат на виробництво теплоенергії у компаніях централізованого тепlopостачання, 2005 р.



Джерело: Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України.

## ● Субсидії

Хоча субсидії були значно зменшені протягом останніх кількох років, субсидії та перехресні субсидії на різних рівнях все ще створюють викривлення на українському ринку теплоенергії. Субсидії починаються на рівні палива і є очевидними по усьому ланцюгу. Для початку, компанії централізованого тепlopостачання отримують природний газ за ціною, нижчою за ринкову. Наприклад, у 2005 р. «Газ України» постачав газ компаніям централізованого тепlopостачання за ціною 189 грн (35 дол. США) за 1000 м<sup>3</sup>; електрогенеруючі компанії платили 331 грн (61 дол. США) за 1000 м<sup>3</sup>.<sup>73</sup> Компанії, що виробляють комбіновану тепло- та електроенергію, внаслідок цього мають стимул виділяти більше витрат на пальне для вироблення теплоенергії, щоб купувати дешевший газ. Різниця між ціною на газ для тепlopостачальних компаній та виробників може дати компаніям централізованого тепlopостачання можливість незаконно перепродавати газ за більш високими ринковими цінами.

Як уже зазначалося, тарифи на централізоване тепlopостачання не відшкодовують витрат, і різниця постачальникам теплоенергії має перекриватися прямими субсидіями, які надходять з місцевого або державного бюджету. Бюджетні платежі, однак, часто затримуються, що призводить до накопичення значного боргу перед компаніями централізованого тепlopостачання.

Тарифи для побутових споживачів також перехресно субсидіюються більш високими тарифами для промисловості. Перехресні субсидії за останні

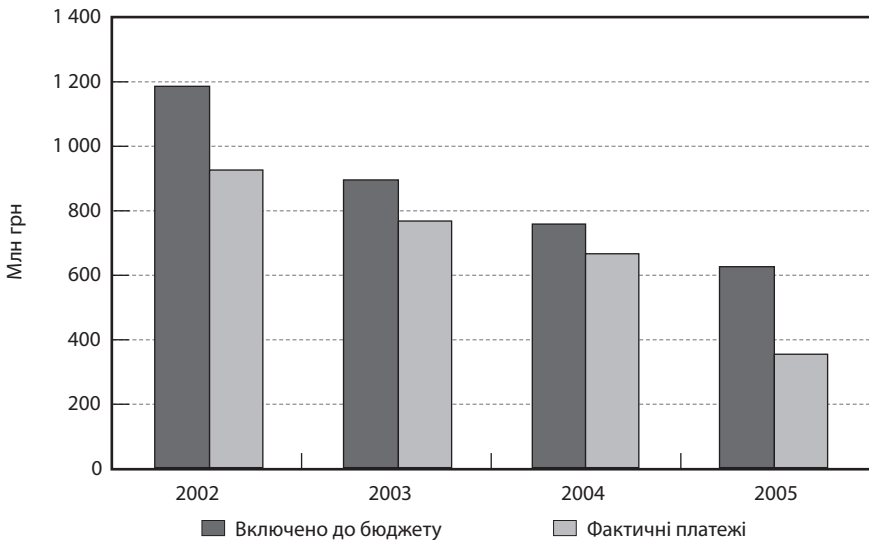
<sup>73</sup> Побутові споживачі могли отримувати газ навіть за ще нижчими цінами.

калька років зменшилися, але вони все ще існують у багатьох регіонах. Наприклад, у Криму промислові тарифи на тепло та воду в 3–4 рази вищі, ніж тарифи для побутового сектору (Кучеренко, 2005б). В результаті багато промислових підприємств переключається з централізованого теплопостачання, встановлюючи свої власні котли. Коли компанії централізованого теплопостачання втрачають великих промислових споживачів, вони вимушені перекидати ще більше витрат на решту споживачів.

Нарешті, сім'ї, які витрачають більше ніж 20 % своїх доходів на житлові та комунальні послуги, мають право на отримання цільових соціальних субсидій. Крім того, кілька груп населення, такі як ветерани війни або постраждалі від Чорнобильської катастрофи, отримують вигоди від знижених («пільгових») тарифів на комунальні послуги. На відміну від субсидій, такі пільги не враховують рівень доходів. Споживачі, які мають право на субсидії або пільги, сплачують лише частину суми рахунку, а державний бюджет компенсує решту безпосередньо постачальникам послуг. Ця схема мало мотивує сім'ї споживати менше енергії. Кількість сімей, що звертаються із заявами на отримання цих субсидій, знижується за останні роки, оскільки доходи сімей зростають швидше, ніж тарифи на комунальні послуги (рис. 9.3 і 9.4).

Рисунок 9.3

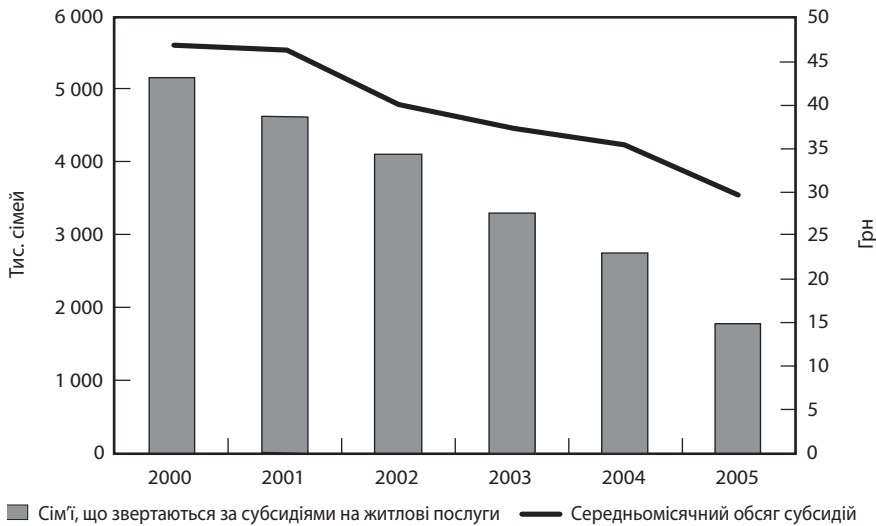
### Субсидії з державного бюджету для оплати житлових та комунальних послуг, 2002–2005



Джерело: Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України.

Рисунок 9.4

Кількість сімей, які звертаються за отриманням субсидій на житлові послуги, та середньомісячний рівень субсидій, 2000–2005 рр.



Джерело: Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України.

## ● Основні напрями політики та майбутні тенденції

Загальнодержавна програма реформування і розвитку житлово-комунального господарства на 2004–2010 роки, прийнята в червні 2004 р., визначає такі основні напрями реформ до 2010 р.:

- Удосконалення управління у сфері житлових та комунальних послуг.
- Демоніполізація сектору; створення конкурентного середовища.
- Забезпечення надійної роботи компаній.
- Сприяння модернізації інфраструктури централізованого теплопостачання.

У березні 2006 р. Мінбуд запропонував оновлений план реформ у секторі централізованого теплопостачання (Качур, 2006). Він передбачає, що місцеві органи влади проведуть енергетичні аудити місцевих систем централізованого теплопостачання та розроблять енергетичні плани у 2006 р. Потім муніципалітети передадуть активи системи централізованого теплопостачання приватним компаніям на умовах концесії, лізингу або угод з управлінням до 2007 р. і почнуть приватизацію джерел теплоенергії у 2008–2010 рр. Мінбуд очікує, що законодавча та регуляторна база, необхідна для того, щоб ухвалити та запровадити ці реформи, буде створена до кінця 2006 р. Дуже важливо закріпити її перед залученням у великому масштабі приватного сектору. Досвід країн Центральної та Східної Європи свідчить, що приватний сектор може принести дуже позитивні результати – але лише за

умови, що загальні ринкові умови є правильними, і приватизація або довгострокова концесія відбувається прозоро (МЕА, 20056).

Міністерство палива та енергетики України розглядає доцільність розширення електричного опалення з метою скорочення споживання газу та нафти для цілей опалення. Логіка, що лежить в основі проекту такої політики, пояснюється тим фактом, що Україна відчутно залежить від імпорту газу та нафти, в той час як сама має надлишок електрогенеруючих потужностей і є чистим експортером електроенергії. Однак великий обсяг електроенергії також виробляється з використанням природного газу, і використання електроенергії для опалення є недалекоглядним, враховуючи потенціал централізованого тепlopостачання. Перехід до електричного опалення суперечить загальній тенденції промислово розвинених країн, що полягає у просуванні централізованого тепlopостачання і комбінованого виробництва тепло- та електроенергії завдяки своїм економічним, екологічним та соціальним вигодам. У довгостроковій перспективі негативний вплив такої політики на централізоване тепlopостачання, безперечно, переважить її можливий короткостроковий позитивний ефект.

*Енергетична стратегія до 2030 р.* передбачає, що інші політичні пріоритети включатимуть залучення інвестицій для розвитку відновлюваних джерел енергії і використання скидного тепла та перетворення котельень, що виробляють лише тепло, на ТЕЦ. У результаті очікується, що частка відновлюваних джерел енергії, скидного тепла та когенерації у централізованому виробництві теплоенергії збільшиться, тоді як частка котельень, що виробляють лише тепло, має знизитися. Ця політика має виконуватися.

Досвід України, накопичений до цього часу, демонструє, тим не менше, що політичні декларації та затверджені програми не були впроваджені повною мірою. Уряд має докладати більше зусиль для впровадження запланованих реформ.

## ● Інвестиційна політика

Існуюча регуляторна база та тарифна політика роблять складним залучення приватних інвесторів до сектору централізованого тепlopостачання. Крім того, основні зацікавлені сторони, наприклад, муніципалітети та побутові споживачі, у більшості випадків не мають необхідних фінансових можливостей.

Уряд України розуміє нагальну потребу в залученні інвестицій до сектору централізованого тепlopостачання, і запровадив кілька конкретних заходів та програм. Однак потрібно більше зусиль для створення адекватної політичної бази з метою стимулювання таких інвестицій. План уряду зі створення фонду для інвестицій в енергоефективність у централізованому тепlopостачанні є дуже обнадійливим і має виконуватися<sup>74</sup>. Західні підходи до

<sup>74</sup> Початкові плани передбачали фонд 700 млн грн (140 млн дол. США), отримані як доходи від продажу «Криворіжсталі». Міжнародні інвестори також мали бути запрошені до участі у фонді. Ці плани, очевидно, поки призупинені.

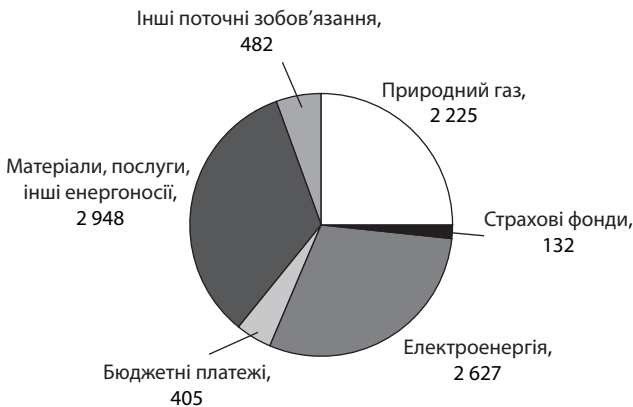
фінансування енергоефективності, такі як гарантії кредиту, можуть використовуватися для збільшення впливу цього фінансування. Інші реалістичні можливості фінансування містять угоди лізингу або концесії, контракти з енергосервісними компаніями (ЕСКО), комерційні кредити банків, фондів та інших фінансових установ (див. розділ 4 «Енергоефективність» для отримання більш детальної інформації). Необхідно створити законодавчі, регуляторні та інституційні умови, сприятливі для запровадження цих варіантів фінансування.

## ● Зменшення неплатежів та боргу

Неплатежі були і залишаються основною проблемою, яка підриває сектор централізованого теплопостачання, а також інші сектори енергетики, які постачають паливо компаніям централізованого теплопостачання. Платіжна дисципліна протягом останніх років підвищилася, але накопичений борг все ще залишається проблемою. Багато споживачів у минулому не платили або платили лише частково за централізоване теплопостачання та інші комунальні послуги. В свою чергу, компанії централізованого теплопостачання не платять за паливо. На початку 2006 р. борг споживачів компаніям у секторі житлових та комунальних послуг<sup>75</sup> становив 7,6 млрд грн (1,5 млрд дол. США). На борг за теплоенергію припадає велика частка загального боргу, а основні неплатники і боржники – це домогосподарства (рис. 9.5). Водночас, накопичений борг компаній, які надають комунальні послуги, різним постачальникам і державі становив 8,8 млрд грн (1,8 млрд дол. США) (рис. 9.6).

Рисунок 9.5

*Кредиторська заборгованість підприємств житлово-комунального господарства станом на січень 2006 р., млн грн*



**Загальна заборгованість: 8 819 млн грн або 1 760 млн дол. США**

Джерело: Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України.

<sup>75</sup> У тому числі компанії централізованого теплопостачання, водопостачання, каналізації, утримання будинків та інші сервісні компанії.

Рисунок 9.6

*Дебіторська заборгованість споживачів житлово-комунальних послуг станом на січень 2006 р., млн грн*



**Загальна заборгованість: 7 562 млн грн або 1 500 млн дол. США**

*Джерело: Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України.*

За останні роки уряд України досяг прогресу у розв'язанні проблем з неплатежами завдяки кільком ефективним заходам. Рівень оплати споживачами зріс: побутові споживачі оплатили 96 % поточного теплоспоживання у 2004 р. порівняно з 92 % у 2003 р. У 2005 р. середній рівень розрахунків кінцевих споживачів за послуги централізованого тепlopостачання та гарячого водopостачання становив 115,5 %, варіюючи від 101 % до 123 % у різних регіонах. Це свідчить про те, що кінцеві споживачі сплатили поточну заборгованість у повному обсязі і частину свого старого боргу. У 2004 р. накопичений борг споживачів дещо знизився вперше за 10 років до 8,45 млрд грн (1,54 млрд дол. США) з 8,6 млрд грн (1,56 млрд дол. США) у 2003 р. У 2005 р. він ще більше знизився – до 7,6 млрд грн (1,47 млрд дол. США). Зменшення рівня заборгованості спостерігалось у 20 регіонах України, найбільш помітно у Київській, Вінницькій та Рівненській областях. Однак у 2006 р. різке зростання ціни на газ значно загостило проблему з неплатежами. Багато компаній централізованого тепlopостачання зменшили або призупинили свої платежі за природний газ, навіть незважаючи на те, що кінцеві споживачі продовжували оплачувати свої рахунки за теплоенергію у повному обсязі. Зростання ціни на газ висвітлює необхідність розуміння урядом України реальних причин проблеми неплатежів у компаніях централізованого тепlopостачання та розв'язання цих проблем за допомогою ефективних заходів. Зростання ціни на газ також посилює необхідність підвищення ефективності у системі централізованого тепlopостачання. Такі заходи зменшили б споживання природного газу, а також тягар витрат на паливо.

У 2003 р. Україна прийняла Закон «Про реструктуризацію заборгованості з квартирної плати, плати за житлово-комунальні послуги, спожиті газ та електроенергію». Цей Закон дозволяє сім'ям, які мають заборгованість,

реструктуризувати свій борг на період, зазвичай, до п'яти років (якщо борг повністю не погашений до кінця цього періоду, угода може бути подовжена). Крім того, Кабінет Міністрів України запровадив механізм перехресного скасування боргу в 2005 р. (вставка 9.2).

### **Вставка 9.2. Перехресне скасування боргу**

У 2005 р. Кабінет Міністрів України ініціював план перехресного скасування боргу між громадянами та українським державним банком «Ощадбанк». За радянських часів багато українських громадян вносили свої заощадження до українського відділення «Сбербанку» (тепер «Ощадбанк»). Ці заощадження істотно девальвувалися після розвалу Радянського Союзу. Згідно з цим планом громадяни, які мали заборгованість за комунальні послуги, що утворилася до вересня 2004 р., можуть реструктуризувати борг, натомість держава скасовує свої зобов'язання щодо девальвованих заощаджень. По суті, «Ощадбанк» списує відповідну суму боргу з «замороженого» рахунку особи з девальвованими заощадженнями, а компанія, що надає комунальні послуги, в кінцевому рахунку отримує оплату з державного бюджету. Ця процедура є складною і потребує багато часу, але, тим не менше, вона видається досить популярною. Реалізацію цього механізму було подовжено до липня 2006 р.

*Закон України «Про теплопостачання»* від 2005 р. дозволяє компаніям централізованого теплопостачання відключати та штрафувати споживачів, які не платять за теплоенергію, хоча відключення не дозволяється проводити у зимовий період. Спеціальна служба Міністерства юстиції України може виселяти неплатників з їхніх будинків і квартир, виконуючи вирок суду, якщо вони відмовляються підписувати угоди щодо реструктуризації боргу. Однак деякі категорії громадян виселяти не можна. На практиці компаніям централізованого теплопостачання все ще дуже важко здійснювати тиск на неплатників.

### ● **Облік**

В Україні обліковується дуже невеликий обсяг теплоенергії. У Києві, наприклад, лише 3 % житлових будинків обладнані лічильниками теплоенергії і лише 1,8 % – лічильниками гарячої води (Дубовик та ін., 2005). Уряд визнає, що без приладів обліку та регулювання споживачі не можуть контролювати своє теплоспоживання і мають дуже мало стимулів для скорочення величезних втрат у мережах. За відсутності обліку неможливо дізнатися про точні втрати теплоенергії, що робить удосконалення проблематичними. Облік у будівлях та в тепловпунктах є необхідною умовою модернізації та



реформування систем централізованого тепlopостачання з метою зробити їх більш дружніми до споживачів та заснованих та попоти.

У 1995 р. Кабінет Міністрів України затвердив національну програму, спрямовану на встановлення приладів регулювання і обліку теплоенергії та води у побутовому секторі. Через складнощі з її впровадженням уряд продовжив строк дії програми на деякий час. Однак упровадження відбувається набагато повільніше, ніж було заплановано.

### ● Політична інтеграція

Хоча управління тепlopостачанням здійснюють місцеві органи влади, стабільність у цьому секторі великою мірою залежить від політики держави у цій сфері. Централізоване тепlopостачання в Україні сприймається як питання надання житлових та комунальних послуг, а не як інтегрований елемент енергетичного сектору. Зважаючи на те, що централізоване тепlopостачання тісно пов'язане з електричним та газовим секторами і є великим споживачем первинних видів палива, політика централізованого тепlopостачання має бути інтегрована з більш широкою енергетичною політикою України. Вона також має бути інтегрована з загальною економічною, соціальною та фінансовою політикою для того, щоб краще відобразити важливість централізованого тепlopостачання для української економіки та населення.

## Критичні зауваження

---

За ефективного управління централізоване тепlopостачання має значні економічні, екологічні та соціальні вигоди, особливо коли воно ґрунтується на когенерації. З адекватною політикою централізоване тепlopостачання може бути надійним та відносно дешевим джерелом теплоенергії та сприяти зменшенню викидів парникових газів і місцевих забруднювачів повітря.

Централізоване тепlopостачання в Україні є неефективним і потребує нагальних інвестицій для реконструкції та модернізації. Підвищення ціни на газ актуалізує цю проблему. Вирішення її в кінцевому підсумку, знизить тягар витрат для кінцевих споживачів. Поки що існуюча політична база не робить централізоване тепlopостачання привабливим для інвестицій, що підриває її стійкість. Бар'єрами для інвестицій та підвищення ефективності є головним чином такі фактори: існуюча цінова політика, відсутність обліку, концентрація на виробництві теплоенергії, нечітка форма власності та управління будинками, складний доступ до фінансування для зацікавлених сторін. Вкрай необхідно створити адекватну політику та регуляторні умови для залучення приватних інвестицій до цього сектору.

Існуюча система регулювання централізованого тепlopостачання має явні недоліки. Основною проблемою є те, що місцеві органи влади діють і як власники, і як регулятори централізованого тепlopостачання, що призво-

дить до конфлікту інтересів та створює ґрунт для непрозорості. Ціни на теплоенергію часто нижчі за операційні витрати, що створює фінансові ускладнення для компаній централізованого теплопостачання. Водночас тарифи є досить високими, оскільки існуюче законодавство не стимулює ефективність та скорочення витрат. План щодо перекладання регуляторних функцій з муніципалітетів на НКРЕ заслуговує схвалення і має бути запроваджений на практиці. Пропозиція створити окрему установу для регулювання централізованого теплопостачання та інших комунальних послуг має свої переваги і недоліки. В будь-якому разі, або НКРЕ або новий регулюючий орган має бути по-справжньому незалежним як від політичних інтересів, так і від інтересів зацікавлених сторін.

Відсутність приладів обліку в будинках є фундаментальним бар'єром для успішних реформ та підвищення енергоефективності. Без лічильників компанії централізованого теплопостачання не мають стимулів для зниження витрат, а кінцеві споживачі мають дуже мало стимулів споживати менше енергії.

Основною проблемою централізованого теплопостачання в Україні є те, що влада сприймає його, скоріше, як соціальну службу, а не як частину комерційного сектору. Компанії централізованого теплопостачання сприймаються як постачальники соціальних послуг, а не як кваліфіковані бізнес-учасники, що діють на реальному ринку. Логічним висновком цього підходу є те, що якість обслуговування та задоволення попиту споживачів не є пріоритетними. Закони, стратегії та політичні заходи мають тенденцію концентруватися на виробництві та постачанні, в той час як кінцеві споживачі та ефективність кінцевого споживання не отримують потрібної уваги.

Нині основні зацікавлені сторони (муніципалітети, компанії централізованого теплопостачання, власники будинків та кінцеві споживачі) неспроможні фінансувати інвестиції у централізоване теплопостачання та будівлі. Важливо запровадити політику, яка спрощує та стимулює приватне фінансування через лізинг та концесію, механізми фінансування третіми сторонами, пільгові кредити та інші заходи. Враховуючи міжнародний досвід, спонсорований державою фонд також може бути дуже ефективним інструментом, особливо коли державні гарантії залучають додаткове фінансування з приватного сектору. Для максимізації ефективності такого фонду ним має професійно управляти приватний банк або інвестиційний фонд.

Україна вже має низку стратегій, програм і законів, що містять виважені положення щодо централізованого теплопостачання. Наприклад, збільшення використання комбінованого виробництва тепло- та електроенергії та зменшення використання неефективних котлів, що виробляють лише тепло, є позитивними цілями для української енергетичної політики. Поки що уряд не запровадив багато зі своїх запланованих реформ, які так і залишилися політичними деклараціями. Послідовне впровадження та примус є більш важливими, ніж декларації.

Деякі із запропонованих реформ потребують подальшого розгляду. Зокрема, план скорочення використання централізованого теплопостачання за рахунок збільшення електричного опалення не є обґрунтованим варіантом. Добре організоване централізоване теплопостачання має численні переваги. У довгостроковій перспективі є сенс удосконалювати централізоване теплопостачання, а не переходити на інші варіанти. У деяких конкретних випадках перехід на варіанти децентралізованого теплопостачання може бути економічно обґрунтованим (наприклад, у населених пунктах з теплим кліматом, низькою щільністю населення та великою відстанню від котельні). Однак, як споживачі, так і місцеві органи влади мають чітко розуміти всі наслідки такого переходу, включаючи майбутні витрати на технічне обслуговування та енергію. Перехід на індивідуальні та будинкові варіанти теплопостачання, де це є економічно доцільним, має бути здійснено прозорим та конкурентним шляхом.

Незважаючи на політичні декларації щодо переходу до конкурентних відносин у секторі теплопостачання, деякі останні події заважають конкуренції. Зокрема, поточне розширення «Газ-Тепло» на ринку теплоенергії без проведення конкурентних тендерів та прозорості є проблемою само по собі. Ще більше занепокоєє той факт, що модель «Газ-Тепло» могла б створити монополію в монополії: компанії централізованого теплопостачання втрачають свою свободу обирати різні види палива або постачальників палива.

Чітке розуміння існуючої ситуації є необхідним для розробки серйозної політики централізованого теплопостачання. Таке розуміння є проблематичним через неадекватні статистичні дані. Отже, вдосконалення збору даних з теплопостачання є нагальним завданням.

Бракує також координації, неузгоджені підходи щодо основних питань, які стосуються ключових напрямів політики між різними установами, які займаються політикою централізованого теплопостачання (ситуація з «Газ-Тепло» є лише одним з прикладів такої неузгодженості). Крім того, політика теплопостачання незадовільно інтегрована в загальну енергетичну, економічну та соціальну політику. Беручи до уваги важливість централізованого теплопостачання для економіки та населення України, слід розробити комплексну політику теплопостачання на найвищому державному рівні та інтегрувати її з іншими відповідними напрямками політики.

## Рекомендації

*Уряду України рекомендується:*

- Створити однакові умови для конкурентних варіантів теплопостачання, вживши заходів щодо припинення цінових викривлень та усунення інших факторів, які дискримінують централізоване теплопостачання і можуть призвести до неекономічних рішень у довгостроковій перспективі.

- Чітко розподілити власницькі/управлінські та регуляторні функції в місцевих органах влади.
- Посилити незалежність регулятора шляхом створення: 1) необхідних умов для того, щоб дозволити НКРЕ регулювати тарифи на теплоенергію з усіх жерел; 2) заснувати окремий незалежний орган для регулювання комунальних послуг, включаючи централізоване тепlopостачання.
- Розробити та запровадити національну стратегію тепlopостачання з метою створення конкурентного, функціонального ринку теплоенергії. Вимагати від місцевих органів влади перевірки існуючих систем тепlopостачання та проведення місцевих енергетичних планів для визначення найменш витратних варіантів надання високоякісних послуг тепlopостачання за розумними цінами. Енергетичні плани мають враховувати варіанти централізованого, децентралізованого та індивідуального тепlopостачання, а також заходи щодо підвищення енергоефективності у кінцевих споживачів.
- Вимагати проведення незалежних фінансових аудитів муніципальних компаній централізованого тепlopостачання.
- Гарантувати, що тарифи не будуть штучно стримуватися на низькому рівні замість соціальних програм підтримки; запровадити цільові соціальні схеми, спрямовані на захист найбільш вразливих категорій населення від підвищень ціни.
- Удосконалити тарифне регулювання розробивши чіткі методології встановлення тарифів на теплоенергію, гаряче водopостачання та комбіновану тепло- та електроенергію. Відійти від регулювання за принципом «витрати плюс фіксований прибуток» та розробити принципи ціноутворення, які створюватимуть стимули для підвищення ефективності, такі як ліміти цін або бенчмаркінг (порівняльний аналіз). Встановити чіткі правила доступу до трубопроводів для незалежних постачальників. Зробити процедуру встановлення тарифів прозорою.
- Запровадити практику укладання контрактів між постачальниками послуг централізованого тепlopостачання і кінцевими споживачами.
- Посилити заходи щодо встановлення приладів обліку.
- Створити стимули для інвестування в енергоефективність у централізованому тепlopостачанні та будівлях. Зосередитися на підвищенні ефективності по всіх ланках енергетичного ланцюга, від виробництва до кінцевого використання.
- Забезпечити належну реалізацію національної політики та заходів стимулювання впровадження когенерації.
- Організувати систематичний збір даних щодо централізованого тепlopостачання.
- Приділяти більше уваги інтегруванню політики централізованого тепlopостачання з енергетичною, економічною, житловою та соціальною політикою та посилювати співробітництво між різними законодавчими інституціями.

## 10. ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

### Огляд

В Україні частка відновлюваних джерел енергії у власному енергопостачанні є незначною, але *Енергетична стратегія до 2030 р.* прогнозує, що вона зростатиме. Найбільш поширене використання джерел відновлюваної енергії в гідроенергетиці та в опалювальних котельнях, що працюють на біомасі. Є також кілька вітрових електростанцій та геотермальних систем опалення. В Україні розроблено технології відновлюваної енергії, але їхня якість та надійність потребують удосконалення. Основними проблемами, що перешкоджають збільшенню використання відновлюваних джерел енергії є цінова конкурентоспроможність і фінансування технологій та проєктів. Існуючі субсидії для традиційних джерел енергії та інші викривлення ринкових механізмів збільшують ці проблеми. В Україні запроваджено низку стимулів для розширення виробництва та використання відновлюваних джерел енергії, але більша їх частина ще має бути впроваджена. Необхідна ефективніша політика та дієвіші законодавчі акти, які б заохочували використання відновлюваних джерел енергії та забезпечували отримання в повному обсязі екологічних, економічних і соціальних вигод.

### Ринок та індустрія відновлюваних джерел енергії

- **Стан ринку**

Частка відновлюваної енергії (див. визначення у вставці 10.1), включаючи великі гідроелектростанції, становить близько 0,9 % загальних первинних обсягів постачання енергії (ЗППЕ) в Україні, або 1,3 млн т н.е.<sup>76</sup> Однак великі гідроелектростанції забезпечують 80 % загального обсягу, і лише 20 % припадає на інші відновлювані джерела енергії. Для порівняння, частка відновлюваної енергії перевищує 6 % ЗППЕ у країнах-членах ОЕСР і 13,5 % у світі загалом. В Україні комерційно використовуються лише гідроенергія та біомаса; інші технології відновлюваної енергії перебувають на стадії науково-дослідних і дослідницько-конструкторських робіт (НДДКР), і їхня частка у структурі постачання енергії є незначною (табл. 10.1).

<sup>76</sup> В українських джерелах цей показник вищий (3,6 % ЗППЕ), в основному через розбіжність у визначеннях.

### Вставка 10.1. Відновлювана енергія – питання визначення

Не існує загальноприйнятого визначення поняття відновлюваної енергії. У публікаціях МЕА відновлювані джерела енергії включають: гідроелектростанції (великі, середні та малі), геотермальну, сонячну фотоелектричну та теплову енергію, енергії припливів, хвиль, океану, вітру, тверду біомасу, гази з біомаси, рідкі біопалива та відновлювані муніципальні відходи (тобто відходи, що містять матеріали, які піддаються біологічному розпаду).

В Україні визначення відновлюваної енергії є дещо ширшим. Часто воно використовується як синонім до нетрадиційної або альтернативної енергії, що включає торф, теплоенергію, «створювану» завдяки тепловим насосам, та вторинні джерела енергії, такі як скидне тепло, муніципальні та промислові відходи, тиск доменного газу та природного газу під час його транспортування. Деякі українські джерела розширюють визначення альтернативних джерел енергії, включаючи в нього синтезований газ (сингаз), шахтний метан, природний газ з малих нетрадиційних родовищ та інші невідновлювані види палива, видобуток яких потребує інноваційних технологій.

Малі гідроелектростанції є іншим суперечливим терміном. МЕА вважає гідроелектростанції малими, якщо їхня потужність менше 10 МВт; у багатьох колишніх соціалістичних країнах малими вважають гідроелектростанції потужністю до 30 МВт. В Україні гідроелектростанції класифікуються так: малі – потужністю до 20 МВт, міні – 100–1000 кВт, мікро – до 100 кВт.

НАК «Енергетична компанія України» безпосередньо або через афілійовану особу ВАТ «Укргідроенерго», володіє гідроенергетичними та вітроенергетичними об'єктами. Вона продає гідро- та вітрову енергію на оптовий ринок за тарифами, що регулюються НКРЕ. Власники малих розподільних систем відновлюваної енергії (ферм, промислових компаній та домогосподарств) є як виробниками, так і споживачами енергії. Теплова та електрична енергія, що виробляється такими системами, не продається на ринку. Внаслідок цього проблематично зібрати надійні статистичні дані.

Більша частина технологій використання відновлюваної енергії є капіталоемними, і висока ціна є головним стримуючим фактором їхнього поширення (за винятком великих гідроелектростанцій). Наприклад, тариф на вітрову енергію в Україні становить 0,24 грн (0,05 дол. США)/кВт·год., тоді як тариф на атомну енергію – лише 0,08 грн (0,016 дол. США). Прямі та приховані субсидії для традиційної енергії, а також інші викривлення ринку активно працюють проти ширшого використання відновлюваних джерел енергії.

Таблиця 10.1

## Технології відновлюваної енергії в Україні

Технологія	Енергетичний продукт	Статус в Україні
Спалювання біомаси	Теплоенергія, електроенергія або комбіноване виробництво тепла та електроенергії	Використовується для приготування їжі та опалення приміщень житловим та комерційним сектором і для виробництва теплової енергії та пари промисловістю та підприємствами теплопостачання. Виробництво електроенергії від когенерації є незначним
Гідроліз та ферментація біомаси	Етанол	НДДКР; деякі промислові виробництва
Перегнивання/вилучення біомаси	Біодизель або біогаз	НДДКР, кілька пілотних проектів. Одна велика когенераційна установка, що працює на біогазі
Вітрові турбіни	Електроенергія	70 МВт встановленої електричної потужності
Традиційні вітряки та водні насоси	Рух, потужність	Використовуються у сільському господарстві
Гідроелектростанції	Електроенергія	Потужність великих ГЕС: 4600 МВт; потужність малих ГЕС: 106 МВт (станом на січень 2005 р.)
Пряме використання геотермальної енергії	Теплоенергія	13 МВт встановленої теплової потужності
Сонячні фотоелектричні енергосистеми	Електроенергія	Виробництво сонячних панелей і систем, в основному для експорту
Сонячне опалення	Теплоенергія	Виробництво колекторів сонячної енергії для домашнього використання

Джерело: аналіз МЕА.

Деякі форми і типи використання відновлюваної енергії вже є економічно життєспроможними в Україні. Велика гідроелектростанція є найбільш зрілою та найменш витратною технологією. Тарифи на гідроенергію на українському оптовому ринку є найнижчими. В зонах з наявними ресурсами біомаси, котли, що працюють на біомасі, часто є конкурентоспроможними порівняно з газовими і дизельними генераторами. Інші відновлювані джерела енергії можуть бути економічно доцільнішими, ніж традиційні джерела енергії в деяких умовах, включаючи немережну (розподілену) електрифікацію та опалення, джерела централізованого тепlopостачання, що працюють на біомасі, та специфічні промислові типи застосування. Різке зростання цін на нафту протягом останніх років може зробити біопальне конкурентоспроможним, особливо якщо уряд ефективно запровадить заявлену політику підтримки. Однак цінова конкурентоспроможність більшої частини відновлюваних джерел енергії залежить від наявності ресурсів та інших місцевих умов. Наявність технологій на внутрішньому ринку також відіграє певну роль.

Вартість технологій відновлюваної енергії зменшується в міру зростання їхнього використання. Міжнародний досвід показує, що цільова урядова політика може значно скоротити витрати та підвищити економічну привабливість відновлюваних джерел енергії, створюючи «позитивне коло». Політика підтримки веде до збільшення використання відновлюваних видів енергії, що ще більше зменшує їхню вартість. У свою чергу, нижчі ціни відкривають нові ринкові можливості, які сприяють подальшому зниженню витрат завдяки нарощуванню обсягів.

Фінансування також є важливою проблемою поширення відновлюваних джерел тепла. Потенційні користувачі відновлюваної енергії, такі як сільськогосподарські підприємства, селища, мешканці будинків, що не приєднані до централізованих мереж тепло- та газопостачання, в основному мають низькі доходи і не мають доступу до комерційного фінансування. Державне бюджетне фінансування охоплює лише вітрову енергію, однак воно не є достатнім для того, щоб значно підсилити розвиток сектору. Компанії централізованого тепlopостачання, потенційні великі споживачі біомаси, не мають коштів для інвестування у переведення котлів на використання біомаси (більша частина котлів була спроектована для використання газу). Потрібні принаймні два елементи для збільшення інвестицій у технології відновлюваної енергії: спрощення доступу кінцевих споживачів до фінансування та поліпшення фінансового стану компаній централізованого тепло- та електропостачання.

## ● НДДКР та промисловість

Кілька наукових організацій та інститутів в Україні проводять науково-дослідні і дослідницько-конструкторські роботи з відновлюваної енергії. Крім того, деякі компанії у оборонному секторі та космічна промисловість пе-



рейшли на виготовлення систем відновлюваної енергії та її компонентів. Було багато спроб використовувати існуючу дослідницьку, технологічну та інженерну базу. Однак дуже мало з них виявилися успішними, особливо коли це стосується комерціалізації технологій.

Кілька українських інженерних лабораторій розробили вітрові турбіни потужністю 0,2–400 кВт. «Уінденерго», спільне підприємство з американською компанією Wind Power, створене у 1994 р., виробило (за ліцензією Wind Power) приблизно 750 турбін потужністю 107 кВт. Вони коштують приблизно 420 дол. США/кВт, що нижче, ніж у США (800–1400 дол. США/кВт) завдяки нижчим витратам на працю та матеріали в Україні. Однак цей тип турбін має низьку ефективність (10–18 %) і, отже, не є дуже економічно вигідним. У 2003 р. Дніпропетровський «Південний машинобудівний завод» («Южмаш») придбав іншу ліцензію у бельгійської компанії («Turbowinds») і планує розпочати виробництво турбін потужністю 600 кВт з проектною ефективністю 38 %. Усі компоненти як для турбін потужністю 107 кВт, так і 600 кВт виготовляються в Україні. Існують заводи, які можуть виробляти нові генераційні турбіни потужністю 2,5 та 3 МВт і ефективністю, близькою до 50 %.

Україна історично виробляла фотоелектричні панелі для радянських космічних програм. Нині завод «Квазар» (Київ) виробляє 2 МВт фотоелектричних систем на рік і близько 120 МВт фотоелектричних силіконових панелей. Оскільки в Україні немає ринку для фотоелектричних продуктів, майже всі ці панелі експортують до Європи. В Україні також є близько 10 компаній, що виготовляють кілька сотень квадратних метрів сонячних колекторів на рік.

Вартість українських технологій дещо менша, ніж у промислово розвинених країнах, однак якість і надійність є в цілому нижчими. Для удосконалення їхньої ефективності і надійності та подальшого зниження витрат необхідне додаткове фінансування НДДКР. Уряд має уважно оцінювати витрати та вигоди підтримки відновлюваних джерел та сконцентруватися на технологіях, які вже сьогодні мають конкурентні переваги. У разі менш просунутих українських технологій може бути важко досягти високої ефективності інвестування додаткових державних ресурсів у НДДКР. Економічно доцільніше дозволити іншим країнам удосконалювати такі технології.

МЕА створила базу для міжнародного технологічного співробітництва з тим, щоб дозволити зацікавленим країнам, членам і нечленам МЕА, отримувати ресурси, вивчати розробку та розгортання конкретних технологій (вставка 10.2). Україна могла б розглянути можливість приєднання до технологічних угод МЕА з відновлюваних джерел енергії (наприклад, Програма з фотоелектричних енергетичних систем<sup>77</sup>) для максимізації національних зусиль з НДДКР і для досягнення технологічних інновацій за найменших витрат.

<sup>77</sup> Веб-сайт програми МЕА з фотоелектричних систем: [www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org).

## Вставка 10.2. Технологічні угоди МЕА

Починаючи зі свого створення у 1974 р., МЕА забезпечує основу для міжнародного співробітництва у виконанні науково-дослідних і дослідницько-конструкторських робіт, що стосуються енергетичних технологій. МЕА об'єднує експертів з конкретних технологій з країн – членів МЕА та нечленів, які бажають спільно працювати над розв'язанням загальних проблем та спільно користуватися результатами. В рамках цієї діяльності нині існує 40 діючих програм, відомих під назвою угоди МЕА з впровадження. Десять з них фокусуються на відновлюваних джерелах енергії у таких секторах:

- Біоенергія.
- Геотермальна енергія.
- Технології теплових насосів.
- Гідроелектроенергія.
- Океанічні енергетичні системи.
- Фотоелектричні системи.
- Розгортання технологій відновлюваної енергії.
- Сонячне опалення та охолодження.
- SolarPACES (концентруючі сонячні енергоустановки).
- Вітрові енергетичні системи.

Угоди з впровадження допомагають скоротити технологічні ризики та уникнути дублювання зусиль, роблячи свій внесок у прискорення технологічного прогресу та інновації з меншими витратами. Механізм угод з впровадження є гнучким і підтримує різні форми співробітництва в галузі енергетичних технологій. Він може бути застосований на кожній стадії циклу енергетичних технологій – від НДДКР через затвердження технічної, екологічної та економічної ефективності до кінцевого ринкового впровадження. Деякі угоди з впровадження фокусуються лише на обміні та розповсюдженні інформації. Фінансові схеми для угод з впровадження поділяються на дві великі категорії: а) розподілення витрат, коли учасники роблять свій внесок у загальний фонд для фінансування роботи; б) розподілення задач, коли учасники призначають конкретні ресурси та персонал для виконання своєї частки роботи. Деякі угоди з впровадження використовують поєднання цих двох механізмів.

*Докладнішу інформацію можна отримати на: [www.iea.org/techagr](http://www.iea.org/techagr).*

## Використання відновлюваної енергії: поточний статус і майбутні можливості

### ● Ресурси і потенціал

Ефективність більшості технологій відновлюваної енергії залежить від місцевих умов. Тому детальна інформація щодо наявних ресурсів та їхньої відносної ефективності є важливою для успішної розробки. Відновлювані джерела енергії в Україні є досить добре вивченими та задокументованими, але економічний потенціал цих ресурсів досить важко визначити. Існуючі оцінки економічного потенціалу таких ресурсів дуже відрізняються, як показано в табл. 10.2. Є очевидним, що реально можна використати лише частину технічного потенціалу. Більше того, оцінки економічного і технічного потенціалу є лише орієнтовними і з часом можуть змінитися. Технічний потенціал, скоріше за все, зростатиме із розвитком наявних технологій. Економічний потенціал відновлюваних джерел енергії у середньо- та довго-

Таблиця 10.2

Оцінки технічно доцільного потенціалу використання відновлюваних джерел енергії в Україні за даними з різних джерел, ТВт · год/рік

Джерело енергії	Оцінки різних експертів		
	Забарний, Шурчков (Інститут технічної теплофізики)	Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України (Державний комітет України з енергозбереження) <sup>78</sup>	Гелетука та ін. (Науково- технічний центр «Біомаса»)
Біомаса	35,93	н. з.	126,50
Сонячна	16,89	345,1*	48,00
Геотермальна	53,50	н. з.	97,70
Вітрова	24,85	30,00	25–30,00
Малі ГЕС	2,04	8,25	3,7**
Низькопотенційне тепло (теплові насоси)	100,91	146,44	н. з.
<b>Разом</b>	<b>234,12</b>	<b>н. з.</b>	<b>н. з.</b>

\*Економічний потенціал становить 53,8 ТВт · год/рік.

\*\*Економічний потенціал.

н. з. – не застосовується.

Джерела: Забарний, Шурчков, 2002; Державний комітет України з енергозбереження, 2001; Гелетука та ін., 2003б.

<sup>78</sup> У 2001 р. українські науковці склали комплексний атлас відновлюваних джерел енергії України на запит колишнього Державного комітету України з енергозбереження. Дані атласу було оновлено у 2005 р. і використано у Енергетичній стратегії України на період до 2030 р.

строковій перспективі буде істотно залежати від їхньої вартості порівняно з цінами на органічні види пального. Останні важко передбачити, що робить перспективи для відновлюваних джерел енергії нечіткими. Вартість розробки технологій відновлюваної енергії також великою мірою залежатиме від політики уряду.

## ● Біоенергетика

Біоенергія є, напевно, найбільш перспективним відновлюваним джерелом енергії в Україні. У 2001 р. використання деревини, відходів деревообробки та відходів сільського господарства (солома, стебла і початки кукурудзи, стебла та шкаралупа соняшника) для виробництва енергії становило еквівалент 8,1 ТВт·год/рік (Гелетуха та ін., 2005). Більша частина існуючих установок для біомаси призначені для виробництва теплоенергії. Розглядаються додаткові проекти для біогазової енергогенерації, а також для спалювання соломи та деревини для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (когенерації). Виробництво теплоенергії, скоріше за все, залишиться ключовим для використання біомаси.

Україна має різні джерела біомаси, в тому числі відходи сільського господарства, цільове виробництво енергетичних сільськогосподарських культур, а також деревина та тверді побутові відходи (табл. 10.3).

### Спалювання біомаси

Деякі промислові підприємства та компанії централізованого тепlopостачання спалюють біомасу в своїх котлах для одержання тепла та пари. Деякі

Таблиця 10.3

*Біоенергетичний потенціал в Україні, млн т н.е./рік*

Тип енергії	Потенціал
Солома зернових (без кукурудзи)	3,92
Стебло, початки кукурудзи та зерно	1,68
Стебло, лушпиння соняшника	1,61
Біогаз з гною	1,12
Біогаз зі стічних вод	0,14
Відходи деревини	1,4
Біогаз з полігонів твердих побутових відходів	0,21
Паливні брикети з твердих побутових відходів	1,33
Рідкі палива (бідизель, біоетанол)	1,54
Енергетичні культури (лоза, тополя, міскантус)	3,57
<b>Разом</b>	<b>16,52</b>

Джерело: Мережа українських екологічних організацій (Мама – 86 та ін.), 2006.

господарства у сільській місцевості також використовують деревину та відходи деревообробки для опалення. Агентство з відновлюваної енергетики та Науково-технічний центр «Біомаса» оцінюють, що існує потенційний ринок для різних типів котлів, що працюють на біомасі, загальним прогнозованим попитом 9 000 МВт. Використання цих котлів може заощадити 5 млрд м<sup>3</sup> природного газу на рік. Загальні інвестиції, необхідні для їхнього виробництва – 2,4 млрд грн (0,48 млрд дол. США), що нижче, ніж ринкова вартість 5 млрд м<sup>3</sup> газу.

### **Біопаливо**

Міністерство сільського господарства України підтримує культивування рапсу та розвиток використання біопалива. Міністерство і кілька регіональних адміністрацій та приватних компаній нещодавно оголосили про плани побудувати заводи для виробництва біопалива з рапсу у Житомирській, Сумській, Вінницькій, Хмельницькій та інших областях. Кожний завод коштуватиме, за оцінками, близько 35 млн дол. США і вироблятиме 100 000 т біопалива на рік<sup>79</sup>. Вирощування рапсу зросло з 100 000 т кілька років тому до близько 300 000 т у 2005 р. (Олеарчук, 2005). До цього часу більша частина вирощеного рапсу експортується до Європи. Міністерство сільського господарства планує надалі збільшувати площі полів рапсу, з 234 000 га у 2005 р. до 1,3–1,5 млн га до 2010 р., щоб забезпечити ним запроєктовані заводи з виробництва біопалива.

### **Біогаз**

Загальне використання біогазу становило еквівалент 0,02 ТВт · год у 2000 р. (Гелетуха та ін., 2003а). Сучасний біогазовий завод було споруджено у Дніпропетровській області та введено в експлуатацію у грудні 2003 р.; демонстраційний проект з використання біогазу з органічних відходів працює у Луганську. За оцінками українських експертів, існує потенційний ринок для набагато більшого числа заводів. В українських містах існує 700 звалищ, які щороку отримують приблизно 9 млн т твердих муніципальних відходів. Близько 140 цих звалищ є великими і можуть використовуватися для збирання газу з органічних відходів<sup>80</sup>. За інформацією Науково-технічного центру «Біомаса», можна теоретично збирати та використовувати для виробництва енергії до 400 млн м<sup>3</sup> газу з органічних відходів (Матвеев та ін., 2004). Агентство з відновлюваної енергетики припускає, що технічний потенціал біогазу становить 2,3 млрд м<sup>3</sup> від органічного добрива, 0,33 млрд м<sup>3</sup> від осадків стічних вод, 2,3 млрд м<sup>3</sup> від газу з органічних відходів – що відповідає

<sup>79</sup> Одна тонна насіння рапсу потрібна для виробництва приблизно 270 кг біопалива. Україна виробила 59 100 т насіння рапсу в 2003 р. та 148 880 т у 2004 р.

<sup>80</sup> Тепловорна здатність низько- та середньосортного газу з органічних відходів приблизно вдвічі менша, ніж природного газу. Далі газ з органічних відходів може бути оброблений для отримання високосортного палива, яке може замінити природний газ у разі застосування в трубопроводах.

загальній кількості 28,2 ТВт·год/рік. Однак, оскільки немає детального аналізу витрат на використання цього потенціалу, неясно, яку кількість газу з органічних відходів можна отримувати економічно вигідно.

Україна також планує розвивати власне виробництво синтезованого газу (сингазу) з біомаси, відходів, вугілля і торфу.

### ● Гідроенергетика

Сьогодні гідроенергетика є найбільш розвиненим відновлюваним джерелом енергії в Україні і найдешевшим джерелом енергії на оптовому ринку. Більша частина загальної гідроелектричної потужності країни, що становить 4600 МВт, сконцентрована на великих ГЕС, що є економічно вигідною технологією. Вісім гідроелектростанцій, розташованих на річці Дніпро, мають загальну потужність 3907 МВт; Дністровська станція на річці Дністер – додатково 700 МВт. Разом ці станції виробляють 11–13 ТВт·год/рік. Станом на 1 січня 2005 р. Україна мала 65 малих та 7 мікрогідроелектростанцій загальною операційною потужністю 106 МВт, які генерують 280–390 ГВт·год/рік. Додатково існує приблизно 100 малих гідроелектростанцій, які нині не експлуатуються, але загалом можуть бути відновлені. Україна також має плани щодо спорудження п'яти додаткових гідроелектростанцій загальною потужністю 8143 МВт (ЄБРР, 2005). Екологічні організації в Україні прогнозують, що виробництво гідроелектроенергії може досягти 15,1 ТВт·год/рік до 2030 р. (включаючи 3,7 ТВт·год/рік малих гідроелектростанцій) і до 25 ТВт·год/рік у 2050 р. (Мережа українських екологічних організацій, 2006). За оцінками цих організацій, Україна реалізувала лише 10 % економічного потенціалу своїх малих гідроелектростанцій.

### ● Вітроенергетика

В Україні є вісім вітрових електростанцій: чотири в Криму і по одній на Азовському морі, біля Маріуполя, біля Миколаєва та біля Трускавця у Карпатському регіоні. Ці станції мають загальну потужність понад 70 МВт (Воронович, 2000; Васько, 2000; ЄБРР, 2005; Уінденерго, 2005). До 2006 р. розвиток вітрової енергетики фінансувався із податків, що становили 0,75 % від всіх продажів електроенергії. На початку 2006 р. уряд започаткував підтримку вітрової енергетики шляхом фіксованих бюджетних асигнувань (близько 80 млн грн, або 16,7 млн дол. США на рік). Нині вітрові електростанції поставляють найдорожчу електроенергію на оптовий ринок. Оцінюваний технічний потенціал потужності вітрової енергії становить 16 ГВт, що може генерувати до 30 ТВт·год/рік. *Енергетична стратегія до 2030 р.* прогнозує, що вітрова енергія генеруватиме 2 ТВт·год/рік у 2030 р., що замінить споживання 0,5 млн т н.е. органічного палива на рік.

### ● Сонячна енергетика

За оцінками, в Україні на 2002 р. було встановлено приблизно 1 000 сонячних колекторів (10 000 м<sup>2</sup>) (Матвеев, Конеченков, 2002). Україна має потен-

ціал для розвитку сонячного опалення, зокрема у південній частині України, де екранування може дати 1450 кВт·год на м<sup>2</sup> на рік (у середньому по країні – 1200 кВт·год на м<sup>2</sup> на рік). Сонячне опалення могло б бути перспективним у зонах з низькою щільністю населення, де централізоване теплопостачання не є економічно обґрунтованим. Українські екологічні організації прогнозують, що сонячні колектори можуть постачати до 23 ТВт·год/рік тепла у 2050 р.

Фотоелектричні системи в Україні використовують дуже мало через високу вартість. Більшість фотоелектричних панелей, вироблених в Україні, експортується.

### ● Геотермальна енергетика

Україна має 13 МВт встановленої геотермальної потужності. Існує потенційний попит для малих геотермальних електростанцій з використанням існуючих свердловин у залишених нафтових та газових родовищах; пілотний проект потужністю 1,5 МВт було запущено у Полтаві в 2005 р. Найкращі умови для розробки геотермальної енергії існують у Карпатському регіоні, в Криму та Харківській, Полтавській, Донецькій, Луганській та Чернігівській областях. Експерти оцінюють, що споживання геотермальної енергії може становити еквівалент 8 ТВт·год/рік до 2030 р. та 14 ТВт·год/рік у 2050 р. (Гелтуха та ін., 2003а).

## Політична, законодавча і регуляторна база

### ● Інституції, що розробляють політику

Використання відновлюваних джерел енергії формально перебуває у віданні нового Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів. Однак інші організації також відіграють важливу роль. Мінпаливенерго через «Енергетичну компанію України» контролює гідро- та вітрові електростанції. Міністерство сільськогосподарства просуває виробництво біопалива, культивування рапсу та інших культур для енергетичних цілей. В Україні є також низка неурядових організацій, які надають рекомендації щодо політики з питань відновлюваної енергії уряду України та законодавцям.

НКРЕ регулює тарифи на гідро- та вітрову електроенергію. Регулювання не завжди враховує специфічні характеристики відновлюваних джерел, такі як перервність. НКРЕ також регулює тарифи на теплоенергію від когенераційних установок, що працюють на біомасі. Досить часто теплоенергія, що виробляється на таких установках, не є конкурентоспроможною порівняно з теплоенергією, що виробляється комунальними котельнями, які виробляють лише тепло і регулюються місцевими органами влади, що прагнуть до зниження тарифів (див. розділ 9 «Централізоване теплопостачання»).

## ● Цілі політики

Уряд України визначив кілька цілей, що стосуються відновлюваної енергії; однак більша частина з них не була реалізована. *Національна енергетична стратегія України на період до 2010 р.*, прийнята в 1996 р., *Програма державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики*, розроблена в 1997 р. Кабінетом Міністрів України, встановлюють мету, яка полягає у досягненні 10-відсоткового місцевого попиту на нетрадиційну та відновлювану енергію до 2010 р. Низка галузевих програм встановила цілі для окремих технологій відновлюваної енергії. Наприклад, *Комплексна програма будівництва вітрових електростанцій*, затверджена урядом у 1997 р., має на меті встановлення 190 МВт вітрової потужності до 2010 р. Нині уряд висловлює сумнів, що цієї мети буде досягнуто. *Комплексна програма використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в архітектурі та міському будівництві*, розроблена в середині 90-х років минулого століття, передбачала встановлення 766 500 м<sup>2</sup> сонячних колекторів до 2005 р. та 8 737 900 м<sup>2</sup> до 2010 р. (Рабінович, Ферт, 1998), але ці цілі не будуть досягнуті.

*Енергетична стратегія України на період до 2030 р.* передбачає, що Україна збільшить використання відновлюваної енергії, енергії відходів та нетрадиційних джерел енергії з 10,9 млн т н.е. у 2005 р. до 40,4 млн т н.е. у 2030 р. Це потребує інвестування у цей сектор приблизно 60,4 млрд грн (12,6 млрд дол. США). Найбільше зростання очікується у використанні сонячної енергії, вугільного метану та низькопотенційного тепла, хоча зростання розпочнеться з дуже низької бази (табл. 10.4).

Таблиця 10.4

*Прогнозоване використання відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії, оптимістичний сценарій, млн т н.е./рік*

	2005	2010	2030	Зростання у 2005–2030, %
Біоенергетика	0,910	1,890	6,440	707,7
Сонячна енергетика	0,002	0,022	0,770	36 666,7
Мала гідроенергетика	0,084	0,364	0,791	941,7
Геотермальна енергетика	0,014	0,056	0,490	3500,0
Вітроенергетика	0,013	0,147	0,490	3888,9
Енергія доквілля	0,140	0,210	15,890	11 350,0
Загалом відновлювана енергія	1,163	2,689	24,871	372,2
Нетрадиційні джерела енергії	9,730	11,200	15,540	159,7
<b>Разом</b>	<b>10,893</b>	<b>13,889</b>	<b>40,411</b>	<b>371,0</b>

Джерело: Кабінет Міністрів України, 2006а.



*Енергетична стратегія України на період до 2030 р.* передбачає, що виробництво електроенергії на основі відновлюваної енергії збільшиться до 1,6 млрд кВт·год у 2020 р. та 2,1 млрд кВт·год у 2030 р.

## ● Політика і законодавство

За останні роки Україна прийняла значну кількість програм, законів і положень, пов'язаних з відновлюваною енергією. Однак вплив цих заходів був певною мірою обмеженим через відсутність комплексного підходу та механізмів впливу. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» (Верховна Рада, 20036), прийнятий у 2003 р., визначає законодавчу, економічну, екологічну та організаційну базу для використання відновлюваної та нетрадиційної енергії. Більш ранні проекти цього закону пропонували механізми надання фінансової, економічної та регуляторної підтримки для виробників і споживачів відновлюваних джерел енергії. Однак після двох накладених Президентом України вето всі фінансові стимули та заходи підтримки були вилучені з кінцевої редакції. Тим не менш, закон є важливим документом, оскільки забезпечує офіційну підтримку урядом розвитку відновлюваних джерел енергії в Україні.

Українські законодавці намагалися стимулювати виробництво біопалива, починаючи з середини 90-х років минулого століття, але досі результати були скромними. Закон України «Про альтернативні види рідкого та газового палива» (Верховна Рада, 2000), прийнятий у 2000 р., запровадив основу для фінансових механізмів стимулювання використання біопалива та інших альтернативних видів палива, які не обов'язково є відновлюваними. Державну програму з етанолу було прийнято в 2000 р., але не було впроваджено у повному обсязі. У вересні 2003 р. було оголошено про нові заходи, спрямовані на стимулювання виробництва паливного етанолу, біодизеля та біогазу. У грудні 2005 р. Кабінет Міністрів України прийняв *Концепцію програми розвитку виробництва дизельного біопалива на період до 2010 року*, яка передбачає, що Україна вироблятиме та споживатиме близько 520 000 т біопалива у 2010 р. Для досягнення цієї мети слід інвестувати приблизно 170 млн євро (1 млрд грн, або 213 млн дол. США) в обладнання заводів з виробництва біопалива та культивування полів для вирощування енергетичних культур.

За останні роки Верховна Рада України розглянула кілька пропозицій до законів про відновлювані джерела енергії. Наприклад, у 2005 р. вона ухвалила в першому читанні проект закону про біоетанол<sup>81</sup>. Проект закону вводить пільговий акцизний збір для бензино-спиртових моторних видів палива та нульовий акцизний збір для біоетанолу, який використовується для виробництва таких видів палива. На початку 2006 р. Верховна Рада ухвалила в

<sup>81</sup> Він стане законом лише в разі, якщо Верховна Рада прийме остаточну редакцію закону і Президент підпише його.

першому читанні проект закону про зелені тарифи (тарифи із спеціальною надбавкою) для енергії, що виробляється з відновлюваних джерел.

Досьогодні законодавство з відновлюваної енергії не отримало широкої та ефективної підтримки Верховної Ради України. Це дуже відчутно контрастує з країнами, де широко застосовуються відновлювані джерела енергії. Якщо Україна серйозно планує скоротити свою залежність від імпорту енергії шляхом розвитку власних джерел, вона має запровадити більш серйозні політичні та законодавчі заходи для підтримки виробництва та використання відновлюваних джерел енергії. Такі заходи не обов'язково потребують великих витрат з державного бюджету, якщо вони концентруються на відновлюваних джерелах енергії, які вже мають конкурентну перевагу. У зв'язку з цим важливо порівняти витрати та вигоди від підтримки відновлюваних джерел енергії з іншими варіантами енергопостачання та енергоефективності.

### ● **Відновлювана енергія та навколишнє середовище**

Політика з відновлюваної енергії має бути ретельно інтегрована з екологічною політикою, щоб можна було повністю реалізувати вигоди від відновлюваної енергії та пом'якшити будь-який потенційний негативний вплив на навколишнє середовище. Відновлювана енергія, зазвичай, є більш екологічно сприятливою, ніж традиційні джерела енергії, особливо це стосується викидів парникових газів та забруднення повітря (MEA, 2002). Однак відновлювана енергія може потенційно спричинити деякий негативний вплив на навколишнє середовище. Наприклад, великі гідроелектроенергетичні проекти можуть порушити місцеву екосистему, знизити біологічне розмаїття, змінити якість води або призвести до викидів метану в разі затоплення старих вуглеводневих резервуарів. Інші відновлювані джерела можуть зробити землю непридатною для конкурентного використання, порушити флору та фауну або зумовити візуальне та шумове забруднення. Ці ефекти є, зазвичай, невеликими, зворотними та специфічними для місцевостей, є багато способів мінімізувати їх. Енергетична та екологічна політика має бути спрямована на їх вирішення.

Використання відновлюваних джерел енергії сприяє скороченню викидів парникових газів. Таким чином, ратифікація Україною Кіотського протоколу збільшила привабливість відновлюваних джерел енергії та відкрила нові можливості для їхнього фінансування. Механізм спільного впровадження (СВ) у рамках Кіотського протоколу може потенційно залучити іноземні інвестиції в український сектор відновлюваної енергії (розділ 3 «Енергетика і навколишнє середовище»). Кілька проектів з відновлюваної енергії нині знаходяться на кінцевій підготовчій стадії для ухвалення в якості проектів СВ. Наприклад, очікується, що проект з використання газу з органічних відходів у Луганську скоротить викиди метану на 61 700 т CO<sub>2</sub>-екв/рік після впровадження (Філоненко, Матвеев, 2004). Українські експерти оцінюють, що період окупності інвестицій для проектів СВ на великих звалищах ста-

новить приблизно 2,5 року. Кіотський протокол слід розглядати як важливий інструмент, який може спростити фінансування для проектів з відновлюваної енергії.

## Критичні зауваження

Більш широке використання відновлюваних джерел енергії може поліпшити енергетичну безпеку України завдяки зменшенню залежності країни від імпорту нафти та газу, сприятиме скороченню викидів парникових газів і місцевих забруднювачів повітря. Крім того, це надає соціальні та економічні вигоди: використання відновлюваної енергії створює робочі місця і робить внесок в місцевий та регіональний економічний розвиток.

Україна має значний потенціал для розширення використання відновлюваних джерел енергії, зокрема біомаси, але поточне використання відновлюваної енергії є досить невеликим. Майбутні перспективи відновлюваної енергії в Україні великою мірою залежатимуть від державної політики. Міжнародний досвід показує, що країни з широкомасштабним використанням відновлюваних джерел енергії (наприклад, Німеччина або Бразилія), зазвичай, мають цільову урядову політику для їхньої підтримки.

За останні роки Україна прийняла велику кількість законів і програм, що стосуються використання відновлюваної енергії. Однак чинне законодавство не запроваджується ефективно, і багато положень не реалізовані на практиці. Якщо Україна хоче зміцнити енергетичну безпеку завдяки більш широкому використанню відновлюваної енергії, вона має розробити широкомасштабну комплексну програму та гарантувати їй відповідне впровадження.

Субсидії на органічне паливо та інші викривлення цін є найважливішими стримуючими факторами для більш широкого використання відновлюваних джерел енергії. Нещодавні підвищення цін на нафту та газ безсумнівно зроблять деякі види відновлюваної енергії більш економічно вигідними. Уряд України має посилити спроби скасування субсидій та перехресних субсидій, щоб створити однакові умови для всіх джерел енергії. Зважаючи на високу потребу в капіталовкладеннях для багатьох технологій відновлюваної енергії, іншою ключовою сферою удосконалення є спрощення доступу до фінансування розробникам технологій з відновлюваної енергії шляхом таких механізмів, як кредитні гарантії.

Одна з причин незначних результатів України у просуванні відновлюваних джерел енергії полягає в тому, що цілі її політики не ґрунтувалися на всебічному аналізі витрат і вигод. У світі існують три напрями політики, які впливають на розвиток технологій та ринку відновлюваних джерел енергії (MEA, 2004б):

- **Політика дослідження та інновацій** підтримує розвиток технологій відновлюваної енергії від базового і прикладного дослідження до демонс-

траційної фази, або шляхом бюджетного фінансування, або шляхом залучення приватного фінансування.

- **Політика ринкового розгортання** спрощує впровадження технологій на ринку завдяки посиленню обізнаності громадян, конкурентоспроможності технологій і технічної ефективності та заохочення виробників і кінцевих споживачів до таких технологій. Така політична підтримка зазвичай запроваджується на обмежений термін, необхідний для того, щоб зробити нові технології конкурентоспроможними.
- **Ринкова енергетична політика** забезпечує конкурентне ринкове середовище і може засвоювати деякі зовнішні фактори, що відображають такі аспекти, як енергетична безпека, захист навколишнього середовища, економічна ефективність.

Україні необхідно уважно розглянути кожен з цих напрямів політики. Для того щоб запровадити реалістичну політику, а не просто політичні декларації, важливо оцінити витрати та вигоди – як прямі, так і непрямі – різних варіантів політики. Це потребує більших зусиль для збору та аналізу інформації щодо енергетичних ринків, витрат на технології та попиту на енергію.

## Рекомендації

*Уряду України рекомендується:*

- Здійснити комплексний аналіз варіантів політики з метою розробки реалістичної політики для підтримки використання відновлюваної енергії.
- Сконцентруватися на сприянні розвитку відновлюваної енергії в сферах, де вона має конкурентні переваги (наприклад, біомаса) замість субсидювання більш дорогих варіантів. Нехай інші країни, що мають більш прогресивні технології, удосконалюють їхню економічну ефективність.
- Спростити доступ до фінансування для потенційних розробників та користувачів відновлюваних джерел енергії.
- Продовжити створення однакових умов функціонування для відновлюваних джерел енергії, скасувавши субсидії та перехресні субсидії для органічного палива.
- Запровадити політику, що допомагає виходу відновлюваних джерел енергії на енергетичний ринок шляхом фінансових стимулів, посилення обізнаності громадян, удосконалення законодавства для планування та інтеграції відновлюваної енергії в енергосистеми.

## ДОДАТОК І

ЕНЕРГЕТИЧНІ БАЛАНСИ  
І КЛЮЧОВІ СТАТИСТИЧНІ ДАНІ

Одиниця виміру: млн т н.е.

<b>ПОСТАЧАННЯ</b>		<b>1993</b>	<b>1995</b>	<b>1997</b>	<b>1999</b>	<b>2001</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
<b>ЗАГАЛЬНЕ ВИРОБНИЦТВО/ ВИДОБУТОК</b>		<b>91,87</b>	<b>76,04</b>	<b>71,46</b>	<b>71,76</b>	<b>71,99</b>	<b>75,54</b>	<b>76,29</b>
Вугілля <sup>1</sup>		51,22	37,20	30,32	32,48	31,75	33,19	30,83
Нафта		4,27	4,11	4,12	3,81	3,72	3,98	4,33
Газ		15,56	15,23	15,20	15,17	15,38	16,09	17,17
Спалювані відновлювані джерела та відходи <sup>2</sup>		0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Ядерна енергія		19,61	18,38	20,70	18,78	19,85	21,21	22,68
Гідроенергія		0,95	0,86	0,85	1,25	1,03	0,79	1,01
Геотермальна енергія		-	-	-	-	-	-	-
Сонячна/вітрова/інша <sup>3</sup> енергія		-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ЗАГАЛЬНИЙ ЧИСТИЙ ІМПОРТ<sup>4</sup></b>		<b>90,42</b>	<b>82,50</b>	<b>69,19</b>	<b>59,85</b>	<b>58,01</b>	<b>65,46</b>	<b>64,30</b>
Вугілля <sup>1</sup>								
Експорт		1,60	1,24	1,44	1,39	2,76	3,05	3,92
Імпорт		5,31	9,58	5,38	3,06	4,22	7,01	6,38
Чистий імпорт		3,71	8,34	3,94	1,67	1,46	3,96	2,45
Нафта								
Експорт		0,37	1,47	1,43	4,53	5,67	11,12	9,88
Імпорт		25,31	22,65	15,58	13,66	15,59	24,06	23,51
Бункери		...	...	...	...	...	...	...
Чистий імпорт		24,94	21,18	14,15	9,13	9,92	12,94	13,62
Газ								
Експорт		0,15	-	1,18	0,91	0,85	1,68	3,42
Імпорт		62,06	53,24	52,29	50,26	47,74	50,67	52,10
Чистий імпорт		61,91	53,24	51,11	49,35	46,89	49,00	48,68
Електроенергія								
Експорт		1,49	1,09	0,85	0,89	0,45	1,05	0,65
Імпорт		1,36	0,84	0,84	0,60	0,18	0,62	0,19
Чистий імпорт		-0,13	-0,25	-0,01	-0,30	-0,26	-0,42	-0,46
<b>ЗАГАЛЬНІ ЗМІНИ У РЕЗЕРВАХ</b>		<b>4,15</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-0,25</b>
<b>ЗАГАЛЬНЕ ПОСТАЧАННЯ (ЗППЕ)</b>		<b>186,44</b>	<b>158,54</b>	<b>140,65</b>	<b>131,61</b>	<b>130,01</b>	<b>141,00</b>	<b>140,33</b>
Вугілля <sup>1</sup>		56,13	45,54	34,26	34,15	33,21	37,15	33,15
Нафта		29,20	25,29	18,27	12,94	13,64	16,92	17,83
Газ		80,41	68,46	66,31	64,52	62,27	65,09	65,85
Спалювані відновлювані джерела та відходи <sup>2</sup>		0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Ядерна енергія		19,61	18,38	20,70	18,78	19,85	21,21	22,68
Гідроенергія		0,95	0,86	0,85	1,25	1,03	0,79	1,01
Геотермальна енергія		-	-	-	-	-	-	-
Сонячна/вітрова/інша <sup>3</sup> енергія		-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Торгівля електроенергією <sup>5</sup>		-0,13	-0,25	-0,01	-0,30	-0,26	-0,42	-0,46
<b>Частка, %</b>								
Вугілля		30,1	28,7	24,4	26,0	25,5	26,3	23,6
Нафта		15,7	16,0	13,0	9,8	10,5	12,0	12,7
Газ		43,1	43,2	47,1	49,0	47,9	46,2	46,9
Спалювані відновлювані джерела та відходи		0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ядерна енергія		10,5	11,6	14,7	14,3	15,3	15,0	16,2
Гідроенергія		0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,6	0,7
Геотермальна енергія		-	-	-	-	-	-	-
Сонячна/вітрова/інша енергія		-	-	-	-	-	-	-
Торгівля електроенергією		-0,1	-0,2	-	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3

0 – незначна, «-» – нуль, «...» – немає даних

<b>ПОПИТ</b>							
<b>ЗАГАЛЬНЕ СПОЖИВАННЯ ЗА СЕКТОРАМИ</b>							
	<b>1993</b>	<b>1995</b>	<b>1997</b>	<b>1999</b>	<b>2001</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
<b>ЗКС (загальне кінцеве споживання паливно-енергетичних ресурсів)</b>	<b>109,84</b>	<b>93,46</b>	<b>85,28</b>	<b>76,67</b>	<b>75,22</b>	<b>76,78</b>	<b>84,63</b>
Вугілля <sup>1</sup>	16,03	12,04	9,55	9,44	9,84	11,05	11,15
Нафта	21,01	19,91	15,57	11,01	12,28	13,41	14,55
Газ	33,95	29,80	32,23	31,47	30,04	29,44	35,88
Спалювані відновлювані джерела та відходи <sup>2</sup>	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Геотермальна енергія	-	-	-	-	-	-	-
Сонячна/вітрова/інша <sup>3</sup> енергія	-	-	-	-	-	-	-
Електрична енергія	14,90	12,34	10,68	9,90	9,26	9,82	10,32
Теплова енергія	23,68	19,10	16,99	14,59	13,53	12,80	12,47
<b>Частка, %</b>							
<i>Вугілля</i>	<i>14,6</i>	<i>12,9</i>	<i>11,2</i>	<i>12,3</i>	<i>13,1</i>	<i>14,4</i>	<i>13,2</i>
<i>Нафта</i>	<i>19,1</i>	<i>21,3</i>	<i>18,3</i>	<i>14,4</i>	<i>16,3</i>	<i>17,5</i>	<i>17,2</i>
<i>Газ</i>	<i>30,9</i>	<i>31,9</i>	<i>37,8</i>	<i>41,1</i>	<i>39,9</i>	<i>38,3</i>	<i>42,4</i>
<i>Спалювані відновлювані джерела та відходи</i>	<i>0,2</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>
<i>Геотермальна енергія</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Сонячна/вітрова/інша енергія</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Електрична енергія</i>	<i>13,6</i>	<i>13,2</i>	<i>12,5</i>	<i>12,9</i>	<i>12,3</i>	<i>12,8</i>	<i>12,2</i>
<i>Теплова енергія</i>	<i>21,6</i>	<i>20,4</i>	<i>19,9</i>	<i>19,0</i>	<i>18,0</i>	<i>16,7</i>	<i>14,7</i>
<b>ПРОМИСЛОВІСТЬ, ВСЬОГО<sup>6</sup></b>	<b>56,13</b>	<b>42,85</b>	<b>37,16</b>	<b>34,01</b>	<b>34,75</b>	<b>34,60</b>	<b>41,54</b>
Вугілля <sup>1</sup>	10,00	6,87	6,33	6,40	7,23	7,95	8,02
Нафта	8,00	6,81	3,68	2,27	3,17	3,86	4,49
Газ	17,22	12,78	12,45	12,53	12,25	10,63	16,69
Спалювані відновлювані джерела та відходи <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-
Геотермальна енергія	-	-	-	-	-	-	-
Сонячна/вітрова/інша <sup>3</sup> енергія	-	-	-	-	-	-	-
Електрична енергія	8,18	6,12	5,57	4,97	4,83	5,26	5,62
Теплова енергія	12,73	10,27	9,13	7,84	7,28	6,89	6,71
<b>Частка, %</b>							
<i>Вугілля</i>	<i>17,8</i>	<i>16,0</i>	<i>17,0</i>	<i>18,8</i>	<i>20,8</i>	<i>23,0</i>	<i>19,3</i>
<i>Нафта</i>	<i>14,2</i>	<i>15,9</i>	<i>9,9</i>	<i>6,7</i>	<i>9,1</i>	<i>11,2</i>	<i>10,8</i>
<i>Газ</i>	<i>30,7</i>	<i>29,8</i>	<i>33,5</i>	<i>36,8</i>	<i>35,2</i>	<i>30,7</i>	<i>40,2</i>
<i>Спалювані відновлювані джерела та відходи</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Геотермальна енергія</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Сонячна/вітрова/інша енергія</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Електрична енергія</i>	<i>14,6</i>	<i>14,3</i>	<i>15,0</i>	<i>14,6</i>	<i>13,9</i>	<i>15,2</i>	<i>13,5</i>
<i>Теплова енергія</i>	<i>22,7</i>	<i>24,0</i>	<i>24,6</i>	<i>23,1</i>	<i>20,9</i>	<i>19,9</i>	<i>16,2</i>
<b>ТРАНСПОРТ<sup>7</sup></b>	<b>13,66</b>	<b>13,09</b>	<b>14,06</b>	<b>11,84</b>	<b>11,75</b>	<b>11,99</b>	<b>12,73</b>
<b>ІНШІ СЕКТОРИ, ВСЬОГО<sup>8</sup></b>	<b>40,04</b>	<b>37,52</b>	<b>34,06</b>	<b>30,82</b>	<b>28,72</b>	<b>30,20</b>	<b>30,36</b>
Вугілля <sup>1</sup>	6,02	5,17	3,22	3,03	2,62	3,10	3,06
Нафта	4,79	5,80	3,35	2,42	2,50	2,94	3,14
Газ	12,31	12,17	15,09	14,25	13,40	14,25	14,27
Спалювані відновлювані джерела та відходи <sup>2</sup>	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Геотермальна енергія	-	-	-	-	-	-	-
Сонячна/вітрова/інша <sup>3</sup> енергія	-	-	-	-	-	-	-
Електрична енергія	5,70	5,29	4,28	4,11	3,68	3,74	3,86
Теплова енергія	10,95	8,83	7,85	6,74	6,26	5,92	5,76
<b>Частка, %</b>							
<i>Вугілля</i>	<i>15,0</i>	<i>13,8</i>	<i>9,5</i>	<i>9,8</i>	<i>9,1</i>	<i>10,3</i>	<i>10,1</i>
<i>Нафта</i>	<i>12,0</i>	<i>15,4</i>	<i>9,8</i>	<i>7,9</i>	<i>8,7</i>	<i>9,7</i>	<i>10,3</i>
<i>Газ</i>	<i>30,7</i>	<i>32,4</i>	<i>44,3</i>	<i>46,2</i>	<i>46,7</i>	<i>47,2</i>	<i>47,0</i>
<i>Спалювані відновлювані джерела та відходи</i>	<i>0,7</i>	<i>0,7</i>	<i>0,8</i>	<i>0,8</i>	<i>0,9</i>	<i>0,9</i>	<i>0,9</i>
<i>Геотермальна енергія</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Сонячна/вітрова/інша енергія</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Електрична енергія</i>	<i>14,2</i>	<i>14,1</i>	<i>12,6</i>	<i>13,3</i>	<i>12,8</i>	<i>12,4</i>	<i>12,7</i>
<i>Теплова енергія</i>	<i>27,3</i>	<i>23,5</i>	<i>23,1</i>	<i>21,9</i>	<i>21,8</i>	<i>19,6</i>	<i>19,0</i>

Одиниця виміру: млн т н.е.

<b>ПОПИТ</b>							
<b>ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ ТА ВТРАТИ</b>							
	<b>1993</b>	<b>1995</b>	<b>1997</b>	<b>1999</b>	<b>2001</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
<b>ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ<sup>9</sup></b>							
<b>НАДХОДЖЕННЯ, млн т н.е.</b>	<b>96,10</b>	<b>78,21</b>	<b>69,24</b>	<b>65,07</b>	<b>63,39</b>	<b>70,43</b>	<b>62,91</b>
<b>ВІДПУСК, млн т н.е.</b>	<b>19,75</b>	<b>16,67</b>	<b>15,29</b>	<b>14,80</b>	<b>14,86</b>	<b>15,50</b>	<b>15,65</b>
(ТВт·год, бруто)	229,71	193,82	177,83	172,12	172,80	180,20	182,02
<b>Частка, %</b>							
<i>Вугілля</i>	38,0	36,0	31,1	31,3	30,8	30,4	24,7
<i>Нафта</i>	7,4	5,4	1,1	0,7	0,5	0,3	0,3
<i>Газ</i>	17,1	17,1	17,6	17,7	17,6	19,0	20,7
<i>Спалювані відновлювані джерела та відходи</i>	–	–	–	–	–	–	–
<i>Ядерна енергія</i>	32,8	36,4	44,7	41,9	44,1	45,2	47,8
<i>Гідроенергія</i>	4,8	5,1	5,5	8,4	7,0	5,1	6,5
<i>Геотермальна енергія</i>	–	–	–	–	–	–	–
<i>Сонячна/вітрова/інша<sup>3</sup> енергія</i>	–	–	–	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>ВТРАТИ, ВСЬОГО</b>	<b>76,48</b>	<b>64,65</b>	<b>54,59</b>	<b>54,47</b>	<b>54,16</b>	<b>63,25</b>	<b>55,62</b>
З яких:							
Виробництво електро- та теплоенергії <sup>10</sup>	44,52	35,87	31,12	30,66	30,34	37,71	30,47
Інше перетворення	12,85	12,06	8,81	10,01	9,73	11,62	11,67
Власне споживання та втрати <sup>11</sup>	19,10	16,71	14,66	13,80	14,09	13,91	13,47
<b>Статистичні розбіжності</b>	<b>0,13</b>	<b>0,43</b>	<b>0,78</b>	<b>0,47</b>	<b>0,62</b>	<b>0,97</b>	<b>0,08</b>
<b>ПОКАЗНИКИ</b>							
	<b>1993</b>	<b>1995</b>	<b>1997</b>	<b>1999</b>	<b>2001</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>
ВВП (млрд дол. США за курсом обміну 2000 р.)	51,04	34,54	30,15	29,52	34,14	39,29	44,04
Населення, млн чол.	52,18	51,51	50,59	49,67	48,68	47,81	47,45
ЗППЕ/ВВП <sup>12</sup>	3,65	4,59	4,66	4,46	3,81	3,59	3,19
Виробництво енергії/ЗППЕ	0,49	0,48	0,51	0,55	0,55	0,54	0,54
ЗППЕ на душу населення <sup>13</sup>	3,57	3,08	2,78	2,65	2,67	2,95	2,96
Постачання нафти/ВВП <sup>12</sup>	0,57	0,73	0,61	0,44	0,40	0,43	0,40
ЗКС/ВВП <sup>12</sup>	2,15	2,71	2,83	2,60	2,20	1,95	1,92
ЗКС на душу населення <sup>13</sup>	2,11	1,81	1,69	1,54	1,55	1,61	1,78
Викиди CO <sub>2</sub> , пов'язані з енергетикою, млн т CO <sub>2</sub> <sup>14</sup>	462,2	377,3	316,5	293,3	289,7	315,5	304,8
Викиди CO <sub>2</sub> з бункерів, млн т CO <sub>2</sub>	1,0	0,5	0,9	0,9	0,8	1,1	1,1

Примітка: Округлення може призвести до різниці загальної цифри та суми складових.

## Енергетичний баланс 2004 р.

Тисяч тонн нафтового еквіваленту

ПОСТАЧАННЯ І СПОЖИВАННЯ	Вугілля	Сира нафта	Нафто- продукти	Газ	Ядерна енергія	Гідро- енергія	Геотер- мальна, сонячна та ін.	Спалювані відновлювані джерела та відходи	Електро- енергія	Теплова енергія	Всього
Виробництво	30 831	4 330	-	17 173	22 678	1 011	2	262	-	-	76 287
Імпорт	6 377	22 131	1 375	52 100	-	-	-	-	189	-	82 172
Експорт	-3 923	-482	-9 401	-3 420	-	-	-	-	-647	-	-17 873
Міжн. морські бункери	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Зміни в резервах	-135	-	-118	-	-	-	-	-	-	-	-254
<b>ЗІПЕ</b>	<b>33 150</b>	<b>25 979</b>	<b>-8 145</b>	<b>65 854</b>	<b>22 678</b>	<b>1 011</b>	<b>2</b>	<b>262</b>	<b>-458</b>	<b>-</b>	<b>140 333</b>
Перетворення	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Статистичні розбіжності	-85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-85
Електростанції	-12 736	-	-147	-3 326	-22 678	-1 011	-2	-	13 447	-	-26 454
ТЕЦ	-115	-	-7	-5 261	-	-	-	-	2 207	2 208	-968
Опалювальні котельні	-	-	-1	-17 624	-	-	-	-	-	14 572	-3 052
Газові заводи	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нафтопереробні заводи	-	-25 979	23 298	-	-	-	-	-	-	-	-2 681
Переробка вугілля	-8 992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-8 992
Газозріджувальні заводи	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Інше перетворення	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Власне споживання	-75	-	-447	-1 272	-	-	-	-	-2 523	-111	-4 429
Втрати при розподілі	-	-	-2 495	-	-	-	-	-	-2 349	-4 195	-9 039
<b>ЗКС</b>	<b>11 147</b>	<b>-</b>	<b>14 550</b>	<b>35 877</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>262</b>	<b>10 323</b>	<b>12 474</b>	<b>84 632</b>
<b>СЕКТОРИ ПРОМИСЛОВОСТІ</b>	<b>8 015</b>	<b>-</b>	<b>1 956</b>	<b>11 243</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 621</b>	<b>6 712</b>	<b>33 547</b>
Чорна металургія	6 815	-	-	6 566	-	-	-	-	2 294	-	15 675
Хімічна і нафтохімічна	25	-	-	593	-	-	-	-	571	-	1 190
Кольорова металургія	28	-	-	184	-	-	-	-	331	-	544
Неметалеві мінерали	149	-	-	2 146	-	-	-	-	273	-	2 567
Транспортне обладнання	25	-	-	104	-	-	-	-	145	-	274
Машинобудування	129	-	-	296	-	-	-	-	374	-	798



Гричовидобувна і розвідувальна	97	-	-	416	-	-	-	767	-	1 280
Харчова і тютюнова	49	-	-	318	-	-	-	341	-	708
Паперово-целюзна і поліграфічна	1	-	-	24	-	-	-	82	-	107
Лісова і лісопереробна	1	-	-	30	-	-	-	32	-	63
Будівництво	10	-	-	51	-	-	-	87	-	148
Текстильна і шкіряна	1	-	-	9	-	-	-	44	-	54
Не визначено	686	-	1 956	508	-	-	-	279	6 712	10 141
<b>ТРАНСПОРТ</b>	<b>59</b>	-	<b>6 919</b>	<b>4 915</b>	-	-	-	<b>840</b>	-	<b>12 733</b>
Міжнародна авіація	-	-	384	-	-	-	-	-	-	384
Внутрішня авіація	-	-	6	-	-	-	-	-	-	6
Автомобільний транспорт	-	-	4 476	50	-	-	-	-	-	4 525
Залізничний транспорт	58	-	2 052	-	-	-	-	423	-	2 533
Трубопровідний транспорт	-	-	-	4 835	-	-	-	48	-	4 883
Внутрішнє судноплавство	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Не визначено	1	-	-	31	-	-	-	369	-	401
<b>ІНШІ СЕКТОРИ</b>	<b>3 064</b>	-	<b>3 142</b>	<b>14 269</b>	-	-	-	<b>262</b>	<b>3 863</b>	<b>30 361</b>
Житловий	2 555	-	544	13 321	-	-	-	2 084	5 762	24 265
Комунальні та громадські послуги	416	-	-	843	-	-	-	1 505	-	2 764
Сільське господарство/лісництво	35	-	2 570	105	-	-	-	270	-	2 979
Рибальство	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4
Не визначено	59	-	29	-	-	-	-	262	-	349
<b>НЕЕНЕРГЕТИЧНЕ ВИКОРИСТАННЯ</b>	<b>9</b>	-	<b>2 532</b>	<b>5 450</b>	-	-	-	-	-	<b>7 991</b>
У промисловості/ Трансформація /ЛЕК	9	-	2 532	5 450	-	-	-	-	-	7 991
З якогось сировина	9	-	-	5 215	-	-	-	-	-	5 224
У транспорті	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
В інших секторах	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Вироблена електроенергія, ГВт-год</b>	<b>45 035</b>	-	<b>574</b>	<b>37 613</b>	<b>87 022</b>	<b>11 751</b>	<b>25</b>	-	-	<b>182 020</b>
Електростанції	44 632	-	549	12 379	-	-	-	-	-	156 358
ТЕЦ	403	-	25	25 234	-	-	-	-	-	25 662
<b>Вироблена теплоенергія, ТДж</b>	<b>2514</b>	-	<b>168</b>	<b>699 997</b>	-	-	-	-	-	<b>702 679</b>
ТЕЦ	2514	-	135	89 799	-	-	-	-	-	92 448
Опалювальні котельні	-	-	33	610 198	-	-	-	-	-	610 231

## ● Примітки до енергетичних балансів і ключових статистичних даних

<sup>1</sup> Включає буре вугілля.

<sup>2</sup> Включає тверду біомасу, рідку біомасу, біогаз, промислові та муніципальні відходи. Дані часто ґрунтуються на часткових опитуваннях, що унеможлиблює порівняння з іншими країнами.

<sup>3</sup> Інші включають навколишнє тепло, використуване у теплових насосах.

<sup>4</sup> Загальний чистий імпорт включає спалювані відновлювані джерела енергії та відходи.

<sup>5</sup> Загальне постачання електроенергії є чистою торгівлею. Від'ємна цифра означає, що експорт перевищує імпорт.

<sup>6</sup> Включає неенергетичне використання.

<sup>7</sup> Включає менше ніж 1 % не нафтового палива.

<sup>8</sup> Включає побутові, комерційні, громадські послуги та сільськогосподарський сектор.

<sup>9</sup> Надходження в виробництво електроенергії включають надходження на електростанції, ТЕЦ та опалювальні котельні. Відпуск стосується лише виробництва електроенергії.

<sup>10</sup> Втрати при виробництві електричної та теплової енергії на підприємствах, що виробляють електро- і теплоенергію в якості основного виду діяльності (раніше відомих в статистичній методології як громадських) та на підприємствах, що виробляють її для власних потреб. Для виробництва електроенергії з неорганічних видів палива теоретичні втрати показано на основі ККД станцій: приблизно 33 % для атомних, 10 % для геотермальних, 100 % для ГЕС.

<sup>11</sup> Дані щодо «втрат» часто містять великі статистичні розбіжності, які включають розбіжності між очікуваним постачанням та попитом і в основному не відображають реальних очікувань щодо результатів перетворення і втрат.

<sup>12</sup> Т н.е. на тисячу доларів США за цінами та обмінним курсом валют 2000 р.

<sup>13</sup> Т н.е. на особу.

<sup>14</sup> «Викиди CO<sub>2</sub>, пов'язані з енергетикою» оцінено з використанням 1-го рівня секторального підходу МГЕЗК. Згідно з методологією МГЕЗК, викиди від міжнародних морських та авіаційних бункерів не включено до загальних національних показників. Прогнозовані викиди для нафти та газу взято з результатів розрахунків коефіцієнту викидів за 2004 р. та застосування цього показника для прогнозованого постачання енергії. Майбутні викиди від вугілля розраховано за прогнозами постачання для кожного конкретного продукту з використанням коефіцієнтів та методології МГЕЗК/ОЕСР.

## ДОДАТОК II

# «СПІЛЬНІ ЦІЛІ» МІЖНАРОДНОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО АГЕНТСТВА

26 країн-членів\* Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) шукають можливостей створення умов, за яких енергетичні сектори могли б зробити максимально можливий внесок у сталий економічний розвиток, добробут їхніх громадян та покращення стану навколишнього середовища. Точкою опору у формулюванні енергетичної політики є створення вільних та відкритих ринків, хоча значну увагу держави також повинні приділити питанням енергетичної безпеки та захисту навколишнього середовища. Країни МЕА визнають необхідність посилення глобальних енергетичних взаємозв'язків. Тому вони шукають можливостей сприяння ефективній роботі міжнародних енергетичних ринків та діалогові з усіма учасниками.

На виконання цих задач вони зосереджують зусилля на створенні політичної бази, яка узгоджується із такими цілями:

**1. Різноманіття, ефективність та гнучкість паливно-енергетичного комплексу** є базовою умовою для забезпечення довгострокової енергетичної безпеки: види палива, що використовуються в рамках секторів та джерела палива повинні бути різноманітними та доступними. Паливо, що не є викопним, а саме, ядерна енергія та гідроенергія, роблять значний внесок в забезпечення різноманітності енергопостачання країн МЕА як групи.

**2. Енергетичні системи повинні мати можливість швидко та гнучко реагувати на енергетичні критичні ситуації.** В деяких випадках у нагоді стануть колективні механізми та дії: країни МЕА співпрацюють через Агентство та спільно реагують на

надзвичайні ситуації у сфері нафтопостачання.

**3. Екологічно обгрунтоване виробництво та використання енергоресурсів** ми ставимо в центрі уваги для досягнення спільних цілей. Особи, які приймають рішення, повинні мінімізувати негативний вплив енергетичних заходів на навколишнє середовище, так само як і при прийнятті екологічних рішень, повинні зважати на енергетичні наслідки. Втручання урядів, при можливості, має здійснюватися за принципом «той, хто забруднює, має платити».

**4. Більш екологічно прийнятні джерела енергії** необхідно розвивати. Важливим в цьому питанні є чисте та ефективне використання викопного палива. Високий пріори-

\* Австралія, Австрія, Бельгія, Греція, Данія, Іспанія, Італія, Ірландія, Канада, Корея, Люксембург, Нідерланди, Німеччина, Нова Зеландія, Норвегія, Португалія, Сполучене Королівство, США, Туреччина, Угорщина, Фінляндія, Франція, Чеська Республіка, Швейцарія, Швеція та Японія.

тет надається економічним невикопним джерелам енергії. Багато країн-членів МЕА бажають в майбутньому покращити стандарти використання ядерної енергії до найвищих доступних, оскільки ядерна енергія не призводить до викидів двооксиду вуглецю. Відновлювані джерела енергії також зроблять свій вагомий внесок.

**5. Покращення енергоефективності** може сприяти як охороні навколишнього середовища, так і енергетичній безпеці економічно вигідним чином. На всіх стадіях ланцюга, від виробництва до споживання, відкривається багато шляхів для покращення енергоефективності. Для впровадження усіх цих можливостей потрібно, щоб уряди та усі користувачі енергії доклали значних зусиль.

**6. Продовження досліджень, розробок та просування на ринку нових і покращених технологій** зроблять вагомий внесок у досягнення наведених вище цілей. Політика просування енергетичних технологій повинна доповнювати масштабнішу енергетичну політику. Необхідно сприяти міжнародному співробітництву з метою розвитку та розповсюдження енергетичних технологій, включаючи партнерство у промисло-

вості та співробітництво з країнами, які не є членами МЕА.

**7. Невикривлені ціни на енергоносії забезпечують ефективну роботу ринку.** Ціни на енергоносії не повинні штучно утримуватися на рівні, нижчому, ніж їх реальна вартість для здійснення соціальних чи промислових цілей. У необхідній мірі екологічна вартість виробництва та використання енергії має бути відображена в цінах.

**8. Вільна та відкрита торгівля**, а також безпечна база для інвестиційних вкладень роблять вагомий внесок в ефективні енергетичні ринки та енергетичну безпеку. Викривлень в рамках енергетичної торгівлі та інвестиції необхідно уникати.

**9. Співробітництво між усіма учасниками енергетичного ринку** допомагає покращити якість інформації та розуміння, а також, сприяти розвитку ефективних, екологічно прийнятних та гнучких світових енергосистем та ринків. Ці фактори необхідні для розвитку інвестицій, торгівлі та довіри, потрібних для досягнення глобальної енергетичної безпеки та екологічних цілей.

(«Спільні цілі» було прийнято міністрами МЕА на зустрічі у Парижі 4 липня 1993 р.)

## Додаток III

# АБРЕВІАТУРИ, СКОРОЧЕННЯ, ОДИНИЦІ ВИМІРУ, ВЛАСНІ ІМЕНА

## Абревіатури, скорочення

---

АЕС	атомна електростанція
АРЕНА-ЕКО	Агентство з раціонального використання енергії та екології; <a href="http://www.arena-eco.kiev.ua">www.arena-eco.kiev.ua</a>
АЯЕ	Агентство з ядерної енергетики ОЕСР
БСТ	Балтійська система трубопроводів
ВВЕР	водо-водяний енергетичний реактор
ВВП	Валовий внутрішній продукт
ВЕР	Всесвітня енергетична рада; <a href="http://www.worldenergy.org">www.worldenergy.org</a>
ВІННК	Вертикально-інтегрована національна нафтова компанія
Гідрометеорологічний інститут – Український науково-дослідний гідрометеорологічний інститут	
ГК	газовий конденсат
грн	гривня (українська валюта); приблизний обмінний курс у першій половині 2006 року: 1 дол. США = 5 грн; 1 євро = 6,4 грн
ГТС	газотранспортна система
ГУМПТ	Генеральна угода з митних правил і тарифів; <a href="http://www.gatt.org">www.gatt.org</a>
Держкомрезерв	Державний комітет з матеріальних резервів України
Держкомстат	Державний комітет статистики України
ДКЯР	Державний комітет ядерного регулювання України
ДСТУ	Державний стандарт України

ЕСКО	Енергосервісна компанія
ЄБРР	Європейський банк реконструкції та розвитку; <a href="http://www.ebrd.com">www.ebrd.com</a>
євро	валюта Європейського Союзу
ЄК	Європейська Комісія
ЄС	Європейський Союз; <a href="http://europa.eu">http://europa.eu</a>
ЖЕК	житлово-експлуатаційна контора
ЗКС	загальне кінцеве споживання
ЗНГ	зріджений нафтовий газ
ЗПГ	зріджений природний газ
ЗППЕ	загальне первинне постачання енергії
ІЕС/ОЕС	Інтегрована електрична система/об'єднана електрична система: електричні системи Балтійських країн (Естонія, Латвія та Литва), Азербайджану, Білорусі, Вірменії, Грузії, Казахстану, Киргизстану, Молдови, Росії, Таджикистану, України та Узбекистану
КазМунайГаз	Казахська державна нафтогазова компанія
КДПЕ	Комплексна державна програма енергозбереження України
КиївЗНІЕП	Український зональний науково-дослідний і проектний інститут з житлового будівництва, <a href="http://www.zniiep.com.ua">www.zniiep.com.ua</a>
МАГАТЕ	Міжнародне агентство з атомної енергії; <a href="http://www.iaea.org">www.iaea.org</a>
МВР	Меморандум про взаєморозуміння
МВФ	Міжнародний валютний фонд; <a href="http://www.imf.org">www.imf.org</a>
МГЕЗК	Міжурядова група експертів зі зміни клімату; <a href="http://www.ipcc.ch">www.ipcc.ch</a>
МДК	максимальна дозволена концентрація
МЕА	Міжнародне енергетичне агентство; <a href="http://www.iea.org">www.iea.org</a>
МЗС	Міністерство закордонних справ України
Мінбуд	Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України
Мінекономіки	Міністерство економіки України
Мінпаливенерго	Міністерство палива та енергетики України

Мінприроди	Міністерство охорони навколишнього природного середовища України
Мінфін	Міністерство фінансів України
МКЗК	Міжвідомча комісія із забезпечення виконання Рамкової конвенції ООН про зміну клімату
МНС	Міністерство України з питань надзвичайних ситуацій та у справах захисту населення від наслідків Чорнобильської катастрофи
НАЕР	Національне агентство України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів
Національна стратегія СВ та торгівлі викидами	– Національна стратегія України щодо спільного впровадження та торгівлі викидами; <a href="http://www.worldbank.org/nss/">www.worldbank.org/nss/</a>
НДДКР	науково-дослідні і дослідницько-конструкторські роботи
НКРЕ	Національна комісія регулювання електроенергетики України
НУО	неурядова організація
ОАЕ	Об'єднані Арабські Емірати
Облгаз	обласні газопостачальні/розподільні компанії
Обленерго	обласні електропостачальні/розподільні компанії
ОЕСР	Організація економічного співробітництва та розвитку; <a href="http://www.oecd.org">www.oecd.org</a>
ООН	Організація Об'єднаних Націй; <a href="http://www.un.org">www.un.org</a>
ОРЕ	оптовий ринок електроенергії
ПГ	парниковий газ
ПГС	підземне газосховище
ПДВ	податок на додану вартість
ПЕЕР	Партнерство з енергетичних та екологічних реформ; <a href="http://www.peer.org.ua">www.peer.org.ua</a>
ПЕК	паливно-енергетичний комплекс
ПКС	паритет купівельної спроможності
ПРООН	Програма розвитку ООН
ПФВ	перфторвуглеці

РАО ЕЕС	Російська акціонерна компанія – Єдині енергетичні системи; <a href="http://www.rao-ees.ru">www.rao-ees.ru</a>
РБМК	реактор великої потужності каналний (російська аббревіатура для типу ядерного реактору); реактори на Чорнобильській АЕС саме цього типу
РКЗК ООН	Рамкова конвенція ООН про зміну клімату; <a href="http://unfccc.int">http://unfccc.int</a>
СВ	спільне впровадження (механізм Кіотського протоколу)
СНД	Співдружність незалежних держав (включає всі країни колишнього Радянського Союзу, окрім Естонії, Латвії та Литви)
СПГ	стиснутий природний газ
СПП	спеціальні права позики
СхідГЗК	Східний гірнично-збагачувальний комбінат
ТВЭЛ	Російська компанія з ядерного палива; <a href="http://www.tvcl.ru">www.tvcl.ru</a>
ТГК	Теплоенергетичні генеруючі компанії
Теплокомуненерго	місцеві теплопостачальні компанії
ТЕЦ	теплоелектроцентрально, також відома як когенераційна установка
ТНК-ВР	Тюменська нафтова компанія-British Petroleum (російсько-британська нафтова компанія); <a href="http://www.tnk-bp.com">www.tnk-bp.com</a>
УкрЕСКО	Українська енергосервісна компанія
Центр Разумкова	Український центр економічних і політичних досліджень імені Олександра Разумкова
ЧАЕС	Чорнобильська атомна електростанція
Шлях І СВ	Швидкий шлях механізму спільного впровадження (СВ), пов'язаний з більш низькими витратами на трансакції



AES	Міжнародна електроенергетична компанія; <a href="http://www.aes.com">www.aes.com</a>
CH <sub>4</sub>	метан
CO <sub>2</sub>	діоксид вуглецю
ENPER	Програма з оцінки енергії та електроенергії
EPA	Агентство з охорони навколишнього середовища (агентство уряду США); <a href="http://www.epa.gov">www.epa.gov</a>
G-7	Велика сімка, група з семи країн (Канада, Франція, Німеччина, Італія, Японія, Сполучене Королівство, США)
G-8	Велика вісімка, група з восьми країн (включає G-7 і Росію)
INOGATE	Міждержавне транспортування нафти та газу до Європи; <a href="http://www.inogate.org">www.inogate.org</a>
LIBOR	ставка продавця на Лондонському міжбанківському ринку депозитів (міжнародна еталонна одиниця для ставок відсотків за кредитами)
MOL	Magyar Olaj-és Gázipari, Rt. (Угорська нафтогазова компанія)
N <sub>2</sub> O	закис азоту
NO <sub>x</sub>	оксиди азоту
SCADA	Диспетчерське управління збору даних
SO <sub>2</sub>	діоксид сірки
SolarPACES	Концентруючі сонячні електричні та хімічні енергетичні системи (угода з впровадження МЕА); <a href="http://www.solarpaces.org">www.solarpaces.org</a>
TACIS	програма Європейського Союзу технічної допомоги співдружності незалежних держав; <a href="http://ec.europa.eu/comm/external_relations/ceeca/tacis/index.htm">http://ec.europa.eu/comm/external_relations/ceeca/tacis/index.htm</a>
UCTE	Об'єднання з координації передачі електроенергії; <a href="http://www.ucte.org">www.ucte.org</a>
USAID	Агентство США з міжнародного розвитку; <a href="http://www.usaid.gov">www.usaid.gov</a>
USGS	Геологічна служба США; <a href="http://www.usgs.gov">www.usgs.gov</a>
WEO	World Energy Outlook (Огляд світової енергетики, видання МЕА)

## Одиниці виміру\*

У цій книзі використовуються такі позначення складних одиниць виміру:

к	кіло, або $10^3$
М	мега, або $10^6$
Г	гіга, або $10^9$
Т	тера, або $10^{12}$
П	пета, або $10^{15}$

барель	еквівалент 159 літрів (л)
В	вольт
Вт	ватт
Гкал	гігакалорія
ГВт	гігават
ГВт · год	гігават-година
Дж	Джоуль; еквівалент 0,2388 калорій (кал)
кал	калорія, еквівалент 4,1868 джоулів (Дж)
кВ	кіловольт
кВт · год	кіловат-година
л	літр
м <sup>3</sup>	кубічний метр
МВт	мегават
МВт·год	мегават-година
млн м <sup>3</sup>	мільйон кубічних метрів
млн т	мільйон тонн
млн т н.е.	мільйон тонн нафтового еквіваленту
млрд м <sup>3</sup>	мільярд кубічних метрів

\* Див. конвертор одиниць виміру МЕА: [www.iea.org/Textbase/stats/unit.asp](http://www.iea.org/Textbase/stats/unit.asp).

Па	Паскаль
т	тонна
т CO <sub>2</sub>	тонна діюкису вуглецю
ТДж	тераджоуль
ТВт	терават
ТВт · год	терават-година
т н.е.	тонна нафтового еквіваленту

## Власні імена

---

Єхануров Віктор	Прем'єр-міністр України (вересень 2005 р. – липень 2006 р.)
Івченко Олексій	Голова правління, «Нафтогаз України» (березень 2005 р. – травень 2006 р.)
Кучма Леонід	Президент України (1994–2005 рр.)
Тимошенко Юлія	Віце-прем'єр-міністр з палива та енергетики (січень 2000 р. – лютий 2001 р.); Прем'єр-міністр України (лютий – вересень 2005 р.)
Ющенко Віктор	Прем'єр-міністр України (1999–2001 рр.); Президент України (січень 2005 р. – до цього часу)
Янукович Віктор	Прем'єр-міністр України (листопад 2002 р. – грудень 2004 р. та з 4 серпня 2006 р.)



## ДОДАТОК IV

### СПИСОК ПОСИЛАНЬ

Альянс за збереження енергії (2006), «MUNEE in Ukraine: Success Stories», Alliance to Save Energy, [www.ase.org/content/article/detail/1163](http://www.ase.org/content/article/detail/1163).

АРЕНА-ЕКО (Агентство з раціонального використання енергії та екології) (2006), «Дніпропетровська область витратить на енергозбереження 236 мільйонів гривень», <http://www.arena-eco.com/news/newsdetail.php?id=468&lang=uk>.

АЯЕ, МАГАТЕ (Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency) (2003), *Uranium 2003: Resources, Production and Demand*, OECD, Paris.

АЯЕ, МАГАТЕ (2005), *Uranium 2005: Resources, Production and Demand*, OECD, Paris.

Бабієв Г. (Babiyev, G.) (2002), «ST Ukrtransgaz Represents Investment Project», *Ukrainian Investment Magazine*, № 2, 2002, Kyiv.

Байсаров Л. та ін. (2003), «Підсумки і перспективи реструктуризації вугільної промисловості України: Погляд фахівців», *Національна безпека і оборона*, № 8 (44), Український центр економічних і політичних досліджень імені Олександра Разумкова (Центр Разумкова), Київ.

Бернадський В. (2005), «Диверсифікація по-українськи...», *Енергобізнес*, № 37, 13 вересня 2005, Київ.

Біомаса (2004), *Решение Первой Международной конференции «Когенерация в промышленности и коммунальной энергетике»*, 18–20 октября 2004 г., Киев, Украина, [www.biomass.kiev.ua](http://www.biomass.kiev.ua).

Брунелло А., Костюковський Б. (Brunello, A., Kostukovsky, B.) (2001), *Ukraine and the International Greenhouse Gas Emissions Trading Market*, August 2001, цитується в Національній стратегії України щодо проектів спільного впровадження та торгівлі викидами, 2005–2020 pp. (2003).

Васько В. (Vasko, V.) (2000), «Wind Industry in Ukraine», *Sustainable Energy News*, 28 February 2000, Hjørtshøj, Denmark.

- Верховна Рада (2000), «Про альтернативні види рідкого та газового палива», Закон України № 1391-14, *Відомості Верховної Ради*, № 12, 2000, Київ.
- Верховна Рада (2003а), «Про реструктуризацію заборгованості з квартирної плати, плати за житлово-комунальні послуги, спожиті газ та електроенергію», Закон України № 554-15, *Відомості Верховної Ради*, № 23, 2003, Київ.
- Верховна Рада (2003б), «Про альтернативні джерела енергії», Закон України № 555-15, *Відомості Верховної Ради*, № 24, 2003, Київ.
- Верховна Рада (2004), «Про Загальнодержавну програму реформування і розвитку житлово-комунального господарства на 2004-2010 роки», Закон України № 1869-15, *Відомості Верховної Ради*, № 46, 2004, Київ.
- Верховна Рада (2005), «Про заходи, спрямовані на забезпечення сталого функціонування підприємств паливно-енергетичного комплексу», Закон України № 2711-15, 23 червня 2005, *Відомості Верховної Ради*, № 33, 2005, Київ.
- Волинець М. (2003), «Реструктуризація вугільної промисловості України: наміри, результати, перспективи», *Національна безпека і оборона*, № 8 (44), Центр Разумкова, Київ.
- Воронович Р. (Woronowycz, R.) (2000), «Non-traditional sources of energy may be key to Ukraine's future», *The Ukrainian Weekly*, 30 April 2000.
- Всесвітня енергетична рада (World Energy Council) (2000), *Restructuring and Privatizing the Coal Industries in Central and Eastern Europe and the CIS*, World Energy Council, London.
- Гелетуха Г. та ін. (2003а) «Energy Supply in Ukraine: Outlook to 2050», *Green Energy*, № 4 (12), Kyiv.
- Гелетуха Г. та ін. (2003б), *Ukraine: Outlook to 2050*, Renewable Energy Agency, Kyiv, [www.rea.org.ua/index.php?page=projects&sub=2&lang=en](http://www.rea.org.ua/index.php?page=projects&sub=2&lang=en).
- Гелетуха Г. та ін. (2005) «Современное состояние и перспективы развития биоэнергетики в Украине», *Промышленная теплотехника*, № 1 (27), Киев.

Гідрометеорологічний інститут (Український науково-дослідний гідрометеорологічний інститут), (2006), *Национальный отчет о кадастре выбросов парниковых газов и их поглощении в Украине за 1990–2004 гг.* Украинский научно-исследовательский гидрометеорологический институт, Министерство охраны окружающей природной среды Украины, Киев (Национальный отчет передан в Секретариат Рамочной конвенции ООН по изменению климата в 2006 г.).

Гохенауер С. та ін. (Gochenour, C. et al.) (2004), *Ukraine: Key Challenges Facing the Electricity Sector*, World Bank, Washington, DC.

Данілова М. (Danilova, M.) (2005), «Ukrainian Officials, NGOs Warn Chernobyl is still a Problem», Associated Press, 5 September 2005.

Данілова М. (Danilova, M.) (2006), «Ukraine Wants to Produce Own Nuclear Fuel», Associated Press, 13 January 2006.

Державний комітет України з енергозбереження (2001), *Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України*, Державний комітет України з енергозбереження, Київ.

Державний комітет України з питань житлово-комунального господарства (2005), *Концепція державного регулювання діяльності суб'єктів природних монополій у сфері житлово-комунального господарства*, Державний комітет України з питань житлово-комунального господарства, Київ.

Держкомстат (Державний комітет статистики України (1998), *Паливно-енергетичні ресурси України*, Державний комітет статистики України, Київ.

Держкомстат (2001), *Паливно-енергетичні ресурси України*, Державний комітет статистики України, Київ.

Держкомстат (2004), *Паливно-енергетичні ресурси України*, Державний комітет статистики України, Київ.

ДКЯР (Державний комітет ядерного регулювання України) (2003), *Національна доповідь. Документ розроблено відповідно до Об'єднаної Конвенції про безпеку поводження з відпрацьованим паливом та про безпеку поводження з радіоактивними відходами*, Державний комітет ядерного регулювання України, Київ.

ДКЯР (2004а), *Доповідь про стан ядерної та радіаційної безпеки в Україні у 2003 році*, Державний комітет ядерного регулювання України, Київ.

ДКЯР (2004б), *Національна доповідь. Про Виконання зобов'язань України відповідно до Конвенції про ядерну безпеку*, Державний комітет ядерного регулювання України, Київ.

ДКЯР (2005), *Доповідь про стан ядерної та радіаційної безпеки в Україні у 2004 році*, Державний комітет ядерного регулювання України, Київ.

Дубовик В., Пиріашвілі Б., Санжаровська В. (2005), «Энергообеспечение и энергосбережение Киева на период до 2010 года», *Энергетическая политика Украины*, № 1, 2005, Киев.

Дьяк І. В. (2001) *Енергетична безпека України*, Укрполіграфсервіс, Київ.

Дьяк І. В., Осінчук З. Н. (2000), *Газова промисловість України на зламі століть*, Лілея-НВ, Івано-Франківськ.

Дюканов В. (2005), «Треба щось робити з цим вуглецем», *Дзеркало тижня*, № 25 (553), 2–8 червня 2005, Київ.

Енергобізнес (2005, 2006), щотижневий інформаційно-аналітичний бюлетень «Енергобізнес», різні випуски, Інформаційно-аналітичний центр Енергобізнес, Київ.

Енергоринок (2005а), *Аналіз цін, що склалися в ОПЕ з 01 по 10.09.2005*, Енергоринок, Київ, <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=1320>.

Енергоринок (2005б), Звіт ДП «Енергоринок» на щорічних Загальних зборах членів Оптового ринку електричної енергії України, Енергоринок, Київ, [www.er.gov.ua](http://www.er.gov.ua).

ЄБРР (European Bank for Reconstruction and Development) (2005), *Ukraine – Latest Developments: Renewable Development Initiative*, EBRD, London, [www.ebrdrenewables.com/sites/renew/countries/Ukraine/default.aspx](http://www.ebrdrenewables.com/sites/renew/countries/Ukraine/default.aspx).

Європейська Бізнес Асоціація (2005), *Перешкоди для інвестицій в Україну*, Європейська Бізнес Асоціація, лютий 2005, Київ.



Жовтянський В. (2002), «Энергосбережение: больше чем Клондайк для экономики Украины или Цена прерванной культурной традиции», ЭСКО, февраль 2002, Киев, <http://esco-ecosys.narod.ru/>.

Забарний, Г. М., Шурчков В. М. (2002), *Енергетичний потенціал нетрадиційних джерел енергії України*, Інститут технічної теплофізики, Національна академія наук України, Київ.

*Дзеркало тижня* (2005), «Нафтогаз України – про облік газу», *Дзеркало тижня*, № 13 (541), апрель 2005, Киев.

Інтерфакс Україна (2005, 2006), *Загальноекономічні новини «Бізнес експрес» (щоденні)*, різні випуски, Інтерфакс Україна, Київ.

Кабінет Міністрів України (1997), *Про Комплексну державну програму енергозбереження України*, Постанова № 148, 5 лютого 1997, Кабінет Міністрів України, Київ.

Кабінет Міністрів України (1998), *Про Міжвідомчу комісію із забезпечення виконання Рамкової конвенції ООН про зміну клімату*, Постанова № 583, 14 квітня 1999, Київ

Кабінет Міністрів України (2001), *Про забезпечення споживачів природним газом*, Постанова № 1729, 27 грудня 2001, Київ.

Кабінет Міністрів України (2005), *Про заходи щодо проведення у 2005 році розрахунків з погашення зобов'язань держави за знеціненими грошовими заощадженнями громадян в установах Ощадного банку колишнього СРСР шляхом погашення заборгованості за житлово-комунальні послуги*, Постанова № 664, 29 липня 2005, Київ.

Кабінет Міністрів України (2006а), *Енергетична стратегія України на період до 2030 року*, Розпорядження № 145, 15 березня 2006, Київ.

Кабінет Міністрів України (2006б), *Про внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2001 р. № 1729*, Постанова № 244, 2 березня 2006, Київ.

Кальченко В.Н. (2004), «Развитие организационно-правовых и экономических принципов функционирования Оптового рынка электрической энергии Украины», доклад на Международном энергетическом форуме, сентябрь 2004, Ялта, [www.er.gov.ua/doc.php?f=968](http://www.er.gov.ua/doc.php?f=968).

- Карп І., Орлик Б (2002), «Проблемы обеспечения государства углеводородными энергоносителями», доклад на Международной конференции по энергоэффективности, 29–30 октября 2002, Киев.
- Качур П.С. (2006), *Першочергові заходи реформування житлово-комунального господарства*, Доповідь Міністра будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства, Київ, [www.kmu.gov.ua/minbuild](http://www.kmu.gov.ua/minbuild).
- Київські відомості (2005), 19 листопада 2005, Київ.
- КиївЗНІІЕП (Український зональний науково-дослідний і проектний інститут з цивільного будівництва) (2005), «Что нового в украинских нормах проектирования систем отопления и вентиляции жилых домов», *Energy Savings in Buildings*, № 3 (26), Київ.
- Клюк Б. А. (2002), *Украина – важный газо-нефтетранспортный узел Европейского континента*, доклад представленный Комитету по странам-членам МЭА, Париж.
- Ковалко М. П. та ін. (2002), *Трубопровідний транспорт газу*, Агентство з раціонального використання енергії та екології, Київ.
- Кравченко А. (2005), «Кінець газової істерії?», *Дзеркало тижня*, № 26 (554), 9–15 липня 2005, Київ.
- Кубрушко І. (Kubrushko, Y.) (2005a), «Orange Revolution to Speed up Sector Reform», *Energy in East Europe*, Issue 55, January 2005, Platts.
- Кубрушко І. (Kubrushko, Y.) (2005b), «Waiting for Guidance», *European Electricity Review*, London.
- Купчинський Р. (Kupchinsky, R.) (2005), «Problems in Ukraine's Coal Industry Run Deep», *Radio Free Europe / Radio Liberty*, 9 February 2005, [www.rferl.org/featuresarticle/2005/02/3b577f06-f2dc-4933-a6b9-5d48d0f9440a.html](http://www.rferl.org/featuresarticle/2005/02/3b577f06-f2dc-4933-a6b9-5d48d0f9440a.html).
- Кучеренко О. (2005a), Пресс-конференція Голови Державного комітету житлово-комунального господарства Олексія Кучеренко, 25 березня 2005, Київ, [www.djkg.gov.ua](http://www.djkg.gov.ua).

- Кучеренко О. (20056), «Задабривание тарифами оборачивается против населения», *Дзеркало тижня*, № 37 (565), 24–30 сентября 2005, Киев.
- Лесик Л. (2004), Фонд ядерно-паливного циклу мусить наповнюватися, Міністерство палива та енергетики України, Київ, 12 вересня 2004, [http://mpe.energy.gov.ua/minenergo/control/uk/publish/article?art\\_id=10000110246&cat\\_id=900005100341](http://mpe.energy.gov.ua/minenergo/control/uk/publish/article?art_id=10000110246&cat_id=900005100341).
- Ливень О. (2005), «Вопрос долгосрочного хранения РАО в Украине – до сих пор вопрос», *Енергобізнес*, № 38 (407), сентябрь 2005, Киев.
- Лір В. (2005), «Энергетический баланс страны – уравнение из неизвестных», *Статегія ТЭК*, Киев.
- МАГАТЕ (International Atomic Energy Agency) (1998), *Critical Review of Uranium Resources and Production Capability to 2020*, International Atomic Energy Agency (IAEA), Vienna, [www.pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te\\_1033\\_prn.pdf](http://www.pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te_1033_prn.pdf).
- МАГАТЕ (2001), «Country Nuclear Fuel Cycle Profiles», *Technical Report Series*, № 404, IAEA, Vienna.
- МАГАТЕ (2003), *Report of the OSART (Operational Safety Review Team) Mission to the Rovno Nuclear Power Plant, Ukraine, 22 September to 9 October 2003*, IAEA, Vienna.
- МАГАТЕ (2004), *Report of the OSART (Operational Safety Review Team) Mission to the Zaporozhe Nuclear Power Plant, Ukraine, 6–22 September 2004*, IAEA, Vienna.
- Матвеев Ю. Б., Конеченков А. Е. (2002), *Концепция развития солнечной энергетики в Украине, ЭСКО* (Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы»), № 9, сентябрь 2002, Киев, <http://esco-ecosys.narod.ru>.
- Матвеев Ю.Б. та ін. (2004), *Prospects of the Landfill Gas Recovery and Utilisation Systems Implementation at Ukrainian Municipal Solid Waste Landfills*, presentation at the 2nd International Ukrainian Conference on Biomass for Energy, 20–22 September 2004, Kyiv.

MEA (International Energy Agency) (2001) , *Regulatory Institutions in Liberalised Electricity Markets*, IEA/OECD, Paris.

MEA (2002), *Renewable Energy*, Free information paper, IEA/OECD, Paris [www.iaea.org/Textbase/publications/free\\_new\\_Desc.asp?PUBS\\_ID=1034](http://www.iaea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1034).

MEA (2003), *Renewable Energy into the Mainstream*, IEA Renewable Energy Working Party, Paris.

MEA (2004a), *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris.

MEA (2004b), *Renewable Energy – Market and Policy Trends in IEA Countries*, IEA/OECD, Paris.

MEA (2005a), *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris.

MEA (2005b), *Coming in from the Cold: Improving District Heating Policy in Transition Economies*, IEA/OECD, Paris.

MEA (2006), *Optimising Russian Natural Gas: Reform and Climate Policy*, IEA/OECD, Paris.

Мережа українських екологічних організацій («Мама–86» та ін., 2006.), *Концепція «неатомного» шляху розвитку енергетики України*, Київ.

Мінбуд (Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства) (2006), *Пояснювальна записка до пропозицій підгрупи з технічних питань*, Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства, Київ.

Мінприроди (Міністерство охорони навколишнього природного середовища України) (1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2004), *Національна доповідь про стан навколишнього природного середовища в Україні* , Міністерство охорони навколишнього природного середовища України, Київ.

Мінпаливенерго (Міністерство палива та енергетики України) (2003), *Аналитическая справка о работе угольной отрасли*, 1 августа 2003, Киев, [http://mpe.energy.gov.ua/minenergo/control/ru/publish/article?art\\_id=10000101410&cat\\_id=900001400128](http://mpe.energy.gov.ua/minenergo/control/ru/publish/article?art_id=10000101410&cat_id=900001400128).

- Мінпаливенерго (2004), *Підсумки роботи паливно-енергетичного комплексу у 2003 році*, Київ.
- Мінпаливенерго (2005а), *Основні напрями Енергетичної Стратегії України на період до 2030 року*, Київ.
- Мінпаливенерго (2005с), *Підсумки роботи паливно-енергетичного комплексу у 2004 році*, Київ.
- Мінпаливенерго (2005б), *Тарифи на електричну енергію та газ в Україні та ближньому зарубіжжі*, 6 вересня 2005.
- Мінпаливенерго (2006а), *Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за червень та 6 місяців 2006 року*, Київ.
- Мінпаливенерго (2006б), *Підсумки роботи паливно-енергетичного комплексу у 2005 році*, веб-сайт Міністерства палива та енергетики <http://mpe.kmu.gov.ua>, 30 січня 2006, Київ.
- Мінпаливенерго (2006в), *Preliminary Summary of the Work of Energoatom in 2005*, Міністерство палива та енергетики України, 12 січня 2006, Київ.
- Мінпаливенерго (2006г), *В Україні встановлено близько 5,7 млн. побутових лічильників природного газу*, <http://mpe.kmu.gov.ua>, 23 травня 2006.
- МЦПД (Міжнародний центр перспективних досліджень) (2005а), «Приватизація не вирішить усіх проблем вугільної промисловості», *Вісник Центру*, № 15 (274), Міжнародний центр перспективних досліджень, Київ.
- МЦПД (2005б), «Причини економічних невдач 2005 року. Прогноз на 2006–2007 роки», *Вісник Центру*, № 45 (304), Міжнародний центр перспективних досліджень, Київ.
- Надра України (2005), *Инвестиционная деятельность*, Национальная акционерная компания «Надра Украины», [www.nadraukrayny.com.ua/invest\\_rus.htm](http://www.nadraukrayny.com.ua/invest_rus.htm), 9 декабря 2005.

- Нафтогаз України (2004), *Консолідована фінансова звітність за міжнародними стандартами за рік, що закінчився 31 грудня 2003 року*, Київ (Примітка: Цей звіт не включає звітність по всіх компаніях, в яких «Нафтогаз» має долю. Тому, цей документ не є дісно консолідованим аудиторським висновком).
- Нафтогаз України (2005), Інформація, представлена відділом науки і технологій та відділом інформаційних технологій, Нафтогаз України, Київ.
- Нафтогаз України (2006), «Переробка», [www.naftogaz.com](http://www.naftogaz.com), 3 липня 2006.
- Національна стратегія СВ та торгівлі викидами (2003), *Національна стратегія України щодо проектів спільного впровадження та торгівлі викидами*, Київ.
- Олеарчук Р. (Olearchyk, R.) (2005), «High Oil Prices Life Biofuel Prospects», *Kyiv Post*, 6 October 2005.
- ООН (United Nations Organization) (2002), *The Human Consequences of the Chernobyl Nuclear Accident: A Strategy for Recovery*, UNDP, UNICEF, UNOCHA and WHO, [www.undp.org/dpa/publications/chernobyl.pdf](http://www.undp.org/dpa/publications/chernobyl.pdf).
- Оруская М. (Oruskaya, M.) (2004), «Experience of Regulatory Body Functioning in Energy Industry of Ukraine: Prospects for Future Development of State Regulation of Energy», presentation by the National Energy Regulatory Commission (NERC) of Ukraine, World Energy Council, London, [www.world-energy.org/wec-geis/global/downloads/croatia/11forum\\_oruskaya.pdf](http://www.world-energy.org/wec-geis/global/downloads/croatia/11forum_oruskaya.pdf).
- Полтавська газонафтова компанія (2006), *Видобуток нафти та газу СП ПГНК (1996–2005)*, Спільне підприємство «Полтавська газонафтова компанія», [http://www.ppc.net.ua/vurob\\_ua.html](http://www.ppc.net.ua/vurob_ua.html).
- Прудка Н., Кадочнікова О. (2005), «Угольная отрасль на пороге перемен», *Энергобизнес*, 14 июня 2005, Киев.
- Прусаков Д., Ракович О. (2006), «Разработка проектов совместного осуществления в сфере ветровой энергии», *Энергетическая политика Украины*, № 2, 2006, Киев.
- Рабінович М. Д., Ферт А. Р. (1998), «Использование солнечной энергии для теплоснабжения на Украине», *Возобновляемая энергия*, № 3, Центр солнечной энергии «Интерсоларцентр», Москва, [www.intersolar.ru](http://www.intersolar.ru).

- Рейтерс (2004), <http://today.reuters.com>, інформація отримана 12 лютого 2004.
- Ренессанс Капітал (Renaissance Capital) (2003), *Ukraine: Bigger, Bolder...& Back*, Renaissance Capital, 26 September 2003, Moscow.
- Саприкін В. (Saprykin, V.) (2003), *Ukraine's Odessa-Brody Pipeline: Whose Oil and Where Should It Go?*, Razumkov Centre, Kyiv.
- Саприкін В. (2004), «Ключові проблеми та першочергові заходи із завершення реструктуризації вугільної промисловості України», *Національна безпека і оборона*, № 11 (59), Центр Разумкова, Київ.
- Саприкін В. (Saprykin, V.) (2005a), *Ukraine as Eurasia's Oil and Gas Hub: Realities and Prospects*, paper presented at the International Energy Agency, 10 March 2005, Paris.
- Саприкін В. (2005б), «Влада і суспільство: налагодження співробітництва для безпечного розвитку ядерної енергетики», *Національна безпека і оборона*, № 6 (66), Центр Разумкова, Київ.
- Свистухін Д. (2005), «Перемены на рынке тепла», *Энергетическая политика Украины*, № 3, Киев.
- Світовий банк (World Bank) (2003а), *Ukraine: Challenges Facing the Gas Sector*, World Bank, Washington, DC.
- Світовий банк (2003б), *The Coal Sector and Mining Communities of Ukraine: Advancing Restructuring to the Benefit of All*, World Bank, Washington, DC.
- Світовий банк (2005), *Ukraine: the Impact of Higher Natural Gas and Oil Prices*, 6 December 2005, World Bank, Washington, DC.
- Секретаріат Енергетичної Хартії (Energy Charter Secretariat) (2002), *Ukraine: Investment Climate and Market Structure in the Energy Sector*, Energy Charter Secretariat, Brussels.
- Секретаріат Енергетичної Хартії (Energy Charter Secretariat) (2005), *In-depth Report on the Investment Climate and Market Structure in the Energy Sector of Uzbekistan*, Energy Charter Secretariat, Brussels.

- Сомов А. (2005), «НАК “Енергетична компанія України” забезпечує енергетичну безпеку країни», *Дзеркало тижня*, №25(553) 2–8 липня 2005, Київ.
- Точилін В. О. (ред.) (2004), *Формування галузевих ринків України: перехідний*, Національна академія наук України, Інститут економічного прогнозування, Фенікс, Київ.
- Тройка Діалог (Troika Dialog) (2005), *Ukraine: Broadening Horizons*, Troika Dialog Research, August 2005, Moscow.
- Уінденерго (2005), «ВЭС в Украине», Уинденерго, Киев, <http://www.windenergo.com.ua/index.htm>.
- Укртрансгаз (Ukrtransgaz) (2002), *Investment Programme for Gas Transmission System Upgrading*, Ukrtransgaz, Kyiv.
- Філоненко А., Матвеев И.Б. (2004), «Перспективы проектов совместного внедрения с использованием биомассы в Украине», доклад представленный на Второй в Украине Международной Конференции «Энергия из биомассы», 20–22 сентября 2004, Киев.
- Філіпов А. та ін. (Filipov, A., Pisarenko A., Triplett J.), (2000), *Coal Mine Methane in Ukraine: Opportunities for Production and Investment in the Donetsk Coal Basin*, Partnership for Energy and Environmental Reform (PEER), Donetsk.
- Філіпов А. та ін. (Filipov, A., Pisarenko A., Triplett J.), (2002), *Coal Mine Methane Recovery in Ukraine: Inventory of Methane Emissions from Coal Mines in Ukraine: 1990–2001*, PEER, Donetsk.
- Хейні М. (2003), «Реформування вугільної галузі України: погляд фахівців Світового Банку», *Національна безпека і оборона*, № 8 (44), Центр Разумкова, Київ
- Центр Разумкова (Український центр економічних і політичних досліджень імені Олександра Разумкова) (2002), «Газовий трикутник» ЄС–Україна–Росія»: Інтереси, проекти, перспективи», *Національна безпека і оборона*, № 3 (27), Центр Разумкова, Київ.
- Центр Разумкова (2003), «Вугільна промисловість України: Стан і тенденції на фоні реструктуризації», *Національна безпека і оборона*, № 8 (44), Центр Разумкова, Київ.



Центр Разумкова (2004), «Газотранспортна система України: Готовність до співпраці?», *Національна безпека і оборона*, № 1 (49), Центр Разумкова, Київ.

Чорнобильський форум (Chernobyl Forum) (2005), *Chernobyl's Legacy: Health, Environmental and Socio-economic Impacts and Recommendations to the Governments of Belarus, the Russian Federation and Ukraine*, International Atomic Energy Agency, Vienna.

Штерн Д. (Stern J.) (2005), *The Future of Russian Gas and Gazprom*, Oxford University Press, Oxford.

Якоб Х. (Jacob, H.) (2003). *The Ukrainian Utilities Sector: Better or Worse than Russia*, Renaissance Capital, 3 November 2003, Moscow.

FromUAcOm (2006), «Укртрансгаз терять репутацию надежного партнера», *From UA.com*, 4 января 2006, [www.from-ua.com/hotline/43bb8f015f454/](http://www.from-ua.com/hotline/43bb8f015f454/).

Gas Matters (2005, 2006), monthly magazine «*Gas Matters*», various editions, Gas Matters, London.

Global Insight (2005), *Ukraine: Country Reports*, Global Insight, Boston.

Uranium Information Centre (2005), *Nuclear Power in Ukraine*, Briefing Paper № 63, Uranium Information Centre, Melbourne, Australia, [www.uic.com.au/nip70.htm](http://www.uic.com.au/nip70.htm).

USGS (United States Geological Survey) (2000), *World Petroleum Assessment 2000*, United States Geological Survey, <http://pubs.usgs.gov/dds/dds-060/>.

Western NIS Enterprise Fund, [www.westnisefk.com](http://www.westnisefk.com).



# Книжковий інтернет-магазин

Міжнародне енергетичне агентство



Всі публікації MEA можна купити  
через Інтернет на веб-сайті MEA:

[www.iea.org/books](http://www.iea.org/books)

Ви також можете отримати книги  
у форматі PDF із знижкою 20%

Книги, що були опубліковані до січня 2005 р.,  
за винятком статистичних публікацій, можна отримати,  
завантаживши їх безплатно у форматі PDF  
на веб-сайті MEA.

## КНИГИ MEA

**Тел: +33 (0)1 40 57 66 90**  
**Факс: +33 (0)1 40 57 67 75**  
**E-mail: [books@iea.org](mailto:books@iea.org)**

International Energy Agency  
9, rue de la Fédération  
75739 Paris Cedex 15, France

### ДЛЯ ЧИТАЧІВ У ПІВНІЧНІЙ АМЕРИЦІ

Turpin Distribution  
The Bleachery  
143 West Street, New Milford  
Connecticut 06776, USA  
Toll free: +1 (800) 456 6323  
Fax: +1 (860) 350 0039  
[oe.cdna@turpin-distribution.com](mailto:oe.cdna@turpin-distribution.com)  
[www.turpin-distribution.com](http://www.turpin-distribution.com)

*Також ви можете  
відправити вашу  
заявку до найближчого*

*торговельного  
пункту ОЕСР або*

*замовити видання*

*через Інтернет:*

[www.oecdbookshop.org](http://www.oecdbookshop.org)

### ДЛЯ ЧИТАЧІВ ІНШИХ КРАЇН СВІТУ

Turpin Distribution Services Ltd  
Stratton Business Park,  
Pegasus Drive, Biggleswade,  
Bedfordshire SG18 8QB, UK  
Tel.: +44 (0) 1767 604960  
Fax: +44 (0) 1767 604640  
[oe.cdrow@turpin-distribution.com](mailto:oe.cdrow@turpin-distribution.com)  
[www.turpin-distribution.com](http://www.turpin-distribution.com)

IEA PUBLICATIONS, 9, rue de la Fédération, 75739 PARIS CEDEX 15  
PRINTED IN FRANCE BY JOUVE - 2006