

НАЦІОНАЛЬНА
АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ
НАН УКРАЇНИ

**ВИРОБНИЦТВО
ЕНЕРГІЇ З БІОМАСИ
В УКРАЇНІ**
ТЕХНОЛОГІЇ,
РОЗВИТОК,
ПЕРСПЕКТИВИ

За редакцією
Георгія ГЕЛЕТУХИ

КИЇВ
АКАДЕМПЕРІОДИКА
2022

<https://doi.org/10.15407/akademperiodyka.464.373>

УДК 620.9(477)

B52

Автори: Георгій Гелетуха, Тетяна Железна, Юрій Матвеев, Петро Кучерук, Семен Драгнев, Володимир Крамар, Віталій Зубенко, Анатолій Баштовий, Ольга Гайдай, Світлана Радченко, Анна Пастух, Олександра Трибой

Рецензенти: Ю.Ф. СНЕЖКІН, доктор технічних наук, академік НАН України, директор Інституту технічної теплофізики НАН України

К.Є. П'ЯНИХ, доктор технічних наук, завідувач відділу технологій альтернативних палив Інституту газу НАН України

*Рекомендовано до друку Вченою радою
Інституту технічної теплофізики НАН України
(протокол від 09.09.2021 № 9)*

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

Виробництво енергії з біомаси в Україні: технології, розвиток, перспективи / Ін-т технічної теплофізики НАН України; за ред. Г. Гелетухи. – Київ: Академперіодика, 2022. – 373 с.

ISBN 978-966-360-464-0

Метою публікації є всебічний аналіз біомаси як відновлюваного джерела енергії, огляд сучасних технологій виробництва теплової та електричної енергії з біомаси, а також твердих, рідких і газоподібних біопалив. Наразі біомаса посідає четверте місце у світі за обсягами енергетичного використання. Сталий розвиток біоенергетики дає можливість зменшити залежність України від дорогих імпортованих енергоносіїв і забезпечити ефективне використання місцевого ресурсного потенціалу.

УДК 620.9(477)

© Інститут технічної теплофізики
НАН України, 2022

© Академперіодика,
оформлення, 2022

ISBN 978-966-360-464-0

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ	5
ВСТУП	7
Розділ 1. БІОМАСА ТА ЇЇ ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ	11
Розділ 2. СВІТОВИЙ ДОСВІД ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ БІОМАСИ	15
Розділ 3. РОЗВИТОК БІОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ	22
3.1. Енергетичний потенціал біомаси в Україні	22
3.2. Поточний стан розвитку біоенергетики в Україні	28
3.3. Аналіз бар'єрів для розвитку біоенергетики в Україні.	45
3.4. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.	50
Розділ 4. ТЕХНОЛОГІЇ ЗАГОТІВЛІ БІОМАСИ АГРАРНОГО ПОХОДЖЕННЯ	61
Розділ 5. ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОЩУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КУЛЬТУР	78
Розділ 6. ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОБНИЦТВА ТВЕРДОГО БІОПАЛИВА (ГРАНУЛИ, БРИКЕТИ)	99
Розділ 7. ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ З БІОМАСИ ТА ЇЇ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ	143
7.1. Виробництво теплової енергії	143
7.2. Виробництво електроенергії	158
7.3. Когенерація	191
7.4. Виробництво біогазу	214
7.5. Виробництво біометану	227
7.6. Виробництво енергії з твердих побутових відходів	252
7.7. Виробництво рідкого біопалива	262

Розділ 8. ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ БІОЕНЕРГЕТИЧНИХ ТЕХНОЛОГІЙ	270
8.1. Вимоги екологічного законодавства України	270
8.2. Технічне забезпечення екологічних вимог енергетичного використання біомаси в Україні	276
8.3. Вартісна оцінка системи очищення продуктів згорання біомаси	281
Розділ 9. АНАЛІЗ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ ТЕХНОЛОГІЙ ОТРИМАННЯ ЕНЕРГІЇ З БІОМАСИ АГРАРНОГО ПОХОДЖЕННЯ	284
9.1. Енергетичний аналіз використання поживних решток кукурудзи у тюках, гранулах та брикетах для виробництва теплової енергії	291
9.2. Екологічний аналіз використання поживних решток кукурудзи у тюках, гранулах та брикетах для виробництва теплової енергії	299
Розділ 10. ЗАКОНОДАВЧІ ОСНОВИ РОЗВИТКУ БІОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ	304
Розділ 11. ПРАКТИКА РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЄКТІВ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ БІОМАСИ	316
11.1. Види палив та обсяги енергетичного використання біомаси та біогазу в Україні.	316
11.2. Технічні рішення та обладнання для виробництва . . .	322
11.3. Питання утилізації золи від котелень на біомасі в Україні.	351
11.4. Особливості розроблення ТЕО та бізнес-плану проєктів енергетичного використання біомаси.	361
11.5. Залучення банківського фінансування для реалізації проєктів енергетичного використання біомаси.	364
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	369
АВТОРИ	371

Список скорочень

АДЕ	– альтернативні джерела енергії
АПК	– агропромисловий комплекс
БМ	– біомаса
БГУ	– біогазова установка
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВРХ	– велика рогата худоба
ГВП	– гаряче водопостачання
ГДК	– гранично допустимі концентрації
ГТС	– газотранспортна система
ГЕС	– гідроелектростанція
Держенергоефективності	– Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України
Держстат	– Державна служба статистики України
ДВП	– деревоволокнисті плити
ДСП	– деревостружкові плити
ЄБРР	– Європейський банк реконструкції та розвитку
ЕТБЕ	– етилтретбутиловий ефір
ЗППЕ	– загальне постачання первинної енергії
КВВП	– коефіцієнт використання встановленої потужності
КВП	– коефіцієнт використання палива
КГУ	– когенераційна установка
ККД	– коефіцієнт корисної дії
КМУ	– Кабінет Міністрів України
КШ	– киплячий шар
МБО	– механіко-біологічне оброблення
МЕА	– Міжнародне енергетичне агентство
НКРЕКП	– Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
НПДВЕ	– Національний план дій з відновлюваної енергетики
ОВБСН	– обрізування та викорчовування багаторічних сільськогосподарських насаджень
ОВНС	– оцінка впливу на навколишнє середовище
ОЕЗ	– олійно-екстракційний завод
ОС	– очисні споруди
ОТГ	– об'єднана територіальна громада
ОЦР	– органічний цикл Ренкіна
ПГ	– парникові гази
ПДВ	– податок на додану вартість
ПП	– побічні продукти
ПРООН	– Програма розвитку Організації Об'єднаних Націй

СЕТ	– система електронної торгівлі
СЗЗ	– санітарно-захисна зона
ССЗ	– сміттєспалювальний завод
ССп	– сумісне спалювання
ССпБВ	– сумісне спалювання біомаси і вугілля
ТЕ	– теплова енергія
ТЕО	– техніко-економічне обґрунтування
ТЕП	– техніко-економічні показники
ТЕС	– теплова електростанція
ТЕЦ	– теплоелектроцентраль
ТО	– технічне обслуговування
ТПВ	– тверді побутові відходи
ЦКШ	– циркулюючий киплячий шар
ЦТ	– централізоване тепlopостачання
CAPEX	– капітальні витрати
CNG	– стиснений природний газ
DPP	– дисконтований період окупності
GoO	– Guarantee of Origin
LNG	– зріджений природний газ
LPG	– зріджений нафтовий газ
IRR	– внутрішня норма дохідності
NPV	– чиста приведена вартість
НРК	– елементи (N – азот, P – фосфор, K – калій), що входять до складу добрив
ОРЕХ	– операційні витрати
PSA	– адсорбція при змінному тиску (технологія збагачення біогазу до біометану)
RDF	– Refuse Derived Fuel
RED II	– Директива ЄС 2018/2001
SPP	– простий період окупності
SRF	– Solid Recovered Fuel
USD	– долари США
в. п.	– власні потреби
е/е	– електроенергія
екв.	– еквівалент
н. д.	– немає даних
н. е.	– нафтовий еквівалент
н. у.	– нормальні умови
с/г	– сільське господарство
с. м.	– суха маса
с. р.	– суха речовина
у. п.	– умовне паливо



ВСТУП

Біомаса є перспективним джерелом відновлюваної енергії як у світі загалом, так і в Україні. Наразі біомаса посідає четверте місце у світі за обсягами енергетичного використання. Останніми роками в Україні спостерігається поступове зростання кількості об'єктів і рівня встановленої потужності для виробництва теплової та електричної енергії з біомаси. Сталий розвиток біоенергетики дає можливість зменшити залежність України від дорогих імпортованих енергоносіїв і забезпечити ефективне використання місцевого ресурсного потенціалу. Перехід на використання біомаси для енергетичних потреб сприятиме розвитку місцевої економіки завдяки надходженню податків і зборів, а на державному рівні приведе до поліпшення торговельно-платіжного балансу країни через зменшення обсягів імпорту енергоносіїв. Очікується також позитивний соціальний вплив, пов'язаний зі створенням нових робочих місць, зниженням тарифів на теплову енергію та підвищенням надійності теплопостачання. Велика кількість успішних проектів, що вже

впроваджені, економічна доцільність, державна підтримка та сприяння розвитку біоенергетики стимулюють інвесторів та фінансові організації до реалізації нових біоенергетичних проєктів в Україні.

Однією з головних переваг енергетичного використання біомаси є її мультиваріантність як за технологіями перетворення енергії, так і за способами її кінцевого використання. Біомасу можна використовувати для енергетичних потреб шляхом безпосереднього спалювання (дрова, тріска, тюки соломи, гранули та брикети з біомаси), а також застосовувати у переробленому вигляді. Прикладом останнього є рідкі біопалива (біодизель, біоетанол, рідкі продукти піролізу) та газоподібні біопалива (біогаз, газоподібні продукти газифікації та піролізу). Конверсія (перетворення) біомаси в інші види енергоносіїв або в кінцеву теплову чи електричну енергію може відбуватися фізичними, хімічними і біохімічними методами.

Слід зазначити, що низка технологій перетворення енергії біомаси вже є комерційними і широко апробованими. Це, наприклад, пряме спалювання лігноцелюлозної біомаси, переетерифікація олій та жирів (виробництво біодизелю), ферментація цукротаро крохмалевмісної сировини (виробництво біоетанолу), метанове бродіння гноївки, посліду, силосу кукурудзи та жому (виробництво біогазу). Газифікація та піроліз лігноцелюлозної біомаси залишаються поки що на демонстраційному рівні. Деякі інші тех-

нології, наприклад виробництво біоетанолу та біодизелю другого покоління з лігноцелюлозної сировини чи виробництво біодизелю з мікрроводоростей, перебувають на різних етапах розвитку і можуть зайняти свою комерційну нішу в майбутньому.

Біомаса та біопалива можуть заміщати традиційні палива і енергоносії у виробництві теплової та електричної енергії, а також на транспорті. Роль біоенергетики у секторі виробництва теплової енергії є особливо важливою, оскільки біомаса може безпосередньо заміщати природний газ та вугілля. Щодо електроенергетичного сектору потрібно зазначити, що на відміну від енергії сонця і вітру, виробництво електроенергії з біомаси / біогазу є стабільним, більше того – електрогенеруючі потужності на біомасі можна залучити до балансуєчого ринку електроенергії України.

Біоенергетика відіграє важливу роль у скороченні викидів парникових газів, що особливо актуально у зв'язку з проблемою глобального потепління та зміни клімату. Біомаса є CO₂-нейтральним паливом, оскільки в процесі росту рослини поглинають такий самий обсяг діоксиду вуглецю, який потім виділяється при спалюванні відповідного виду біомаси. Хоча повний цикл виробництва та підготовки біомаси до енергетичного використання і пов'язаний з певними витратами енергії та викидами парникових газів, проте ці викиди значно нижчі порівняно з викидами від використання викопного палива

(вугілля, нафти та природного газу). Особливо ця різниця помітна під час виробництва теплової та електричної енергії.

Україна має міжнародні зобов'язання зі скорочення викидів парникових газів згідно з Паризькою кліматичною угодою 2015 р., що полягають у виконанні так званих національно визначених внесків. Наразі передбачене цим зобов'язанням зменшення викидів ПГ становить 40 % у 2030 р. відносно рівня 1990 р., але протягом найближчих років може значно зрости – до близько 70 % у 2050 р. відносно рівня викидів ПГ 1990 р. Для виконання цієї нової цілі Україна має перейти на низьковуглецеву економіку, значно скоротити споживання викопних палив, підвищити енергоефективність і активно впроваджувати відновлювані джерела енергії. За попередніми експертними оцінками, частка ВДЕ в енергетичному секторі України у 2050 р. може досягти 65 %, з яких більше половини – за рахунок біоенергетики. Отже, біоенергетика робить значний внесок у декарбонізацію енергетики і скорочення викидів парникових газів.



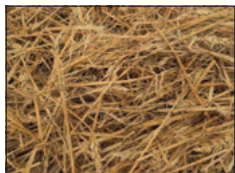
1 БІОМАСА ТА ЇЇ ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ

В законодавстві України визначення біомаси як сировини для енергетичного використання міститься в Законі України «Про альтернативні види палива»: біомаса – невикопна біологічно відновлювана речовина органічного походження, здатна до біологічного розкладу, у вигляді продуктів, відходів та залишків лісового та сільського господарства (рослинництва і тваринництва), рибного господарства і технологічно пов'язаних з ними галузей промисловості, а також складова промислових або побутових відходів, здатна до біологічного розкладу¹. На такому визначенні біомаси ґрунтується також наведене в Законі тлумачення поняття біологічних видів палива (біопалива): тверде, рідке та газове паливо, виготовлене з біологічно відновлюваної сировини (біомаси), яке може використовуватися як паливо або компонент інших видів палива.

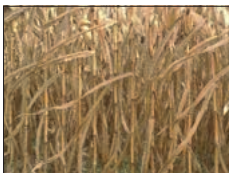
Основою біомаси є органічні сполуки вуглецю, які під час спалювання при з'єднанні з киснем виділяють тепло. Початкова енергія системи «біомаса–кисень» виникає під дією

¹ Закон України «Про альтернативні види палива» від 14.01.2000 № 1391-XIV. Ст. 1. <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1391-14>

Первинні сільськогосподарські залишки



Солома



Стебла кукурудзи



Стебла соняшнику

Вторинні сільськогосподарські залишки



Лушпиння соняшнику



Лушпиння рису



Макуха ріпаку

Рис. 1.1. Деякі види сільськогосподарської біомаси

сонячного випромінювання в процесі фотосинтезу, що є природним способом перетворення сонячної енергії.

За допомогою хімічних або біохімічних процесів біомасу можна трансформувати в інші види палива або в кінцеву енергію. Під час спалювання біомаси або її похідних продуктів органічний вуглець, що міститься в ній, та кисень з атмосфери вступають у реакцію з утворенням двоокису вуглецю та води. Процес є циклічним, оскільки двоокис вуглецю, який виділився при спалюванні, може брати участь у виробництві нової біомаси. Отже, біомаса є відновлюваним джерелом енергії.

Джерелом біомаси та її похідних продуктів для енергетичного використання можуть бути відходи та побічні продукти сільського господарства (рослинництва, тваринництва), харчової та переробної промисловості, відходи домашнього і комунального господарства; деревина лісів та лісонасаджень, відходи її переробки; продукти водних середовищ; енергетичні культури (верба, тополя, міскантус, просо, сорго та ін.).

Виокремлюють три групи сільськогосподарської біомаси (рис. 1.1):

1) первинні сільськогосподарські залишки, які утворюються в процесі збирання врожаю і є побічним продуктом рослинництва (солома, стебла соняшнику та кукурудзи тощо);

2) вторинні сільськогосподарські залишки, отримані при переробці основної сільськогосподарської про-

Таблиця 1.1. Паливні характеристики різних видів біомаси

Показники	Солома	Верба	Стебла кукурудзи	Стебла соняшнику	Деревна тріска
Вологість при збиранні / виробництві, %	10–20	40–55	45–60	60–70	35–55
Насипна щільність, кг/м ³	40–55 (січка)	220–300	80–90	90–100	240–350
Нижча теплота згорання, Q _н ^p , МДж/кг	13,5–14	8–10	5–8	5–6	8–12
Елементний склад, %:					
С			38–50		
Н			4,5–6		
Cl	0,14–0,97	0,02–0,03	0,2	0,7–0,8	0,02
N*	0,4–0,6	0,5–1,0	0,7	0,7	0,3
S	0,05–0,2	0,03–0,34	0,04	0,1	0,05
K	0,22–1,18	0,13–0,35	5,0	5,0	0,13–0,35
Зольність, %	2–8	1,5–2	6–9	10–12	0,5–1,5
Температура плавлення золи, °С	850–1050	>1500	1050–1200	800–1270	1000–1400

* Вміст залежить від обсягу внесення добрив.

дукції на підприємствах (жом, макуха, лушпиння, шкаралупа, костриця і т. ін.);

3) гній.

До основних фізичних та енергетичних характеристик паливної сировини належать вологість та зольність, нижча теплота згорання, насипна щільність, розмір частинок та температура плавлення золи (табл. 1.1).

Зазвичай солома та інші рослинні залишки мають низку специфічних властивостей, що вимагає виваженого підходу до їх застосування як палива. Так, свіжа солома (на відміну від лежалої) може мати високий вміст хлору і лужного металу калію, внаслідок чого в процесі її спалювання утворюються такі хімічні сполуки, як хлорид натрію і хлорид калію. Ці сполуки спричиняють корозію сталевих елементів енергетичного обладнання, особливо за високих температур. Іншою особливістю соломи як палива є відносно низька температура плавлення золи – 850–1050 °С (для порівняння: у деревини – до 1400 °С), що може призвести до шлакування елементів енергетичного обладнання.

Проте на сьогодні в світі вже знайдено конструктивні та інші технологічні рішення, що мінімізують зазначені негативні впливи і дають змогу успішно використовувати соломі та інші рослинні залишки як паливо. Крім того, цілком можна припустити, що в Україні солома, стебла кукурудзи і соняшнику мають менший вміст хлору й лужних металів і, відповідно, кращі паливні характеристики, ніж в інших країнах. Це пов'язано зі значним скороченням внесення мінеральних добрив під посіви в Україні протягом останніх двадцяти років.



СВІТОВИЙ ДОСВІД ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ БІОМАСИ

На сьогодні біоенергетика впевнено посіла лідерську позицію у світовій відновлюваній енергетиці, відіграючи значну роль у заміщенні викопних палив та скороченні викидів парникових газів. Протягом останніх 20 років постачання первинної енергії з біомаси та біопалив у світі збільшилося на третину із середньорічним зростанням 2 % і сягнуло близько 10 % загального постачання первинної енергії, або майже 70 % ЗППЕ з відновлюваних джерел² (рис. 2.1, 2.2).

У валовому кінцевому споживанні енергії у світі частка біомаси становить 12 %, що також є найбільшою складовою внеску всіх відновлюваних джерел енергії (рис. 2.3).

За окремими секторами внесок біоенергетики становить (2018 р.):

- 7,4 % (1,12 ЕДж) у виробництві теплової енергії (котельні, ТЕЦ);
- 19 % (38,6 ЕДж) у безпосередньому споживанні палива для опалення та приготування їжі;

² Global Bioenergy Statistics 2020.WBA. <http://www.worldbioenergy.org/uploads/201210%20WBA%20GBS%202020.pdf>

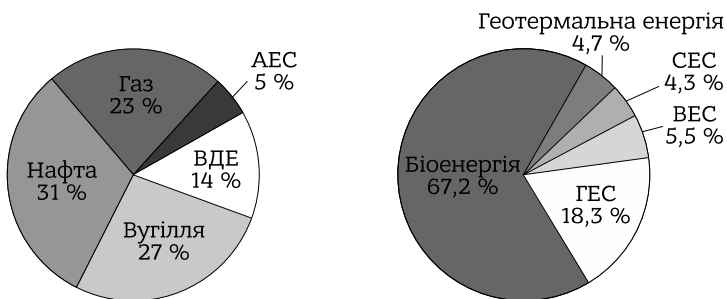


Рис. 2.1. Структура загального постачання первинної енергії у світі, 2018 р. (загалом – 598 ЕДж/рік)

Рис. 2.2. Структура загального постачання первинної енергії з ВДЕ у світі, 2018 р. (загалом – 81,1 ЕДж/рік)

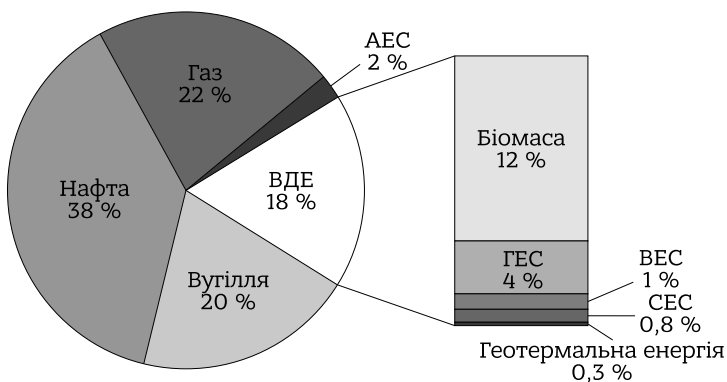


Рис. 2.3. Структура валового кінцевого споживання енергії у світі, 2018 р.

- 2,4 % (637 ТВт · год) у виробництві електроенергії;
- 3 % (3,75 ЕДж) у секторі транспорту.

Наразі основним джерелом виробництва енергії з біомаси у світі є тверда біомаса – на частку дров, деревної тріски і гранул, деревного вугілля, деяких інших видів твердої біомаси припадає 85 % загального обсягу

споживання біомаси для енергетичних потреб. Решту становлять рідкі біопалива (7 %), ТПВ та промислові відходи (5 %), біогаз (3 %).

Перспективним напрямом розвитку біоенергетики і збільшення обсягів енергетичного використання біомаси вважається залучення агробіомаси – сільськогосподарських залишків і енергетичних рослин. Сьогодні з агробіомаси виробляють лише 10 % загального обсягу біоенергії, однак, за оцінками фахівців, є значний потенціал для збільшення її частки. Цього можна досягти насамперед підвищенням врожайності традиційних та енергетичних культур у різних регіонах світу (залежно від виду культури).

Стало збільшуються обсяги виробництва рідких біопалив, біогазу та гранул з біомаси. У 2018 р. у світі було вироблено 160 млрд л рідких біопалив, 59,3 млрд м³ біогазу і 36,6 млн т гранул, що, відповідно, у 1,5, 1,6 і 2,5 раза більше за показники 2010 р. Серед рідких біопалив превалює біоетанол з кукурудзи та цукрової тростини (62 % загального обсягу), основними виробниками якого є США та Бразилія. Частка біодизелю першого покоління в загальному обсязі виробництва – 26 %. Більше половини загального обсягу біогазу та гранул з біомаси виробляється в Європі.

Європейський Союз є провідним виробником і споживачем відновлюваної енергії, який багато років успішно рухався в напрямі досягнення цілі 2020 р. щодо частки ВДЕ у валовому кінцевому енергоспоживанні на рівні 20 %. Наразі ЄС докладаеть максимум зусиль для виконання цілей та завдань Європейського зеленого курсу, прийнятого наприкінці 2019 р. Європейський зелений курс – комплексна стратегія переходу Європи до сталої економіки, чистої енергетики і кліматичної нейтральності до 2050 р. За оцінками Єврокомісії, для досягнення амбітної мети зі скорочення до нуля викидів парникових газів частка біоенергетики в загально-

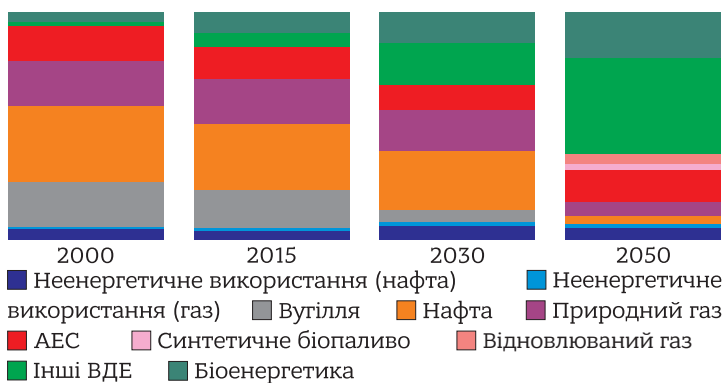


Рис. 2.4. Еволюція енергобалансу ЄС для виконання кліматичних цілей 2030 р. і 2050 р. (один з можливих сценаріїв)

му енергетичному міксі має становити принаймні 20 % (близько 30 % всіх ВДЕ) у 2050 р.³ (рис. 2.4).

За даними Eurostat, у 2019 р. частка ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії вже досягла 19,7 %⁴. У 2018 р. валове внутрішнє споживання біомаси в ЄС-28 становило 144 млн т н. е./рік, що еквівалентно близько 11 % ЗППЕ (понад 65 % внеску всіх ВДЕ), або 12 % валового кінцевого споживання енергії⁵. У структурі цієї біомаси 70 % припадає на лісову біомасу, 18 % – на агробіомасу, 12 % – на відновлювану частину відходів (рис. 2.5)⁶.

Понад 70 % загального обсягу біомаси витрачається на виробництво теплової енергії, решта приблизно по-

³ <https://ecfr.eu/publication/the-geopolitics-of-the-european-green-deal/>

⁴ https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics

⁵ <https://bioenergyinternational.com/opinion-commentary/biomass-can-heat-cool-power-and-transport-the-eu-28-for-45-days>

⁶ Bioenergy Europe Statistical Report, 2020. Biomass Supply. <https://bioenergyeurope.org/article/270-biomass-supply.html>

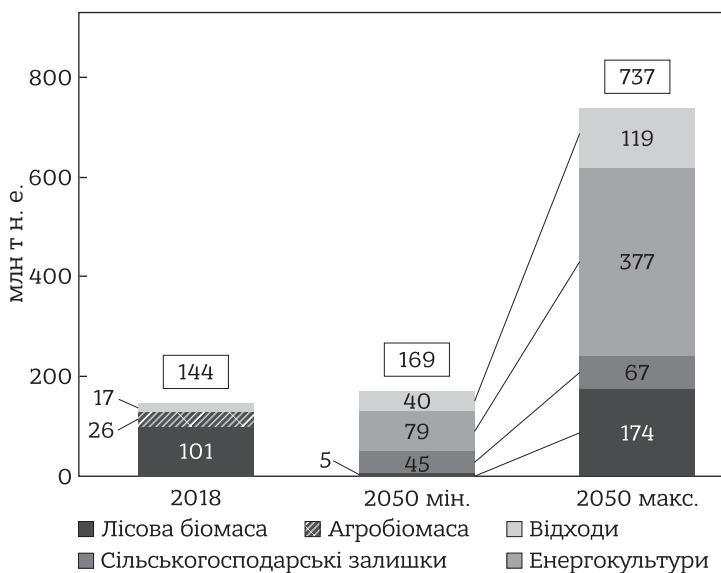


Рис. 2.5. Валове внутрішнє споживання біомаси (2018 р.) та оцінка енергетичного потенціалу біомаси (2050 р.) в ЄС-28

рівню – на виробництво електроенергії і біопалив для транспорту. Внесок біоенергетики становить 18 % у кінцевому споживанні тепла, 5,3 % – у виробництві електроенергії, 5 % – у секторі транспорту⁷.

Стійкою тенденцією є збільшення обсягів виробництва енергії з агробіомаси, якому надають підтримку на загальноєвропейському рівні. За оцінками спеціалістів, у довгостроковій перспективі енергетичний потенціал біомаси ЄС становитиме від 169 до 737 млн т н. е./рік, причому основною складовою потенціалу буде агробіомаса – сільськогосподарські залишки та енергетичні рослини (див. рис. 2.5). Найбільш імовірним вважається досягнення середнього рівня потенціалу біомаси

⁷ <http://www.europeanbioenergyday.eu/bioenergy-facts/bioenergy-in-europe/what-is-the-eu-bioenergy-consumption/>

406 млн т н. е./рік, що становить близько 30 % ЗППЕ в ЄС-28 у 2018 р.

Нова версія Директиви ЄС щодо сприяння використанню відновлюваної енергії (Директива ЄС 2018/2001, або Директива RED II⁸) вийшла у 2018 р. Основні обов'язкові цілі, поставлені Директивою до 2030 р., такі: щонайменше 32 % ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії ЄС і 14 % відновлюваної енергії у секторі транспорту. При цьому поняття відновлюваної енергії на транспорті охоплює рідкі біопалива (у т. ч. другого покоління), біогаз, електроенергію з ВДЕ, а також відновлювані рідкі та газоподібні палива небіологічного походження.

Для виконання цілі Директиви RED II – 3,5 % біопалив другого покоління на транспорті у 2030 р. країни – члени ЄС докладають значних зусиль щодо розширення виробництва біоетанолу з лігноцелюлозної сировини. Так, у Фінляндії у 2018 р. було запущено завод з виробництва біоетанолу з тирси річною потужністю 10 млн л з планами її збільшення до 50 млн л. Ще один завод потужністю 50 млн л/рік мали запустити в цій країні у 2020 р. Крім того, було заплановано реалізувати у 2020 р. проекти з виробництва біоетанолу з соломи у Словаччині та Румунії потужністю 65 млн л/рік кожний⁹. Наразі всі ці заводи перебувають на стадії будівництва.

Розвивається також виробництво дизельного біопалива другого покоління. Наприклад, в Італії у 2019 р. запущено завод з виробництва гідрогенізованої рослин-

⁸ Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11.12.2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

⁹ Biofuels Barometer. EurObservER, September 2019. <https://www.eurobserv-er.org/biofuels-barometer-2019/>

ної олії (HVO) – сучасного виду біопалива для дизельних двигунів, який отримують за допомогою гідроочищення олій та жирів. У 2020 р. завод повністю переведено на сировину, що відповідає біопаливам другого покоління та біопаливам, отриманим з сировини з високим потенціалом сталості (використана харчова олія, тваринний жир, побічні продукти переробки рослинної олії, водорості). Виробнича потужність становить до 750 тис. т/рік за сировиною¹⁰.

¹⁰ In Gela the most innovative biorefinery in Europe. <https://www.eni.com/en-IT/operations/italy-gela-innovative-biorefinery.html>



РОЗВИТОК БІОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

3.1. Енергетичний потенціал біомаси в Україні

Однією з важливих передумов успішного розвитку біоенергетики у будь-якій країні є наявність достатніх ресурсів біомаси. За даними 2019 р., Україна має значний потенціал біомаси, доступної для виробництва енергії, — загалом майже 24 млн т н. е./рік (табл. 3.1).

Основними складовими енергетичного потенціалу біомаси є відходи та побічні продукти сільського господарства (сільськогосподарські залишки¹¹ — 11,0 млн т н. е./рік, або 46 % загального потенціалу) і енергетичні рослини (7,5 млн т н. е./рік, 32 %), що разом визначається терміном «агробіомаса». При цьому найбільші частки потенціалу сільськогосподарських залишків припадають на побічну продукцію та відходи виробництва зер-

¹¹ Віднесення залишків до побічних продуктів або відходів рекомендується виконувати згідно з «деревом рішень», наведеним у документі Європейської комісії Communication from the Commission to the Council and the European Parliament on the Interpretative Communication on waste and by-products. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52007DC0059&from=EN>

3.1. Енергетичний потенціал біомаси в Україні

Таблиця 3.1. Енергетичний потенціал біомаси в Україні (2019 р.)

Вид біомаси	Теоретичний потенціал, млн т	Потенціал, доступний для енергетики (економічний)	
		Частка теоретичного потенціалу, %	млн т н. е.
Солома зернових культур	37,5	30	3,84
Солома ріпаку	5,9	40	0,81
Побічні продукти виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні)	46,6	40	3,57
Побічні продукти виробництва соняшнику (стебла, кошики)	29,0	40	1,66
Вторинні відходи сільського господарства (лушпиння соняшнику)	2,6	100	1,08
Деревна біомаса (паливна деревина, порубкові залишки, відходи деревообробки)	7,4	95	1,73
Деревна біомаса (сухостій, деревина із захисних лісосмуг, відходи ОВБСН)	8,8	45	1,02
Біодизель (з ріпаку)	—	—	0,46
Біоетанол (з кукурудзи і цукрового буряку)	—	—	0,79
Біогаз з відходів та побічної продукції АПК	2,8 млрд м ³ CH ₄	42	0,99
Біогаз із полігонів ТПВ	0,6 млрд м ³ CH ₄	29	0,14
Біогаз зі стічних вод (промислових та комунальних)	0,4 млрд м ³ CH ₄	28	0,09
Енергетичні рослини:			
верба, тополя, міскантус*	11,5	100	4,88
кукурудза (на біогаз) *	3,0 млрд м ³ CH ₄	100	2,57
Разом	—	—	23,63

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

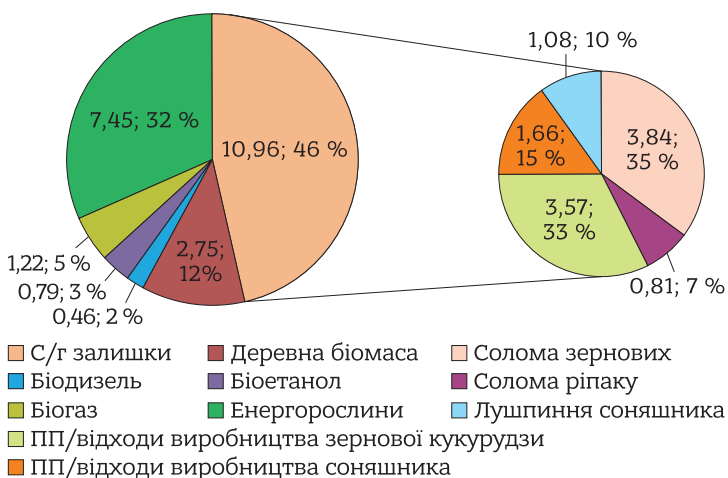


Рис. 3.1. Складові енергетичного потенціалу біомаси в Україні (2019 р.)

нової кукурудзи (кукурудзиння – 33 %) і соломі зернових колосових культур (35 %) (рис. 3.1).

Незважаючи на певні коливання, обсяги біомаси аграрного походження в Україні майже щороку збільшуються на тлі загальної тенденції зростання виробництва та врожайності основних сільськогосподарських культур. У 2019 р. в країні було зібрано рекордні за останні 20 років врожаї соняшнику, кукурудзи на зерно, деяких інших зернових культур. За період з 2000 р. енергетичний потенціал соломи зернових колосових культур, побічної продукції та відходів виробництва кукурудзи на зерно та соняшнику зріс більш ніж утричі – з 2,76 млн т н. е. у 2000 р. до 9,07 млн т н. е. у 2019 р. (табл. 3.2).

Внесок деревної біомаси в енергетичний потенціал біомаси в Україні є відносно невеликим і становить близько 2,8 млн т н. е./рік, або 12 % загального потенціалу. Деревну біомасу для потреб енергетики можна умовно поділити на таку, що походить із традиційних

3.1. Енергетичний потенціал біомаси в Україні

джерел (дрова, порубкові залишки, відходи деревообробки) та додаткових джерел (сухостій, деревина від реконструкції й відновлення полезахисних та інших захисних лісосмуг, відходи від обрізування та викорчовування фруктових садів і виноградників).

Таблиця 3.2. Динаміка виробництва зернових культур і соняшнику в Україні та енергетичний потенціал відповідних побічних продуктів і відходів

Сільськогосподарські культури, показники	2000	2005	2010	2014	2016	2018	2019	
Зернові (без кукурудзи): валовий збір, млн т	20,7	30,8	27,4	35,3	38,0	34,3	39,3	
	врожайність (пшениця), ц/га	19,8	28,5	26,8	40,1	42,1	37,3	41,6
	енергетичний потенціал ПП / відходів, млн т н. е.	2,00	3,02	2,66	3,49	3,70	3,36	3,84
Кукурудза на зерно: валовий збір, млн т	3,8	7,2	11,9	28,5	28,1	35,8	35,9	
	врожайність, ц/га	30,1	43,2	45,1	61,6	66,0	78,4	71,9
	енергетичний потенціал ПП / відходів, млн т н. е.	0,38	0,71	1,19	2,83	2,79	3,56	3,57
Соняшник: валовий збір, млн т	3,5	4,7	6,8	10,1	13,6	14,2	15,2	
	врожайність, ц/га	12,2	12,8	15,0	19,4	22,4	23,0	25,6
	енергетичний потенціал ПП / відходів, млн т н. е.	0,38	0,51	0,74	1,10	1,48	1,54	1,66
Разом (енергетичний потенціал ПП / відходів зернових культур та соняшнику), млн т н. е.	2,76	4,24	4,59	7,42	7,97	8,46	9,07	

Таблиця 3.3. Використання енергетичного потенціалу біомаси України (2019 р.)

Вид біомаси та напрям використання	Потенціал, доступний для енергетики, тис. т	Обсяг, що вже використується для енергетики ¹		Частка використаного загального потенціалу, %
		тис. т	тис. т н. е.	
Солома зернових / ріпаку сталювання (тюки)	13 604	455	157	3,3
виробництво, сталювання гранул / брикетів		350	119	2,6
виробництво та експорт гранул		100	36	0,7
ПП виробництва кукурудзи на зерно	18 660	4,9	2	0,0
ПП виробництва соняшнику	11 590	15	5,0	0,1
Деревна біомаса	10 941	0,0	0,0	0,0
сталювання (дрова, тріска)		10 251	2 799	93,6
експорт паливної деревини		8900	2 337	81,3
виробництво, сталювання гранул / брикетів		600	158	5,5
виробництво та експорт гранул		300	122	2,7
Лущиння соняшнику		451	183	4,1
сталювання	2585	1890	789	73,1
виробництво, сталювання гранул / брикетів		1280	535	49,5
виробництво та експорт гранул		400	167	15,5
Жом цукрового буряку	4410	210	88	8,1
Силос кукурудзи (зелений)	27 000 ²	360	18,4	8,2
Гній	30 020	33	4,1	0,1
Разом	118 810	440	16,9	1,5
		13 444	3790	В середньому 11,3

¹ З урахуванням експорту. Експертна оцінка авторів. ² За умови вирощування на 1 млн га незадіяних сільськогосподарських земель.

Решту складових енергетичного потенціалу біомаси в Україні, на які разом припадає близько 10 %, становлять рідкі біопалива (біодизель, біоетанол) та біогаз, отриманий з різних видів сировини (відходів та побічної продукції АПК, промислових та комунальних стічних вод, твердих побутових відходів).

Ситуація з реальним споживанням біомаси для виробництва енергії та біопалив в Україні фактично є протилежною структурі потенціалу. Наразі найбільш активно використовують деревну біомасу (понад 90 % економічного потенціалу), а застосування відходів та побічних продуктів аграрного походження залишається на низькому рівні. З різних видів агробіомаси для потреб енергетики України досить широко використовують лише лушпиння соняшнику – більш як 70 % його потенціалу. Виробництво енергії / біопалив з соломи перебуває на рівні 3 % наявного потенціалу. Є поодинокі приклади енергетичного використання кукурудзиння, тоді як приклади виробництва енергії зі стебел або кошиків соняшнику авторам наразі невідомі. В середньому енергетичний потенціал біомаси України використовується на 11 % (табл. 3.3).

Потужному розвитку енергетичного використання побічних продуктів та відходів сільського господарства в Україні перешкоджає низка бар'єрів. Серед них найбільш істотними є відсутність у агровиробників техніки для заготівлі відповідних видів біомаси, складність організації ланцюжка «заготівля–поставка», загальна нерозвиненість ринку біопалива (відсутність біопаливної біржі) та деякі інші.

Аналіз структури споживання біомаси для енергетичних потреб свідчить про необхідність більш широкого використання біомаси аграрного походження та енергетичних культур. Паралельно з цим слід залучати до цього процесу деревну біомасу з так званих додаткових джерел, зокрема відходи від обрізування та ви-

корчовування багаторічних сільськогосподарських насаджень, а також біомасу від реконструкції й відновлення полежахисних та інших захисних лісосмуг.

3.2. Поточний стан розвитку біоенергетики в Україні

В Україні спостерігається стала тенденція до збільшення обсягів виробництва енергії з біомаси, що свідчить про зростання ролі біоенергетики у паливно-енергетичному комплексі країни. За даними Енергетичного балансу України за 2019 р.¹², виробництво біопалива та відходів становить 3786 тис. т н. е., а загальне постачання первинної енергії з них – 3362 тис. т н. е. Частка біопалива у ЗППЕ – 3,7 %, частка всіх ВДЕ – 4,9 % (2019 р.) (рис. 3.2, 3.3). З урахуванням даних енергетичних балансів України за 2010–2019 рр. зростання сектору біоенергетики в Україні становить у середньому 16 % на рік за показником «виробництво біопалива та відходів» (рис. 3.4).

За даними Держстату¹³, у 2019 р. 30,4 % генеруючих підприємств (установок) з виробництва електроенергії та теплоенергії працювали на біопаливі (у 2018 р. – 29,6 %). Зазначеними об'єктами генерації у 2019 р. відпущено 412,9 млн кВт·год електричної енергії, що становить 0,3 % загального обсягу (у 2018 р. – 0,2 %), та 7574,1 тис. Гкал теплової енергії (8,3 % проти 7,8 % у 2018 р.).

Структура біопалива та відходів у загальному постачанні первинної енергії з 1990 р. залишалася практично незмінною і була представлена твердим біопаливом, проте починаючи з 2013 р. до неї увійшли рідкі біопали-

¹² Енергетичний баланс України за 2019 рік. http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2022/energ/En_bal/Bal_2019_final.xls

¹³ Постачання та використання енергії у 2019 році. <http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2018/energ/pve/pve2019.zip>

3.2. Поточний стан розвитку біоенергетики в Україні

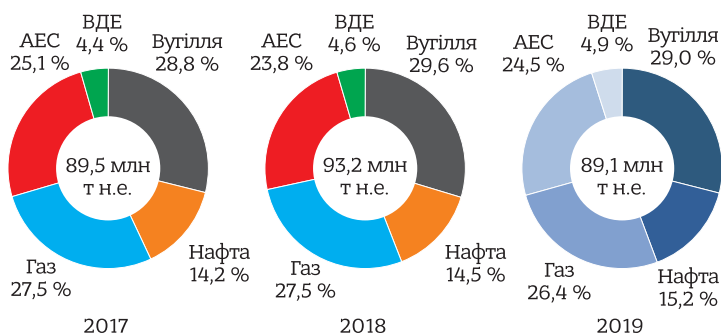


Рис. 3.2. Розподіл джерел енергії в загальному постачанні первинної енергії в Україні (енергетичний баланс України за 2019 рік)

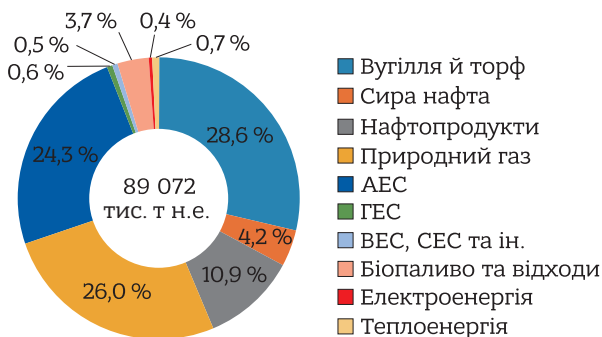


Рис. 3.3. Загальне постачання первинної енергії в Україні у 2019 р. (загальний обсяг – 89072 тис. т н. е.) (енергетичний баланс України за 2019 рік (продуктовий))

Джерело: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2021/energ/drpeb/EBTS_2021_ua.xls

ва та біогази. Станом на 2019 р. внесок твердого біопалива у ЗППЕ поки що є найбільшим і становить 77,3 % внеску всіх ВДЕ. Тверде біопаливо використовують переважно для виробництва теплової енергії у котельнях різної потужності (частка біопалива у загальному виробництві теплової енергії з ВДЕ перевищує 90 %), а та-

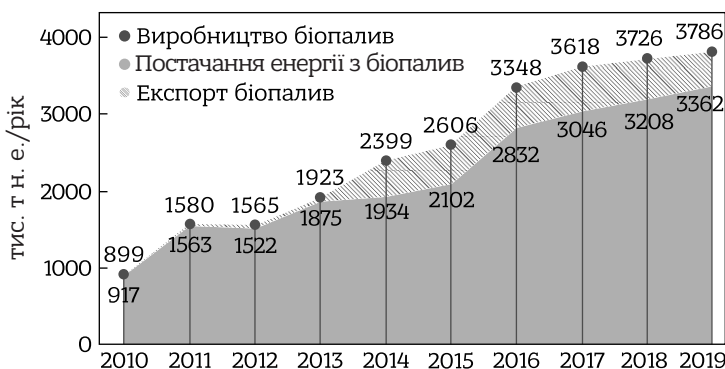


Рис. 3.4. Середньорічний темп приросту біоенергетики в Україні (16 %)

Джерело: <https://uabio.org/materials/9378/>

кож електроенергії на біоТЕС та біоТЕЦ. Починаючи з 2015 р. почала зростати частка біогазу у ЗППЕ, що зумовлено здебільшого введенням в експлуатацію біогазових установок на агропідприємствах. Розвивається також видобуток біогазу з полігонів і звалищ твердих побутових відходів.

У таблицях 3.4–3.6 зазначено діючі біоТЕЦ та біоТЕС в Україні, когенераційні установки на біогазі в агропромисловому комплексі та когенераційні установки на біогазі з полігонів і звалищ твердих побутових відходів¹⁴, сумарна встановлена потужність яких становить наразі близько 269 МВт.

У 2019 р. частка біопалива у загальному виробництві електроенергії становила 3,1 %, що на 1 % більше порівняно з 2018 р. і на 1,4 % – порівняно з 2017 р. (рис. 3.5).

До механізмів підтримки виробництва енергії з біомаси та біогазу належать «зелений» тариф у секторі ви-

¹⁴ <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/energetichni-pidpriyemstva/statistichna-informaciya-shchodo-obyektiv-alternativnoyi-elektroenergetiki-yakim-vstanovleno-zelenij-tarif>

3.2. Поточний стан розвитку біоенергетики в Україні

Таблиця 3.4. Діючі ТЕЦ / ТЕС в Україні

Назва об'єкта	Адреса	Вид палива	Потужність, МВт	Дата отримання ЗТ
ПРАТ «Кропивницький ОЕЗ», ТЕЦ	м. Кропивницький, вул. Урожайна, 30	Лушпиння	12,302	01.01.2010
ТОВ «Смілаенергопромтранс», ТЕЦ	Черкаська обл., м. Сміла, вул. Ленінградська, 41	Тріска	8,5	01.07.2010
ТОВ «Комбінат Каргілл», ТЕЦ	м. Донецьк	Лушпиння	2,0	27.12.2012
ТОВ «Біогазенерго», ТЕС	Київська обл., смт Іванків	Тріска	19,0	28.11.2013
ТОВ «АПК «Євройол», ТЕЦ	м. Миколаїв, просп. Героїв Сталінграда, 117а	Лушпиння	5,0	19.12.2013
ТОВ «Кліар Енерджі», Корюківська ТЕС	Черніпівська обл., м. Корюківка, вул. Г. Костюк, 49	Тріска	4	07.01.2016
ТОВ «Сінга Енерджіс», ТЕЦ, Миколаїв	Миколаївська обл., Березанський р-н, м. Березанка, вул. Новосельська, 68	»	5,1	30.01.2018
ФОП Пересадько Р.В., Івано-Франківська обл.	Івано-Франківська обл., Тлумачький р-н, с. Королівка, вул. Загора, 49	»	0,1	09.10.2018
ТОВ «ЕПГ «Югенергопромтранс», ТЕС	м. Переяслав-Хмельницький, вул. Героїв Дніпра, 38а/1	»	5,0	30.11.2018
ТзОВ «Мебель-сервіс», ТЕЦ, Львівська обл., с. Полове	Львівська обл., Радехівський р-н, с. Полове, вул. Дубрівка, 14	»	2,4	30.11.2018

Закінчення табл. 3.4

Назва об'єкта	Адреса	Вид палива	Потужність, МВт	Дата отримання ЗТ
«Біо-ТЕС», ТЕС	Закарпатська обл., м. Рахів	Тріска	6,0	—
Кам'янець-Подільська ТЕЦ	Хмельницька обл., м. Кам'янець-Подільський, вул. Кригіякевича, 3	»	1,80	14.11.2019
ТОВ «Аякс Дніпро», 1-ша черга ТЕС	м. Дніпро, вул. Байкальська	Лушпиння	16,0	05.04.2019
ТОВ «Ейджі Ел Енерджі», ТЕС	Харківська обл., Нововодолазький р-н, смт Нова Водолага, вул. Харківська, 146/1	»	7,0	17.01.2020
ТОВ «Поліська ТЕС»	Житомирська обл., м. Овруч, вул. Металістів, 10г	Тріска	5,9	13.12.2019
ФОП Стельмашук Віра Дмитрівна	Івано-Франківська обл., Надвірнянський р-н, смт Делятин, вул. Погрібнич, 138а	»	0,1	20.12.2019
ТОВ «ПГС-Енергія»	м. Запоріжжя, вул. Перспективна, 17	Лушпиння	2,7	22.04.2020
ПРАТ «Поез-Кернел Груп»	м. Полтава, вул. Бірюзова Маршала, 17	»	10,38	02.06.2021
ТОВ «Біо Електрікс»	Хмельницька обл., Ізяславський р-н, с. Клубівка, вул. Заводська, 1	Тріска	6,0	13.10.2020

3.2. Поточний стан розвитку біоенергетики в Україні

ТОВ «Бандурський олійноекстракційний завод»	Миколаївська обл., Первомайський р-н, с. Бандурка, вул. Центральна, 40	Лушпиння	13,685	22.09.2021
ТОВ «Південь Біо Енерджи»	м. Миколаїв, пл. Заводська, 13	Пелети деревні, брикети деревні	3,0	18.08.2021
ТОВ «Українська Чорноморська Індустрія»	Одеська обл., м. Чорноморськ, вул. Транспортна, 44	Лушпиння	16,04	06.08.2021
Разом, МВт			152,01	

робництва електроенергії, стимулюючий тариф у секторі виробництва теплової енергії, часткова компенсація вартості обладнання (табл. 3.7), можливість спільного фінансування в рамках Державного фонду регіонального розвитку.

6 серпня 2021 р. електроенергію, вироблену з біомаси та біогазу, було реалізовано на дебютному аукціоні, на якому державне підприємство «Гарантований покупець» запропонувало відновлювану електричну енергію з різних джерел походження.

11 100 МВт · год придбаної електричної енергії з біомаси та біогазу було відпущено протягом вересня 2021 р.

Галузь виробництва рідких біопалив для транспорту зазнала негативних наслідків через неузгоджену і непослідовну політику. Зокрема, відповідальним за розвиток біопаливної галузі органом є Держенергоефективності, однак найбільше інструментів впливу на неї, відповідно до Податкового кодексу, має ДФС. Інший приклад – Закон «Про альтернативні види палива» до 20.09.2015 передбачав, що вміст біоетанолу в бензині має становити

Таблиця 3.5. Когенераційні установки на біогазі в АПК

Назва об'єкта	Адреса	Вид палива	Потужність, МВт	Дата отримання ЗТ
ПРАТ «Оріль-Лідер», ТЕЦ	Дніпропетровська обл., Петриківський р-н, с. Єлизаветівка	Послід курячий. Силос сорго	5,692	21.11.2013
ТОВ «Гудвеллі Україна»	Івано-Франківська обл., Калуський р-н, с. Копанки, вул. Лісова, 1г	Гній свиней. Силос	1,166	07.08.2014
ТОВ «Рокитнянський цукровий завод», комплекс з виробництва електроенергії з біогазу	Київська обл., смт Рокитне	Жом. Гній ВРХ. Послід курячий	2,382	28.05.2015
ТОВ «Комерцбудпаст», 1-ша черга будівництва цеху ПАТ «Чорнобаївське»	Херсонська обл., Білозерський р-н, територія Східненської сільської ради	Послід курячий	3,120	07.11.2016
ТОВ «Теофіпольська енергетична компанія»	Хмельницька обл., Теофіпольський р-н, за межами населеного пункту Коров'є Новоставецької сільської ради	Жом	5,109	05.10.2017
ПРАТ «Екопрод», 1-ша черга	Донецька обл., Волноваський р-н, м. Волноваха, вул. Шевцової, 9в/1	Гній ВРХ. Силос	1,487	11.01.2018
ТОВ «Агропідприємство «Зелений Гай»	Миколаївська обл., Вознесенський р-н, с. Бузьке, вул. Зеленогаївська, 1б	Силос кукурудзи	0,125	13.02.2018

3.2. Поточний стан розвитку біоенергетики в Україні

ТОВ «Київ Біо Центр»	Київська обл., Баришівський р-н, Бзівська сільська рада (за межами населеного пункту)	Гній ВРХ. Силос	0,303	26.06.2018
ТОВ «Городище-Пустоварівська аграрна компанія»	Чернігівська обл., Прилуцький р-н, землі Богданівської сільської ради (за межами населеного пункту)	Жом. Меляса	2,406	31.07.2018
ТОВ «Торговий Дім Вімексім», 1-ша черга	Одеська обл., Окнянський р-н, смт Окни	Силос кукурудзи	1,203	28.09.2018
ТОВ «Городище-Пустоварівська аграрна компанія»	Чернігівська обл., Варвинський р-н, територія Журавської сільської ради	Гній свиней. Силос кукурудзи	1,203	15.02.2019
СПРАТ «Україна»	Миколаївська обл., Доманівський р-н, с. Мостове	Гній ВРХ. Силос кукурудзи	0,401	17.05.2019
ТОВ «Екокошет»	Закарпатська обл., Мукачівський р-н, с. Чопівці	Гній свиней. Силос кукурудзи	1,064	21.06.2019
ТОВ «Городище-Пустоварівська аграрна компанія»	Київська обл., Володарський р-н, Городище-Пустоварівська сільська рада	Гній свиней. Силос кукурудзи	2,406	25.06.2019
ТОВ «Теофіпольська енергетична компанія», 2-га черга	Хмельницька обл., Теофіпольський р-н, с. Корове	Силос кукурудзи	10,500	25.06.2019
ТОВ «Юзефо-Миколаївська біогазова компанія»	Вінницька обл., Козятинський р-н, с. Широка Гребля, вул. Заводська, 4а	Жом	3,200	30.07.2019

Розділ 3. РОЗВИТОК БІОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

Закінчення табл. 3.5

Назва об'єкта	Адреса	Вид палива	Потужність, МВт	Дата отримання ЗТ
ТОВ «Вінницька птахофабрика»	Вінницька обл., Тульчинський р-н, територія Заозерненської сільської ради	Послід курячий Гній ВРХ. Силос. Шлам ОС	12,000	13.12.2019
ТОВ «Деметра Біоенергія»	Рівненська обл., Млинівський р-н, с. Бокійма, вул. Онуфрієнка, 1	Гній свиней Силос кукурудзи	0,527	20.12.2019
ТОВ «Еліта»	Київська обл., смт Терезине	Гній свиней. Гній ВРХ	0,250	—
Свиноферма корпорації «Агро-Овен»	Дніпропетровська обл., с. Оленівка	Гній свиней	0,160	—
Ферма ВРХ ТОВ «Українська молочна компанія»	Київська обл., с. Великий Крупиль	Гній ВРХ	0,625	—
Глобинський цукровий завод «Астарга-Київ»	Полтавська обл., смт Глобине	Жом. Силос. Фуз	0,500	—
«Деміс-Агро»	Дніпропетровська обл., м. Підгородне	Гній свиней	0,125	—
ПП «Сігма»	Дніпропетровська обл., с. Піщанка	Те саме	0,315	—
I&U Group, Капітанівський цукровий завод	Кіровоградська обл.	Жом цукрових буряків	5,500	—

3.2. Поточний стан розвитку біоенергетики в Україні

ТОВ «Агрофірма ім. Чкалова»	Кіровоградська обл., Новомиргородський р-н, Капітанівська селищна рада	Відходи цукрового виробництва	6,004	05.08.2020
ТОВ «Теофіпольська енергетична компанія»	Хмельницька обл., Теофіпольський р-н	Відходи підприємств АПК	6,004	16.06.2021
ТОВ «Корсунь Еко Енерго»	Черкаська обл.	Те саме	7,5	11.10.2019
ТОВ «Діоніс Біогаз Енерджі»	Житомирська обл., Житомирський р-н, Квітнева територіальна громада, за межами с. Ставище	» »	4,5	13.10.2021
ПРАТ «РМС «Олександрійська»	Рівненська обл., Рівненський р-н, Олександрійська сільська рада, комплекс будівель і споруд № 1, буд. 4	» »	0,1	18.08.2021
Разом, МВт			85,877	

Таблиця 3.6. КГУ на біогазі з полігонів та звалищ твердих побутових відходів

Назва об'єкта	Місто	Потужність, кВт	Початок генерації е/е
ТОВ ЛНК	Київ	2126	01.04.2012
» »	Бориспіль	1063	01.06.2013
ТОВ «ТІС Еко»	Маріуполь	1122	01.10.2013
ТОВ ЛНК	Бровари	885	01.08.2014
» »	Житомир	1063	01.04.2015
» »	Миколаїв	1063	01.10.2015
ТОВ «АЕУ Енерго»	Вінниця	999	01.01.2016
ТОВ ЛНК	Черкаси	600	01.04.2017
ТОВ «Кліар Енерджі»	Івано-Франківськ	660	01.05.2017
» » »	Харків	1908	01.12.2017
» » »	Кривий Ріг	2217	01.12.2017
» » »	Чернігів	1131	01.01.2018
ТОВ «Біогаз Енерджі»	Хмельницький	659	01.01.2018
ТОВ «Біогаз Енерджі»	Луцьк	330	01.01.2018
» » »	Кременчук	845	01.02.2018
ТОВ «Мастеренерго Інвест»	Рівне	657	01.08.2018
ТОВ «Міжнародний центр газових технологій»	Кам'янець-Подільський	630	01.10.2018
ТОВ «Біогаз Енерджі»	Полтава	1003	01.01.2019
ТОВ «Біогаз Україна»	Запоріжжя	3201	01.03.2019
ТОВ «Біогаз Енерджі»	Херсон	625	01.06.2019
» » »	Біла Церква	845	01.10.2019
ТОВ ЛНК	Кропивницький	635	01.01.2020

3.2. Поточний стан розвитку біоенергетики в Україні

Закінчення табл. 3.6

Назва об'єкта	Місто	Потужність, кВт	Початок генерації е/е
ТОВ «Енерго Січ»	Дніпро	2044	01.01.2020
ТОВ «Биогаз Енерджи-Тернопіль»	Тернопіль	659	18.11.2020
ТОВ «Кліар Енерджи-Одеса»	Одеса	3509	03.04.2020
ТОВ «Міжнародний центр газових технологій»	Кам'янець-Подільський	220	15.04.2020
Всього, МВт			30,699

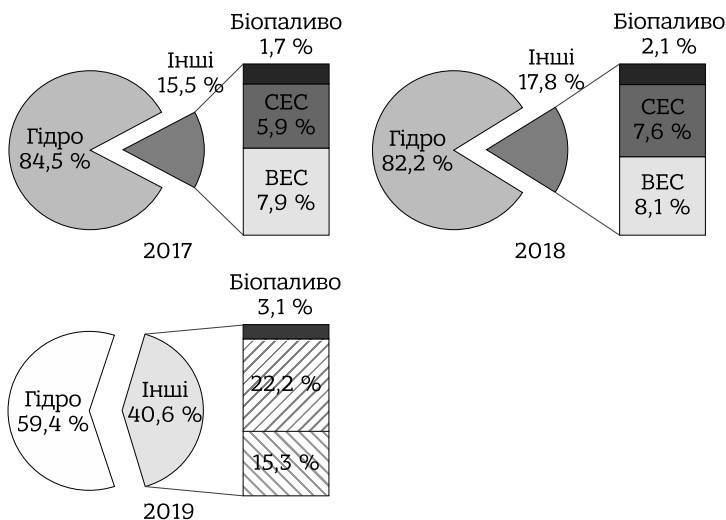


Рис. 3.5. Структура виробництва електроенергії з ВДЕ в Україні (енергетичний баланс України за 2019 рік)

Джерело: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2021/energ/En_bal/Bal_2019_final.xls

Таблиця 3.7. Механізми стимулювання виробництва енергії з біомаси та біогазу

Сектор	Спосіб	Технології	Рік	Період	Основні показники
Електрична енергія	«Зелений» тариф	Біомаса, біогаз	2009	До 01.01.2023	12,39 євроцента / кВт · год без ПДВ для біомаси / біогазу
Електрична енергія	Аукціони з розподілу квоти підтримки	Біомаса та біогаз – Добровільно	2019 (станом на 01.03.2022 ще не почалися)	20 років з дати надання документів, що підтверджують готовність до експлуатації та підключення до мережі	Як очікується, на 10 % нижче від «зеленого» тарифу
Електрична енергія	Надбавка до «зеленого» тарифу	Промислові електростанції		Введені в експлуатацію до 31.12.2024	Розмір надбавки до «зеленого» тарифу: +5 % (за використання 30–50 % обладнання українського виробництва); +10 % (за використання 50–70 % обладнання українського виробництва); +20 % (за використання 70 % і більше обладнання українського виробництва)

3.2. Поточний стан розвитку біоенергетики в Україні

Теплова енергія	Стимулюючий тариф. Спроцєдена процедура встановлення	АДЕ та вторинні енергетичні ресурси	2017	Необмежено	90 % тарифу на теплову енергію, вироблену з природного газу для населення та бюджетних організацій
Теплова енергія	Урядова програма «Теплі кредити» ¹	Котли на біопаливі	2015	Рішення про продовження Програми та і умови приймається щороку (рішення про продовження Програми на 2022 р. ще не прийнято)	У 2021 р.: 20 % суми кредиту (але не більш як 12 тис. грн) на придбання негазових / неелектричних котлів для фізичних осіб; 35 % суми кредиту (але не більш як 14 тис. грн) на придбання енергоефективного обладнання / матеріалів для фізичних осіб — власників приватних будинків
Теплова енергія	Урядова програма здешевлення сільськогосподарської техніки та обладнання вітчизняного виробництва ²	Зерносушарки з теплогенератором на біопаливі та біотеплогенератори для зерносушарок	2017	Необмежено	Компенсація 25 % вартості обладнання відповідно до затвердженого переліку

¹ <https://sae.gov.ua/uk/consumers/tepli-kredyty>. ² <https://minagro.gov.ua/ua/pidtrimka/kompensaciya-sg-tehniki>

Таблиця 3.8. **Виробництво рідких біопалив у транспортному секторі України, тис. т н. е.**

Паливо	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Біоетанол	42	42,4	35,1	38,4	47,01	37,24	88,1
Біодизель	—	—	—	—	—	—	—

Джерело: <https://www.energy-community.org/implementation/Ukraine/reporting.html>

не менш як 7 %, проте відповідна норма не вплинула на розвиток виробництва біопалива, оскільки не було створено систему обліку та контролю за дотриманням норм щодо вмісту біокомпонентів у моторному паливі. У зв'язку з номінальним характером такої квоти відповідну вимогу було скасовано у 2015 р.¹⁵ У період з 2004 по 2012 р. в Україні з'явилося понад 80 виробництв біодизелю та 14 заводів з виробництва біоетанолу, проте через обкладення акцизом (у 2012 р. — біодизель і у 2014 р. — біоетанол) виробництво біодизелю припинилося, а виробництво біоетанолу станом на 2019 р. становило лише 88 тис. т н. е. (табл. 3.8)¹⁶.

30 червня 2021 р. Верховна Рада України схвалила в першому читанні проект Закону № 3356-д «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо обов'язковості використання рідкого біопалива (біокомпонентів) у галузі транспорту». Цей законопроект спрямований на імплементацію положень Директиви Європейського парламенту та Ради 2009/28/ЄС від 23 квітня 2009 р. про заохочення до використання енергії,

¹⁵ <https://regulation.gov.ua/book/127-zelena-kniga-rinok-biopaliva>

¹⁶ Звіт Держенергоефективності про результати стимулювання та використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел, в Україні за 2018–2019 pp. <https://saee.gov.ua/sites/default/files/Report%20to%20Energy%20Commun%20RES%20UKraine%202018-2019%20%28final%29.pdf>

виробленої з відновлюваних джерел, в частині забезпечення Україною виконання міжнародних зобов'язань щодо частки енергії з відновлюваних джерел у валовому кінцевому обсязі споживання енергії на транспорті та виконання зобов'язань, які взяла на себе Україна зі вступом до Енергетичного Співтовариства. У законопроекті № 3356-д запропоновано внести зміни до законів «Про альтернативні види палива» та «Про основні засади державного нагляду (контролю) у сфері господарської діяльності» в частині визначення з 1 травня 2022 р. обов'язкового вмісту рідкого біопалива (біокомпонетів) не менш як 5 % (об'ємних) за абсолютної похибки визначення $\pm 0,5$ % в усіх обсягах автомобільних бензинів,

Таблиця 3.9. Структура загального постачання первинної енергії України, млн т н. е.

Найменування джерел	2015 (факт)	2020 (прогноз)	2025 (прогноз)	2030 (прогноз)	2035 (прогноз)
Вугілля	27,3	18	14	13	12
Природний газ	26,1	24,3	27	28	29
Нафтопродукти	10,5	9,5	8	7,5	7
Атомна енергія	23	24	28	27	24
Біомаса, біопаливо та відходи	2,1	4	6	8	11
Сонячна та вітрова енергія	0,1	1	2	5	10
ГЕС	0,5	1	1	1	1
Термальна енергія	0,5	0,5	1	1,5	2
Разом, млн т н. е.	90,1	82,3	87	91	96

Джерело: Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Затверджено розпорядженням КМУ № 605-р від 18.08.2017. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text>

що відпускаються з місць виробництва пального, місць оптової торгівлі паливом та місць роздрібною торгівлі паливом, за винятком бензинів з октановим числом 98 і вище та бензинів, що постачаються для потреб Міністерства оборони, Державного резерву та для створення мінімальних запасів нафти і нафтопродуктів.

Основні середньострокові цілі розвитку сектору біоенергетики в Україні наведено в Енергетичній стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», прийнятій у 2017 р. Згідно з Енергетичною стратегією, внесок біомаси, біопалива та відходів у загальне постачання первинної енергії у 2035 р. має досягти 11 млн т н. е. (табл. 3.9), що становить 11,5 % ЗППЕ.

У Стратегії зазначено, що в Україні «зростатиме частка сектору електроенергетичної галузі, який використовує тверду біомасу та біогаз як енергоресурс, що зумовлюватиметься як відносною сталістю виробництва (за наявності ресурсної бази), так і тенденцією до формування локальних генеруючих потужностей. Перевага віддаватиметься одночасному виробництву теплової та електричної енергії в когенераційних установках і заміщенню вуглеводневих видів палива». Планується також, що частка місцевих альтернативних видів палива в місцевих паливно-енергетичних балансах збільшиться до 20 % у 2035 р.

Зазвичай біоенергетика відіграє найбільш вагомую роль у секторі виробництва теплової енергії і робить у нього найбільший внесок серед усіх відновлюваних джерел енергії. Тому важливою для розвитку біоенергетики є мета, встановлена в Концепції реалізації державної політики у сфері тепlopостачання¹⁷, – збільшення

¹⁷ Концепція реалізації державної політики у сфері тепlopостачання. Схвалено розпорядженням КМУ № 569-р від 18.08.2017. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/569-2017-%D1%80#Text>

частки використання альтернативних джерел енергії у виробництві теплової енергії до 40 % у 2035 р.

3 березня 2021 р. постановою Кабінету Міністрів України затверджено Національну економічну стратегію на період до 2030 року. Стратегія передбачає декарбонізацію економіки, що полягає, зокрема, в підвищенні енергоефективності, розвитку відновлюваних джерел енергії, розвитку циркулярної економіки та синхронізації з ініціативою «Європейський зелений курс». Конкретної цілі для біомаси стратегія не визначає, але за стратегічною ціллю 4 «Підвищення енергоефективності економіки та забезпечення екологічності енергетичного сектору» передбачається зменшення вуглецевого сліду паливно-енергетичного комплексу, залучення 10 млрд дол. США інвестицій у відновлювану енергетику, скорочення частки вугільної генерації, формування частки генерації з відновлюваних джерел енергії в загальному виробництві електроенергії на рівні 25 %¹⁸.

3.3. Аналіз бар'єрів для розвитку біоенергетики в Україні

Згідно з даними Енергетичного балансу України за 2019 р.¹⁹, підготовленого Державною службою статистики України, у структурі виробництва енергії з відновлюваних джерел біоенергетика мала найвагомішу частку – 79,3 %. Так, обсяг загального постачання первинної енергії з біопалив та відходів у 2019 р. становив 3362 тис. т н. е., що еквівалентно заміщенню 4,2 млрд м³/рік природного газу (понад 13 % загального споживання природного газу в Україні).

¹⁸ <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-zatverdzhennya-nacionalnoyi-eko-a179>

¹⁹ <http://www.ukrstat.gov.ua/express/expr2020/11/148.pdf>

Таблиця 3.10. Узагальнені показники Дорожньої карти розвитку біоенергетики України до 2050 року

Рік	Встановлена потужність		Споживання біопалива*, млн т н. е.	Заміщення природного газу, млрд м ³	Зміщення бензину та дизельного пального, млн т	Скорочення викидів CO ₂ , млн т / рік	Інвестиції, млрд евро		Створення робочих місць, од.
	МВт _т	МВт _{ен}					мін.	макс.	
2020	8 206	202	3,77	4,34	0,17	8,90	1,52	2,52	16 900
2025	12 276	844	5,83	6,35	0,25	14,31	3,73	6,06	31 400
2030	19 087	1846	8,57	9,11	0,39	21,35	7,07	11,44	54 300
2035	30 237	2804	12,01	12,62	0,50	30,37	10,78	17,43	86 200
2040	39 338	3609	15,13	15,77	0,67	38,66	14,15	22,85	115 400
2045	45 351	4299	17,64	17,98	0,96	45,79	16,94	27,38	139 000
2050	49 655	5230	20,28	19,92	1,23	54,40	19,70	31,81	162 700

* Включно з рідкими та газоподібними біопаливами для транспорту.

Таблиця 3.11. Бар'єри для розвитку біоенергетики України та можливі шляхи їх подолання

Бар'єр	Спосіб подолання, що пропонується
Відсутність затверженої Дорожньої карти розвитку біоенергетики України до 2050 року та Плану дій до 2025 року	Розглянути та офіційно затвердити розроблені проекти зазначених документів
Нерозвиненість ринку твердого біопалива	Запровадити систему електронної торгівлі твердим біопаливом за допомогою електронних аукціонів із забезпеченням якості біопалива (прийняти розроблений проект закону та необхідні підзаконні акти)
Недостатність державної підтримки для виробників біомаси і біопалива	Надати державну підтримку компаніям, що вирощують енергетичні рослини
Затримки та неповна оплата електроенергії за «зеленим» тарифом / встановлення обмеження щодо розрахунків із виробниками електричної енергії з біогазу та біомаси на рівні відповідних відсотків	Надати державну підтримку сільгоспвиробникам / фермерам у разі виробництва ними біомаси / біопалив та впровадження біоенергетичних проектів
	Забезпечити фінансову стабільність Гарантованого покупця

Закінчення табл. 3.11

Бар'єр	Спосіб подолання, що пропонується
<p>Дискримінаційні умови плати за небаланс для виробників електроенергії з біомаси і біогазу, порівняно з виробниками електроенергії з енергії сонця і вітру</p> <p>Відсутність аукціонів з державної підтримки проєктів з виробництва електроенергії з ВДЕ</p> <p>Неможливість отримати «зелений» тариф для нових виробників електроенергії з біомаси і біогазу, що розпочнуть роботу з 01.01.2023</p> <p>Труднощі виробників теплової енергії з біомаси з підключенням до теплових мереж ЦТ</p>	<p>Запровадити для виробників електроенергії з біомаси і біогазу допустиме відхилення фактичних обсягів відпуску електроенергії від графіка відпуску на рівні принаймні 5 % (наразі допустиме відхилення – 0 %)</p> <p>Розпочати проведення аукціонів з державної підтримки проєктів з виробництва електроенергії з ВДЕ</p> <p>Надати всім виробникам електроенергії з біомаси і біогазу можливість вибору між отриманням «зеленого» тарифу та участю в аукціонах</p> <p>Запровадження конкурентного ринку теплової енергії</p>
<p>Недосконалий механізм формування тарифів на теплову енергію, вироблену з альтернативних джерел енергії / запровадження мораторію на</p>	<p>Забезпечення недискримінаційного доступу незалежних виробників до теплових мереж ЦТ</p> <p>Запровадження торгів із закупівлі теплової енергії у незалежних виробників</p> <p>Надати виробникам теплової енергії з АДЕ можливість обирати порядок встановлення тарифу («принцип 90 %» або «субвартість+»)</p>

3.3. Аналіз бар'єрів для розвитку біоенергетики в Україні

<p>підвищення цін (тарифів) у сфері теплопостачання під час дії воєнного стану</p>	<p>Передбачити порядок продажу теплової енергії з АДЕ теплопостачальним організаціям</p>
<p>Необхідність сплачувати податок за викиди CO₂ для котелень, ТЕЦ, ТЕС на біомасі</p>	<p>Збільшити від сплати податку за викиди CO₂ установи, що спалюють біопаливо</p>
<p>Відсутність стимулів для виробництва і споживання рідкого біопалива та біогазу / біометану на транспорті</p>	<p>Прийняти регулювання щодо обов'язковості використання рідкого біопалива (біокомпонентів) у галузі транспорту</p>
<p>Необхідність обов'язкової державної реєстрації дигестату біогазових установок для використання як органічного добрива</p>	<p>Розробити і прийняти проект закону України щодо споживання біометану на транспорті</p>
<p></p>	<p>Скасувати вимогу обов'язкової державної реєстрації для дигестату, встановлену в Законі України «Про пестициди та агрохімікати»</p>
<p></p>	<p>Розробити і затвердити національний стандарт на дигестат при використанні його як органічного добрива чи поліпшувача ґрунту</p>

Перспективи біоенергетики детально окреслено в «Дорожній карті розвитку біоенергетики України до 2050 року»²⁰, розробленій авторами книги за підтримки програми ЄБРР «Україна: Сталі інновації у ланцюжку створення вартості в біоенергетиці». Згідно з наведеними в цьому документі узагальненими показниками, споживання всіх видів біопалив в Україні у 2050 р. перевищить 20 млн т н. е., що дасть можливість замінити майже 20 млрд м³/рік природного газу, більш як 1,2 млн т/рік бензину та дизельного пального, а також скоротити викиди CO₂ на понад 54 млн т/рік (табл. 3.10).

Однак нарощуванню біоенергетичних потужностей і успішному досягненню зазначених показників наразі заважає низка законодавчих бар'єрів. Через це спостерігається сповільнення розвитку сектору біоенергетики України порівняно з попередніми роками (рис. 3.4).

Перелік наявних законодавчих бар'єрів та можливі шляхи їх подолання наведено в табл. 3.11.

Для подолання зазначених бар'єрів Біоенергетичною асоціацією України за підтримки проекту ЄБРР напрацьовано проекти необхідних законів та інших нормативно-правових актів.

3.4. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.

Наприкінці 2019 р. ЄС прийняв і затвердив на всіх рівнях Європейський зелений курс, який має на меті досягнення кліматичної нейтральності ЄС до 2050 р. В Україні поки що подібних документів не прийнято, хоча в цьому є об'єктивна потреба. Зокрема, необхідно визначити місце біоенергетики в очікуваному «зеленому» енергетичному переході України. Є кілька важливих

²⁰ <https://uabio.org/materials/9115/>

факторів, які зумовлюють необхідність розроблення Дорожньої карти розвитку біоенергетики України до 2050 р.

По-перше, чинна енергетична стратегія України ставить амбітну мету досягти 11 млн т н. е. з біомаси, біопалива та відходів у загальному постачанні первинної енергії у 2035 р., але не уточнює, за рахунок яких видів біомаси / біопалив, з використанням яких технологій і в яких секторах це буде здійснено.

По-друге, Україна має міжнародні зобов'язання щодо скорочення викидів парникових газів згідно з Паризькою кліматичною угодою. Наразі обговорюються зобов'язання зі зменшення до 2030 р. викидів парникових газів на 65 % відносно рівня 1990 р. Йдеться також про плани України стати кліматично нейтральною країною до 2060 р. Поза сумнівом, біоенергетика відіграватиме значну роль у декарбонізації економіки.

Третій фактор пов'язаний з тим, що вже зараз обладнання більшості потужностей вугільних ТЕС в Україні перебуває на межі фізичного зносу. Крім того, до 2050 р. закінчатся усі можливі терміни продовження експлуатації більшості АЕС країни. Дорожня карта розвитку біоенергетики на період до 2050 р. покаже, які саме біопалива, біоенергетичні установки і технології зроблять свій внесок у заміщення тих потужностей теплової генерації і АЕС, які буде виведено з експлуатації до 2050 р.

Часові межі та реперні точки Дорожньої карти

Дорожня карта розвитку біоенергетики України до 2050 р.²¹, розроблена авторами книги за підтримки проєкту ЄБРР «Україна: Сталі інновації у ланцюжку ство-

²¹ <https://uabio.org/materials/9115/>

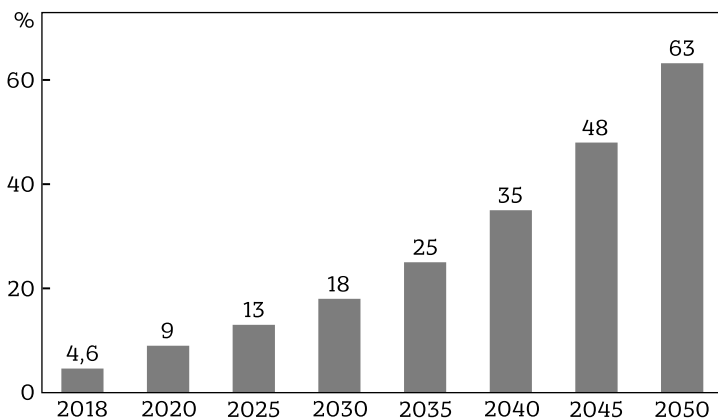


Рис. 3.6. Прогноз частки ВДЕ у загальному постачанні первинної енергії до 2050 р.

рення вартості у біоенергетиці», охоплює період з 2020 до 2050 р. і має кілька реперних точок. Одна з них – 2030 р., оскільки новий НПДВЕ, за яким споживання біомаси, біопалива та відходів (згідно з чинною Енергостратегією) має становити не менш як 8 млн т н. е., розробляється до 2030 р. Друга реперна точка враховує ціль з розвитку біоенергетики, поставлену Енергетичною стратегією України на 2035 р., – 11 млн т н. е. біомаси, біопалив та відходів у загальному постачанні первинної енергії.

Прогнози, наведені в Дорожній карті, відповідають сценарію досягнення 60 % ВДЕ в загальному енергобалансі в 2050 р. (рис. 3.6), у тому числі по окремих секторах:

- виробництво електроенергії – 70 % ВДЕ;
- виробництво теплової енергії – 65 % ВДЕ;
- транспорт – 35 % ВДЕ.

Реалізація зазначених цілей можлива за умови зменшення ЗППЕ у 2050 р. порівняно з 2018 р. (93,2 млн т н. е.) на 9 % (до 85 млн т н. е.).

3.4. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.

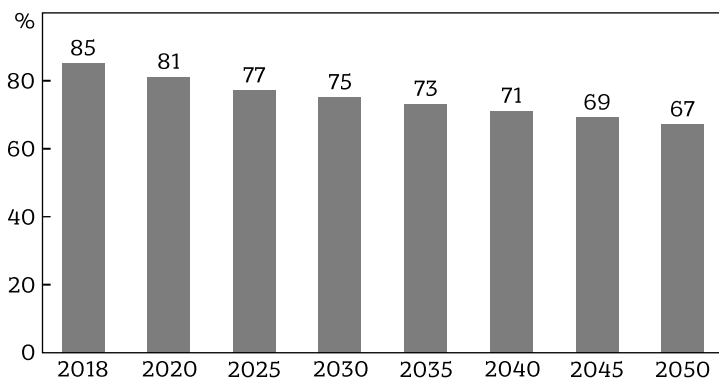


Рис. 3.7. Прогноз частки біомаси від усіх ВДЕ у виробництві теплової енергії

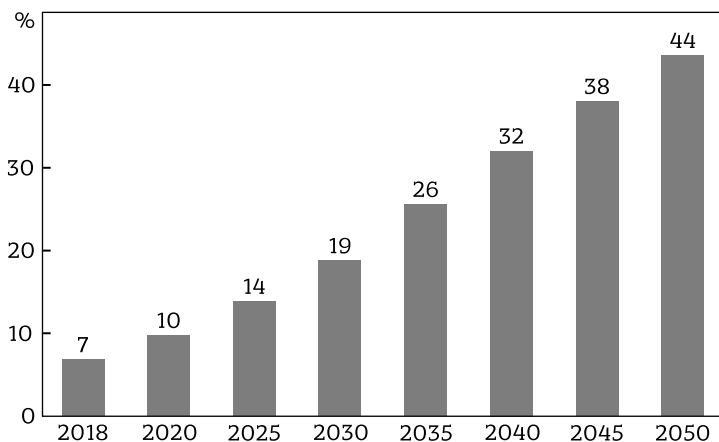


Рис. 3.8. Прогноз частки біомаси у загальному виробництві теплової енергії

Стосовно виробництва теплової енергії з ВДЕ важливо зазначити, що наразі до 85–90 % загального обсягу припадає на біомасу. Згідно з прогнозом авторів книги, найбільший обсяг тепла з ВДЕ в країні і в подаль-

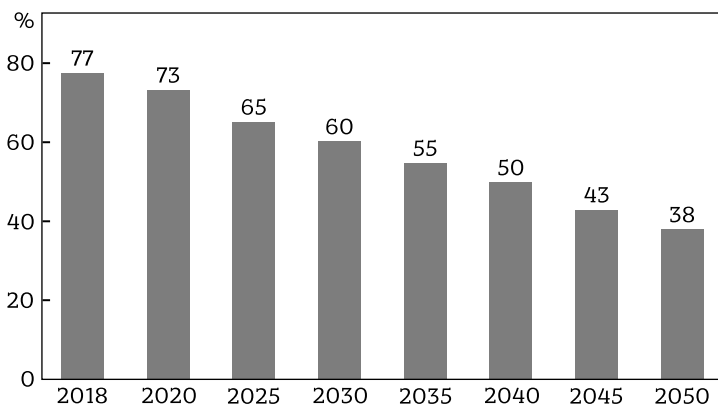


Рис. 3.9. Прогноз частки біомаси від усіх ВДЕ у загальному постачанні первинної енергії в Україні

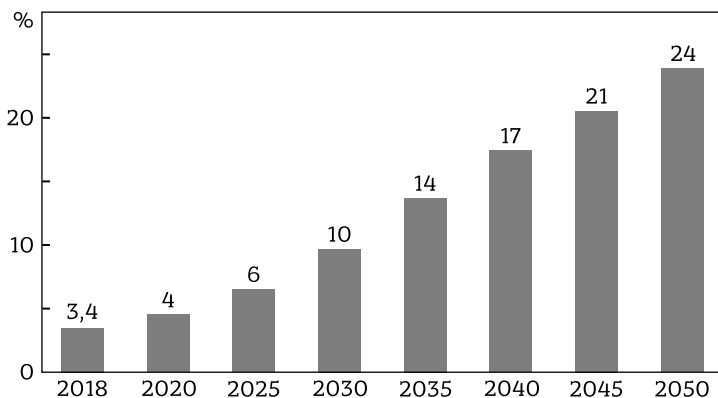


Рис. 3.10. Прогноз частки біомаси у загальному постачанні первинної енергії в Україні

шому отримуватимуть з використанням біомаси. З огляду на це в Дорожній карті розвитку біоенергетики України до 2050 р. передбачено високі частки біомаси від усіх ВДЕ у виробництві теплової енергії (рис. 3.7). За прийнятої в Дорожній карті динаміки зміни ЗППЕ і його

структури це відповідає частці біомаси у загальному виробництві тепла у 2050 р. на рівні 44 % (рис. 3.8).

За підсумками виконаного прогнозування розвитку біоенергетики у секторах виробництва теплової енергії, електроенергії і на транспорті отримано дані щодо можливого внеску біомаси /біопалив у виробництво відновлюваної енергії і загальне постачання первинної енергії в Україні до 2050 р. – відповідно, 38 і 24 % у 2050 р. (рис. 3.9, 3.10).

Потенціал біомаси в Україні та його оцінка до 2050 р.

Енергетичний потенціал біомаси в Україні за даними 2019 р. становив близько 24 млн т н. е./рік. Основними його складовими є первинні сільськогосподарські залишки (солома зернових колосових культур та ріпаку, побічні продукти виробництва кукурудзи та соняшнику) і енергетичні рослини (верба, тополя, міскантус і силос кукурудзи для виробництва біогазу). Експертні оцінки показують, що у 2050 р. цей потенціал може зрости до майже 48 млн т н. е./рік, тобто фактично подвоїтися (табл. 3.12). Таким чином, рівень споживання біопалив у 2050 р., передбачений у Дорожній карті (близько 20 млн т н. е.), становитиме лише 42 % наявного на той час потенціалу біомаси.

До основних факторів зростання енергетичного потенціалу біомаси у період до 2050 р. належать:

- підвищення врожайності сільськогосподарських культур, насамперед зернових;
- істотне збільшення економічного потенціалу біогазу з різних видів сировини завдяки таким чинникам: розширення сировинної бази для виробництва біогазу через включення пожнивних решток; зростання виробництва основної продукції різних галузей промисловості; укрупнення тваринницьких підприємств; перехід від

Таблиця 3.12. Прогноз енергетичного потенціалу біомаси в Україні у 2050 р.

Вид біомаси	Теоретичний потенціал, млн т	Потенціал, доступний для енергетики (економічний)	
		Частка теоретичного потенціалу, %	млн т н. е.
Солома зернових культур ¹	49,2	30	5,04
Солома ріпаку	5,9	40	0,81
Побічні продукти виробництва кукурудзи на зерно (стебла, стрижні) ¹	58,1	40	4,45
Побічні продукти виробництва соняшнику (стебла, кошики)	29,0	40	1,66
Вторинні сільськогосподарські залишки (лушпиння соняшнику)	2,6	100	1,08
Деревна біомаса (паливна деревина, порубкові залишки, відходи деревообробки) ¹	12,3	96	2,88
Деревна біомаса (сухостій, деревина із захисних лісосмуг, відходи ОВБСН)	8,8	45	1,02
Біодизель (I і II покоління) ¹	—	—	1,10
Біоетанол (I і II покоління) ¹	—	—	2,33
Біогаз з відходів та побічної продукції АПК ¹	8,4 млрд м ³ CH ₄	83	5,92
Біогаз з ТПВ ¹	0,7 млрд м ³ CH ₄	70	0,42
Біогаз зі стічних вод (промислових і комунальних) ¹	0,4 млрд м ³ CH ₄	31	0,11
Енергетичні рослини ¹ :			
верба, тополя, міскантус ²	34,5	100	14,65
кукурудза (на біогаз) ²	7,5 млрд м ³ CH ₄	100	6,43
Разом	—	—	47,90

¹ Складові потенціалу біомаси, зростання яких очікується до 2050 р. Інші складові, згідно з консервативним підходом, залишено на рівні значень потенціалу 2019 р. ² За умови вирощування на 2 млн га незадіяних сільськогосподарських земель.

3.4. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.

захоронення ТПВ до використання технології механіко-біологічної обробки;

- подвоєння площ під енергорослинами та збільшення їх врожайності;
- зростання частки вирубувань річного приросту деревини в лісах;
- перехід на моторні біопалива II покоління і нові види сировини для моторних біопалив I покоління.

Запропоноване використання біоенергетичного потенціалу за видами біомаси та отриманого енергоносія до 2050 р.

Прогнозується, що у 2050 р. для енергетичних потреб буде залучено близько 20 млн т н. е. біомаси / біопалив таких видів: деревна біомаса, первинні та вторинні сільськогосподарські залишки, енергетичні рослини, біогаз з різних видів сировини, рідкі біопалива (біодизель, біоетанол) (рис. 3.11). Дорожня карта передбачає значне збі-

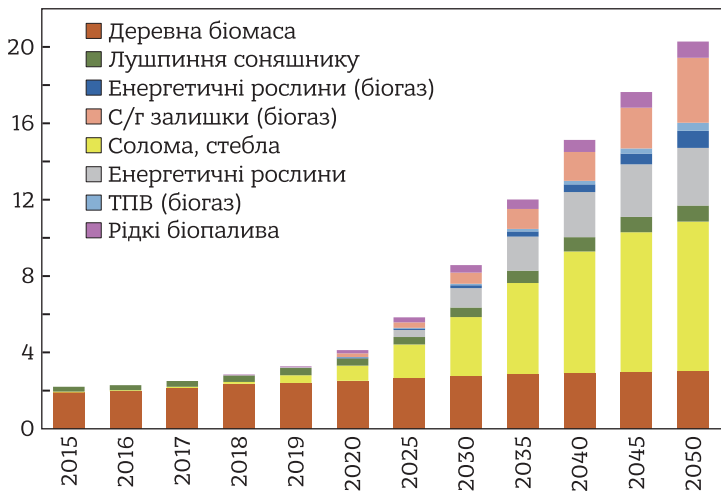


Рис. 3.11. Структура використання біопалив в Україні до 2050 р. за їх видами, млн т н. е.

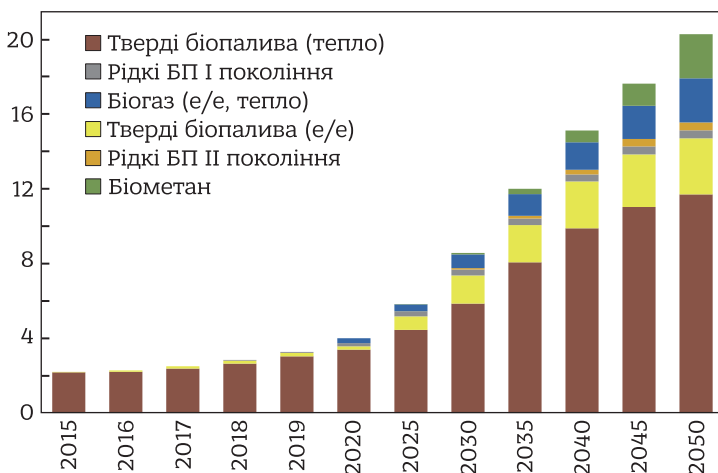


Рис. 3.12. Структура використання біопалив в Україні до 2050 р. за видами отриманого енергоносія, млн т н. е.

льшення обсягів енергетичного використання агробіомаси, передусім стебел та іншої побічної продукції виробництва кукурудзи та соняшнику.

В Україні більш як половина кінцевого споживання енергії припадає на теплову енергію. Зважаючи на це, згідно з Дорожньою картою, у 2050 р. близько половини загального обсягу споживання біопалив становитимуть тверді біопалива, що використовуються для виробництва теплової енергії (11,7 млн т н. е.) (рис. 3.12). Решта розподілятиметься між твердими біопаливами для виробництва електроенергії (3,0 млн т н. е.), біогазом (2,36 млн т н. е.), біометаном (2,36 млн т н. е.), рідкими біопаливами I покоління (0,43 млн т н. е.) та II покоління (0,43 млн т н. е.).

Біоенергетичне обладнання, передбачене для впровадження до 2050 р.

Згідно з виконаними розрахунками, загальна встановлена потужність біоенергетичного обладнання у 2050 р.

3.4. Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р.

Таблиця 3.13. Прогноз встановленої потужності біоенергетичного обладнання в Україні у 2050 р.

Вид обладнання	Загальна встановлена потужність у 2050 р.	
	МВт _т	МВт _{ел}
<i>Побутовий сектор</i>		
Побутові котли, пічки на деревній біомасі (дрова, гранули, брикети)	5 285	
Побутові котли на агробіомасі (гранули, брикети, малі тюки)	7 500	
Побутові котли на енергетичних рослинах (гранули, тріска)	6 000	
<i>ЦТ + бюджетна сфера</i>		
Котли (деревна біомаса)	600	
Котли (первинні с/г залишки)	12 750	
Котли (вторинні с/г залишки)	900	
Котли (енергетичні рослини)	2 750	
ТЕЦ (деревна біомаса)	225	75
ТЕЦ (первинні с/г залишки)	1 500	500
ТЕЦ (енергетичні рослини)	2 250	750
<i>Промисловість</i>		
Котли (деревна біомаса)	1 400	
Котли (первинні с/г залишки)	30 000	
Котли (вторинні с/г залишки)	300	
ТЕЦ (деревна біомаса)	240	80
ТЕЦ (первинні с/г залишки)	1 520	475
ТЕЦ (вторинні с/г залишки)	300	100
ТЕЦ (біогаз, біометан)	2 870	2 040
ТЕС (первинні с/г залишки)		380
ТЕС (вторинні с/г залишки)		160
ТЕС (деревна біомаса)		55
ТЕС (енергетичні рослини)		340
ТЕС ОЦР (первинні с/г залишки)		25
ТЕЦ на біогазі з відходів (полігони ТПВ, МБО відходів, стічні води)	265	250
Разом	49 655	5 230

становитиме близько 50 ГВт_т і 5,2 ГВт_{ел}. В табл. 3.13 показано розподіл обладнання по секторах у 2050 р.: побутовий сектор (побутові котли, пічки на твердому біопаливі), ЦТ та бюджетна сфера (котли і ТЕЦ на твердому біопаливі), промисловість (котли, ТЕЦ, ТЕС, ТЕС ОЦР на твердому біопаливі, ТЕЦ на біогазі / біометані, ТЕЦ на біогазі, отриманому з відходів). Попередні експертні оцінки свідчать про те, що реалізація Дорожньої карти потребує інвестицій в обсязі 21–33,5 млрд євро залежно від вартості обладнання, яке буде впроваджено.

Узагальнені дані розробленої Дорожньої карти для реперних років містяться в табл. 3.10. Очікується, що загальне споживання біопалив зросте до понад 20 млн т н. е./рік у 2050 р. Близько 50 % цих біопалив будуть використовуватися для виробництва теплової енергії і безпосередньо заміщуватимуть природний газ. Решта заміщуватимуть вугілля і атомну генерацію при виробництві електроенергії і нафтопродукти на транспорті. Розвиток біоенергетики приведе до заміщення близько 20 млрд м³/рік природного газу, скорочення викидів парникових газів до понад 54 млн т CO₂/рік та створення більш як 160 тис. робочих місць до 2050 р.

Отже, наведені оцінки свідчать про те, що біоенергетика становитиме значну і невід'ємну частину «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 р.



ТЕХНОЛОГІЇ ЗАГОТІВЛІ БІОМАСИ АГРАРНОГО ПОХОДЖЕННЯ

Первинні сільськогосподарські залишки (солома, стебла і стрижні кукурудзи, стебла і кошики соняшнику тощо) утворюють найбільший наявний потенціал біомаси аграрного походження, доступної для енергетичного використання в Україні (табл. 3.1). Така біомаса розосереджена по площі поля і тому потребує додаткових витрат на збирання на відміну від вторинної сільськогосподарської біомаси. Обсяги біомаси суттєво залежать від сортових особливостей сільськогосподарських культур, ґрунтово-кліматичних умов, застосованої агротехнології тощо. Наявні технології заготівлі дозволяють частково зібрати лише надземну частину культури – побічну продукцію, наприклад солому та полову, яких зазвичай збирають від 2 до 5 т/га. При цьому стерня та підземна частина рослини залишаються у полі.

Побічна продукція рослинництва характеризується низькою насипною щільністю (наприклад, солома у неущільненому вигляді має 20–50 кг/м³), тому для забезпечення ефективної логістики таку біомасу доцільно ущільнювати у тюки (рулони), брикети або гранули.

Вміст вологи у побічній продукції рослинництва впливає переважно на її теплотворну здатність. Крім того, волога спричиняє псування біомаси під час зберігання. Ці та інші особливості рослинних решток слід враховувати при плануванні та організації ланцюжка «заготівля–поставка».

Необхідність використання спеціалізованих машин і обладнання для збирання, переробки та логістики побічної продукції рослинництва і вироблених з неї твердих біопалив призводить до значних капітальних витрат. Прикладами такої техніки є прес-підбирачі великих прямокутних тюків, самозавантажувальні причепа, потужні трактори, навантажувачі, автотранспорт, дробарки, прес-брикетувальники, гранулятори тощо. Ця техніка має бути максимально завантажена, що потребує ретельного планування з огляду на сезонність сільськогосподарської діяльності, залежність від погодних умов та агротехнологічні обмеження. Ефективність заготівлі, переробки та логістики агробіомаси суттєво залежить від професіоналізму працівників. Крім того, особливу увагу слід приділяти підготовці складів, забезпеченню належних умов для зберігання біомаси та біопалива. Також важливо налагодити контроль і моніторинг якості й кількості поставленої сировини та виробленої готової продукції.

Заготівля соломи зернових колосових

В Україні фермери можуть збирати від 2 до 4,5 т с. р. соломи на гектар. Солома зернових культур зазвичай має відносно низький вміст вологи (менш як 20 %) і може бути гранульована / тюкована або спалена без попереднього висушування. Слід зазначити, що найкраще значення вмісту вологи в соломі – 11–15 %.

Для енергетичних потреб останніми роками найбільшого поширення набула заготівля соломи у великих



Рис. 4.1. Схема організації виробничого процесу заготівлі та використання соломи

прямокутних тюках²². Ланцюжок постачання біомаси складається з валкування соломи зернозбиральним комбайном, тюкування, збирання тюків та тимчасового зберігання поблизу поля, завантаження та транспортування тюків соломи до основного сховища (рис. 4.1). Залежно від місцевих умов та наявної техніки фермери можуть внести деякі зміни в цей ланцюжок постачання.

Початкові умови для розрахунків заготівельного ланцюжка: тривалість збирання врожаю – 25 днів, тривалість роботи – 10 год/день, відрахування на технічне обслуговування та ремонт – 5 %, амортизація – 10 років, зарплата оператора – 17,7 євро/день. Розглянуто три сценарії збирання соломи: мінімальний – збирання 2,0 т с. р./га; середній – 3,0 т с. р./га; максимальний – 4,5 т с. р./га. Великі прямокутні тюки транспортують вантажівкою з напівпричепом до сховища на відстань до 10 км.

²² Енергія з соломи. Технологія, стратегії та інновації у Данії. 2-ге вид. https://uabio.org/wp-content/uploads/2021/02/Straw-to-Energy_AgroBioHeat_Ukrainian.pdf

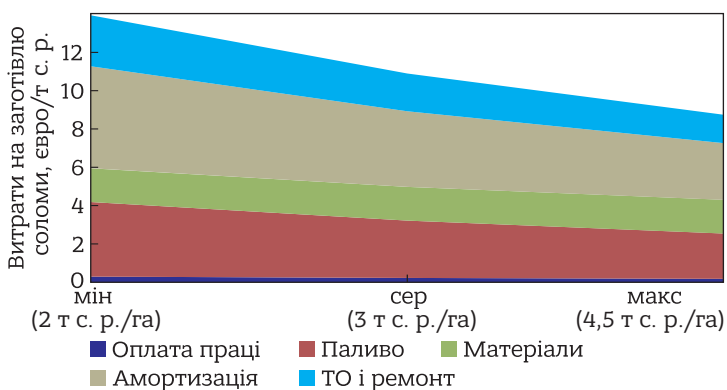


Рис. 4.2. Вартість заготівлі соломи прес-підбирачем великих прямокутних тюків

Таблиця 4.1. Техніко-економічна оцінка заготівлі соломи

Показник	Вихід соломи, т с. р./га		
	2,0	3,0	4,5
Обсяг заготівлі біомаси, т с. р./рік	3150	4253	5670
Капітальні витрати, тис. євро	216	233	254
Операційні витрати, тис. євро/рік	34,6	36,6	42,1
Кредитні кошти (частка кап. витрат), %		60	
Ставка за кредитом, %		7	
Повна собівартість тюків ¹ , євро/т с. р.	16,9	13,9	11,7
Продажна ціна біомаси ² , євро/т с. р. з ПДВ		25	
Простий термін окупності, років	8,1	5,8	4,4
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 7 %)	>10	7,4	5,1
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	5,2	15,8	27,2

¹ Вартість включає прямі витрати на збирання біомаси та відрахування на амортизацію обладнання. ² Ціна дорівнює ціні продажу соломи вологістю $W = 15\%$ в розмірі 20,8 євро/т без ПДВ.

Результати оцінки чистої вартості заготівлі соломи для трьох обсягів виходу біомаси на одиницю площі наведено на рис. 4.2. Амортизація є основною складовою витрат.

Результати техніко-економічного обґрунтування ланцюжка постачання соломи на основі прес-підбирача, що формує великі прямокутні тюки, наведено в табл. 4.1.

При заготівлі соломи в обсязі 4,5 т с. р./га простий термін окупності становить 4,4 року, за сценарієм збирання середніх обсягів біомаси 3,0 т с. р. – 5,8 року, при врожайності соломи 2,0 т с. р./га простий термін окупності заготівлі дорівнює 8,1 року.

Заготівля побічної продукції кукурудзи

Побічна продукція кукурудзи на зерно (кукурудзиння) складається з (рис. 4.3):

- стебел, що становлять близько 52,5 % всієї маси залишків. При цьому на стебла припадає 27,3 % маси

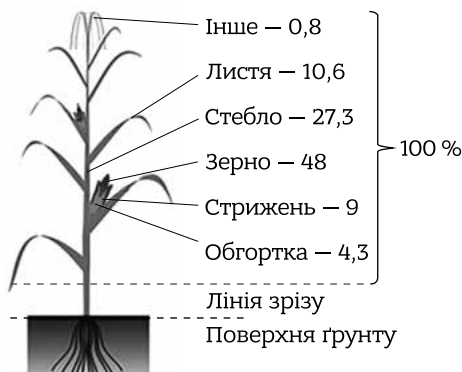


Рис. 4.3. Основні частини кукурудзи та їх масові співвідношення
Джерело: Гелетуха Г.Г., Драгнев С.В., Железна Т.А., Баштовий А.І. Аналіз виробництва пелет та брикетів з побічної продукції кукурудзи на зерно. Аналітична записка Біоенергетичної асоціації України (UABIO) № 23. <https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/04/position-paper-uabio-23-ua.pdf>

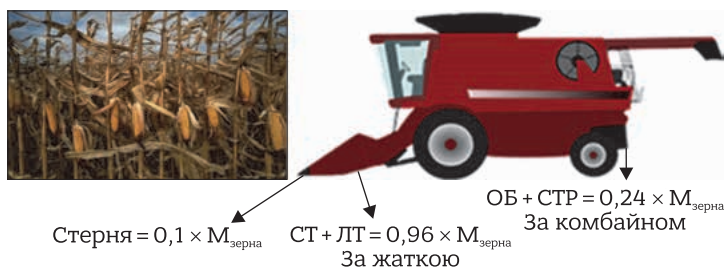


Рис. 4.4. Орієнтовні потоки рослинних решток при збиранні кукурудзи зернозбиральним комбайном : С – стебло, ЛТ – листя, ОБ – обгортка, СТР – стрижень, $M_{\text{зерна}}$ – маса зерна

всієї рослини, включно із зерном (відповідні показники подано нижче для інших частин кукурудзи), %:

- листя – 20,0 (10,6);
- стрижнів – 17,5 (9,0);
- обгортки – 8,5 (4,3);
- інших частин – 1,5 (0,8).

Коефіцієнт виходу побічної продукції кукурудзи на зерно (масове співвідношення між побічною продукцією та зерном) залежить від багатьох факторів, насамперед від гібриду, але в середньому для кукурудзи він становить 1,3²³. При збиранні кукурудзи на зерно зернозбиральним комбайном формуються три потоки рослинних решток: стерня; стебла і листя, які залишаються за жаткою; обгортка і стрижні, що залишаються за комбайном (рис. 4.4).

При збиранні кукурудзи зернозбиральними комбайнами, оснащеними кукурудзяними жатками, рослинні залишки орієнтовно перерозподіляються так: стерня – 10 % маси зерна, залишки за жаткою – 96 % і залишки за комбайном – 24 % маси зерна.

Пресування біомаси у тюки завдяки ущільненню сировини сприяє підвищенню в більш ніж 4 рази ефективності логістики та зменшенню необхідних площ складів. Техно-

²³ Згідно з даними Відділення рослинництва Національної академії аграрних наук України, повідомленими в листі від 16.11.2012 № 5-2/ 256.

логічні схеми збирання побічної продукції кукурудзи на зерно у тюках можна поділити на чотири основні типи:

1. Однопрохідна схема, в якій зернозбиральний комбайн з'єднаний із прес-підбирачем, що дає змогу формувати тюки кукурудзиння одночасно з обмолотом зерна.

2. Двопрохідна система: зернозбиральний комбайн з жаткою, що формує валок із кукурудзиння, яке далі тюкується трактором із прес-підбирачем.

3. Трипрохідна система: зернозбиральний комбайн + трактор з мульчувачем-валкоутворювачем + трактор з прес-підбирачем великих прямокутних тюків (рулонів).

4. Багатопрохідна система: зернозбиральний комбайн + трактор з мульчувачем + трактор з граблями + трактор з прес-підбирачем.

З цих технологій для заготівлі значних обсягів біомаси використовують трипрохідну систему: зернозбиральний комбайн + трактор з мульчувачем-валкоутворювачем + трактор з прес-підбирачем для великих прямокутних тюків (рис. 4.5). Ця технологія заготівлі кукурудзиння відрізняється від збирання соломи додатковою операцією мульчування та формування валків за допомогою трактора з мульчувачем-валкоутворювачем.

Початкові умови: тривалість збирання врожаю – 25 днів, тривалість роботи – 10 год/день, відрахування на технічне обслуговування та ремонт – 5 %, амортизація – 10 років, зарплата оператора – 17,7 євро/день. У розрахунках розглядають три сценарії заготівлі біомаси: мінімальний – збирання 2,5 т с. р./га; середній – 3,5 т с. р./га; максимальний – збирання 5,0 т с. р./га. Великі прямокутні тюки транспортують вантажівкою з напівприцепом до складу на відстань до 10 км.

Результати техніко-економічного обґрунтування ланцюжка постачання кукурудзиння на основі трипрохідної системи наведено на рис. 4.6 та в табл. 4.2.

У разі збирання побічної продукції кукурудзи в обсязі 5,0 т с. р./га простий термін окупності заготівлі ста-



Рис. 4.5.Схема організації виробничого процесу заготівлі та використання кукурудзиння

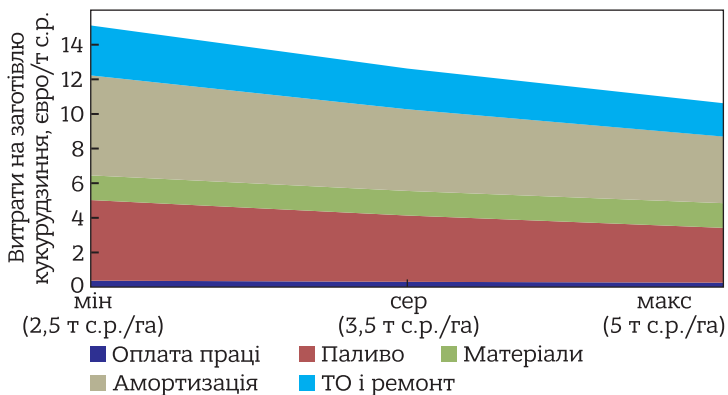


Рис. 4.6. Вартість заготівлі кукурудзиння у великих прямокутних тюках за трипрохідною системою

новить 4,2 року. У сценарії збирання середніх обсягів біомаси 3,5 т с. р./га, що може бути досягнуто за врожайності кукурудзи 75 ц/га, простий термін окупності такого заготівельного агрегату становить 5,5 року. За врожайності побічної продукції 2,5 т с. р./га простий термін окупності збирання – 7,8 року.

Таблиця 4.2. Техніко-економічна оцінка заготівлі кукурудзиння

Показники	Вихід кукурудзиння, т с. р./га		
	2,5	3,5	5,0
Обсяг заготівлі біомаси, т с. р./рік	3920	4802	5880
Капітальні витрати, тис. євро	270	280	292
Операційні витрати, тис. євро/рік	43,4	46,3	50,0
Кредитні кошти (частка кап. витрат), %		60	
Ставка за кредитом, %		7	
Повна собівартість тюків ¹ , євро/т с. р.	18,0	15,5	13,5
Продажна ціна біомаси ² , євро/т с. р. з ПДВ		30	
Простий термін окупності, років	6,0	4,7	3,7
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 7 %)	7,8	5,5	4,2
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	14,5	24,1	35,5

¹ Включає прямі витрати на заготівлю біомаси і відрахування на амортизацію техніки. ² Відповідає ціні тюків біомаси 25 євро/т без ПДВ для ПП кукурудзи на зерно вологістю $W = 25$ %. Передбачається, що ПП кукурудзи заготовляють у вигляді великих прямокутних тюків, які перевозять до центрального складу на відстань до 10 км.

Заготівля побічної продукції соняшнику

Післяжнивні рештки соняшнику поділяються на надземні частини: стебла, листя, кошики і полову, яка утворюється при обмолочуванні, та підземну – коріння²⁴. Соняшникові жатки розробляють з метою забезпечення зрізання кошиків з насінням при обмеженій подачі у комбайн стеблової маси. Висоту зрізу жатки встановлюють на 10–20 см нижче рівня найбільш нахилених кошиків²⁵. Зрізана стеблова маса та кошики проходять через молотильно-сепаруючу систему комбайна і при цьому подрібнюються. Таку біомасу можна зібрати в бункер або причеп. Так, у 1980-х роках соняшник збирали комбайном СК-5 «Нива» з подрібнювачем ПУН-5, які забезпечували збирання полови та кошиків у тракторні причепа на корм худобі. Це давало можливість зібрати тільки полови до 3–5 ц/га²⁶. При цьому технологічні карти вирощування соняшнику за прогресивною технологією передбачали врожайність соняшнику 25–30 ц/га, кошиків 40–45 ц/га.

Деякі аграрії регулюють сепарацію насіння в комбайні для збільшення потрапляння домішок у бункер з кошиків та інших частин соняшнику. У подальшому на стаціонарних зерноочисних машинах виділяють чисте насіння, а органічні сміттєві домішки використовують як енергетичну біомасу у теплогенераторах зерносушарок та твердопаливних котлах. Проте можливості ши-

²⁴ Гелетуа Г.Г., Драгнев С.В., Железна Т.А., Баштовий А.І. Перспективи енергетичного використання побічної продукції від вирощування соняшнику. Аналітична записка UABIO № 25 <https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/10/uabio-position-paper-25-ua.pdf>

²⁵ <http://agro-business.com.ua/agro/ahronomiia-sohodni/item/582-rekomendatsii-do-zbyrannia-rannikh-zernovykh-ta-zernobobovykh.html>

²⁶ Рекомендации по прогрессивной технологии производства подсолнечника. Киев: Урожай, 1981.



Рис. 4.7. Поле соняшнику після збирання урожаю основної продукції

рокого використання такої технології для заготівлі значних обсягів побічної продукції соняшнику та її реалізації обмежені з огляду на зменшення продуктивності комбайна, збільшення навантаження на нього і зростання витрати дизельного палива, а також через зволоження насіння. При цьому отримується засмічена різноманітними домішками біомаса неоднорідного складу, що негативно впливає на її паливні характеристики.

Нині подрібнені частини кошиків та стеблової маси після комбайну розкидаються по поверхні поля, і підібрати таку біомасу дуже складно. Наявна агротехнологія передбачає подрібнення та рівномірний розподіл решток соняшнику спеціалізованими сільськогосподарськими машинами, що потребує значних витрат. Це та інші виробничі фактори призводять до того, що стебла соняшнику стоять у полях до весни. Потім, коли ці рослинні рештки загортають у ґрунт, вони не встигають розклатися і створюють труднощі для посіву наступної у сівозміні культури. Щоб уникнути цього, аграрії спалюють рештки соняшнику. Тому іншим варіантом заготівлі, що дозволить зібрати більші обсяги побічної продукції соняшнику з полів, є збирання стеблової маси – соняшничиння, що залишилося в полі (рис. 4.7), наприклад з

використанням кормозбиральних комбайнів. Важливою перевагою такого підходу є можливість підсушення стебел у полі, що сприяє отриманню біомаси з кращими паливними характеристиками.

За даними досліджень соняшнику у сівозмінах Лівобережного Лісостепу України, з поля відчужується насіння, що становить 20–23 % загальної маси врожаю та 10–15 % половини. Решта залишається на полі, на якому вирощували соняшник. Найповніший облік усіх компонентів вдається зробити, коли у рослин починають підсихати, але ще залишаються на стебллі, листки нижнього ярусу. Це час пожовтіння кошиків – фізіологічна стиглість насіння. Абсолютно суха маса однієї рослини (висота 170–185 см, кількість листків 28–30) становить 250–280 г, у середньому 265 г. При густоті стояння рослин на час збирання 50 тис./га абсолютно суха маса післяжнивних решток соняшнику становитиме близько 13,0 т/га²⁷. Вихід сухих кошиків становить 56–60 % насіння соняшнику і 19–20 % маси надземної частини рослини²⁸. У Туреччині використовують співвідношення виходу стебел соняшнику до насіння 1,29 та співвідношення кошиків до насіння 1,17²⁹.

За іншими оцінками, з гектару соняшнику крім насіння отримують 3–7 т сухої біомаси, з яких 10 % становлять кошики³⁰. У середньому приймають коефіцієнт виходу побічної продукції соняшнику до насін-

²⁷ Кохан А.В., Гангур В.В., Корецький О.Є., Лень О.І., Манько Л.А. Соняшник у сівозмінах лівобережного Лісостепу України. *Вісник Центру наукового забезпечення агропромислового виробництва Харківської області*. 2015. № 18. https://agromage.com/stat_id.php?id=1060

²⁸ Никитчин Д.И. *Погосолнечник*. Киев: Урожай, 1993.

²⁹ <http://www.fao.org/3/a-i6480e.pdf>

³⁰ Marechal V., Rigal L. Characterization of by-products of sunflower culture – commercial applications for stalks and heads. *Industrial Crops and Products*. 1999. **10**: 185–200.

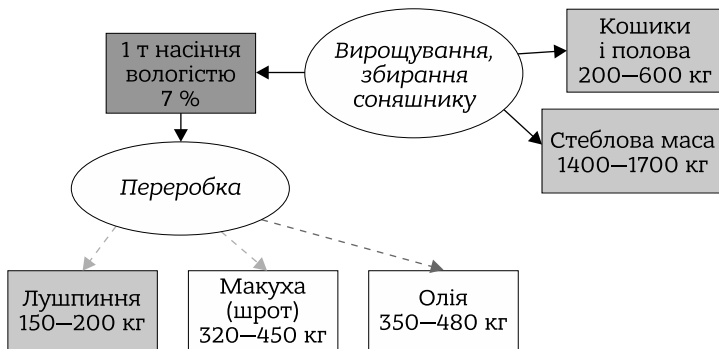


Рис. 4.8. Обсяги надземних частин соняшнику на 1 т насіння та продуктів його переробки

ня 1,9^{31, 32}. Орієнтовні потоки біомаси при вирощуванні та переробці соняшнику наведено на рис. 4.8.

Для механізованої заготівлі стеблової біомаси соняшнику можна застосувати зрізання та подрібнення стебел кормозбиральним комбайном з подальшим використанням сухої біомаси як твердого біопалива, а вологої – як сировини для біогазових установок. Біомасу, яка пройшла крізь комбайн, можна зібрати в причеп у подрібненому вигляді, але якщо сировина волога (вологість понад 25 %), її потрібно просушити.

Через відсутність описаних практичних прикладів заготівлі побічних продуктів соняшнику (соняшничин-

³¹ Дубровін В.О., Голуб Г.А., Драгнев С.В., Гелетуца Г.Г., Железна Т.А., Кучерук П.П., Матвеев Ю.Б., Кудря С.О., Забарний Г.М., Маслюкова З.В. *Методика узагальненої оцінки технічно досяжного енергетичного потенціалу біомаси*. Київ: Віолпринт, 2013.

³² Богатырева Е.Н., Серая Т.М., Бирюкова О.М., Кирдун Т.М., Белявская Ю.А., Торчило М.М. Коэффициенты пересчета зерна и семян в побочную продукцию и содержание основных элементов питания в побочной продукции сельскохозяйственных культур в Республике Беларусь. *Почвоведение и агрохимия*. 2016. № 2(57). С. 78–89. http://aw.belal.by/russian/science/soilandagro_pdf/57/57-7.pdf



Рис. 4.9. Кормозбиральний комбайн Claas Jaguar 940

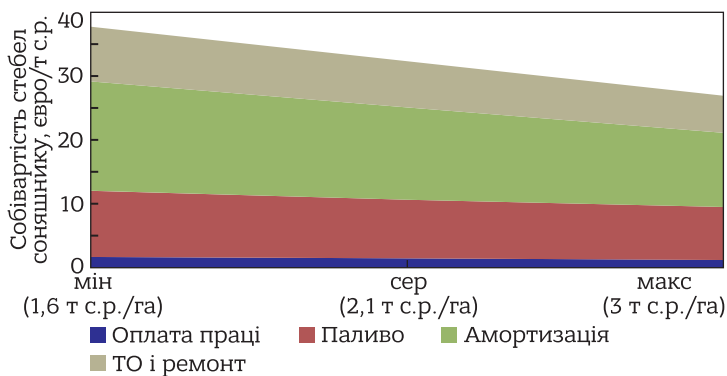


Рис. 4.10. Вартість заготівлі соняшничиння у подрібненому вигляді кормозбиральним комбайном

ня) кормозбиральними комбайнами (рис. 4.9) розрахунки ґрунтуються на досвіді збирання стебел кукурудзи з урахуванням особливостей соняшнику. Подрібнені залишки соняшнику транспортують трактором з причепом до сховища на відстань до 10 км.

Початкові умови: тривалість збирання врожаю – 30 днів, тривалість роботи – 8 год/день, відрахування на обслуговування та ремонт – 5 %, амортизація – 10 років, зарплата оператора – 17,7 євро/день, урожайність соняш-

нику: мін. 1,5 т/га, сер. 2,5 т/га, макс. 5 т/га; об'єм стеб-лової маси з 1 га поля: мін. 1,6 т с. р./га, сер. 2,1 т с. р./га, макс. 3,0 т с. р./га.

Результати оцінки чистої вартості заготівлі залишків соняшнику для трьох обсягів збору біомаси на одиницю площі показано на рис. 4.10. Амортизація, так само, як і в попередніх ланцюжках заготівлі соломи та кукурудзиння, формує найбільшу складову витрат.

Результати техніко-економічного обґрунтування ланцюжка на базі самохідного кормозбирального комбайна наведено в табл. 4.3. Період окупності збирання побічних продуктів врожаю істотно залежить від обсягу зібраної біомаси з гектара, що також впливає на завантаження обладнання.

Таблиця 4.3. Техніко-економічна оцінка заготівлі соняшничиння

Показники	Вихід соняшничиння, т с. р./га		
	1,6	2,1	3,0
Обсяг заготівлі біомаси, т с. р./рік	1867	2559	3616
Капітальні витрати, тис. євро	320	370	420
Операційні витрати, тис. євро/рік	38,3	45,4	55,1
Кредитні кошти (частка кап. витрат), %		60	
Ставка за кредитом, %		7	
Повна собівартість біомаси ¹ , євро/т с. р.	37,6	32,2	26,8
Продажна ціна біомаси ² , євро/т с. р. з ПДВ		45	
Простий термін окупності, років	8,2	6,4	4,8
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 7 %)	>10	8,6	5,7
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	5,1	12,3	23,0

¹ Вартість включає прямі витрати на збирання біомаси та відрахування на амортизацію обладнання. ² Ціна дорівнює ціні продажу побічних продуктів соняшнику вологістю W = 25 % в розмірі 33,8 євро/т без ПДВ.

У разі заготівлі побічних продуктів соняшнику в обсязі 3 т с. р./га простий термін окупності заготівлі становить 4,8 року. У сценарії збирання середніх обсягів біомаси 2,1 т с. р./га, що може бути досягнуто при врожаї соняшнику 25 ц/га, цей термін становить 6,4 року. За врожайності соняшничиння 1,6 т с. р./га простий термін окупності – 8,2 року.

Проведемо також оцінку ефективності технології заготівлі полови соняшнику у причеп за зернозбиральним комбайном СК-5 «Нива»³³ з подрібнювачем ПСП-1,5, які використовувалися в Україні наприкінці минулого століття. Вихідні дані: тривалість заготівлі – 30 днів, тривалість роботи – 8 год/день, відрахування на ТО і ремонт – 5 %, амортизація – 10 років, оплата праці механізатора – 20,6 євро/день, обсяги полови з одиниці площі поля – 0,5 т с. р./га, річні обсяги заготівлі біомаси – 181 т с. р./сезон. Собівартість заготівлі полови соняшнику з одиниці площі становитиме 15,9 євро/т с. р., або 11,1 євро/т с. р. без амортизації техніки. Простий термін окупності такої заготівлі за умови придбання вживаних причепів 2ПТС-4-887А і пристосування ПСП-1,5 та нового трактора МТЗ-82 становитиме 2,3 року в разі реалізації зібраної біомаси за ціною 35 євро/т с. р. без ПДВ і 1,7 року при ціні 45 євро/т с. р. без ПДВ.

Наразі сучасні серійні зернозбиральні комбайни забезпечують розкидання рослинних решток по полю або укладання у валок. Лише деякі моделі можна обладнати копнувачем, а агрегування з причепом для збирання полови та кошиків соняшнику не використовуюється. Разом з тим, на Херсонському машинобудівному заводі випускалися комбайни і жатки, які давали змогу збирати побічну продукцію сільськогосподарських культур у причепи одночасно зі збиранням зерна та насіння.

³³ Рекомендации по прогрессивной технологии производства подсолнечника. Киев: Урожай, 1981.

Тому в разі виникнення попиту на таку техніку з боку агровиробників машинобудівні заводи можуть у стислі строки налагодити її виробництво.

Технологія укладання побічної продукції вирощування соняшнику у валки з подальшим тюкуванням або збиранням у подрібненому вигляді потребує проведення польових випробувань.

Транспортування біомаси можна здійснювати різними видами транспорту, але з огляду на низьку щільність подрібненої стеблової маси та кошиків варто використовувати транспортні засоби з максимальними об'ємами причепів та кузовів. Загалом можна застосовувати як наявні трактори з причепами та сільськогосподарські вантажівки, зокрема зерновози, так і спеціалізований автотранспорт для перевезення тріски об'ємом від 82 до 120 м³.

При організації зберігання побічної продукції соняшнику можна використовувати підходи, аналогічні до зберігання побічної продукції кукурудзи на зерно, що передбачають створення умов для запобігання надмірному зволоженню біомаси під впливом опадів та підмочуванню з землі, не допускаючи її гниття і забезпечуючи необхідний протипожежний захист³⁴. Суху біомасу зберігають під накриттям або в закритих складах, а вологу силосують чи консервують у анаеробних умовах.

З огляду на недостатню розвинену практику заготівлі побічної продукції від вирощування соняшнику та перспективність її реалізації в умовах України необхідно провести польові випробування технологій хоча б на базі наявної сільськогосподарської техніки, зокрема кормозбирального комбайна та мульчувача-валкоутворювача з прес-підбирачем.

³⁴ Гелетуха Г.Г., Драгнев С.В., Железна Т.А., Баштовий А.І. Аналіз виробництва пелет та брикетів з побічної продукції кукурудзи на зерно. Аналітична записка UABIO № 23. <https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/04/position-paper-uabio-23-ua.pdf>



ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОЩУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КУЛЬТУР

Вирощування енергетичних культур в ЄС

Енергетичні культури розглядають як альтернативне джерело біомаси, яку можна спеціально вирощувати для енергетичних потреб. Цей напрям набув поширення під час першої нафтової кризи 1970-х років за підтримки урядів різних країн разом з розвитком інших відновлюваних джерел. Наразі енергетичні культури використовують як джерело біомаси для виробництва теплової та електричної енергії, біопалив, а також біоматеріалів.

За даними європейської біоенергетичної асоціації Bioenergy Europe, майже всі країни – члени ЄС-28 розглядають енергетичні культури як перспективний напрям біоенергетики і сукупно вже мають на своїх територіях близько 118,5 тис. га плантацій як деревних (60 583 га), так і трав'яних (57 897 га) енергетичних культур (рис. 5.1)³⁵. Лідерами серед країн ЄС-28 за сумарними площами під енер-

³⁵ Bioenergy Europe. Statistical report 2020. Biomass Supply. <https://bioenergyeurope.org/article/270-biomass-supply.html>

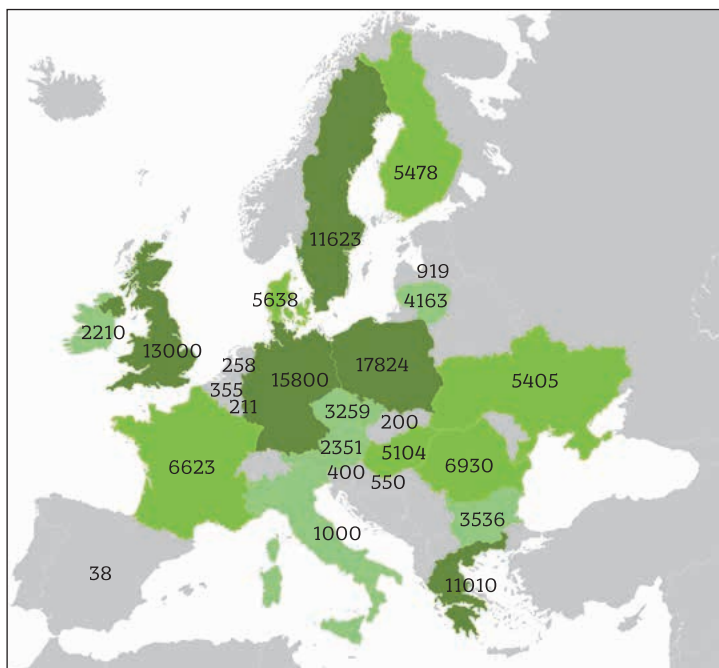


Рис. 5.1. Площі під енергетичними культурами в Європі

гетичними рослинами є Польща (17 824 га), Німеччина (15 800 га), Велика Британія (13 000 га), Швеція (11 623 га) та Греція (11 010 га).

Класифікація енергетичних культур

Енергетичні культури – це спеціальні продуктивні сорти рослин з високою врожайністю біомаси (до 15–25 т/га за рік), які вирощують для використання безпосередньо як палива або для виробництва біопалива. На сьогодні у світі немає єдиної загальноприйнятої класифікації таких культур. Зазвичай їх розрізняють за такими категоріями:

Таблиця 5.1. **Характеристики енергетичних культур за умовами вирощування**

Енергетична культура	Температура, °С			Потреба у воді	Морозостійкість	Посухо- стійкість
	Проростання насіння	Ріст культури				
		min	max			
<i>Однорічні культури</i>						
Ріпак	>5	5	30	Середня	Висока	Середня
Соняшник	10	5	35	»	Низька	»
Льон	7–9	8	30	»	Середня	»
Сорго	12	10	40	»	Низька	Висока
<i>Швидкозростаючі деревоподібні культури</i>						
Верба	–	0	30	Висока	Висока	Низька
Тополя	–	0	30	Середня	Середня	Середня
Евкالیпт	–	5	35	Висока	Низька	Висока
Павловнія	–	15	30	»	Середня	Низька
<i>Багаторічні трав'янисті культури</i>						
Очеретянка звичайна	>7	7	30	Висока	Висока	низька
Просо прутоподібне	>15	10	35	Середня	»	Середня / висока
Міскантус	>8	10	40	Середня* / висока	Середня	Середня
Арундо трос-тинний	>5	5	35	Середня	Низька	Середня / висока
Артишок іспанський	>5	5	35	Низька	»	Висока

* Блюм Я.Б., Гелетуца Г.Г., Григорюк І.П. та ін. Новітні технології біоенергоконверсії. Київ: Аграр Медіа Груп, 2010.

Джерело: Alexopoulou E., Christou M., Eleftheriadis I. Role of 4F cropping in determining future biomass potentials, including sustainability and policy related issues. Biomass Department of CRES, 2010–2012. <https://www.semanticscholar.org/paper/Role-of-4F-cropping-in-determining-future-biomass-Alexopoulou-Christou/a8a248e758e6ffb891fb1b9219e50d70463915a7>

- цикл вирощування – однорічні (наприклад, ріпак, соняшник) та багаторічні (верба, тополя);
- тип – деревоподібні (верба, тополя) та трав'янисті (міскантус, просо прутоподібне);
- характеристики й, відповідно, отримуваний кінцевий продукт – олійні (ріпак, соняшник на біодизель), крохмале- та цукровмісні (цукровий буряк, кукурудза на біоетанол), лігноцелюлозні (верба, тополя для виробництва твердих біопалив або отримання рідких біопалив другого покоління);
- «походження» – класичні культури, призначені тільки для енергетичних потреб (міскантус, очеретянка звичайна), та звичайні сільськогосподарські культури, що вирощуються як для отримання харчових продуктів, так і з метою виробництва біопалив (наприклад, ріпак на біодизель, цукровий буряк на біоетанол, кукурудза на біогаз).

Врожайність енергетичних культур безпосередньо залежить від кліматичних, ґрунтових та інших умов. Культури потребують різних водних режимів, можуть значно відрізнятись заморозо- і посухостійкістю (табл. 5.1).

Вирощування енергетичних культур в Україні

В Україні під енергетичні культури відведено лише 5,4 тис. га земель. Найбільші площі плантацій належать вербі, друге місце посідає міскантус (табл. 5.2).

Потенціал вирощування енергетичних культур на незадіяних сільськогосподарських землях становить близько 4 млн га, з яких близько 1 млн га припадає на потенціал малопродуктивних і деградованих земель. Це землі, родючість яких знизилася через недостатнє внесення органічних та мінеральних добрив, водну та вітрову ерозію, переуцільнення важкою технікою, тому вирощування на них традиційних сільськогосподарсь-

ких культур є економічно неефективним. Як правило, такі землі стоять пустою і заростають чагарниками. Натомість їх можна використовувати для вирощування енергетичних культур, які є невибагливими до якості ґрунтів і, більше того, здатні відновлювати їх родючість. За рахунок листя, яке щороку опадає з енергетичних рослин, та їх підземної частини, що залишається в ґрунті, зростає родючість. Поле, що належало до малопродуктивних і деградованих земель, після вирощування на ньому протягом 20–25 років енергетичних культур може перейти у категорію продуктивних сільськогосподарських угідь. Вирощування енергетичних культур на малопродуктивних і деградованих землях вважа-

Таблиця 5.2. Площі під енергетичними культурами в областях України (вибрані дані)

Область	Площа, га	Енергетичні культури
Вінницька	66	Верба, міскантус, сільфій
Волинська	1523	Верба
Дніпропетровська	30	Міскантус
Житомирська	113	Тополя, міскантус, верба
Івано-Франківська	240	Верба, тополя, міскантус
Київська	535	Верба, міскантус
Львівська	600	Верба, тополя, міскантус, свічграс
Полтавська	13	Верба, міскантус, свічграс
Рівненська	70	Верба, павловнія
Сумська	30	Верба, тополя
Тернопільська	22	Павловнія, верба, міскантус, тополя, свічграс, сорго
Харківська	12	Міскантус
Херсонська	25	Верба
Хмельницька	207	Міскантус



Рис. 5.2. Розподіл потенціалу багаторічних енергетичних рослин по території України

Джерело: Promoting sustainable use of underutilized lands for bio-energy production through a web-based platform for Europe – Bio-plat-EU, EU Horizon 2020 project, 2018–2021. <https://bioplat.eu/>

ється також більш сталим, оскільки не створює конкуренції з продовольчими чи кормовими культурами.

Крім того, в Україні є потенціал вирощування енергетичних культур для полязахисних лісосмуг, площа яких становить 446,1 тис. га і відповідає середній полязахисній лісистості у 1,3–1,5 %, що майже утричі менше від оптимальних показників³⁶. Підвищення рівня лісистості полязахисних лісосмуг до оптимального завдяки вирощуванню енергетичних культур має потенціал 400–800 тис. га.

³⁶ Железна Т.А., Баштовий А.І., Гелетуха Г.Г., Аналіз додаткових джерел деревного палива в Україні. <https://uabio.org/img/files/docs/position-paper-uabio-15-ua.pdf>

За умови вирощування верби, тополі, міскантусу на площі до 1 млн га їх потенціал оцінюють у 4–5 млн т н. е./рік. Розподіл цього потенціалу по областях України залежить здебільшого від наявної площі незадіяних сільськогосподарських земель та стану (якості) ґрунту. Найбільший потенціал вирощування багаторічних енергетичних рослин на сьогодні мають Чернігівська, Житомирська та Рівненська області (рис. 5.2).

Прикладами багаторічних енергетичних культур, найбільш придатних для умов України, є верба, тополя, павловнія, міскантус та просо прутоподібне. Державний реєстр сортів рослин, придатних для поширення в Україні³⁷, для біоенергетичного напрямку використання наразі визначає 4 сорти міскантусу гігантського, 2 – міскантусу цукроквіткового, 2 – міскантусу китайського, 3 – проса прутоподібного, 8 – верби прутовидної, 2 – верби тритичинкової, 8 – павловнії (табл. 5.3).

Ринок енергетичних культур наразі перебуває у стадії розвитку. На ринку працюють три великі компанії (ТОВ «Салікс Енерджі», ТОВ «ЕнергоАграр», ТОВ «Укр-АгроЕнерго»), що мають власну посадкову та збиральну техніку, і низка компаній, що мають власні плантації та готові надавати послуги, а також ліцензований посадковий матеріал (ТОВ «Салікс Енерджі», ТОВ «Екосолум», ТОВ «Вербавка») або посадковий матеріал власної селекції (ТОВ «Салікс Енерджі», ТОВ «Енергетична верба», ТОВ «ЕнергоАграр»). Практично у всіх великих наукових установах аграрного напрямку є дослідні ділянки енергетичних рослин. Окремі наукові установи розробили рекомендації для посадки та вирощування таких енергетичних рослин, як верба, тополя, павловнія, міскантус, свічграс (Інститут біоенергетичних культур і цу-

³⁷ Державний реєстр сортів рослин, придатних для поширення в Україні. <https://sops.gov.ua/derzavnij-reestr>

Таблиця 5.3. Перелік сортів рослин для біоенергетичного напрямку використання з Державного реєстру сортів рослин (чинний станом на 08.09.2022)

Сорт	Рік реєстрації	Рекомендована зона вирощування	Власник	Держава, де створено сорт
Верба прутовидна <i>Salix viminalis</i> L. – <i>Salix rossica</i> Nas. p. p.				
Марціяна / Martsyiana	2013	П	ТОВ «Салікс Енерджі»	Україна
ЛІННЕЯ / LINNEA	2014	ПЛС	Lantmannen SW Seed AB	Швеція
Вільгельм / Wilhelm	2014	С	European Willow Breeding AB	Швеція
Панфільська 2 / Panfyl'ska 2	2014	ПЛ	Панфільська дослідна станція, ННЦ «Ін-т землеробства НААН України»	Україна
Збруч / Zbruch	2018	СЛП	ІБКІЦБ НААН Укр.	Україна
К2 / K2	2021	СЛП	Мележик Леонід Петрович	Україна
М2 / M2	2021	СЛП	Мележик Леонід Петрович	Україна
М3 / M3	2021	СЛП	Мележик Леонід Петрович	Україна
Козак / Kozak	2021	СЛП	Мележик Леонід Петрович	Україна
А3 / A3	2021	СЛП	Мележик Леонід Петрович	Україна
Адам2 / Adam2	2021	СЛП	Мележик Леонід Петрович	Україна
Верба тритичинкова <i>Salix triandra</i> L.				
Панфільська / Panfyl'ska	2014	ПЛ	Панфільська дослідна станція, ННЦ «Ін-т землеробства НААН України»	Україна

Продовження табл. 5.3

Сорт	Рік реєстрації	Рекомендована зона вирощування	Власник	Держава, де створено сорт
Ярослава / Yaroslava	2018	ЛП	НУБІП України	Україна
Верба біла <i>Salix alba</i> L.				
H1 / N1	2021	СЛП	Мележик Леонід Петрович	Україна
Павловнія <i>Paulownia Sieb. et Zucc.</i>				
In Vitro 112 / In Vitro 112	2017	СЛП	In Vitro SL	Іспанія
Квінерджи / Kvinerdzhy	2017	СЛП	Парінцева Л.Ю.	Україна
Котевіса 1 / Cotevisa 1	2019	СЛП	Comercial Tecnica у Viveros, S.L.	Іспанія
Котевіса 2 / Cotevisa 2	2019	СЛП	Comercial Tecnica у Viveros, S.L.	Іспанія
Лілов / Lilov	2020	СЛП	Закарп. держ. сільськогосподарська дослідна станція НААН України	Україна
Фенікс / Feniks	2020	СЛП	ТОВ «Всеукраїнський науковий інститут селекції (ВНІС)»	Україна
ZE PRO / ZE PRO	2020	СЛП	Paulownia Professional S.L.	Іспанія
TURBO PRO / TURBO PRO	2020	СЛП	Paulownia Professional S.L.	Іспанія
Сила природи / Syła przyrody	2021	Л	ТОВ «ГРІН МАНІ АГРО»	Україна
Гіант 27 / Hiant 27	2021	СЛП	Фуглевич Ярослав Миронович	Україна
Енерджи / Enerdzhy	2022	СЛП	Кудрик Вадим Валерійович	Україна

Закінчення табл. 5.3

Сорт	Рік реєстрації	Рекомендована зона вирощування	Власник	Держава, де створено сорт
Міскантус гігантський <i>Miscanthus x giganteus</i> J.M. Greef & Deuter ex Hodkinson & Renvoiz				
Верум / Verum	2014	ПЛС	ТОВ «ЕнергоАграр»	Україна
Біотех / Biotekh	2017	СЛП	Мельничук Максим Дмитрович	Україна
Осінній зорецвіт / Osinnii zoretsvit	2015	ЛП	ІБКіЦБ НААН України	Україна
Гулівер / Huliver	2015	ПЛ	Нац. ботан. сад ім. М.М. Гришка НАН України	Україна
Міскантус цукровітковий <i>Miscanthus sacchariflorus</i> (Maxim) Benth.				
Снігова королева / Snihova koroleva	2015	ПЛ	ІБКіЦБ НААН України	Україна
Снігопад / Snihopad	2015	ПЛ	Нац. ботан. сад ім. М.М. Гришка НАН України	Україна
Просо пругоподібне <i>Panicum virgatum</i> L.				
Морозко / Mrozko	2015	ЛП	ІБКіЦБ НААН Укр.	Україна
Зоряне / Zoriane	2015	ЛП	Нац. ботан. сад ім. М.М. Гришка НАН України	Україна
Лядовське / Liadovske	2018	ЛП	ІБКіЦБ НААН України	Україна
Міскантус китайський <i>Miscanthus sinensis</i> Anderss.				
Місячний промін' / Misiachnyi promin'	2015	ЛП	ІБКіЦБ НААН України	Україна
Велетень / Veleten	2017	ЛП	Нац. ботан. сад ім. М.М. Гришка НАН України	Україна

крових буряків (ІБКіЦБ) НААН України, Український науково-дослідний інститут прогнозування та випробування техніки і технологій для сільськогосподарського виробництва (УкрНДІПВТ) ім. Л. Погорілого, Інститут сільського господарства Західного Полісся НААН України).

Особливості вирощування енергетичних культур

Вирощування всіх енергетичних культур можна умовно поділити на 3 етапи: 1) підготовка ґрунту; 2) власне вирощування (посадка, догляд за плантацією); 3) збирання врожаю (заключною операцією є ліквідація плантації після закінчення строку її існування). Залежно від виду енергетичної культури процес вирощування має свої характерні особливості. Так, міскантус висаджують кореневищами, тополю і вербу – саджанцями, ріпак, соняшник, льон – насінням.

Ланцюг доданої вартості біомаси енергетичних культур має такі складові:

- використання земельних ділянок (власних / орендованих);
- садивний матеріал (власний / придбаний / розмножений за ліцензійним договором);
- техніка для обробітку ґрунту, посадки, догляду, збирання врожаю (власна / орендована / придбана);
- підбір засобів захисту та добрив відповідно до умов земельної ділянки;
- збут / переробка біомаси.

Закладання плантацій енергетичних культур відбувається залежно від виду рослини:

- саджанцями (верба, тополя, павловнія);
- ризомами (міскантус);
- насінням (сорго багаторічне, просо прутоподібне, сільфій пронизанолистий).

Вартість садивного матеріалу залежить від якісних характеристик сорту і є особливо високою для саджан-

ців *in vitro*, які отримують у лабораторіях без ризику ураження збудниками хвороб / грибами. Частка садивного матеріалу у вартості закладення плантації залежить від густоти насаджень рослин на гектар, яку обирають для кожної енергетичної рослини індивідуально (табл. 5.4).

Економічні показники вирощування енергетичних культур

Розглянемо ТЕО вирощування енергетичних культур на прикладі верби. Верба – рід дерев, кущів або напівкущів родини вербових, до якого належать загалом близько 400 видів. Для потреб енергетики зазвичай вирощують швидкозростаючий сорт верби прутовидної (*Salix viminalis*). Для комерційного вирощування обирають селекційні сорти верби, що характеризуються більш швидкими темпами щорічного приросту біомаси на 1 га, підвищеною стійкістю до шкідників та хвороб, морозостійкістю та мінімальними вимогами до ґрунтів. Насадження верби залишаються продуктивними 20–30 років, а врожай протягом цього періоду можна збирати кожні 2–3 роки. Середній врожай верби становить 10–12 т сухої маси з 1 га на рік. Найбільший врожай отримують на 4–5-й рік вирощування – 16–20 т с.м./га · рік. За даними деяких авторів, за особливо сприятливих умов вро-

Таблиця 5.4. Витрати на садивний матеріал залежно від енергетичної рослини і щільності посадки

Енергетична рослина	Вартість садивного матеріалу, грн/шт.	Щільність посадки, шт./га	Витрати на садивний матеріал, грн/га
Верба	0,8–1,2	10 000–15 000	8 000–18 000
Тополя	1,0–1,5	9 000–12 000	9 000–18 000
Міскантус	2,0–3,0	14 000–20 000	28 000–60 000

жай може досягати 30–40 т с.м./га · рік). У розрахунках приймемо урожайність верби 20 т/(га · рік) за природної вологості близько 50 %, або 10 т с.м./га · рік).

В Україні енергетичну вербу можна вирощувати на землях сільськогосподарського призначення, оскільки вона належить до технічних багаторічних сільськогосподарських культур. Разом з тим, менша вибагливість верби і тополі до умов вирощування порівняно з традиційними сільськогосподарськими культурами зумовлює можливість і доцільність вибору земельних ділянок, які є малопродуктивними або навіть непридатними для звичайного рослинництва. Головним критерієм раціонального вибору земельної ділянки для вирощування енергетичної верби є високий рівень вологи у ґрунті (оптимальна вологість 70 %). Така ділянка має бути розташована у кліматичній зоні, де середньорічна кількість опадів становить 600–700 мм, а середньорічна температура – 6 °С і вище.

Основні агротехнічні заходи та підходи до створення і догляду за насадженнями енергетичної верби стосуються вибору місця під плантацію, підбору сорту та виду садивного матеріалу, обробітку ґрунту, визначення сезону і способу посадки, догляду за ґрунтом та його удобрення, захисту плантацій від шкідників і хвороб. Важливу роль у підтриманні високої продуктивності і стійкості енергетичних насаджень відіграють також способи і терміни заготівлі деревної біомаси.

Перед закладанням енергетичних плантацій обов'язково потрібно провести агрохімічне обстеження ділянок, що також дасть змогу уточнити норми внесення добрив. Вирощування деревних енергетичних культур на сільськогосподарських землях вимагає такої самої ретельної підготовки ґрунту перед посадкою, як і для традиційних культур. Технологія підготовки ґрунту є аналогічною до підготовки ґрунту під овочеву групу культур і залежить від стану земельної ділянки (забур'яненості,

рівності поверхні), а також від обраної технології посадки саджанців. Крім того, може виникнути потреба у викорчовуванні старих багаторічних насаджень.

На всіх етапах вирощування енергетичної верби можна використовувати поширену в багатьох сільськогосподарських і фермерських господарствах техніку. До спеціалізованої техніки належать машина для садіння, машина для збирання, а також техніка для виконання технологічних операцій догляду в міжрядді верби (наприклад, дисковий луцильник та ґрунтова фреза). Садіння верби можна також виконати вручну.

Закладання плантації (посадку), як правило, здійснюють навесні, у квітні-травні, коли погодні умови дозволяють проводити підготовку ґрунту. Саджанці верби висаджують спареними рядками на відстані 0,75 м, відстань між парами рядків – 1,5 м. Ключовими факторами успіху при посадці є достатня вологість та температура ґрунту, за яких саджанці зможуть досить швидко пускати коріння. Тому важливе значення має врахування попередніх, поточних та прогнозних кліматичних чинників у районі запланованої посадки. За сприятливих умов (відсутність опадів та морозів) посадку здійснюють також і пізньої осені (листопад). Безпосередньо перед посадкою проводять передпосадкову культивування ділянки.

Для ефективної боротьби з бур'янами відразу після посадки саджанців рекомендується вносити передсходові гербіциди. В подальшому протягом перших місяців проводять ретельний механічний та/або гербіцидний контроль бур'янів.

Збирання врожаю з енергетичних плантацій є критично важливою ланкою у реалізації відповідного бізнес-проекту, оскільки на цьому етапі формується дохід. Збирання врожаю проводять у зимовий період після опадання листя й до початку брунькування, в ідеалі – по мерзлому ґрунту без значного снігового покриву. Збирають трирічні рослини верби за допомогою модифікова-

них кормозбиральних комбайнів або спеціальних машин для збирання енергетичних культур зі швидкими обертами, що ріжуть стовбури на тріску, вміст вологи у якій на час збирання коливається у межах 49–56 %. Потім тріску перевозять вантажними автомобілями або тракторами з причепами до місця зберігання. Після збирання врожаю, крім останнього збирання, для забезпечення високої врожайності верби необхідно вносити мінеральні добрива, наприклад рідке азотне добриво КАС.

Для вчасного та гарантованого збирання верби у вигляді тріски та забезпечення її подальшої логістики рекомендується придбати необхідні технічні засоби. Для досягнення економічно обґрунтованого завантаження цієї техніки в подальшому можна також надавати послуги зі збирання та доставки тріски. У разі оренди важливо забезпечити надійність роботи техніки з огляду на складні умови, зокрема небезпеку пробивання коліс на незрізаних частинах дерев.

Розрахунок економічної ефективності вирощування плантації енергетичної верби проведемо для двох варіантів типових проєктів для регіонів зі сприятливими для цієї культури ґрунтово-кліматичними умовами.

Перший варіант – об'єднана територіальна громада закладає плантації енергетичної верби з метою забезпечення власних потреб у біопаливі для опалення закладів бюджетної сфери. Енергетична верба буде вирощуватися на орендованій землі площею 120 га. При врожайності 20 т/ (га · рік) плантація дозволить отримати 2400 т деревини вологістю близько 50 %, якої буде достатньо для роботи в опалювальний період твердопаливних котелень загальною потужністю понад 2 МВт. Враховуючи 3-річний цикл зрізання деревини, плантацію розділяємо на три ділянки кожна площею 40 га з трирічною врожайністю 60 т/га.

Другий варіант – комерційна плантація енергетичної верби загальною площею 1200 га, яка розділена на

Таблиця 5.5. ТЕО вирощування енергетичної верби

Показник	Варіант 1 (на базі ОТГ)	Варіант 2 (комер- ційна плантація)
Площа плантації, га	120	1200
Загальний врожай тріски, тис. т	51,84	518,4
Інвестиції у техніку, тис. євро	7,5	1266,0
Інвестиції у саджанці, тис. євро	81,2	744,4
Капітальні інвестиції (загальні), тис. євро	88,7	2010,4
Капітальні інвестиції (питомі), євро / га	739,2	1675,3
Витрати на підготовку ґрунту, євро / га	782,5	802,0
Витрати на передпосадковий обробіток ґрунту, садіння та догляд, євро / га	403,0	240,8
Витрати на перше збирання, євро / га	571,3	179,9
Витрати на 2–7-ме збирання, євро / га	675,5	152,0
Витрати на останнє збирання, євро / га	512,1	88,1
Витрати на корчування орендованою технікою, євро / га		564,0
Питомі витрати на оренду землі, євро / га		1879,7
Питомі операційні витрати за весь цикл вирощування верби, євро / га	8765,4	4969,5
Кредитні кошти (частка капітальних витрат), %		70
Ставка за кредитом, %		7
Строк кредитування, років		5
Вартість продажу тріски, євро / т без ПДВ	30,0	30,0
Простий термін окупності, років	12,8	11,7
Дисконтований термін окупності, років	19,9	17,8
Чиста приведена вартість (NPV), тис. євро	24,3	739,8
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	8,3	9,3

три ділянки по 400 га з трирічною врожайністю 60 т/га. Передбачається, що тріска, отримана з плантації, буде реалізовуватися за ринковою ціною.

Приймемо термін загального існування одиничної плантації енергетичної верби 25 років. При 3-річному циклі вирощування за цей період можна зібрати 5–8 врожаїв. Слід зазначити, що врожайність першого та останнього зрізу становитиме 60 % від базової врожайності. Після останнього збору біомаси плантація енергетичної верби підлягає викорчовуванню.

З огляду на площу одиничної плантації (40 га) для першого варіанту буде використовуватися орендована техніка, за винятком переобладнаного дискового лущильника та ґрунтової фрези зі спеціальними захисними елементами для уникання пошкодження верби під час виконання операцій догляду у міжряддях. Для другого варіанту типового проєкту буде придбано всю необхідну техніку. Результати попереднього ТЕО зазначених варіантів проєктів вирощування плантацій енергетичної верби наведено в табл. 5.5.

Результати розрахунків показують, що за обраних типових умов простий термін окупності в обох випадках становить понад 10 років. Підвищення вартості продажу тріски може привести до певного скорочення терміну окупності, але цього недостатньо для привабливості бізнес-проєкту. Надання державної підтримки виробникам енергетичних культур в Україні може поліпшити економічні показники таких проєктів. Так, при субсидії на рівні 25 тис. грн/га простий термін окупності проєкту з вирощування енергетичної верби становитиме 8,8 року для обох варіантів з IRR 16,9 % за варіантом 1 (плантація ОТГ) і IRR 14,4 % за варіантом 2 (комерційна плантація) при вартості продажу тріски 30 євро/т без ПДВ. Крім того, необхідно працювати в напрямі скорочення капітальних / операційних витрат (наприклад, максимального використовувати вже наявну техніку) та

шукати додаткові статті доходу проекту (скажімо, здавати придбану техніку в оренду іншим користувачам).

Перспективи розвитку вирощування енергетичних культур в Україні

Відставання України від європейських країн щодо вирощування енергетичних рослин спричинене кількома факторами. З одного боку, це недорозвиненість регуляторної та технічної бази як для вирощування, так і для збуту отриманої біомаси, а з іншого – відсутність державної підтримки розвитку цього напрямку в Україні.

Сьогодні законодавство не створює сприятливих умов для вирощування енергетичних рослин. З метою ліквідації цієї прогалини 12 березня 2021 р. у Верховній Раді України зареєстровано два законопроекти щодо сприяння розвитку вирощування енергетичних рослин (перший автор – народний депутат І.А. Шинкаренко).

Законопроект № 5227³⁸ передбачає визначення терміна «енергетичні рослини». З визначенням пов'язані також низка інших положень, зокрема збільшення строку договору оренди землі для вирощування енергетичних рослин до 20 років. Зазвичай цикл існування плантацій енергетичних рослин становить 20 і більше років, тому збільшення строку оренди сприятиме забезпеченню окупності таких проектів.

Крім того, запропоновано спрощену процедуру оренди малопродуктивних земель для вирощування енергетичних рослин – без проведення земельних торгів. Оскільки такі землі не придатні для вирощування традиційних культур, конкуренція за них зазвичай відсутня, тому проводити торги недоцільно.

³⁸ http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=71384

Інший законопроект, № 5228³⁹ передбачає зміни до Податкового кодексу України щодо орендної плати. Пропонується обмежити максимальний розмір орендної плати за малопродуктивні та деградовані землі, на яких вирощують енергетичні рослини, до 5 % нормативної грошової оцінки. Таке обмеження унеможливить непередбачувану зміну орендної плати протягом строку оренди та позитивно вплине на економічні показники проектів з вирощування енергетичних рослин. Наразі законопроекти № 5227 і № 5228 перебувають на стадії розгляду.

Необхідність залучення значних інвестицій на етапі закладення плантацій та тривалий період окупності проектів з вирощування енергетичних рослин є ще одним фактором, що спричиняє відставання України в цій галузі.

За різними оцінками, період окупності проектів з вирощування енергетичних рослин становить 8–10 років, а внутрішня норма рентабельності проектів – близько 10 %. Аграрії, які могли б зайнятися вирощуванням енергетичних рослин як бізнесом, на сьогодні не дуже зацікавлені вкладати кошти в цей напрям. Вирощування традиційних сільськогосподарських культур (пшениці, кукурудзи, соняшнику) забезпечує значно більшу рентабельність (20–25 %). З метою зменшення періоду окупності таких проектів та підвищення їх рентабельності потрібно застосовувати державну підтримку. В багатьох країнах – членах ЄС передбачено пряму підтримку через компенсацію вартості закладення плантацій енергетичних рослин. Аналогічну систему доцільно запровадити і в Україні (рис. 5.3).

За розрахунками Біоенергетичної асоціації України, обсяг разової компенсації для таких енергетичних рослин, як тополя, слід встановити в розмірі 20 тис. грн/га,

³⁹ http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=71385

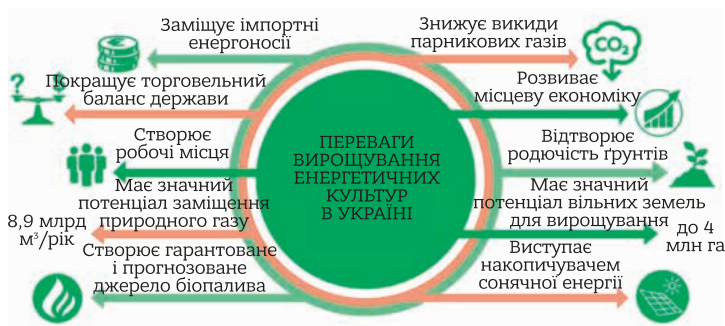


Рис. 5.3. Переваги вирощування енергетичних культур в Україні

для верби – 21 тис. грн/га, для міскантусу – 24 тис. грн/га. Кошти для такої підтримки можливо передбачити в рамках Державної цільової економічної програми з енергоефективності та розвитку відновлюваних джерел енергії на 2022–2026 роки, що зараз перебуває в процесі опрацювання і погодження.

Бюджетні кошти можуть надаватися за такими напрямками, як проведення робіт із закладення насаджень енергетичних рослин та з догляду за насадженнями енергетичних рослин.

- Пропонується сплачувати цю компенсацію у два етапи – у 1-й та 3-й рік існування плантації.

- Умови компенсації: площа – не менш як 100 га, сходження – не менш як 85 % у перший рік існування плантації і не менш як 80 % у третій, висота енергетичних рослин – не менш як 1 м і не менш як 2 м відповідно.

- Контроль – формальна перевірка поданих документів та виїзні перевірки.

Поетапний механізм надання компенсації є найбільш прозорим і найменш ризикованим з погляду можливого недобросовісного використання бюджетних коштів.

Для запровадження такого механізму стимулювання вирощування енергетичних рослин вже закладено законодавчі основи у згаданому вище законопроекті № 5227, в якому передбачено, що стимулювання виробництва та споживання енергії, виробленої з альтернативних джерел, може здійснюватися через державну підтримку вирощування енергетичних рослин у порядку, визначеному Кабінетом Міністрів України.

Прийняття зазначених законопроектів покладе початок широкому вирощуванню енергетичних рослин, які мають низку вагомих переваг для держави, громад і бізнесу:

- створення гарантованого джерела біопалива;
- заміщення імпортованих енергоносіїв;
- поліпшення торговельного балансу держави;
- створення нових робочих місць;
- зниження викидів парникових газів;
- розвиток місцевої економіки;
- відновлення родючості ґрунтів.

Це закладе підвалини для розвитку в Україні потужного сектору вирощування енергетичних рослин з потенціалом для заміщення природного газу до 8,9 млрд м³/рік (при вирощуванні їх на 2 млн га), можливістю скорочення викидів парникових газів до 18 млн т CO_{2екв.}/рік, значним позитивним впливом на макроекономічні показники вітчизняної економіки.



ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОБНИЦТВА ТВЕРДОГО БІОПАЛИВА (ГРАНУЛИ, БРИКЕТИ)

Недоліком відходів рослинної біомаси як палива є низька насипна щільність, підвищена вологість, неоднорідність розмірів частинок, що й зумовило необхідність «удосконалення» такого палива за допомогою сушіння і пресування (гранулювання, брикетування).

Гранульоване паливо має низку переваг перед рослинними відходами в їх первинному вигляді:

1. Мінімальна площа зберігання, мінімальний обсяг при перевезенні.
2. Можливість повної автоматизації подачі гранул у зону горіння.
3. Можливість переобладнання діючих котлів (пальники для гранул легко встановлюються на котли замість відпрацьованих пальників для рідкого палива зі збереженням високого рівня автоматизації).
4. Можливість використання в котлах будь-якої потужності – від індивідуальних до великої ТЕС.
5. Малий вміст золи після спалювання.
6. Завдяки сипучості і однорідності гранули можна транспортувати автоцистернами і подавати пневмотранспортом на склад (у бункер палива).

7. Максимальна безпека при зберіганні і перевезенні (не вибухонебезпечні, не схильні до самозаймання).

8. Не розкладаються при тривалому зберіганні завдяки досить низькій робочій вологості.

9. Не викликають алергічних реакцій, не переносять насіння бур'янів і комах-шкідників.

10. Однорідність складу.

11. Низькі показники вмісту сірки та інших елементів, здатних формувати шкідливі викиди.

Гранульовані палива вигідно відрізняються від вихідної сировини завдяки більшій компактності та насипній вазі, яка в середньому для гранул становить 650–700 кг на кубічний метр.

Порівняння насипної ваги і показників ущільнення гранул порівняно з вихідною сировиною здійснено в табл. 6.1.

Особливо важливими ці фактори є в міжнародній торгівлі біопаливами, коли виникає необхідність перевезення великих партій палива на далекі відстані.

Таблиця 6.1. Порівняння насипної ваги гранул і вихідного матеріалу

Матеріал	Середня насипна вага, кг/м ³		Ступінь ущільнення порівняно з вихідною сировиною, рази	
	від	до	від	до
Гранули	650	700	—	—
Деревна стружка	70	200	3	10
Деревна тирса	220	250	3	
Тюкована солома	120	200	3	6
Солома, залежно від ступеня подрібнення	45	125	5	15
Соняшникове лушпиння, костриця льону	90		8	



Деревина: сосна, ялина,
діаметр 6 мм



Деревина: бук, діаметр 6 мм



Солома зернових,
діаметр 8 мм



Лушпиння соняшнику,
діаметр 8 мм



Лушпиння рису, діаметр 8 мм



Торф, діаметр 8 мм

Рис. 6.1. Гранули з різних видів сировини

Перевагою використання пресованого біопалива є також вартість устаткування для котельних установок потужністю до 2 МВт, які потребують менше інвестицій для гранул, брикетів порівняно з установками для деревної тріски. Об'єм складу для деревної тріски набагато більший, і його будівництво, відповідно, обходиться дорожче. Оскільки гранули та брикети займають менший обсяг у розрахунку на одиницю одержуваної енергії, об'єм складу для них може бути зменшено на 50 %.



Брикетки з деревини типу Pini Kay (так звані «євродрова»), екструдерне пресування



Брикетки з деревини, отримані на ударно-механічному пресі



Брикетки з соломи, екструдерне пресування



Брикетки з деревини типу RUF, отримані на гідравлічному пресі, пресування в двох напрямках

Рис. 6.2. Брикетки, отримані за допомогою різних технологій пресування

Основними типами пресованого твердого біопалива є гранули та брикетки. Гранули – це спресовані частинки рослинного походження, що мають форму циліндрів діаметром від 5–6 до 25 мм, довжиною 10–80 мм (рис. 6.1). Пресовані частинки діаметром понад 25 мм уже вважаються брикетами. Крім того, брикетки, залежно від способу їх виробництва, можуть бути циліндричної, призматичної, прямокутної форми (рис. 6.2).

Для виробництва як гранул, так і брикетів можна застосовувати різні види рослинної сировини та відходів її переробки: всі види деревини, енергетичних рослин, соломі зернових культур, лушпиння, стебла та кошики со-

няшнику, стебла та стрижні кукурудзи, відходи переробки різних видів зерна, кострицю льону, буряковий жом, сушену барду, а також торф, лігнін, макулатуру тощо.

Вимоги до якості гранул визначаються технологіями спалювання, оскільки різні системи вимагають різних якостей палива. Спалювання гранул з біомаси в повністю автоматичних системах опалення для житлового сектору та невеликих печах потребує високої якості палива. Однак така висока якість не потрібна, якщо ці палива використовують у великих промислових установках, оскільки вони обладнані більш складними системами очищення, спалювання та керування процесами. Наприклад, великі теплогенеруючі установки менш чутливі до подрібнення гранул та кількості дрібних частинок. На відміну від них, побутові печі на гранулах вимагають міцності гранул, щоб уникнути пилоутворення та проблем у системах подачі гранул. Тому гранули з аграрної біомаси використовують переважно у великих теплогенеруючих установках.

Різні вимоги малих і великих систем згорання зумовлюють необхідність визначення різних стандартів якості.

Вимоги щодо якості як гранул, так і брикетів з біомаси зазвичай стосуються таких основних параметрів:

Вміст золи. Зола – це залишок після повного згорання палива. Чим менший вміст золи, тим менше забруднення котельного обладнання в процесі спалювання і тим ефективніше працюватиме котел. Низький вміст золи зменшує необхідність у плановому очищенні та обслуговуванні обладнання.

Температура плавлення золи. Зола з низькою температурою плавлення, як правило, плавиться в найгарячіших частинах камери згорання і застигає після виходу з цих зон. Ця затверділа зола (шлак) може спричинити низку проблем, зокрема погіршення процесу згорання, блокування обладнання та збільшення витрат на його обслуговування.

Довжина, діаметр та насипна щільність. Важливо мати гранули з відповідною довжиною, діаметром та насипною щільністю, оскільки котли на гранулах розраховані на використання гранул зі стандартною енергетичною щільністю (тобто вмістом енергії на одиницю об'єму). Використання гранул нестандартного розміру впливає на щільність енергії. У разі надмірної енергетичної щільності надходження енергії до котла буде надто високим, що призведе до перегріву камери згорання, тоді як недостатня щільність енергії знижує ефективність і може спричинити недостатнє виробництво теплової енергії.

Пил та дрібні частинки матеріалу, які утворюються в мішках з гранулами, є важливим фактором, оскільки можуть впливати на процеси зберігання, транспортування, технічне обслуговування, ефективність горіння та викиди забруднюючих речовин.

Теплота згорання та вміст вологи. Нижча теплота згорання, особливо виміряна при робочій вологості палива, відображає енергетичний вміст гранул. Вологість відображає кількість води, що міститься у певній кількості гранул, і виражається у відсотках. Зазвичай чим нижча вологість, тим вища теплота згорання гранул.

Механічна міцність. Цей параметр відображає стійкість гранул до руйнування. Висока механічна міцність означає, що гранули менше подрібнюються під час транспортування та у шнеках подачі палива, завдяки чому підтримується консистенція гранул та зменшується пилоутворення.

Вміст азоту, сірки та хлору. Ці параметри, виражені у відсотках від загальної маси гранул, впливають на рівень викидів забруднюючих речовин та корозію поверхонь нагрівання.

Важкі метали. Ці параметри, виражені у мг/кг, впливають на рівень викидів забруднюючих речовин, перебіг горіння та зольність гранул.

Протягом тривалого часу в Україні діяв лише один державний стандарт на тверде паливо з біомаси, а саме – з лушпиння соняшника: ДСТУ 7124:2009 «Лушпиння соняшнику пресоване гранульоване. Технічні умови» (введено в дію 01.01.2012, внесено зміни у 2014 р.).

У 2015 р. було затверджено ДСТУ 8358:2015 «Брикети та гранули паливні з деревинної сировини. Технічні умови», який набрав чинності 01.07.2017. На гранули та брикети з інших видів біомаси державних стандартів поки що немає, тому більшість виробників гранул та брикетів з біомаси розробляють і використовують власні технічні умови.

У разі, якщо брикети та гранули призначені на експорт, виробники дотримуються вимог, визначених стандартами відповідних країн.

Найбільш відомим стандартом у Європі, що поступово замінює національні стандарти окремих країн, є стандарт ENplus, що визначає не тільки вимоги до якості гранул, а й процеси сертифікації їх виробництва. Стандарт ENplus поширюється лише на деревне біопаливо і стосується гранул для непромислового використання (табл. 6.2). Вимоги до якості ENplus ґрунтуються на міжнародному стандарті ISO 17225-2.

Міжнародний стандарт ISO 17225-2 визначає вимоги до якості деревних гранул для промислового використання (табл. 6.3).

Міжнародний стандарт ISO 17225-6 встановлює вимоги до гранул з недеревної біомаси, до яких належать два класи гранул з трав'яної, плодової біомаси, біомаси водних рослин, сумішей різних видів біомаси, а також три окремі класи гранул із соломи злаків, міскантуса та канарської трави. Табл. 6.4 містить деякі значення найважливіших параметрів для гранул з недеревної біомаси.

Для брикетів діють такі міжнародні стандарти:

- ISO 17225-3 – деревні брикети (три класи);
- ISO 17225-7 – недеревні брикети (два класи).

Таблиця 6.2. Порогові значення найважливіших параметрів гранул (стандарт ENplus)

Параметр	Одиниці виміру	ENplus-A1	ENplus-A2	EN-B	Стандарт тестування
Діаметр	мм	6 ± 1 або 8 ± 1			ISO 17829
Довжина	мм	3,15 ≤ Д ≤ 40 ⁴			ISO 17829
Вміст вологи	% ²	≤10			ISO 18134
Вміст золи	% ³	≤0,7	≤1,2	≤2,0	ISO 18122
Механічна стійкість	% ²	≥98,0 ⁵	≥97,5 ⁵		ISO 17831-1
Пил (<3,15 мм)	% ²	<1,0 ⁶		<0,5 ⁷	ISO 18846
Температура гранул	°C	≤40 ⁸			
Теплота згорання	кВт · год/кг ² , кДж/кг	≥4,6 ⁹		≥16,5	ISO 18125
Насипна щільність	кг/м ^{3,2}	600 ≤ НЩ ≤ 700			ISO 17828
Добавки	% ²	≤2			—
Вміст азоту	% ²	≤0,3	≤0,5	≤1,0	ISO 16948
Вміст сірки	% ²	≤0,04	≤0,05		ISO 16994
Вміст хлору	% ²	≤0,02	≤0,03		ISO 16994
Температура плавлення золи ¹	°C	≥1200	≥1100		CEN/TC 15370-1
Миш'як	мг/кг ³	<1			ISO 16968
Кадмій	мг/кг ³	<0,5			ISO 16968
Хром	мг/кг ³	<10			ISO 16968
Мідь	мг/кг ³	<10			ISO 16968
Свинець	мг/кг ³	<10			ISO 16968
Ртуть	мг/кг ³	<0,1			ISO 16968
Нікель	мг/кг ³	<10			ISO 16968
Цинк	мг/кг ³	<100			ISO 16968

¹ Зола за 815 °C; ² як отримано; ³ на суху масу; ⁴ максимум 1 % гранул може мати довжину понад 40 мм, заборонено використовувати гранули, довші за 45 мм; ⁵ на місці завантаження транспортногo агрегату (вантажівка, судно) на виробництві; ⁶ біля заводських воріт або при завантаженні вантажівки для доставки кінцевим споживачам; ⁷ на виході із заводу, під час наповнення мішків з гранулами або герметичних біг-бегів; ⁸ в останньому пункті завантаження вантажів для кінцевих споживачів; ⁹ дорівнює ≥16,5 МДж/кг як отримано; ¹⁰ кількість добавок у виробництві може становити не більше ніж 1,8 мас. %, кількість добавок після виробництва (наприклад, мастила для нанесення покриттів) – не більше ніж 0,2 мас. % гранул.

Таблиця 6.3. Гранули для промислового використання (ISO 17225-2)

Параметр	Одиниці виміру	Клас гранул		
		I1	I2	I3
Діаметр Довжина	мм	6 мм: 3,15 < L < 40	6 мм: 3,15 < L < 40	6 мм: 3,15 < L < 40
		8 мм: 3,15 < L < 40	8 мм: 3,15 < L < 40	8 мм: 3,15 < L < 40
			10 мм: 3,15 < L < 40	10 мм: 3,15 < L < 40
				12 мм: 3,15 < L < 40
Вміст вологи	%		≤10	
Вміст золи	%	≤1,0	≤1,5	≤3,0
Механічна стійкість	%	97,5÷99,0	97,0÷99,0	96,5÷99,0
Пил (<3,15 мм)	%	≤4	≤5	≤6
Добавки	%		≤3	
Теплота згорання	кДж/кг		≥16,5	
Насипна щільність	кг/м ³		≥600	
Вміст азоту	%	≤0,3	≤0,3	≤0,8
Вміст сірки	%		≤0,05	
Вміст хлору	%	≤0,03	≤0,05	≤ 0,1
Миш'як	мг/кг		≤2	
Кадмій	мг/кг		<1,0	
Хром	мг/кг		<15	
Мідь	мг/кг		<20	
Свинець	мг/кг		<20	
Ртуть	мг/кг		<0,1	
Цинк	мг/кг		<200	

Таблиця 6.4. Гранули з недеревної біомаси (ISO 17225-6)

Параметр	Одиниці виміру	Недеревна біомаса		Солома злаків	Міскантус
		клас А	клас В		
Діаметр Довжина	мм	6–10 мм: 3,15 < L < 40 12–25 мм: 3,15 < L < 50			
Вміст вологи	%	≤12	≤15	≤10	
Вміст золи	%	≤6	≤10	≤6	≤4
Механічна стійкість	%	≥97,5	≥96,0	≥97,5	
Пил (<3,15 мм)	%	≤2	≤3	≤1	
Теплота згорання	кВт · год/кг кДж/кг	≥4,0 ≥14,5			
Насипна щільність	кг/м ³	≥600		≥600	≥580
Вміст азоту	%	≤1,5	≤2	≤0,7	≤0,5
Вміст сірки	%	≤0,2	≤0,3	≤0,1	≤0,05
Вміст хлору	%	≤0,1	≤0,3	≤0,1	≤0,08
Миш'як	мг/кг	≤1,0			
Кадмій	мг/кг	≤0,5			
Хром	мг/кг	≤50			
Мідь	мг/кг	≤20			
Свинець	мг/кг	≤10			
Ртуть	мг/кг	≤0,1			
Нікель	мг/кг	≤10			
Цинк	мг/кг	≤100			

В Україні виробляють різні види гранул та брикетів з використанням деревини, лушпиння соняшнику, соломи зернових, костриці льону, відходів переробки зерна, торфу, лігніну та інших матеріалів. Найбільш поширеною сировиною є деревина та лушпиння соняшника, на які припадає до 90 % всіх виготовлених гранул та брикетів.

Забезпечення вимог до якості гранул та брикетів залежить від таких факторів, як фізико-хімічний склад вхідної сировини та схема її переробки. Перший фактор є визначальним щодо вмісту хімічних елементів у готовій продукції, куди вони в повному обсязі переходять із сировиною. Схема переробки та задіяне обладнання визначають кінцеві характеристики якості продукції.

Схеми переробки біомаси в гранули значно різняться залежно від типу та характеристик сировини. Основними характеристиками, що впливають на організацію виробничого процесу, є початковий стан біомаси (розмір частинок, попереднє пакування та ущільнення, наявність сторонніх включень), а також вологість.

Найбільш складну схему переробки в гранули застосовують для деревних вологих матеріалів при повному або частковому використанні великих кусків деревини, полін (рис. 6.3). Таку схему застосовують у разі, якщо необхідне подрібнення великих кускових матеріалів та їх сушіння. На схемі не показано деякі початкові стадії, що виникають при використанні стовбурової деревини: змивання сторонніх включень, знімання кори, розколювання стовбурів на окремі поліна.

За схемою, деревина у вигляді полін, обрізків, кусків і т. д. за допомогою транспортера подається в дробарку (рубальну машину), потім надходить у молотковий млин (наявність цієї дробарки визначається тим, на яку фракцію сировина подрібнюється рубальною машиною). Подрібнена сировина подається в проміжний бункер чи склад для тирси. Якщо вхідною сировиною є тирса, вона може подаватися безпосередньо в цей бункер, минаючи рубальні машини.

З приймального пристрою тирса транспортерами подається в барабанну сушарку. Просуваючись по барабану, тирса продувається гарячим повітрям або сумішшю повітря та димових газів, що подається з твердопаливного теплогенератора. Як паливо для теплогенера-

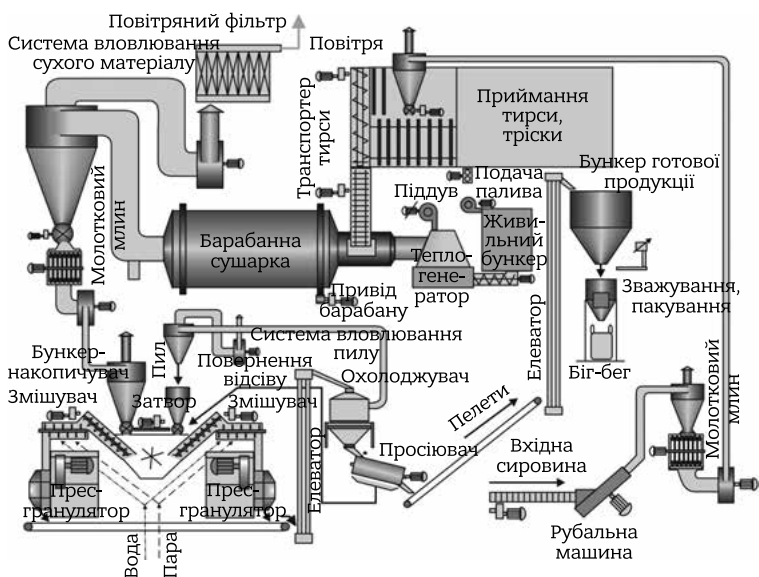


Рис. 6.3. Апаратно-технологічна схема виробництва деревних гранул

тора також використовують тирсу, що подається з живильного бункера. Висушена тирса вологістю до 10 % разом з потоком повітря потрапляє в систему уловлювання сухого матеріалу, яка складається з циклону і вентилятора. Висушений матеріал з циклону через шлюзовий затвор подається в дробарку (молотковий млин), де відбувається його подрібнення до розмірів частинок, необхідних для гранулювання. Подрібнений деревний матеріал пневмотранспортом подається в бункер-накопичувач перед грануляторами. З бункера-накопичувача матеріал надходить у систему завантаження грануляторів, обладнану змішувачем та подавальними шнеками. У змішувачі передбачено подачу води і пари для зволоження пресованого матеріалу з метою активізації сполучних речовин (лігніну) при пресуванні і отримання необхідної плинності продукту. У пресах-гранулято-

рах відбувається безпосередньо процес отримання гранул, при цьому об'єм матеріалу порівняно з об'ємом гранули зменшується у 7–8 разів.

Отримані гранули за допомогою стрічкового транспортера і норії подаються в протиструминний охолоджувач, де гранули охолоджуються потоком повітря, що проходить через їх шар. Потреба в охолоджувачі зумовлена тим, що в процесі стискання матеріал нагрівається. Це є необхідною умовою активізації лігніну деревини як закріплюючої речовини, але в результаті готова гранула виходить з преса гарячою (близько 100 °С) і м'якою, що створює ризик її деформації та подрібнення.

Потік повітря після охолоджувача містить пил та дрібні частинки, що вловлюються системою аспірації та повертаються в бункер-накопичувач. Після охолодження продукція просівається на вібраційному ситі і стає придатною для зберігання і транспортування. Несформована маса (відсів) за допомогою шнека повертається в бункер-накопичувач перед гранулюванням.

Після зважування гранули можна відвантажувати насипом або упакувати в біг-беги за допомогою пакувального автомата.

Відповідно до цієї схеми можна гранулювати й інші матеріали рослинного походження, що потребують сушіння. Схема може мати різні варіації, наприклад замість барабанної можуть застосовуватися аеродинамічні чи інші типи сушарок.

Для сухих матеріалів (солома, соняшникове лушпиння, костриця льону) технологія виробництва гранул простіша, ніж для деревини, внаслідок зменшення кількості операцій з підготовки сировини. У разі використання як сировини соломи зернових схема переробки дещо змінюється (рис. 6.4).

Основні її стадії такі: подрібнення тюків соломи, розмелювання подрібненої соломи за допомогою млина, кондиціонування (витримка сировини при додаванні па-

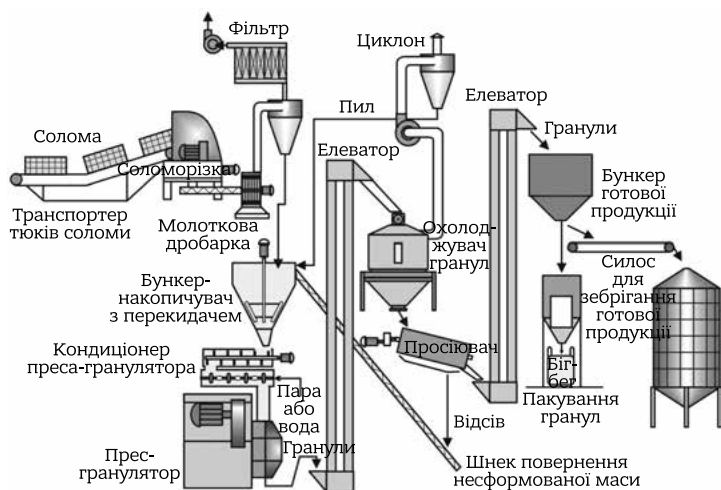


Рис. 6.4. Апаратно-технологічна схема виробництва гранул з туюваної соломи

ри), гранулювання на пресах-грануляторах, охолодження та підсушування, просіювання, фасування.

Як вихідну сировину для виробництва гранульованої соломи зручніше використовувати солому в тюках. Тюки зі складу соломи подають на подрібнення за допомогою транспортера. Подрібнення відбувається у дві стадії. Спочатку тюки подрібнюють у спеціальній машині (соломорізці), де солома подрібнюється до фракції 5–25 мм, а потім за допомогою шнека подається на дробарку (молотковий млин), де подрібнюється до розміру частинок, необхідного для гранулювання (не більш як 2 мм). Після цього тонко подрібнений матеріал системою пневмотранспорту через бункер-розвантажувач надходить на завантажувальний шнек, що подає матеріал в бункер-накопичувач з перемішувачем. Очищення повітря передбачено за допомогою фільтрів. З бункера-накопичувача сировина дозовано подається в пристрій змішування і кондиціювання преса-гранулятора, куди

також подаються пара і вода. У кондиціонері матеріал зволожується паром і водою до необхідної температури і вологості з метою активізації сполучного агента (лігніну). У пресі-грануляторі матеріал пресується в гранули потрібного діаметра.

Гранули, що виходять з матриці преса-гранулятора, за допомогою елеватора подаються на охолодження та просіювання. Далі вони подаються елеватором в бункер готової продукції, який на виході оснащений дозатором. Під бункером містяться електронні ваги, на які встановлюється піддон з біг-бегом, куди за вагою завантажуються гранули. Можливий також варіант безтарного зберігання і відвантаження гранул зі складу. Для експорту гранул передбачено пакування в біг-бегі на 500 або 1000 кг продукції.

Отже, основна відмінність від схеми для виробництва деревних гранул полягає у відсутності сушарки, а також подрібненні тюків соломи, а не кускових відходів.

Загалом наявність чи відсутність сушарки при виробництві гранул із соломи більше залежить від рішення проєктувальників та організаторів виробництва, умов зберігання сировини, а також від вимог до вологості, що висуває виробник пресів-грануляторів, якими оснащено виробничу лінію. Сушарки у виробництві гранул із соломи використовують нечасто, проте, наприклад, на підприємстві Vin-Pellet, де встановлено комплектну лінію виробництва Amandus Kahl, сушарка застосовується.

У разі використання лушпиння соняшнику схема переробки в гранули ще більше спрощується, оскільки цей продукт, що є відходом виробництва соняшникової олії та утворюється безпосередньо на підприємствах з переробки насіння, достатньо сухий, а його фракційний склад іноді дозволяє обходитися навіть без подрібнення при гранулюванні. Хоча для отримання гранул кращої якості цю стадію все ж таки рекомендовано включати.

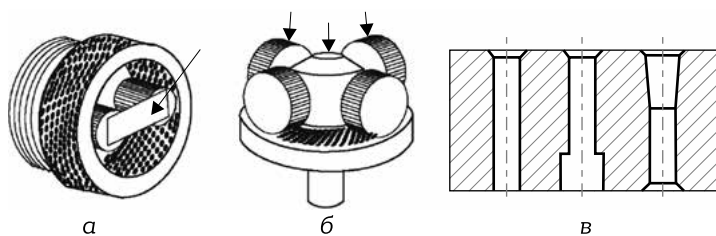


Рис. 6.5. Види матриць пресів-грануляторів: а – циліндрична матриця; б – плоска матриця; в – форми каналів матриці

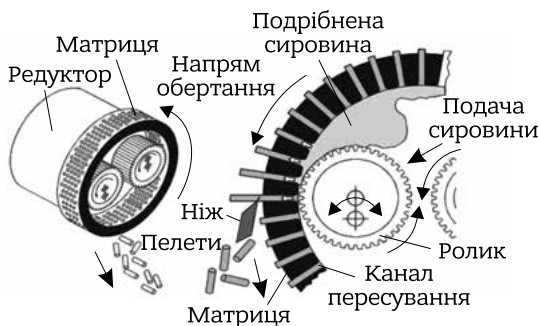


Рис. 6.6. Процес утворення гранули в циліндричній матриці

Найважливішою стадією виробництва гранул, що є спільною для всіх матеріалів та істотно впливає на якість готової продукції, є гранулювання.

Гранулювання здійснюють на пресах різних конструкцій. Для цього застосовують два основних види пресів: з циліндричною і плоскою матрицею (рис. 6.5). При цьому діаметр матриці може перевищувати один метр, а електрична потужність преса сягати 500 кВт залежно від заданої продуктивності. На продуктивність преса впливає (в межах 20 %) діаметр одержуваних гранул, зазвичай 6 мм для приватного споживання і 8–10 мм для промислового.

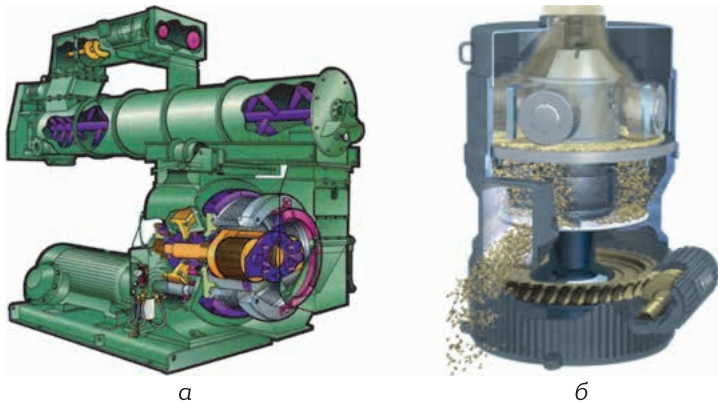


Рис. 6.7. Гранулятори CPM та Amandus Kahl: а – прес-гранулятор CPM 7930-4 з двигуном 250 або 315 кВт, продуктивністю 4–5 т/год; б – гранулятор Amandus Kahl (Німеччина) з плоскою матрицею

Процес утворення гранули полягає у спресуванні подрібненої сировини, що потрапляє в канал пресування в результаті взаємодії ролика та шару матеріалу між роликом та матрицею (рис. 6.6). Форма каналів матриці (рис. 6.5, в) підбирається окремо для різних видів матеріалів для досягнення оптимальних умов формування гранули.

Просуваючись по каналу пресування, матеріал ущільнюється і розігрівається внаслідок тертя об стінку каналу. Процес тертя спричиняє додаткове розігрівання матеріалу та активізацію зв'язуючої речовини (лігніну), що зрештою приводить до утворення щільної однорідної гранули циліндричної форми. Загалом вважається, що аграрна біомаса містить менше лігніну, ніж деревина (14–17 % порівняно з 25–30 %) ⁴⁰, тому гірше гранулюється.

⁴⁰ Tumuluru J.S. Specific energy consumption and quality of wood pellets produced using high-moisture lodgepole pine grind in a flat die pellet mill. *Chemical Engineering Research and Design*. 2016. **110**: 82–97. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2016.04.007>

На рис. 6.7 показано приклади сучасних пресів великої продуктивності з циліндричною та плоскою матрицею відомих виробників пресів-грануляторів (СРМ та Amandus Kahl). Преси як з циліндричною, так і з плоскою матрицею використовують для гранулювання різних видів рослинної сировини.

Слід враховувати, що технологічні вимоги при гранулюванні сировини аграрного походження дещо інші, ніж при гранулюванні деревини. Так, низка проведених досліджень свідчать, що допустимий рівень вологості аграрної біомаси перед гранулюванням може бути дещо вищим, ніж для деревини (табл. 6.5).

У результаті дослідження процесу промислового виробництва гранул із соломи зернових виявлено, що оптимальне значення вологості соломи при гранулюванні не має перевищувати 14 %. У разі зростання вологості падає продуктивність виробничої лінії, збільшуються питомі витрати електроенергії на виробництво (рис. 6.8)⁴¹.

Водночас при вологості менше 12 % потрібно здійснювати подачу води в кондиціонер перед пресом-гранулятором, інакше знижується механічна міцність гранул та утворюється багато дрібних частинок несформованого матеріалу.

Перевищення оптимальних значень вологості також призводить до зменшення механічної міцності гранул, хоча в деяких випадках скорочує витрати електроенергії при гранулюванні. Це пояснюється збільшенням текучості матеріалу, внаслідок чого він проходить через канали матриці без тертя і, відповідно, без ущільнення.

Значення вологості для різних типів сировини свідчать, що використання сушки є критичним для процесу

⁴¹ Raila A. et al. Evaluation of Straw Pellet Production Process. In: *Engineering for rural development: 11th international scientific conference: proceedings* (May 24–25, 2012). Jelgava: Latvia University of Agriculture, 2012. P. 290–294. http://tf.llu.lv/conference/proceedings2012/Papers/050_Raila_A.pdf

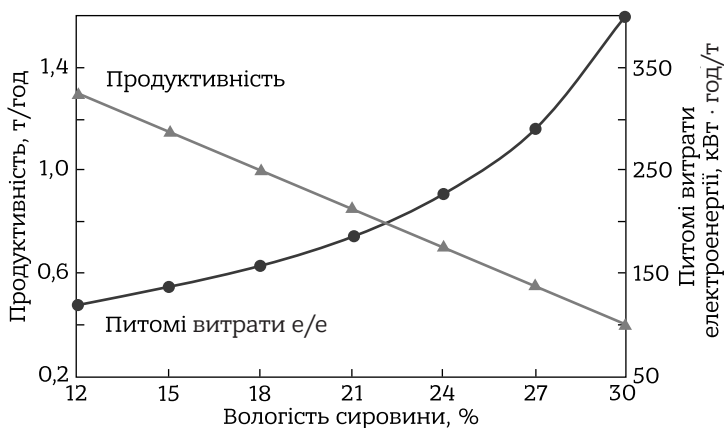


Рис. 6.8. Залежність продуктивності та витрат електроенергії при виробництві гранул від вологості сировини

Таблиця 6.5. Допустима вологість сировини перед гранулюванням

Сировина	Діапазон вологості, %
Деревина загалом	5–10
Деревина бука	6–10
Деревина ялини	10
Деревина маслини	5
Деревина сосни	6–8
Аграрна біомаса загалом	10–20
Солома зернових загалом	10–15
Житня солома	19–23
Пшенична солома	15
Стебла кукурудзи	10

Джерело: Stelte W. et al. Recent Developments in Biomass Pelletization. A Review. *Bio Resources*. 2012. **7**(3): 4451–4490.

Таблиця 6.6. Вплив різних факторів на виробничий процес

Фактор	Характер впливу	Примітки
Температура	Поліпшення міцності гранул при зростанні до 90 °С	При зростанні вище 90 °С подальшого поліпшення не відбувається
Розмір частинок	Характер впливу неоднаковий у різних випадках	Кількість частинок розміром менш як 0,5 мм не повинна перевищувати 10–20 % маси матеріалу, інакше знижується міцність гранул
Тиск пресування	Підвищення тиску приводить до збільшення щільності та механічної міцності	З іншого боку, збільшення тиску спричиняє зростання питомих енерговитрат
Співвідношення довжини отвору матриці та його діаметра	Збільшення співвідношення приводить до зростання щільності та механічної міцності	З іншого боку, збільшення співвідношення спричиняє зростання питомих енерговитрат
Швидкість обертання матриці	Має бути меншою для матеріалів з нижчою насипною щільністю та меншою вологістю	

Джерело: Fahrenholz A.C. Evaluating Factors Affecting Pellet Durability and Energy Consumption in a Pilot Feed Mill and Comparing Methods for Evaluating Pellet Durability. A Dissertation. Kansas State University, Manhattan, Kansas, 2012; Tumuluru J.S. Specific energy consumption and quality of wood pellets produced using high-moisture lodgepole pine grind in a flat die pellet mill. *Chemical Engineering Research and Design*. 2016. **110**: 82–97. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2016.04.007>

виробництва гранул з агросировини лише при її занадто високій вологості. Сушіння може сприяти стабілізації вологості сировини, що надходить на гранулювання, якщо

вологість вхідної сировини змінюється в широких межах. Вважається, що сушіння можна уникнути, якщо вологість соломи, що надходить у виробництво, менша за 20 %⁴². Крім вологості, на якість гранулювання соломи зернових впливають низка інших факторів (табл. 6.6). Отже, для отримання найкращих результатів при гранулюванні важливим є вибір та регулювання правильних співвідношень зазначених вище факторів. Виробники пресів-грануляторів проводять відповідні дослідження для підбору найкращих технологічних режимів для кожного виду сировини.

Загалом технологічна схема виробництва брикетів з рослинної сировини багато в чому повторює схему виробництва гранул, хоча є дещо простішою. Попередня підготовка сировини також передбачає первинне та остаточне подрібнення і сушіння. Основна відмінність полягає в останній стадії – брикетуванні, що здійснюється на брикетувальних пресах різних конструкцій. Стадія охолодження готових брикетів не потребує спеціального обладнання. Немає також потреби в просіюванні готової продукції.

Основними типами пресів для брикетування є шнекові та поршневі преси, які, у свою чергу, можна поділити на гідравлічні та механічні (ударно-механічні).

Поршневі преси

У поршневих пресах вхідний матеріал поршнем просувається у фільтру, що звужується, від тертя матеріал нагрівається, при цьому активізується лігнін як природна скріплювальна речовина. Утворений брикет на виході з фільтри застигає, утворюючи щільну структуру.

⁴² Nolan A. et al. Economic Analysis of Manufacturing Costs of Pellet Production in the Republic of Ireland Using Non-Woody Biomass. *The Open Renewable Energy Journal*. 2010. **3**: 1–11.

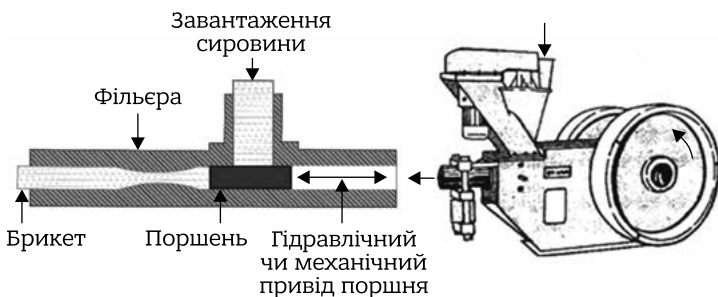


Рис. 6.9. Поршневий прес

ру. Поршень здійснює зворотно-поступальний рух, чергуючи цикли завантаження сировини та її стиснення.

Механічний поршневий прес складається з циліндра (поршня) та матриці і приводиться в рух електродвигуном (рис. 6.9). Біомасова сировина проштовхується у фільтру поршневим циліндром, при цьому тиск ущільнення становить 100–110 МПа, але може досягати 196 МПа, а продуктивність зазвичай становить 200–2500 кг/год. Досягнута щільність брикету перебуває в межах від 1000 до 1200 кг/м³. Межа вологості сировини зазвичай становить 15 %, а ідеальний робочий діапазон – це 8–12 %.

До матеріалів, які можна ущільнити цим пресом, належать сільськогосподарські відходи, пил вугілля, тирса та стружка, кора дерев тощо. Порівняно зі шнековим пресом він має тривалий термін служби деталей і низькі показники споживання електроенергії, однак потребує вищого рівня технічного обслуговування, а виготовлені брикети мають нижчу якість.

У гідралічних поршневих пресах електрична енергія двигуна перетворюється на механічну завдяки гідралічній системі високого тиску. Через повільніший рух пресувального циліндра продуктивність пресування менша, проте цей тип пресів може працювати з більшою вологою сировиною. Тиск пресування становить 40–60 МПа. Гідралічні поршневі преси мають продуктив-

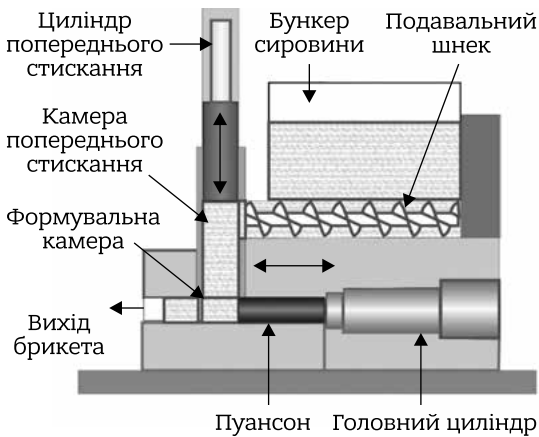


Рис. 6.10. Гідравлічний прес брикетів RUF

ність до 250 кг/год, брикет виходить не такий щільний, іноді щільністю менше 1 г/см^3 . За допомогою гідравлічного брикетуючого преса можна спресувати будь-яку сировину з вологістю менш як 20 %, наприклад стружку, нове і старе подрібнене дерево, лушпиння, соняшник, тирсу, залишки фанери тощо.

Основні витрати на обслуговування поршневого преса пов'язані із заміною фільтри через кілька сотень годин роботи.

Одним з видів гідравлічних пресів є преси, що виробляють брикети типу RUF. Принцип дії преса RUF полягає у «холодному» пресуванні в двох напрямках без додавання допоміжних скріплювальних речовин (рис. 6.10). На початку процесу відбувається ущільнення матеріалу внаслідок заповнення порожнин між його частинками. Потім починають деформуватися самі частинки, а наприкінці, коли тиск підвищується, пружна деформація матеріалу переходить у пластичну, при цьому брикет набуває потрібної форми та щільності. Характер деформації значно залежить від властивостей вихідного ма-

теріалу (однорідність фракції, вміст вологи тощо). Тиск пресування становить 25–40 МПа.

При пресуванні брикету в кожному циклі відбувається формування нового брикету та одночасне вилучення того, що утворився в попередньому циклі.

Шнекові преси

Шнековий прес складається зі шнекового екструдера та матриці (рис. 6.11). Відомі три типи шнекових пресів: конічні шнекові преси та циліндричні шнекові преси з підігрівом фільтри або без такого підігріву. У шнековому екструдері біомаса безперервно подається у шнек, внаслідок чого матеріал потрапляє в нагріту циліндричну форму до точки, де відбувається розм'якшення лігніну. Тиск створюється спеціальним гвинтовим шнеком, який проштовхує сировину всередину камери, яка поступово звужується. При цьому тиск нарощується вздовж гвинта, а не в одній зоні, як у поршневих машинах⁴³. Додаткові зв'язуючі речовини при цьому практично не потрібні, крім випадків, коли не досягнуто температури, необхідної для активізації лігніну (200–250 °С), або коли біомаса карбонізована, оскільки при цьому лігнін руйнується. Шнековий прес може потребувати менших капітальних витрат, але більших витрат на обслуговування, ніж поршневі, через значний знос шнеків, які доводиться регулярно ремонтувати. Його питома потреба в енергії також вища.

Шнекові преси спочатку використовували для брикетування тирси, однак практика показує, що вони дозволяють отримувати щільний брикет фактично з будь-яких рослинних матеріалів за умови, що температура

⁴³ Kpalo S.Y., Zainuddin M.F., Manaf L.A., Roslan A.M. A Review of Technical and Economic Aspects of Biomass Briquetting. *Sustainability*. 2020. **12**: 4609. <https://doi.org/10.3390/su12114609>

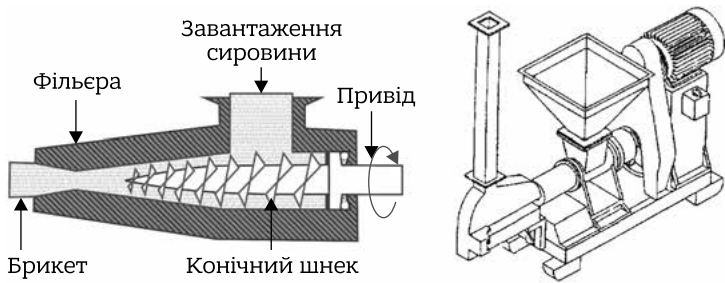


Рис. 6.11. Шнековий прес

матеріалу при пресуванні досягає 250–300 °С, а його початкова вологість менша за 15 %.

Брикети після шнекових пресів мають концентричний отвір, що забезпечує кращі характеристики горіння завдяки більшій питомій площі. Вони також однорідні і не розпадаються легко при горінні. Щільність брикету після шнекових пресів зазвичай коливається від 1000 до 1400 кг/м³ ⁴⁴.

На шнекових пресах отримують брикети найвищої якості, наприклад типу PiniKaу, або так звані «євродрова». Продуктивність пресів сягає 250 і більше кг/год.

Нижче (табл. 6.7) наведено порівняння шнекових та поршневих пресів-брикетувальників.

Зазвичай продуктивність обладнання лінії брикетування (топка, сушильний барабан, 2–3 преси-брикетувальники) розрахована на виробництво до 1 т готової продукції на годину. Середня одинична продуктивність пресів-брикетувальників становить 200–400 кг на годину.

Для брикетувальників екструдерного типу необхідна вологість сировини близько 10 %.

⁴⁴ Grover P.D., Mishra S.K. Biomass Briquetting: Technology and Practices. Regional Wood Energy Development Programme in Asia. Field Document No 46. Food and Agriculture Organization: Rome, Italy, 1996.

Таблиця 6.7. Порівняння пресів-брикетувальників різних конструкцій

Параметр	Шнекові преси	Поршневі преси
Оптимальна вологість сировини, %	4–8	10–15
Форма брикетів	Циліндрична	Циліндрична, прямокутна
Зношування контактуючих частин	Високе	Низьке
Вихід готового продукту	Постійний	Порційний
Питоме енергоспоживання, кВт · год/т	36,8–150	37,4–77
Одинична продуктивність, т/год	До 1,0	до 2,5
Щільність продукту, г/см ³	1–1,4	Інколи менш ніж 1
Гомогенність продукту	Гомогенний	Не гомогенний
Насипна щільність, г/см ³	0,5–0,6	0,4–0,5
Якість горіння	Дуже добра	Середня
Потреба в технічному обслуговуванні	Низька	Висока

Паралельне підключення до 3 пресів-брикетувальників дозволяє збільшити надійність роботи лінії, оскільки в разі виходу з ладу одного брикетувальника зупиняється все виробництво, а при паралельному підключенні брикетувальників продуктивністю 350–400 кг/год вихід одного з них з ладу є менш критичним.

Питоме споживання електроенергії сушильною установкою становить 25–40 кВт · год, преса-брикетувальника – 46 кВт · год, дробарки – 60 кВт · год, печі – 6 кВт · год, разом близько 360 кВт · год на 1 т продукції. Для нагрівання повітря для сушильного барабана як паливо можна використовувати відходи сировини, що брикетується.

Обслуговуючий персонал лінії – 3–9 осіб у зміну.

Особливості виробництва брикетів порівняно з гранулами

Для виробництва деревних гранул необхідно подрібнити відходи до однорідного дрібного пилу на спеціальному додатковому устаткуванні. Натомість для виробництва брикетів крім пилу придатна і досить велика фракція: тирса, стружка, дрібна тріска.

Для виробництва брикетів з рослинної сировини іноді досить встановлення самих лише брикетуючих пресів, тоді як для виробництва гранул потрібно встановити комплекс обладнання, що за вартістю перевищує вартість основного обладнання (преса-гранулятора).

Устаткування для виробництва паливних брикетів має різну продуктивність, у тому числі й мінімальну (від 30 кг/год), що дає змогу встановлювати його безпосередньо в місцях утворення відходів: на будь-яких деревообробних чи інших виробництвах. Отже, доступність джерел сировини і вартість обладнання для виробництва брикетів робить цей бізнес більш привабливим для підприємців з обмеженими можливостями капіталовкладень або обсягами сировини, недостатніми для виробництва паливних гранул.

Основні виробники обладнання для виробництва паливних гранул.

В Україні:

- ІСК Group, м. Київ (спеціальні преси-гранулятори для паливних гранул продуктивністю 0,25–4,5 т/год, мінікомплекси (0,25–0,5 т/год), охолоджувачі, просіювачі, сушильні комплекси ГТСК (0,75–10,4 т/год), інше обладнання);

- ТОВ «Артмаш», м. Жмеринка, Вінницька обл. (преси-гранулятори для виробництва паливних гранул продуктивністю 100–500 кг/год, подрібнювачі соломи);

- ТОВ «ТехноМашСтрой», м. Черкаси (преси-гранулятори для виробництва паливних гранул продуктивністю до 300 кг/год);

- «Брикетуючі Технології», м. Бердичів, Житомирська обл. (обладнання для гранулювання (продуктивністю до 1,2 т/год) та брикетування різних матеріалів, комплектні лінії, аеродинамічні сушарки, подрібнювачі соломи, інше допоміжне обладнання).

В інших європейських країнах:

- Amandus Kahl, Німеччина (преси-гранулятори одичною потужністю від 300 кг до 8 т на годину);

- CPM Europe (преси-гранулятори продуктивністю до 10 т/год, за частини до них, комплектні лінії гранулювання, допоміжне обладнання);

- Andritz (Andritz Sprout), Австрія (преси-гранулятори, допоміжне обладнання);

- Buhler AG, Швейцарія (комплектні лінії виробництва паливних гранул);

- Munch Edelstahl GmbH, Німеччина (преси-гранулятори, допоміжне обладнання);

- Salmatec, Німеччина (преси-гранулятори продуктивністю до 30 т/год, допоміжне обладнання);

- SPC AB, Швеція (компактні лінії гранулювання продуктивністю від 125 до 1000 кг/год);

- ВАТ «Радвилишкський машинобудівний завод», Литва (комплектні лінії гранулювання на базі пресів-грануляторів ОГМ з сушильними комплексами АВМ);

- Van Aarsen, Нідерланди (преси-гранулятори, дробарки, охолоджувачі та ін.);

- Prodesa, Іспанія (стрічкові і барабанні сушарки, комплектні лінії гранулювання);

- La Meccanica, Італія (преси-гранулятори, матриці, ролики);

- General Dies, Італія (преси-гранулятори, матриці, ролики);

- Mechanika Nawrocki, Польща (преси-гранулятори продуктивністю 0,7–2,5 т/год, допоміжне обладнання);

- Vandenbroek, Нідерланди (сушильні барабани продуктивністю до 30 т/год випареної вологи);

- Stela Laxhuber, Німеччина (низькотемпературні стрічкові сушарки);
- SPE Diffenbacher Group, Німеччина (сушильні барабани продуктивністю до 75 т/год за готовим продуктом).

Основні виробники обладнання для виробництва паливних брикетів.

В Україні:

«ЧеркасиЕлеваторМаш» (прес-екструдер EB-350 продуктивністю 350–400 кг/год на деревині і 300–500 кг/год на лушпинні соняшнику).

У Білорусі:

«Євровояж» (шнекові преси типу ПТБ продуктивністю 450 кг/год).

В інших європейських країнах:

- Pini + Kay Maschinenfabrik GmbH, Австрія (прес-екструдери продуктивністю 400–800 кг/год на деревині);

- Asket, Польща (прес-екструдери Biomasser продуктивністю 40–100 кг/год на соломі, Biomasser Multi від 300 до 1000 кг/год (солома, сіно), а також допоміжне обладнання);

- Weima, Німеччина (гідравлічні преси продуктивністю 30–350 кг/год на деревині);

- NESTRO Lufttechnik GmbH, Німеччина (преси гідравлічні продуктивністю 50–220 кг/год, допоміжне обладнання);

- C.F. Nielsen, Данія (преси гідравлічні продуктивністю 80–300 кг/год, механічні ексцентрикові преси (150–1800 кг/год) для пресування різних матеріалів, зокрема деревини, соломи, МДФ, а також пластику);

- RUF, Німеччина (гідравлічні преси продуктивністю 100–1500 кг/год для виробництва прямокутних брикетів 150 × 60 × 40 (100) мм).

Економічна ефективність виробництва гранул залежить від низки факторів, найважливішими з яких є вар-

тість збуту готової продукції, вартість вхідної сировини, рівень капітальних витрат, питома енергоспоживання при виробництві, вартість електричної енергії. При виробництві гранул з деревини велике значення має вологість вхідної сировини, оскільки на її сушіння для забезпечення рівня вологості перед пресуванням до 10 % витрачається значна кількість теплової енергії (табл. 6.8). Також при виробництві деревних гранул можуть збільшуватися питомі витрати електроенергії, якщо необхідні попередні стадії знімання кори, розколювання полін, первинного подрібнення (табл. 6.9).

Таблиця 6.8. Потреба в сировині залежно від її вологості при опаленні сушарки вхідною сировиною (на 1 т готової продукції)

Початкова вологість сировини, %	Витрата на виробництво гранул, т	Витрата на опалення сушарки, т	Всього, т
10	1,00	0,00	1,00
20	1,13	0,08	1,20
30	1,29	0,17	1,45
40	1,50	0,32	1,82
50	1,80	0,62	2,42
60	2,25	1,29	3,54

Таблиця 6.9. Орієнтовна потреба у виробничих площах

Найменування	Площа (м ²) при продуктивності лінії гранулювання	
	до 2 т/год	до 4,5 т/год
Виробниче приміщення (мінімальна висота до стелі 6,5–7 м, але бажано не менш як 10 м)	400	800–1200
Складські приміщення	200	400–450

При виробництві гранул із соломи зернових можуть знадобитися додаткові капітальні витрати на придбання техніки для заготівлі тюків, оскільки заготівля тюків порівняно мало поширена, а ринок тюкованої соломи недостатньо розвинений, що може спричинити брак сировини для підприємства.

Споживання матеріальних ресурсів на 1 т готової продукції, потреби в обслуговуванні:

- теплова потужність сушарки: близько 1,3 МВт за початкової вологості 40 %;

- електрична потужність:

 - 130–140 кВт · год (солома);

 - 110–120 кВт · год (деревна тирса);

 - 140–150 (деревна тріска);

 - 180–200 (масив, великокусові відходи);

- вода: до 80 кг;

- пара: 20–40 кг;

- мінімальний запас основних запчастин та їх при-
близна вартість:

 - матриця преса-гранулятора: 2–2,5 тис. євро (ресурс роботи – близько 1500–2000 годин при додаванні пари, 1000–1500 годин без додавання);

 - комплект роликів преса-гранулятора – 350–500 євро (ресурс роботи 1200–1300 годин);

 - комплект молотків для молоткової дробарки – 500–600 євро (ресурс роботи близько 5000 годин);

 - комплект сит для молоткової дробарки – 100–150 євро;

- обслуговуючий персонал лінії – 2–5 осіб у зміну залежно від технологічної схеми.

Велике значення має також кількість робочих годин на добу, найнижча собівартість продукції досягається в разі цілодобової роботи підприємства. Продуктивність лінії гранулювання (масштаб виробництва) впливає й на собівартість продукції: як правило, для ліній більшої продуктивності питомі капітальні витрати в перерахун-

ку на одиницю продуктивності, а також виробничі витрати на тонну продукції нижчі.

Найкращі умови для отримання найвищої економічної ефективності від впровадження гранулювання мають підприємства, де сировина для гранул є відходом основного виробництва (деревні відходи на деревообробних підприємствах, лушпиння соняшнику на під-

Таблиця 6.10. **ТЕО виробництва деревних гранул**

Показник	Встановлена продуктивність заводу, т/год			
	1	2	3	5
Річне виробництво гранул, т/рік	5 929	11 858	17 788	29 646
Капітальні витрати, тис. євро	482	840	1 170	1 789
Операційні витрати, тис. євро/рік	404	742	1 074	1 729
Кредитні кошти (частка капітальних витрат), %			50	
Ставка за кредитом, %			8	
Строк кредитування, років			4	
Собівартість гранул, євро/т	95,0	87,0	83,8	80,8
Ціна реалізації гранул, євро/т без ПДВ			97	
Чиста приведена вартість (NPV), тис. євро	-171	191	600	1 493
Простий термін окупності, років	>15	6,2	4,7	3,7
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 8 %)	>15	8,85	6,06	4,58
Внутрішня норма доходності (IRR), %	-1,9	13,3	19,3	25,7

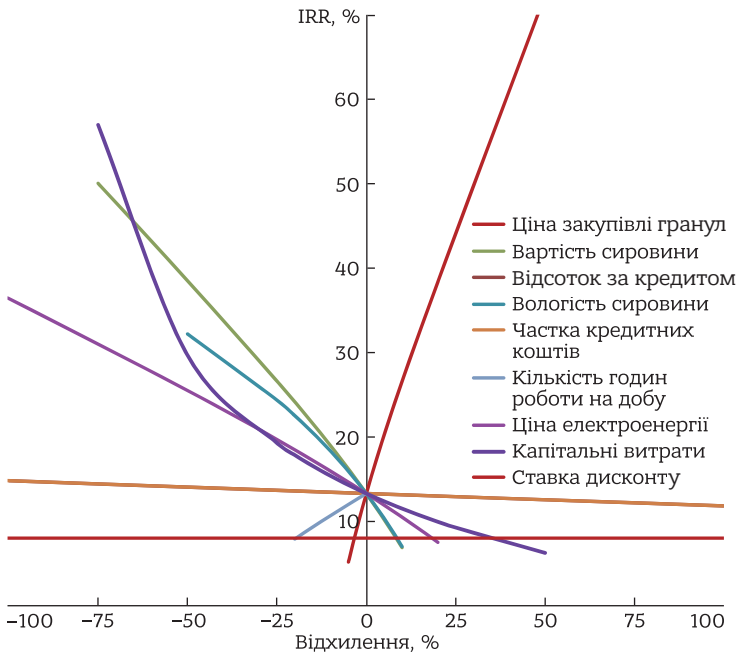


Рис. 6.12. Аналіз чутливості (IRR, %), виробництво деревних гранул продуктивністю 2 т/год

приємствах олійної галузі). Необхідність закупівлі сировини значно знижує економічну ефективність виробництва гранул.

Ціна продажу готової продукції залежить від виду сировини (деревина, лушпиння соняшника чи солома зернових), ринку збуту (експорт за кордон чи внутрішній ринок), пори року (в сезон опалення ціни значно вищі).

У таблицях наведено розрахунок економічних показників виробництва гранул з різної сировини.

Спільними для всіх варіантів розрахунку були такі вихідні умови:

1) проект впроваджується за власні та кредитні кошти, частка кредитних коштів становить 50 %;

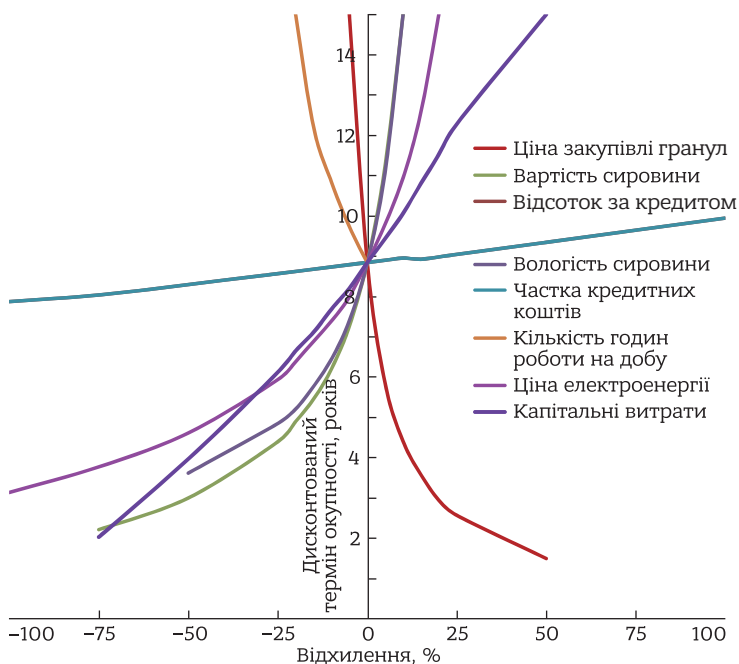


Рис. 6.13. Аналіз чутливості (дисконтований термін окупності), виробництво деревних гранул продуктивністю 2 т/год

2) ставка кредитування – 8 %, строк кредитування – 4 роки;

3) ставка дисконтування – 8 %, строк життя проекту – 15 років.

В табл. 6.10 наведено результати розрахунку ефективності впровадження проектів зі створення виробництва деревних гранул встановленою потужністю від 1 до 5 т/год за готовою продукцією. Розрахунок проводився для варіанту виробництва гранул з тріски та тирси вологістю 35 % середньою ціною 850 грн/т (26,5 євро/т) без ПДВ. Ціна продажу деревних гранул на внутрішньому ринку становить у середньому 3100 грн/т (97 євро/т) без ПДВ. Комплектація обладнання: основне обладнан-

ня (гранулятор, охолоджувач, просіювач, пакувальна техніка) від провідних закордонних виробників, допоміжне обладнання – українського виробництва.

Проведений розрахунок показує, що прийнятні економічні результати можна отримати починаючи з продуктивності 2–3 т/год. При цьому найбільш вагомими факторами, як свідчить аналіз чутливості (рис. 6.12, 6.13), є ціна продажу гранул, вартість сировини, її вологість, вартість електроенергії та капітальні витрати. Іс-

Таблиця 6.11. ТЕО виробництва гранул із соломи (закупівля соломи на ринку)

Показник	Встановлена продуктивність заводу, т/год			
	1	2	3	5
Річне виробництво гранул, т/рік	5 929	11 858	17 788	29 646
Капітальні витрати, тис. євро	440	776	1 089	1 677
Операційні витрати, тис. євро/рік	350	622	887	1 404
Кредитні кошти (частка капітальних витрат), %			50	
Ставка за кредитом, %			8	
Строк кредитування, років			4	
Собівартість гранул, євро/т	82,5	73,2	69,5	66,0
Ціна реалізації гранул, євро/т без ПДВ			86	
Чиста приведена вартість (NPV), тис. євро	-95	399	942	2 119
Простий термін окупності, років	11,8	4,7	3,7	2,9
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 8 %)	>15	6,05	4,46	3,44
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	2,3	19,4	26,3	33,7

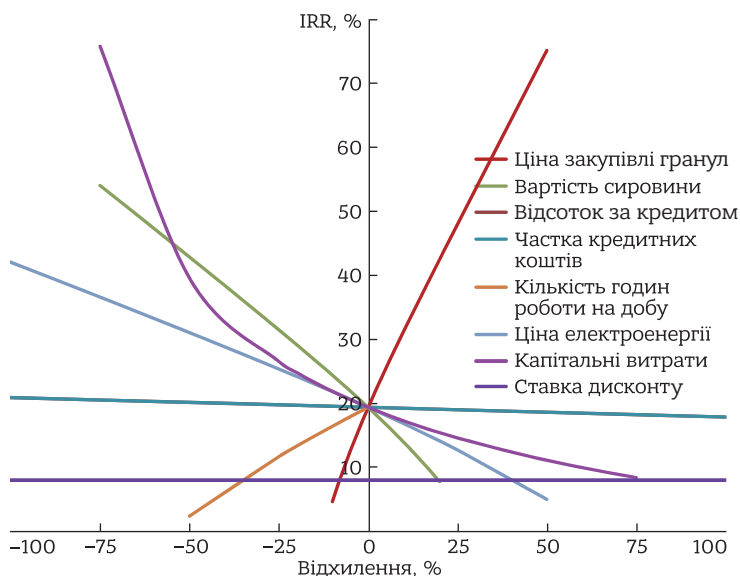


Рис. 6.14. Аналіз чутливості (IRR, %), виробництво гранул із соломи продуктивністю 2 т/год, закупівля соломи на ринку

тотне значення має також тривалість роботи протягом доби. Зменшення ціни гранул лише на 5 %, або зростання вартості сировини на 10 %, або збільшення вартості електроенергії на 20 % робить такий проєкт економічно недоцільним.

Впровадження проєктів з виробництва гранул із соломи зернових можливе у разі закупівлі соломи на ринку (табл. 6.11) або її самозаготівлі підприємством – виробником гранул. Ціна закупівлі соломи в тюках становить у середньому 1000 грн/т (31 євро/т) без ПДВ. Ціна продажу гранул соломи на внутрішньому ринку в період 2019–2021 рр. становила в середньому 2760 грн/т (86 євро/т) без ПДВ.

Такий проєкт за продуктивності 2 т/год стає економічно неефективним у разі зменшення ціни продажу гра-

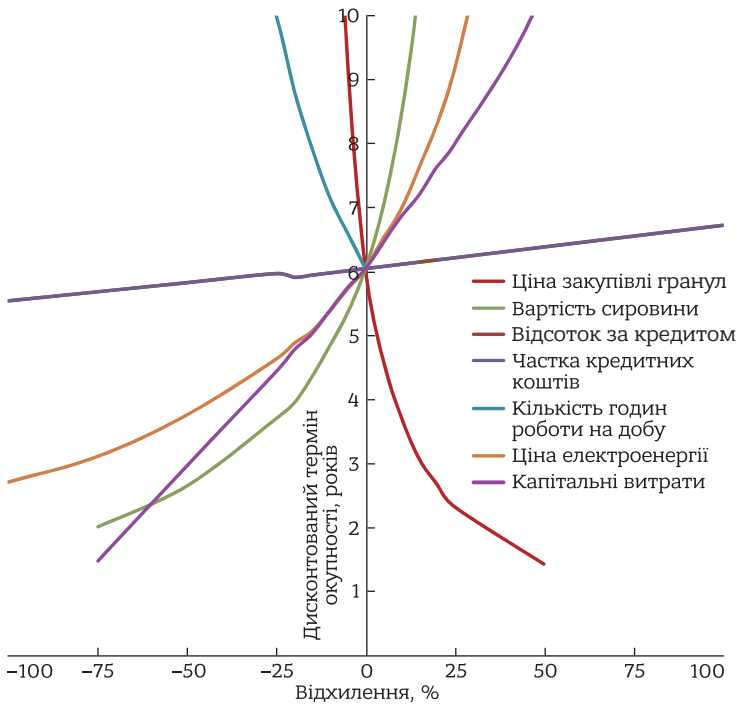


Рис. 6.15. Аналіз чутливості (дисконтований термін окупності), виробництво гранул із соломи продуктивністю 2 т/год, закупівля соломи на ринку

нул на 10 %, зростання ціни сировини на 20 % або підвищення ціни електроенергії на 50 % (рис. 6.14, 6.15).

Іншим можливим рішенням є організація власної заготівлі соломи підприємством – виробником гранул (табл. 6.12). Такий варіант підходить для великих підприємств і потребує закупівлі спеціалізованої сільськогосподарської техніки, а також налагодження співпраці з агровиробниками для забезпечення необхідної кількості сировини, що передбачає дотримання календарних строків заготівлі соломи, визначених агровиробни-

ками. Перевагою цього варіанту є отримання соломи за нижчою вартістю – близько 700 грн/т (22 євро/т) та більш стабільне забезпечення виробництва сировиною.

Такий варіант може бути економічно доцільним за продуктивності виробництва 2–3 т/год.

Проекти виробництва гранул з лушпиння соняшника, як правило, впроваджують на підприємствах з переробки соняшникового насіння (табл. 6.13). Під час розрахунку економічної ефективності такого виробництва було прийнято, що ціна лушпиння становить 500 грн/т

Таблиця 6.12. **ТЕО виробництва гранул з соломи (самостійна заготівля)**

Показник	Встановлена продуктивність заводу, т/год			
	1	2	3	5
Річне виробництво гранул, т/рік	5 929	11 858	17 788	29 646
Капітальні витрати, тис. євро	666	1 145	1 578	2 377
Операційні витрати, тис. євро/рік	304	529	747	1 171
Кредитні кошти (частка капітальних витрат), %			50	
Ставка за кредитом, %			8	
Строк кредитування, років			4	
Собівартість гранул, євро/т	73,9	64,3	60,4	56,7
Ціна реалізації гранул, євро/т без ПДВ			86	
Чиста приведена вартість (NPV), тис. євро	54	744	1 499	3 123
Простий термін окупності, років	7,3	4,2	3,5	2,9
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 8 %)	11,55	5,32	4,17	3,33
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	9,9	22,1	27,9	34,6

(15,6 євро/т), за такою середньою ціною підприємства продають лушпиння іншим виробникам. Ціна продажу гранул з лушпиння соняшника на внутрішньому ринку становить у середньому 2400 грн/т (75 євро/т) без ПДВ.

Такий варіант є економічно привабливим починаючи з продуктивності 1 т/год чи навіть меншої, при цьому економічні показники менш чутливі до зміни основних факторів (рис. 6.16, 6.17).

Особливий інтерес для умов України становлять паливні брикети з біомаси через такі переваги їх використання, як відповідність вимогам котельного обладнан-

Таблиця 6.13. ТЕО виробництва гранул з лушпиння соняшнику

Показники	Встановлена продуктивність заводу, т/год			
	1	2	3	5
Річне виробництво гранул, т/рік	7 247	14 494	21 740	36 234
Капітальні витрати, тис. євро	431	760	1 066	1 642
Операційні витрати, тис. євро/рік	353	609	857	1 342
Кредитні кошти (частка капітальних витрат), %			50	
Ставка за кредитом, %			8	
Строк кредитування, років			4	
Собівартість гранул, євро/т	56,7	49,0	46,0	43,2
Ціна реалізації гранул, євро/т без ПДВ			75	
Чиста приведена вартість (NPV), тис. євро	567	1 820	3 140	5 883
Простий термін окупності, років	3,2	2,2	1,8	1,6
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 8 %)	3,88	2,44	2,01	1,75
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	30,2	46,2	54,1	63,3

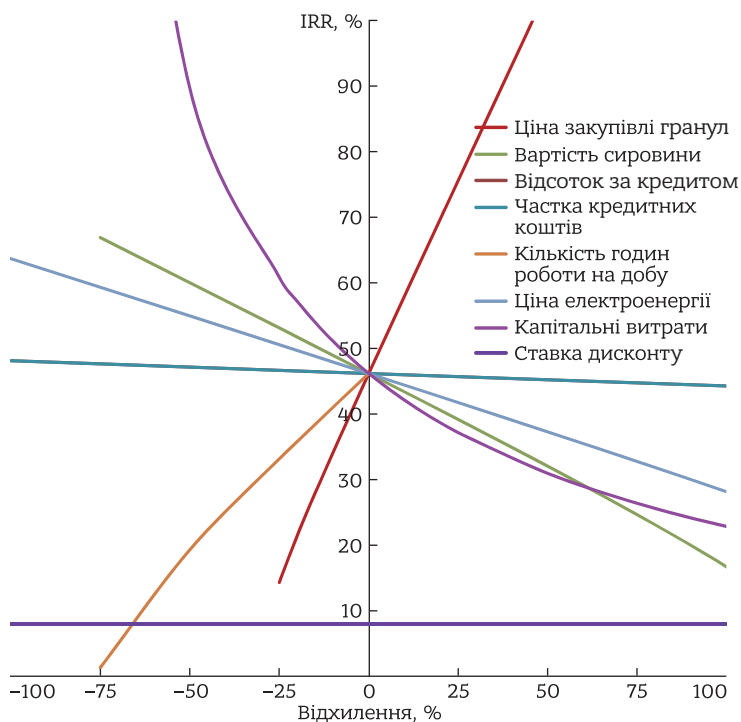


Рис. 6.16. Аналіз чутливості (IRR, %), виробництво гранул з лушпиння соняшнику продуктивністю 2 т/год

ня, сталість температури при горінні протягом кількох годин, кращі екологічні показники при спалюванні порівняно з низькоякісними дровами, відсутність потреби у спеціалізованому енергетичному обладнанні (на відміну від гранул), а також наявність значної сировинної бази в Україні, особливо для брикетів з агробіомаси.

З економічного погляду виробництво брикетів з біомаси є більш привабливим, ніж виробництво гранул, оскільки інвестиції у лінію брикетування та експлуатаційні витрати є значно нижчими порівняно з лінією гранулювання аналогічної продуктивності. Середні ви-

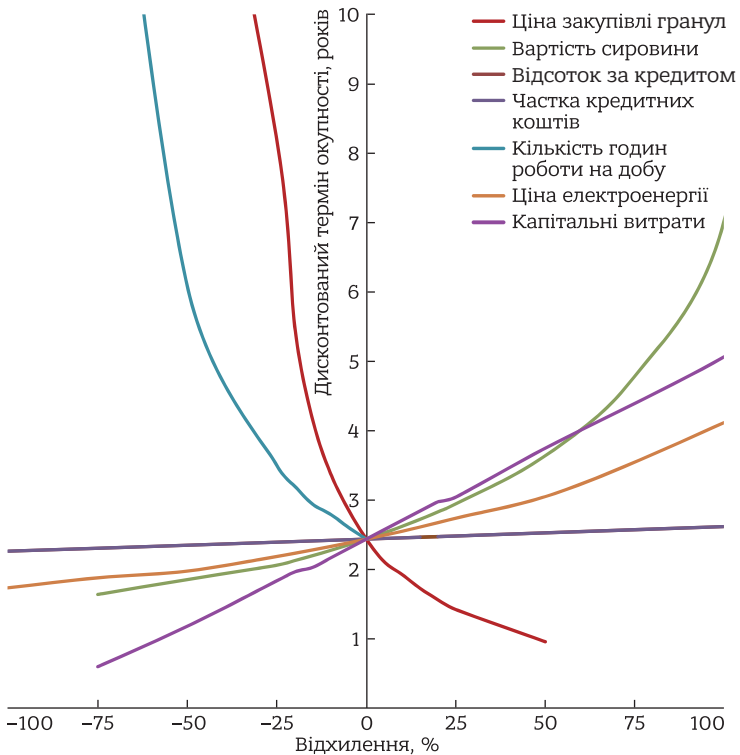


Рис. 6.17. Аналіз чутливості (дисконтований термін окупності), виробництво гранул з лушпиння соняшнику продуктивністю 2 т/год

трати електроенергії на виготовлення 1 т брикетів з біомаси у 1,4–1,5 раза менші, ніж витрати на виробництво 1 т гранул⁴⁵. При брикетуванні до сировини ставлять не такі високі вимоги, як при гранулюванні, тому для отри-

⁴⁵ Кіндзера Д.П., Атаманюк В.М., Госовський Р.Р., Мотіль І.М. Дослідження процесу формування паливних брикетів із рослинної сировини та визначення їх характеристик. *Науковий вісник Національного лісотехнічного університету України*. 2013. Вип. 23. 17. С. 138–146. https://nv.nltu.edu.ua/Archive/2013/23_17/138_Kin.pdf

мання брикетів можна використовувати більше різноманітних видів біомаси. Паливні брикети в Україні виробляють наразі у менших обсягах, ніж гранули, у тому числі через складність організації їх автоматичної подачі. Як сировину здебільшого використовують деревину, лушпиння соняшнику, солому та очерет. Поточний обсяг ринку паливних брикетів з біомаси для потреб населення (індивідуальне опалення) в Україні оцінюється фахівцями у близько 500 тис. т/рік зі зростанням до більш як 3 млн т/рік до 2035 р.

На ринку України представлене обладнання широкого діапазону продуктивності, починаючи від 50 кг/год, для виробництва брикетів усіх зазначених типів. Вибір конкретної моделі залежить від характеристик сировини, рекомендованої заводом-виробником. Щільність є основним фактором, що визначає механічну міцність і водостійкість брикету. Зазвичай вона становить 0,8–1,2 т/м³ за вологості пресованої біомаси 8–14 %. Теплотворна здатність брикету залежить від виду сировини, з якого він виготовлений, та вологості. Типовий діапазон значень нижчої теплоти згорання брикетів з біомаси становить 16–17 МДж/кг.

Брикети можна спалювати у побутових (15–30 кВт) та невеликих твердопаливних котлах з ручним завантаженням (до 100–150 кВт), які часто вже наявні у населення, закладах бюджетної або соціальної сфери. Також на ринку України є автоматизовані котли з бункером (до 200–250 кВт), пристосовані для використання брикетів з біомаси. Брикети меншої щільності (тобто «м'якші» внаслідок пресування вологішої сировини) можна використовувати у більш потужних котлах зі шнековою подачею. Очікується, що шнек, виготовлений з міцного металу, буде здатний розламувати такі брикети і забезпечувати їх безперебійну подачу до топки.

Слід зазначити, що в умовах України перспективною сировиною для виробництва твердого біопалива є

також побічна продукція виробництва кукурудзи на зерно (кукурудзиння). Перевагою застосування саме цього виду агробіомаси є, по-перше, зменшення «енергетичного навантаження» на соломі (яку часто викорис-

Таблиця 6.18. ТЕО виробництва брикетів з побічної продукції зернової кукурудзи

Показник	Продуктивність лінії брикетування ¹ , т/год		
	0,5	2,0	4,0
Річні обсяги виробництва брикетів ² , т/рік	3000	12 000	24 000
Капітальні витрати, тис. євро	147,5	598,8	1572,0
Операційні витрати, тис. євро/рік	193,4	677,5	1319,5
Кредитні кошти (частка капітальних витрат), %		70	
Ставка за кредитом, %		7	
Строк кредитування, років		5	
Вартість тюків ПП кукурудзи на заводі, євро/т с.м. без ПДВ		36,4	
Собівартість брикетів, євро/т	70,6	62,7	63,2
Ціна реалізації брикетів з ПП кукурудзи, євро/т з ПДВ		90	
Чиста приведена вартість (NPV), тис. євро	39,2	677,9	1214,1
Простий термін окупності, років	6,0	3,7	4,4
Дисконтований термін окупності, років (ставка дисконту 7 %)	7,8	4,2	5,2
Внутрішня норма дохідності (IRR), %	13,9	34,7	26,1

¹ Лінія продуктивністю 4 т/год, укомплектована німецькими пресами-брикетувальниками RUF, інші лінії – повністю українським обладнанням. ² Річне завантаження лінії – 6000 год/рік (250 днів цілодобової роботи). Протягом першого року роботи виробляється 50 % планового річного обсягу продукції.

товують як найдоступніше органічне добриво), по-друге — можливість заготівлі для енергетики лише частини кукурудзиння (наприклад, стебел), тоді як решта залишається вільною для потреб сільського господарства.

Наразі брикети і гранули з кукурудзиння ще не представлені на ринку України, натомість пропонується тверде біопаливо з соломи, деревини, лушпиння соняшнику та деяких інших видів біомаси. Перевагою брикетів / гранул зі стебел кукурудзи є краща якість порівняно з солом'яними і нижча, ніж у деревного палива, ціна. Є приклади пробного виробництва гранул з кукурудзиння в Одеській області та брикетів у Дніпропетровській. Результати техніко-економічного обґрунтування показують, що основними факторами, які впливають на економічну ефективність проектів виробництва твердого палива з кукурудзиння, є вартість сировини, продуктивність виробничої лінії та ціна реалізації готового продукту. За умови продажу брикетів з побічної продукції зернової кукурудзи за ціною 90 євро/т з ПДВ для продуктивності лінії брикетування 2,0 т/год простий термін окупності становить 3,7 року (IRR 34,7 %), (табл. 6.18). Отже, брикети з кукурудзиння можуть бути конкурентоспроможними на біопаливному ринку України, а їх виробництво може стати прибутковим бізнес-проектом.



ТЕХНОЛОГІЇ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ З БІОМАСИ ТА ЇХ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ

7.1. Виробництво теплової енергії

Технології

Незважаючи на те, що пряме спалювання БМ є найстарішою і найбільш розвинутою технологією отримання енергії з БМ, досі залишаються можливості для її подальшого розвитку в плані збільшення ККД і поліпшення екологічних характеристик. Основними технологіями спалювання деревної БМ, що використовуються наразі, є: спалювання у вихровій (циклонній) топці, спалювання сировини шляхом розпилення в пальнику, спалювання на решітці, спалювання із завантаженням сировини розподільним стокером, спалювання в обертовій печі, спалювання в киплячому шарі, спалювання в циркулюючому киплячому шарі.

Однією з найпоширеніших є технологія спалювання в реторті з нижньою подачею сировини. Паливо через реторту шнеком проштовхується на нерухому решітку (є також аналогічні конструкції з решіткою, що обертається). Первинне повітря подається під решітку через розташовані на бічній поверхні реторти отвори. Решітка охолоджується первинним повітрям. Вторинне повітря подається через ряд отворів, що розташовані

над вершиною конусоподібної гірки палива. Для досягнення правильного співвідношення витрат підведення первинного і вторинного повітря регулюється окремо.

Топки з подачею сировини знизу можна використовувати тільки на установках невеликої потужності (до 6 МВт_т) для спалювання малозольної БМ (деревна тріска, тирса) вологістю до 40 %. Для високозольної БМ (кора, солома) потрібна більш ефективна система видалення золи. Крім того, частинки спеченої золи, що покривають поверхню шару палива, можуть спричинити нестабільність процесу в топках з подачею сировини знизу⁴⁶.

Технологію спалювання на рухомій решітці застосовують, як правило, для БМ з високими вологістю (до 60 %) і зольністю та різним фракційним складом. Добре сконструйована решітка з регулюванням має забезпечувати рівномірний розподіл палива і шару тліючого вугілля по всій поверхні. Це важливо для забезпечення рівномірного підведення первинного повітря до всіх зон решітки. Нерівномірне підведення повітря може призвести до шлакування, утворення прогарів, великої кількості леткої золи і збільшення кількості надлишкового кисню, необхідного для повного згорання⁴⁷.

Використання рухомих решіток і системи контролю за шаром тліючого вугілля за допомогою датчиків інфрачервоного випромінювання, застосування для різних зон решітки повітродувок первинного повітря з регульованою частотою, як правило, вирішує зазначені проблеми. Секційна подача первинного повітря необхідна для коригування витрати відповідно до потреб зон сушіння, газифікації та горіння. Використання окремо ре-

⁴⁶ Obernberger I. Decentralized Biomass Combustion: State of the Art and Future Development. *Biomass and Bioenergy*. 1998. **14**(1): 33–56. [https://doi.org/10.1016/S0961-9534\(97\)00034-2](https://doi.org/10.1016/S0961-9534(97)00034-2)

⁴⁷ Жовмір М.М. Аналіз умов горіння сумішей легких з повітрям при спалюванні біомаси. *Відновлювана енергетика*. 2014. № 4. С. 81–86.

гульованої системи подачі первинного повітря дає змогу успішно спалювати БМ на решітці і при частковому навантаженні (навіть до 25 % від номінального), а також підтримувати відновлювану атмосферу в зоні підведення первинного повітря, що необхідно для забезпечення низької емісії NO_x .

Одним зі способів поліпшення процесу горіння на решітці є поділ об'єму топки на первинну і вторинну камери згорання. Геометрія вторинної камери згорання і системи підведення вторинного повітря має забезпечувати якомога повніше перемішування продуктів згорання і повітря. Чим краще перемішування, тим менша кількість надлишкового кисню потрібна для повного згорання палива і тим вищий ККД установки.

Похило-перештовхувальна решітка, як правило, розділена на кілька секцій, кожна з яких пов'язана зі своїм поршнем. Поршень рухає в горизонтальному напрямку розташовані у вигляді сходинок рухомі колосники. Зворотньо-поступальний рух рухомих колосників та чергування рухомих і нерухомих колосників забезпечує поступове переміщення сировини з верхньої частини решітки в нижню – до збірника золи. Похило-перештовхувальна решітка дозволяє спалювати високозольну БМ вологістю до 60 %. До недоліків слід віднести те, що рухома решітка ускладнює конструкцію котла і потребує певного обслуговування, а її завантажувальна здатність відносно невелика ⁴⁸.

Котли з періодичним спалюванням тюків соломи

Відомі технології періодичного спалювання цілих тюків соломи можна поділити на такі групи:

⁴⁸ Christiansen R. Combustion of Bio-fuels for the Production of Heat and Power. *Proceedings of the European Seminar BIOWATT* (Milan, Italy, 4–5 October, 1993). P. 531–556.

- спалювання на глухій черені з ручним регулюванням подачі повітря;
- спалювання на колосниковій решітці з ручним регулюванням подачі повітря;
- спалювання з термостатичним регулюванням подачі повітря;
- спалювання з програмним регулюванням подачі повітря;
- спалювання з перемиканням зони введення дуття;
- спалювання з керованою зміною орієнтації струменів дуття;
- спалювання з самоподачею тюків у зону горіння.

Спалювання цілих тюків з ручним регулюванням подачі повітря

Польське підприємство MetalERG виробляє котли серії Biowat (рис. 7.1), що призначені для побутового використання і розраховані на спалювання малих призматичних тюків соломи з ручним завантаженням⁴⁹. Конструкція проста і складається з топкової камери, обмурованої шамотною цеглою, та конвективного газоходу на виході. Горіння тюка соломи відбувається на глухій черені. Повітря у топку надходить через засувку на дверцятах під дією тяги, що створюється димовою трубою. Температура води на виході з котла регулюється клапаном димових газів, що підтримує температуру води не вище 95 °С. Видалення золи з топкової камери відбувається один раз на день.

Спалювання на решітці з ручним регулюванням подачі повітря

Інститут проблем хіміко-енергетичних технологій СВ РАН розробив конструкцію котла періодичної дії для

⁴⁹ <https://metalerg.pl/main/>



Рис. 7.1. Котел серії Biowat для спалювання малих тюків соломи

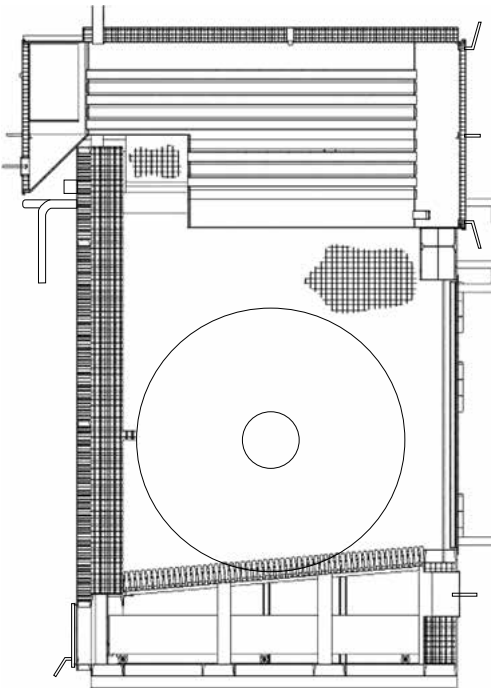


Рис. 7.2. Схема водогрійного котла для спалювання тюків соломи Інституту проблем хіміко-енергетичних технологій СВ РАН

спалювання циліндричних тюків соломи діаметром до 2 м та довжиною до 1,9 м. Котел складається з топкової камери, викладеної шамотною цеглою. Над топкою розміщений димогарний теплообмінник з розташованими всередині нього двома пучками труб (рис. 7.2). На стелі топки встановлено екрани, що входять у циркуляційний контур котла. Котел може експлуатуватися з природною чи примусовою циркуляцією води. В нижній частині топки вмонтовано двосхилу колосникову решітку, на якій відбувається спалювання тюка соломи.

Спалювання з термостатичним регулюванням подачі повітря

Компанія PassatEnergi A/S (Данія) виробляє котли для спалювання малих тюків соломи або метрових дров (рис. 7.3)⁵⁰. Подача повітря та видалення димових газів відбуваються за рахунок природної тяги димової труби. Подача повітря здійснюється через лючки у дверцятах, причому потік первинного повітря спрямовується на тюк, а потік вторинного повітря над тюком забезпечує вигорання летких. Інтенсивність дуття регулює термостат шляхом прикривання лючків первинного і вторинного повітря, підтримуючи температуру гарячої води на виході не вище 95 °С.

Спалювання на решітці з програмним регулюванням подачі повітря

Компанія Teisen Products Limited (Велика Британія) виробляє котли періодичної дії Farm 2000 для спалювання малих тюків соломи⁵¹. Котли призначені для роботи під тиском до 2,5 бар і за максимальної температури

⁵⁰ <https://passatenergy.com/en/1mv-passat-energy-2/>

⁵¹ <http://originalheating.com/wp-content/uploads/2012/11/Farm-2000-Big-Bale.pdf>



Рис. 7.3. Котел Passat серії FK/NO

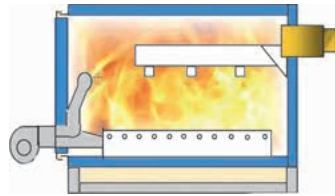


Рис. 7.4. Котли Farm 2000 серії Economy

води на виході 115 °С. Котли економного класу (рис. 7.4) не мають конвективного пучка, а лише топкову камеру, що оточена водяною сорочкою. Спалювання відбувається на решітці, крізь яку подається первинне повітря та провалюється зола. Вторинне повітря через систему сопел вдувається перед поворотним газоходом назустріч потоку димових газів.

Спалювання з перемиканням зони введення дуття

Серія котлів HBR фірми Maskinfabrikken REKA A/S призначена для спалювання круглих та великих призматичних тюків соломи⁵². Особливістю цих котлів є розгалужена система подачі первинного і вторинного повітря (рис. 7.5) і наявність цегляного фундаменту з зольним ящиком та решіткою. Спалювання тюків відбувається на провальній решітці, через яку просипається зола і підводиться повітря для горіння. Особливістю конструкції котла є те, що подача повітря здійснюється потужними струменями, направленими на тюк соломи. Спалювання розпочинають зі спрямування повітря на верх тюка

⁵² <https://www.reka.com/en/products/byfuel/straw/>

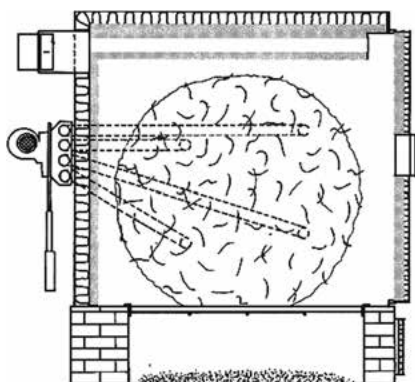


Рис. 7.5. Система розгалуженої подачі повітря в котлах НВР компанії Reka

Рис. 7.6. Теплогенератори виробництва ВАТ «ПТЕМ» для спалювання великих тюків соломи

через верхні канали та сопла. У міру вигорання тюка оператор перемикає подачу повітря на нижні сопла, направляючи струмені повітря на нижні шари соломи. Таким чином, подача повітря на соломку у зоні горіння підвищує інтенсивність горіння і знижує емісію шкідливих газів.

Спалювання з керованою зміною орієнтації струменів дуття

ВАТ «Південтеплоенергомонтаж» (ПТЕМ)⁵³ виробляє водогрійні теплогенератори періодичної дії серії RAU-2 (рис. 7.6) за ліцензією компанії Passat Energi A/S. Теплогенератори призначені для роботи при атмосферному тиску теплоносія та його температурі за теплогенератором до 80 °С. Плаваюча топкова камера циліндричної форми Ø1,6 і довжиною 2,8 м розрахована на спалювання циліндричних та прямокутних тюків соломи. У теп-

⁵³ <http://www.utem.com.ua/>

логенераторах великої потужності топка вміщує кілька великих тюків. Подача повітря здійснюється одним або кількома вентиляторами (залежно від потужності) через направляючі соплові апарати. У соплі встановлено поворотний розсікач, який ділить потік повітря на первинне та вторинне. Потік вторинного дуття завжди спрямований у верхню частину топкового об'єму, а потік первинного повітря направляється на тюк соломи.

Спалювання з самоподачею тюків у зону горіння

Котли компанії Skeltek (Данія) мають U-подібне компонування топкового об'єму і конвективних поверхонь теплообміну⁵⁴. Горіння відбувається тільки в нижній частині топки, куди подається надлишкове повітря, а верхня частина об'єму слугує для розміщення тюків. У міру вигорання соломи подача тюків палива в зону горіння топки відбувається «автоматично» під їх власною вагою.

За даними Інституту технічної теплофізики НАН України, для котлів періодичної дії характерна нестабільність теплової потужності протягом циклу спалювання однієї партії соломи. На рис. 7.7 показано графік зміни теплової потужності від запалювання до завершення вигорання для котла RAU-2-1210 номінальною потужністю 980 кВт.

З наведених даних видно, що розрахункова теплова потужність котла досягається лише протягом короткого періоду – до 20–25 % тривалості циклу, а середня потужність за цикл становить 35 % від номінальної. Якщо врахувати тривалість операцій видалення золи та завантаження свіжих тюків, то середня потужність є ще меншою. У зв'язку з цим в зарубіжній практиці при виборі котла періодичної дії рекомендується приймати його потужність утричі більшою за розрахункове теплове на-

⁵⁴ http://www.inogate.org/documents/04%20Skrzypczak_4.pdf

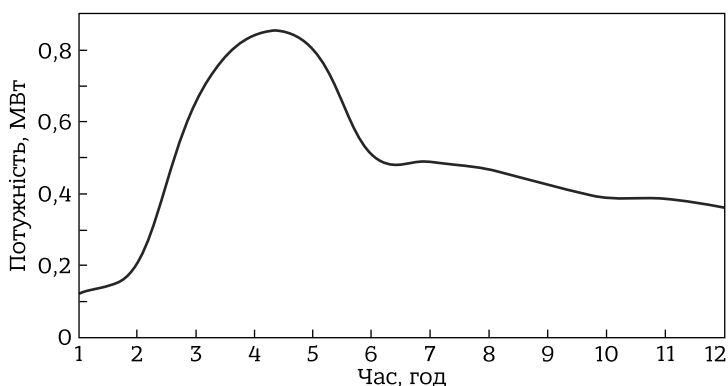


Рис. 7.7. Зміна теплової потужності котла періодичної дії за цикл спалювання

вантаження приєднаної системи опалення. Враховуючи те, що питома вартість соломоспалювальних котлів значно вища, ніж у газових котлів, цей фактор має істотний негативний вплив на економічну ефективність використання соломи як палива.

ТЕО котельні на біомасі

Розглянемо два сценарії:

1. Реконструкція індивідуальної опалювальної котельні встановленою потужністю 500 кВт з котлами вітчизняного виробництва та ручним завантаженням дров. В котлах застосовано технологію спалювання палива на колосниковій решітці. Витрати на реконструкцію такої котельні мінімальні. Система опалення закрита з мінімальними втратами теплоносія та витратами електроенергії. Наявні газові котли не демонтуються, а залишаються як резервні або пікові.

2. Реконструкція індивідуальної опалювальної котельні встановленою потужністю 1000 кВт з котлами вітчизняного виробництва з пелетним пальником та механіч-

ною подачею деревного палива. Витрати на будівництво такої котельні середні, на механізацію та автоматизацію процесів потрібні додаткові обсяги електроенергії. Наявні газові котли не демонтуються, а залишаються як резервні або пікові.

Будемо вважати, що запропоновані сценарії передбачають продаж теплової енергії бюджетним установам. Виходячи з цього оцінимо інвестиційну ефективність і проаналізуємо чутливість до зміни основних факторів впливу: капітальних витрат, вартості палива, тарифу на теплову енергію. Для інвестиційних проєктів базовий тариф на виробництво теплової енергії приймаємо як 90 % чинного середньозваженого тарифу на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу для потреб установ та організацій, що фінансуються з державного чи місцевого бюджету. Приймаємо тариф на теплову енергію з альтернативних видів палива для потреб бюджетних установ рівним 1750 грн/Гкал. Інші показники приймаємо згідно з даними табл. 7.1. Фінансово-економічні показники інвестиційних проєктів для обох сценаріїв наведено в табл. 7.2.

Оцінка інвестиційних проєктів ґрунтується на таких основних правилах: за розрахунковий період, що становить 10 років, чиста приведена вартість проєкту має бути більшою за нуль – $NPV > 0$, а внутрішня норма рентабельності не нижчою, ніж ставка дисконтування, тобто $IRR > 20\%$.

Як видно з результатів розрахунку, обидва розглянуті сценарії мають досить привабливі інвестиційні показники.

Отже, можна стверджувати, що в розглянутих умовах економічно доцільно реалізовувати проєкти виробництва теплової енергії з часткою залучених коштів до 70 %, низьким рівнем капітальних витрат – до 3500 грн/кВт без ПДВ та вартістю палива до 2600 грн/т без ПДВ.

Таблиця 7.1. Основні вихідні умови та техніко-економічні показники

Назва	Роз- мірність	Сценарій 1	Сценарій 2
Потужність котельні	кВт	500	1000
Вид біопалива		Дрова	Гранули
Калорійність біопалива	ккал/кг	2000	4200
Вартість біопалива, без ПДВ	грн/т	1200	2600
Питомі капітальні витрати «під ключ», без ПДВ	грн/кВт	2000	3000
Всього інвестицій з ПДВ	тис. грн	1200	3600
Власні кошти	тис. грн	360	1080
Залучені кошти	тис. грн	840	2520
Нараховано %	тис. грн	504	1512
<i>Виробничі показники (річні)</i>			
Плановий обсяг виробництва	Гкал	1152	2303
Витрата біопалива	т	677	630
Економія природного газу	тис. м ³	158	316
Зниження викидів парникових газів	тCO _{2екв.}	300	600
Економія коштів на закупівлі палива, без ПДВ	тис. грн	313	612
Зменшення виробничих витрат, без ПДВ	тис. грн	266	520
Електроенергія, без ПДВ	тис. грн	21	62
Вода та каналізація, без ПДВ	тис. грн	12	35
ТО, ремонти та ін., без ПДВ	тис. грн	86	184
Фонд оплати праці з відрахуваннями	тис. грн	230	507
Разом виробничих витрат, без ПДВ	тис. грн	1162	2427
Фінансові витрати річні	тис. грн	336	1008
Амортизаційні нарахування річні	тис. грн	100	300

Закінчення табл. 7.1.

Назва	Роз- мірність	Сценарій 1	Сценарій 2
Разом витрат	тис. грн	1598	3735
<i>Техніко-економічні показники</i>			
Паливо	грн/Гкал	706	712
Електроенергія	грн/Гкал	18	27
Вода та каналізація	грн/Гкал	10	15
ТО, ремонти та ін.	грн/Гкал	75	80
Фонд оплати праці з відраху- ваннями	грн/Гкал	200	220
Інвестиційна складова	грн/Гкал	73	109
Амортизація	грн/Гкал	87	130
Виробнича собівартість	грн/Гкал	1009	1054
Повна собівартість	грн/Гкал	1169	1293

Україна наразі переживає період поетапного підвищення цін на природний газ, тому для розглянутих проєктів проведемо аналіз чутливості за умов зміни ціни палива, тарифу на теплову енергію та капітальних витрат. На основі аналізу чутливості оцінимо стійкість основних інвестиційних показників кожного сценарію до зміни вихідних даних та визначимо, за яких умов зростає або знижується інвестиційна привабливість проєктів. Чутливість оцінимо в діапазоні мінус 20 та плюс 30 % до базових значень ціни палива, тарифу на теплову енергію та капітальних витрат для відповідного сценарію згідно з табл. 7.1. Чутливість проаналізовано для кожного показника окремо і без урахування можливості взаємного одночасного впливу зміни кількох параметрів. Результати аналізу чутливості наведено у графічній формі на рис. 7.8.

Проекти за сценарієм 1 зберігають економічну доцільність в усьому діапазоні розглянутих відхилень показників від базових значень. Проект є найбільш чутливим до зміни тарифу на теплову енергію. Навіть за умови, що тариф буде знижено на 20 % до рівня 1400 грн/Гкал без ПДВ, дисконтований термін окупності проекту становитиме 7,2 року, що є прийнятним для інвестування. До того ж NPV знизиться від 1,3 до 0,3 млн грн, якщо початкові інвестиції становлять 1 млн грн. Зростання ціни палива та капітальних витрат навіть на 30 % не справляє істотного впливу на економічні показники проекту, оскільки частка палива в повній собівартості для об'єктів малої потужності порівняно низька (рис. 7.8). На цей тип проектів відносно значний вплив може чинити збільшення витрат на оплату праці, технічне обслуговування та ін. Основні обмеження реалізації проектів за цим сценарієм такі: потужність до 1000 кВт, розміри приміщень для встановлення обладнання, велика кількість ручної праці під час обслуговування котлів. Такі проекти можуть бути успішно реалізовані на об'єктах бюджетної сфери (дитсадки, школи) для забезпечення власних потреб у тепловій енергії.

Таблиця 7.2. **Фінансово-економічні показники інвестиційних проектів**

Показник	Розмірність	Сценарій 1	Сценарій 2
Внутрішня норма рентабельності, IRR	%	61	30
Чиста приведена вартість, NPV	тис. грн	2384	1807
Простий термін окупності, SPP	Роки	1,8	4,0
Дисконтований термін окупності, DPP	»	2,4	5,9

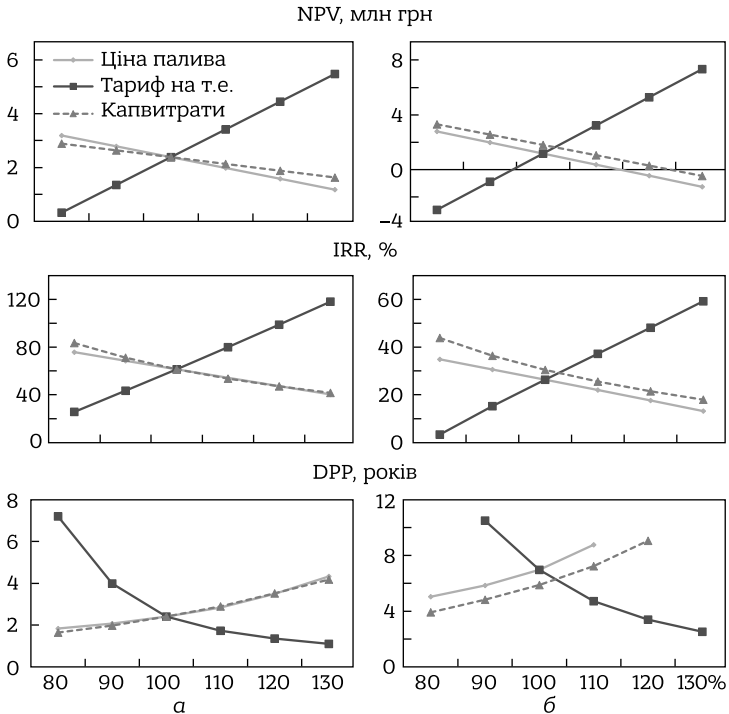


Рис. 7.8. Фінансово-економічні показники інвестиційних проєктів за сценаріями 1, 2: а – сценарій 1 (потужність – 500 кВт, базова ціна дров – 1200 грн/т без ПДВ, базові капвитрати – 2000 грн/кВт без ПДВ, базовий тариф на ТЕ – 1750 грн/Гкал без ПДВ); б – сценарій 2 (потужність – 1000 кВт, базова ціна гранул – 2600 грн/т без ПДВ, базові капвитрати – 3000 грн/кВт без ПДВ, базовий тариф на ТЕ – 1750 грн/Гкал без ПДВ)

Проєкти за сценарієм 2 мають більшу потужність і передбачають використання автоматичної подачі палива, але можуть бути реалізовані на базі наявних котелень установ бюджетної сфери (навчальні заклади, лікарні, санаторії) після їх відповідної реконструкції. Загалом при заданих умовах (тариф на теплову енергію –

1750 грн/Гкал, ціна палива – 2600 грн/т, капітальні витрати – 3000 грн/кВт) проєкт є економічно привабливим з дисконтованим терміном окупності близько 6 років. В разі використання дорогих якісних паливних гранул (ціною понад 3100 грн/т з ПДВ та доставкою) такі проєкти стають збитковими і можуть знову бути успішними лише за умови підвищення тарифу на теплову енергію на 10 % – до 1925 грн/Гкал без ПДВ.

Враховуючи те, що економічна ефективність проєктів виробництва теплової енергії значною мірою залежить від тарифу на теплову енергію та вартості палива, перехід на використання дешевших його видів є одним з організаційних рішень, що можуть виявитися ефективними в нинішніх економічних умовах України. Це актуально для проєктів великої потужності, які орієнтовані на реалізацію в системах централізованого теплопостачання і передбачають встановлення нових ефективних імпортованих котлів, що працюють на деревній трісці.

7.2. Виробництво електроенергії

Технології

Виробництво електричної енергії з твердої біомаси включає весь спектр технологій, що зазвичай застосовуються і для викопних палив. В основі цих технологій лежать теплові цикли, які можна поділити на закриті і відкриті. В закритих теплових циклах процеси спалювання палива й отримання електричної енергії фізично відокремлені: спалювання палива відбувається в котлі, де генерується пара, яка в подальшому використовується в паровій турбіні. Тобто парова турбіна перебуває в контакті лише з чистою парою й не контактує з продуктами згорання після котла. Замкнуті цикли добре підходять для твердих видів палива й широко застосовуються для виробництва теплової енергії з вугілля, БМ

та ТПВ. Відкриті цикли, як правило, використовують для газоподібних та рідких палив у двигунах внутрішнього згорання та газових турбінах. Використання твердих видів палива у двигунах внутрішнього згорання технічно неможливе. Однак для відкритих газових турбін є дві технології прямого використання біомаси:

- пряме пилове спалювання під тиском безпосередньо в газовій турбіні з послідовним очищенням розширених димових газів;
- пряме пилове спалювання під атмосферним тиском безпосередньо в газовій турбіні з послідовним очищенням у вакуумі, охолодженням та стисненням.

Одним із прикладів прямого використання БМ для виробництва електроенергії у відкритих циклах є газові турбіни на гарячому повітрі, отриманому в результаті нагрівання стисненого повітря продуктами згорання БМ. Складність очищення димових газів при згоранні твердих палив створює великі перепони на шляху прямого використання БМ в газових турбінах, що наразі робить цю технологію непридатною для комерційного впровадження.

Як альтернативу прямому використанню БМ у відкритих циклах розглядають технологію газифікації БМ з метою отримання генераторного газу з подальшим його використанням у газових турбінах, газопоршневих та гвинтових двигунах. Впровадження парогазових установок, інтегрованих із газифікаторами твердого палива, дозволить підвищити ККД парогазових циклів до 65 %. Їх перевага — це екологічна безпека й висока економічність порівняно з традиційними пиловугільними паротурбінними ТЕС. Сучасними світовими лідерами в розробленні й освоєнні цієї технології є США, Японія, а також країни ЄС, що розробляють енергетичні блоки потужністю 800 МВт ⁵⁵.

⁵⁵ Патон Б., Долінський А., Халатов А., Білека Б., Костенко Д., Письменний О. Перспективи розвитку вітчизняної парогазової технології. *Вісник НАН України*. 2009. № 4. С. 3–10.

Основні характеристики базових енергоустановок, які можна використовувати для виробництва електричної енергії з біомаси та біогазу (табл. 7.3), та ключові процеси і типи приводів, що застосовуються в комбінованих циклах:

- парова турбіна та паровий двигун, що працюють за циклом Ренкіна, де вода під високим тиском випаровується й утворена пара розширюється до низького тиску в паровій машині;

Таблиця 7.3. Основні характеристики базових енергоустановок

	Електрична потужність, кВт	ККД, %
<i>Паросилові установки</i>		
Паротурбінні установки	500...5000	10...20
» »	5000...20000	20...25
» »	20 000...50 000	>30
Гвинтові парові двигуни	20...1000	10...12
Поршневі парові двигуни	200...2000	10...12
Паротурбінна установка з ОЦР	300...2000	10...12
<i>Газосилові установки зовнішнього згорання</i>		
Двигуни Стірлінга	0,5...100	14...20
Газотурбінні установки на гарячому повітрі	400...5000	25...30
<i>Газосилові установки внутрішнього згорання</i>		
Двигуни внутрішнього згорання	100...2000	27...31
Газотурбінні установки	>1000	18...22
Мікрогазотурбінні установки	5...100	15...25
Газотурбінні установки з внутрішньою газифікацією	>10 000	40...50
Використання водню в паливних елементах	20...2000	25...40

- парова турбіна, що використовується в органічному циклі Ренкіна, де замість води використовують органічний теплоносіє (теплота згорання передається органічному теплоносію, що подається на зовнішній випарувач, який має температуру кипіння, нижчу від температури кипіння води);

- двигун Стірлінга – тепла машина, у якій робоче тіло у вигляді газу чи рідини рухається у замкнутому об'ємі. Принцип його дії ґрунтується на періодичному нагріванні й охолодженні робочого тіла з отриманням при цьому енергії за рахунок виникнення різниці об'єму;

- газова турбіна в закритому циклі, що використовує стиснене повітря чи гелій, який підігрівається, а потім розширюється в проточній частині турбіни;

- газова турбіна, котел-утилізатор та парова турбіна – парогазовий цикл;

- газифікатор, газова турбіна, котел-утилізатор та парова турбіна – парогазовий цикл з внутрішньоцикловою газифікацією палива.

На сьогодні для виробництва електричної енергії з біомаси здебільшого використовують парові турбіни у широкому діапазоні електричної потужності – від 500 кВт і майже до 700 МВт. Парові турбіни є також найпоширенішим технологічним рішенням для сумісного спалювання. В діапазоні електричної потужності 400 до 1500 кВт доволі часто використовують установки ОЦР.

Сучасні потужні електростанції на біомасі, як правило, передбачають комбіноване виробництво електричної та теплової енергії, яку використовують у міському централізованому тепlopостачанні (рис. 7.9)⁵⁶.

Основними елементами технологічної схеми такої електростанції є:

⁵⁶ Danish Energy Agency. Technology Data for Generation of Electricity and District Heating. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>

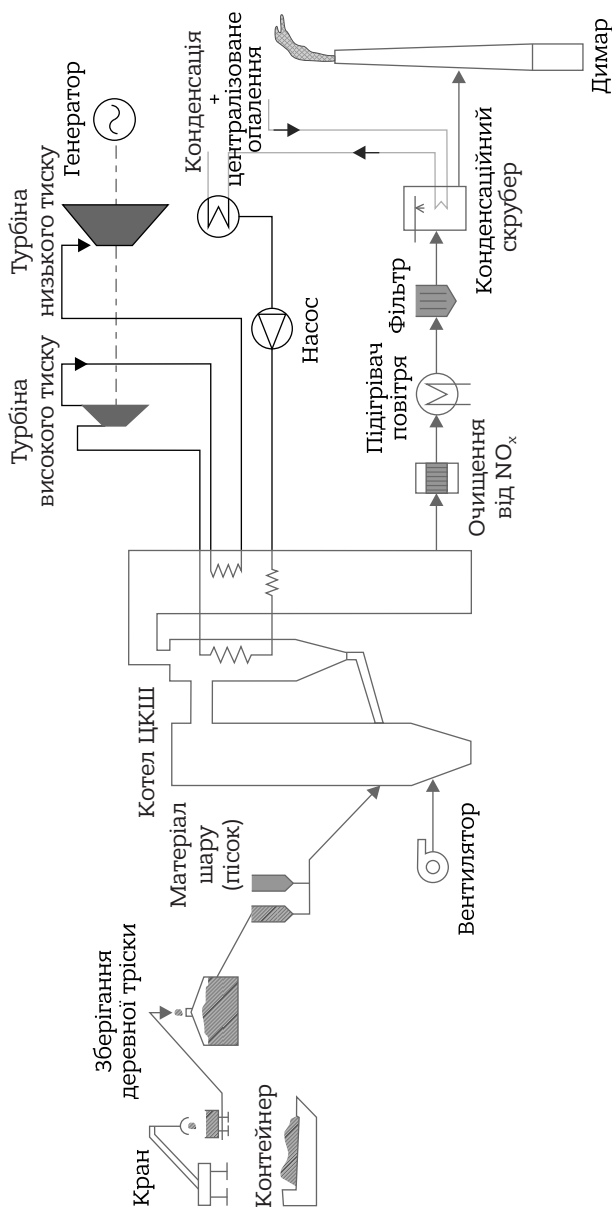


Рис. 7.9. Електростанція на деревній трісці з котлом ЦКШ

- зона приймання та зберігання палива;
- система підготовки та подачі палива;
- пальник, топка, паровий котел;
- парова турбіна та електрогенератор;
- система очищення димових газів, що може включати установку з селективного каталітичного зменшення викидів NO_x;
- система поводження з відходами від спалювання палива та очищення димових газів.

Крім того, досить часто використовують конденсаційні системи утилізації теплоти димових газів, також можна використовувати системи зволоження повітря, що подається для спалювання.

Поширеною практикою є переобладнання колишніх електростанцій на вугіллі для спалювання біомаси, що дозволяє використовувати наявну інфраструктуру.

Досвід енергетичного використання біомаси свідчить про те, що спалювання деяких її видів з підвищеною зольністю чи значним вмістом певних елементів може спричинити плавлення золи та її відкладення на елементах котла. Головні проблеми, які виникають унаслідок спалювання палив на основі соломи зернових, — це плавлення золи, що викликає її спікання та призводить до блокування рухомих елементів топки, відкладення розплавлених частинок на конвективних поверхнях теплообміну, що зумовлює погіршення умов тепловіддачі, перегрівання труб. Суттєвою проблемою, яка виникає при спалюванні соломи в парових котлах на ТЕЦ та ТЕС, є високотемпературна корозія, що найбільше вражає труби пароперегрівачів⁵⁷.

Крім блокування рухомих елементів, розплавлення золи може призвести до перекриття отворів, через які

⁵⁷ Agro Fuels & Boiler Availability. http://www.venus-boiler.com/technical_paper_pdf/Agro%20Fuels%20&%20Boiler%20availability.pdf

подається первинне повітря, унеможливлуючи таким чином процес спалювання. Під час спалювання в системах з нижньою подачею палива, поширених при використанні деревних гранул, також відбувається спікання золи на виході з реторти, що блокує процес видалення згорілих частинок з реторти та подачу нових порцій палива. У разі застосування спалювання в псевдокиплячому чи циркулюючому псевдокиплячому шарі розплавлення частинок золи спричиняє спікання інертного матеріалу. Корозія труб конвективних поверхонь нагріву та пароперегрівачів призводить до збільшення витрат на ремонт обладнання.

Зазначені проблеми зумовлені насамперед хімічним складом палива, а саме складом елементів, що формують негорючу (зольну) частину палива та переходять у золу. Вони можуть посилюватися або зменшуватися залежно від способів спалювання, конструкції обладнання та способів керування процесом.

Основними елементами, що утворюють золу біомаси, є Si, Ca, Mg, K, Na і P⁵⁸. Лужні метали K (калій) і Na (натрій) мають високу реакційну здатність і відіграють головну роль у процесах, пов'язаних як із зольною корозією, так і з плавленням золи⁵⁹.

Відомі способи подолання цих проблем можна поділити на такі категорії:

Попередній аналіз палива з метою визначення можливих проблем у разі його використання.

Є аналітичні методи, що дають змогу з достатнім ступенем точності передбачити можливі проблеми при спалюванні. Для цього проводять дослідження елемен-

⁵⁸ Van Loo S., Koppejan J. *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. Routledge, 2008.

⁵⁹ Skotland Ch.H. *Measurement of temperature conditions in grate zone of a 1 MW wood-pellets boiler fired with high ash content wood-pellets*. Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2009.

тарного складу палива та визначають характерні співвідношення вмісту різних елементів за допомогою наявних методик⁶⁰. Наприклад, на основі молярного співвідношення $(Si + P + K)/(Ca + Mg + Al)$ з достатньою точністю можна визначити температуру розм'якшення золи (ST , °C), співвідношення $(K + Na)/(X[2S + Cl])$ характеризує інтенсивність утворення сполук HCl та SO_x , а співвідношення $(2S/Cl)$ – можливість високотемпературної хлорної корозії. Такий аналіз дозволяє більш зважено підійти до вибору обладнання та технології спалювання.

Попередня підготовка палива:

- вилуговування з соломи небажаних хімічних елементів атмосферними опадами (зберігання в полі);
- додавання речовин, що змінюють співвідношення мікроелементів у паливі та підвищують температуру плавлення золи (наприклад, вапно, каолін, доломіт, тальк)⁶¹;
- змішування з паливами, зола яких має вищу температуру плавлення, в пропорції, яка не спричиняє проблем при спалюванні суміші.

Сумісне спалювання з вугіллям чи торфом.

Цей варіант можна вважати одним із можливих способів змішування палив, оскільки зола вугілля, як правило, має вищу температуру плавлення. Крім того, хи-

⁶⁰ Obernberger I. Advanced biomass fuel characterisation methods and their application. IEA Bioenergy Task 32 project. https://task32.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/2/2017/03/IEA_Bioenergy_T32_Advanced_characterisation_methods_for_solid_biomass_fuels.pdf

⁶¹ Steenarie B.-M., Lundberg A., Petersson H., Wilewska-Bien M., Andersson D. Investigation of Ash Sintering during Combustion of Agricultural Residues and the Effect of Additives. *Energy Fuels*. 2009. **23**: 5655–5662; Steenarie B.-M., Lindqvist O. High-Temperature reactions of straw ash and the anti-sintering additives Kaolin and Dolomite. *Biomass and Bioenergy*. 1998. **14**: 67–76.

мічні елементи, що містяться у вугіллі, здатні дещо зменшити негативні явища при спалюванні аграрної біомаси. Наприклад, алюмосилікати, що містяться у вугіллі, здатні зв'язувати лужні метали⁶². Цей спосіб реалізується переважно на великих теплоелектростанціях при спалюванні в пилоподібному стані або киглячому шарі.

Модифікація процесу спалювання та інші заходи.

У разі спалювання на рухомій решітці додатково застосовують водяне або повітряне охолодження решітки, рециркуляцію димових газів з метою зниження температури на поверхні решітки. Як правило, ці заходи спрямовані на підтримання температури, меншої за 700 °С.

Також застосовують такі заходи:

- для захисту від корозії пароперегрівачів парових котлів – встановлення екранів перед пароперегрівачем, застосування систем кріплення пароперегрівачів, що полегшують їх заміну, використання пароперегрівачів, захищених спеціальними покриттями, виготовлених з аустенітних сталей, сталей з підвищеним вмістом хрому, проектування пароперегрівачів, за якого леткі відкладення золи стікають з них у розплавленому стані, не утворюючи шару, що постійно наростає;

- організація перегріву пари в іншому котлі, що використовує паливо, яке не викликає відкладень на пароперегрівачі (фактично це один зі способів сумісного спалювання);

- обмеження температури перегрітої пари діапазоном 420–480 °С для зменшення корозії та відкладень на пароперегрівачі;

- автоматичні запалювання та подача палива, підтримання необхідного температурного режиму в топці, чищення теплообмінних поверхонь;

⁶² Piotrowska P., Zevenhoven M., Davidsson K., Hupa M., Amand L.-E., Barisic V., Zabetta E.C. Fate of alkali metals and phosphorus of rapeseed cake in circulating fluidized bed boiler. Part 2: Co-combustion with coal. *Energy Fuels*. 2010. 24(8): 4193–4205. <https://doi.org/10.1021/ef100482n>

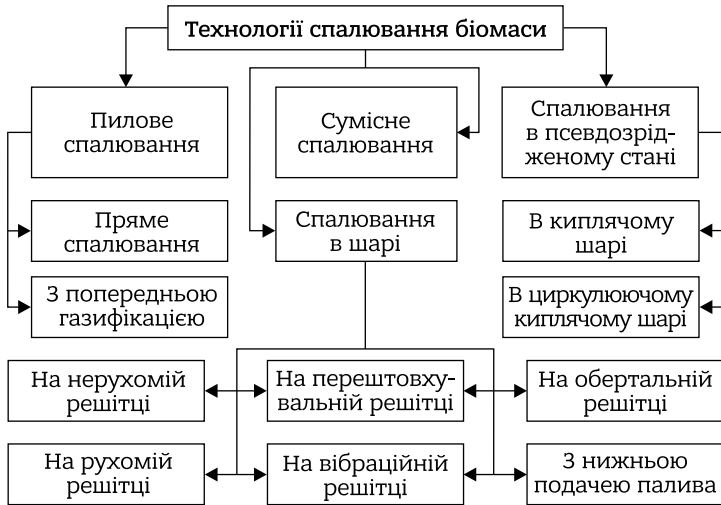


Рис. 7.10. Технології спалювання біомаси

- застосування більш потужних систем золовидалення;
- використання спеціальних механічних розпушувачів золи, що перешкоджають її спіканню;
- застосування більш потужних систем очищення димових газів від леткої золи.

Є також низка інших характеристик біомаси, що відрізняють її від твердих викопних палив, що застосовуються на електростанціях, наприклад від вугілля: менша теплота згорання, менша насипна щільність, вища вологість, підвищений вміст летких речовин. Зольність біомаси зазвичай менша, ніж у вугілля, але її хімічний склад дещо інший, що часто зумовлює зниження температури її плавлення. Тому використання біомаси як палива на електростанціях потребує застосування способів спалювання, адаптованих до її паливних характеристик.

Технології спалювання біомаси (рис. 7.10) поділяють на три основні типи: спалювання в шарі, пилове спалю-

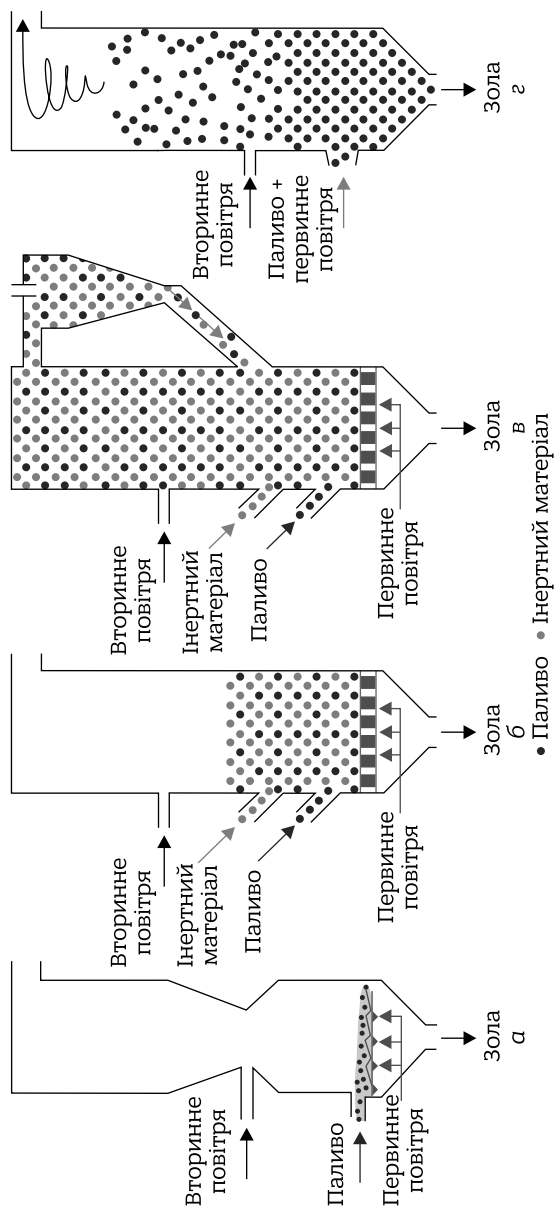


Рис. 7.11. Принципова схема технології сталювання: а – сталювання в шарі; б – сталювання в псевдозрідженому шарі (в киплячому шарі); в – сталювання в псевдозрідженому стані (в циркулюючому киплячому шарі); г – пилове сталювання

вання, спалювання в псевдозрідженому стані, виокремлюють також комбінований тип – сумісне спалювання (ССп) біомаси з іншими паливами. Основні технологічні принципи спалювання показано на рис. 7.11.

Для спалювання в шарі (рис. 7.11, а) необхідні паливна решітка, на якій відбувається процес горіння, паливоживильний пристрій (механічний, гідравлічний чи пневматичний), система подачі повітря та видалення золи. Первинне повітря подається під решітку й через отвори проникає в шар палива, де викликає газифікацію палива з виділенням горючих газів. Вторинне повітря подається над шаром палива (в зону окиснення) й супроводжує процес згорання. Зола, що утворилася в процесі спалювання, періодично видаляється струшуванням, зіскрібанням, зрушенням або чищенням.

Технологія спалювання в псевдозрідженому шарі (рис. 7.11, б, в) передбачає спалювання свіжого палива в суміші розігрітого інертного матеріалу та золених частинок. Завдяки великій швидкості первинного повітря, що рухається крізь решітку, частинки палива та інертного матеріалу утримуються в завислому стані, що створює ефект зрідження. Ця технологія забезпечує рівномірне підведення повітря до горючої речовини, інтенсивний теплообмін між частинками інертного матеріалу та палива, що приводить до ефективної газифікації. Для повного окиснення горючих газів у зону окиснення подається вторинне повітря. Розрізняють спалювання в киплячому шарі та в циркулюючому киплячому шарі залежно від густини псевдозрідженої суміші та конструктивного виконання установки.

Технологія пилового спалювання (рис. 7.11, г) придатна для спалювання палив з малим розміром частинок (до 20 мм). Суміш палива з первинним повітрям потрапляє через пальник у топку котла, де відбувається горіння й остаточне окиснення вторинним повітрям. Зола, що утворюється, частково виноситься з димовими

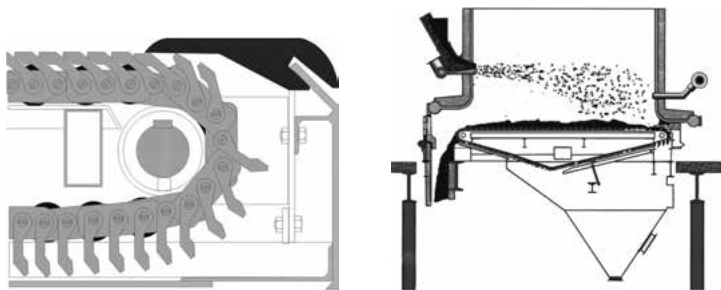


Рис. 7.12. Елемент рухомої ланцюгової решітки

Рис. 7.13. Рухома ланцюгова решітка з пневматичним накидачем палива

газами, а основна частина, в твердому чи рідкому стані, видаляється з нижньої частини топкової камери.

Кожна з принципів схем здатна працювати за технологією сумісного спалювання біомаси з іншими видами палив (вугілля, торф, ТПВ та ін.).

Спалювання на нерухомій решітці для спалювання біомаси на електростанціях не використовується.

Спалювання на рухомій ланцюговій колосникової решітці використовується для спалювання як вугілля, так і БМ (гранул, брикетів та тріски). Паливо потрапляє на ланцюгову решітку, де в міру руху решітки згорає. Рух здійснюється від паливоживильного пристрою, і в кінці камери згорання паливо звільняється від золи (рис. 7.12, 7.13). Швидкість руху решітки регулюється з метою досягнення повного вигорання палива. Первинне повітря подається під решітку, охолоджуючи її, й забезпечує горіння палива в шарі, що зумовлює низький рівень викидів твердих частинок. Рухомі ланцюгові решітки достатньо металомісткі, проте надійні й прості в обслуговуванні. До основних недоліків слід віднести нерівномірність розподілу палива на решітці і, відповідно, високі втрати з механічним та хімічним недопалом, крім того, використання неоднорідних палив з біомаси

Рис. 7.14. Елемент похилої перештовхувальної решітки

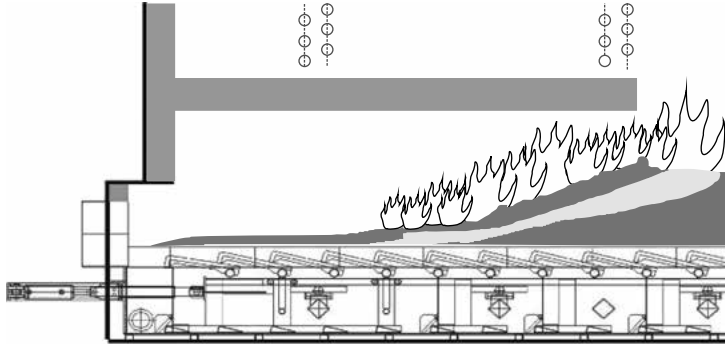
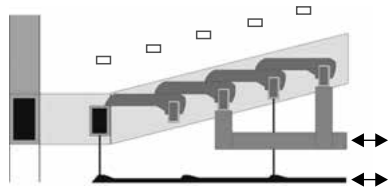


Рис. 7.15. Горизонтальна перештовхувальна решітка

призводить до нерівномірного вигорання, оскільки не відбувається змішування. Частково ці проблеми можна вирішити застосуванням пневматичної подачі палива (рис. 7.12, 7.13). Потужність котлів, обладнаних такими решітками, становить до 15 МВт.

Спалювання на похилій та горизонтальній рухомій решітці дозволяє ефективно організувати процес спалювання, поєднуючи одночасно перемішування палива та його рух на решітці, завдяки зворотно-поступальному руху колосників. Таким чином, згорілі й незгорілі частинки перемішуються, шар палива оновлюється й рівномірно розподіляється. У високоефективних решітках застосовують секціонування, що дає змогу на різних етапах згорання керувати частотою руху колосників. На відміну від похилої перештовхувальної решітки (рис. 7.14) решітка з горизонтальним розміщен-

ням (рис. 7.15) дозволяє обмежити неконтрольований рух палива під дією гравітаційних сил та зменшити загальну висоту решітки. Технологія спалювання на похилих та горизонтальних рухомих решітках забезпечує високу якість вигорання палива з підвищеним вмістом вологи та золи, а також запобігає спіканню палива в шарі. Для вологих палив використовують решітки з повітряним охолодженням, а для сухих – решітки з водяним охолодженням. Цей тип решіток застосовують як у малих водогрійних котлах, так і в парових котлах середньої потужності.

Спалювання на вібраційній решітці дає змогу уникнути шлакування завдяки зниженій температурі палива та його постійному руху в шарі, що відбувається на водоохолоджуваній решітці (рис. 7.16). Це особливо актуально для палив з низькою температурою шлакування та плавлення золи (солома, деревина). Вібраційна решітка утворена з плавникових труб, опирається на пружинний блок і приводиться в рух вібраційним пристроєм (рис. 7.16). Паливо подається в камеру згорання шнековим, гідравлічним чи пневматичним накидачем у верхню частину решітки. Під дією гравітаційних та вібраційних сил паливо рухається по решітці в напрямку видалення золи. Первинне повітря подається через отвори в плавниках труб у напрямку руху палива, тим самим стимулюючи рух палива на решітці. Недоліком вібраційної решітки є більш високі викиди леткої золи, що зумовлено коливаннями решітки й перемішуванням шарів золи та палива, а також неповне вигорання зольного залишку.

Одним з різновидів спалювання на вібраційній решітці є допалювання незгорілого залишку при пиловому спалюванні та сигарному спалюванні (рис. 7.17). Принцип сигарного спалювання розроблений у Данії і використовується для безперервного спалювання цілих тюків соломи. Тюки соломи за допомогою гідравлічного

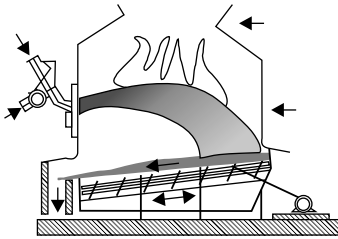


Рис. 7.16. Вібраційна решітка з пневмозакидачем палива

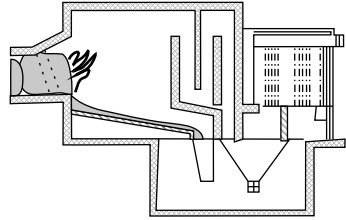


Рис. 7.17. Сигарне спалювання з допалюванням на вібраційній решітці

штовхача подаються через тунель у топку котла, де на виході встановлено систему сопел підведення повітря, що забезпечує горіння перерізу тюка соломи. Незгорілі частинки матеріалу потрапляють на решітку, й подальше спалювання відбувається в шарі на вібраційній решітці. Контроль температури в топці котла є дуже важливим для забезпечення ефективного спалювання соломи. Для нормальної роботи температура в топці не повинна перевищувати 900 °С. Водоохолоджувані вібраційні решітки використовують у котлах середньої та великої потужності при спалюванні сухих палив з низькою температурою шлакування, а також з метою реконструкції наявних котлів для сумісного спалювання різних видів палива, в тому числі й ТПВ. Крім того, вібраційні решітки встановлюють у газомазутних котлах.

Спалювання на обертальній решітці – нова технологія, розроблена в Фінляндії для спалювання біомаси з вологістю до 65 %. Конічна решітка утворена рядами колосників, що рухаються в протилежному напрямку один до одного (рис. 7.18). Паливо подається на решітку за допомогою шнеків, що потребує дотримання розміру частинок палива не більш ніж 50 мм. Первинне повітря подається знизу через шар палива. Горючі гази, що утворилися, спалюються в горизонтальній чи верти-

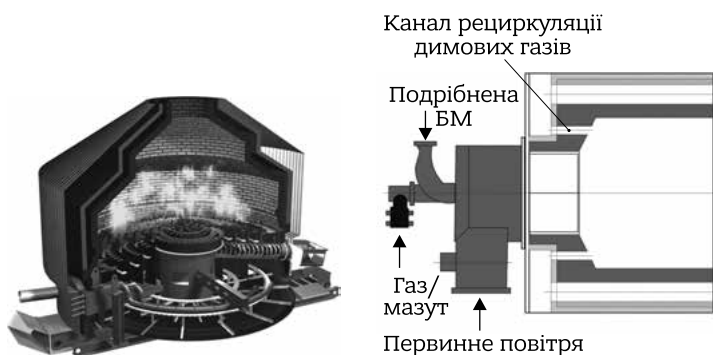


Рис. 7.18. Обертальна решітка з нижньою подачею палива

Рис. 7.19. Пальник для спалювання БМ

кальній камері згорання. Горизонтальні камери згорання використовують у водогрійних та парових котлах з номінальною потужністю 3–17 МВт. Вертикальний варіант застосовують для ТЕЦ на біомасі. Паливо, у міру вигорання, рухається до периферії решітки. На краю решітки зола падає в посудину з водою й за допомогою скріпового транспортера видаляється з-під котла. Спалювання на обертальній решітці дозволяє спалювати суміші твердих біопалив, а також біологічного мулу⁶³.

Пилове спалювання таких палив, як тирса та стружка, здійснюється за допомогою вдування в топкову камеру, де відбувається спалювання. Повітря, що використовується для транспортування паливної суміші, виконує роль первинного повітря, тоді як вторинне повітря може подаватися окремим каналом у пальнику (рис. 7.19) чи додатково підводитися по периметру топкової камери на різних рівнях. Для розігріву котла використовують

⁶³ Oravainen H., Karki J. Co-firing techniques for wood and coal. Review of the various co-firing concepts in Europe. <https://unece.org/fileadmin/DAM/timber/workshops/2007/belgrade/Presentations/oravainen2.pdf>

допоміжний газовий чи мазутний пальник, що в міру збільшення подачі БМ вимикається. Важливе значення в організації пилового спалювання має дотримання відповідного розміру частинок палива (10–20 мм) та необхідної вологості (до 20 %). Слід пам'ятати про вибухонебезпечність під час приготування та транспортування паливної суміші, а також про можливість її самозаймання. Для спалювання сухої подрібненої БМ використовують топкові пристрої з водяним охолодженням, де в процесі спалювання температура газів не перевищує температуру початку деформації золи. В іншому разі спалювання з високими температурами може призвести до шлакування в топковій камері, зниження номінальної потужності, перегріву металу та позапланової зупинки обладнання.

Спалювання в псевдозрідженому шарі вперше було застосовано в 1960 р. для спалювання муніципальних та промислових відходів. Відтоді більш ніж 300 комерційних установок киплячого шару та циркулюючого киплячого шару працюють в усьому світі. Розігрітий інертний матеріал і паливо інтенсивно змішуються завдяки первинному повітрю, що рухається з-під решітки. Інтенсивний теплообмін забезпечує хороші умови для повного згорання з низьким рівнем викидів. Низька температура горіння 650–900 °С досягається завдяки розвиненій поверхні теплообміну, рециркуляції димових газів, впорскуванню води та домішуванню «холодного» інертного матеріалу, що запобігають спіканню золи. Інтенсивне перемішування в топках з киплячим шаром дає змогу ефективно спалювати різні суміші палив, проте є певні обмеження щодо розміру частинок палива. Зазвичай розмір частинок не перевищує 40 мм для ЦКШ і 80 мм для КШ. Інші обмеження стосуються використання БМ з високим вмістом лужних металів, що можуть призводити до агломерації золених частинок. У звичайному киплячому шарі неможливо



Рис. 7.20. Котел з КШ



Рис. 7.21. Котел з ЦКШ

працювати з великою кількістю соломи чи трав'янистих рослин без спеціальних заходів.

Використання пилового спалювання в котлах більшої потужності потребує значних витрат на організацію системи очищення димових газів, тому подальше зростання теплової потужності установок пов'язане з переходом на пилове спалювання з допалювальною решіткою, а також на спалювання в шарі.

Спалювання в КШ (рис. 7.20) здебільшого використовують у котлах потужністю понад 20 МВт. Як інертний матеріал використовують пісок розміром 0,5–1,0 мм. Швидкість псевдозрідження становить 1,0–2,0 м/с. Вторинне повітря подається кількома ярусами сопел над верхньою частиною КШ. При спалюванні в ЦКШ (рис. 7.21) швидкість зрідження становить 5–10 м/с і використо-

Таблиця 7.4. Основні недоліки та переваги технологій спалювання

Перевага	Недолік
<i>Спалювання на решітці</i>	
Низькі інвестиційні витрати для станцій потужністю <20 МВт	Неефективне спалювання суміші різних видів БМ й трав'янистої БМ Зниження рівня NO _x потребує спеціальних додаткових заходів Високий коефіцієнт надлишку повітря (5–8 %), що знижує теплову ефективність Неоднорідність згорання Потрібне вдосконалене керування процесом для зменшення рівня викидів при знижених навантаженнях
Низькі експлуатаційні витрати	
Низький вміст твердих частинок у димових газах	
Менша чутливість до зашлакованості	
<i>Спалювання з нижньою подачею палива</i>	
Низькі інвестиційні витрати для станцій потужністю <6 МВт	Використовується для біомаси з низьким рівнем золи в паливі та для палив з високою температурою плавлення золи Обмеження щодо розміру частинок палива <50 мм
Проста і надійна конструкція, зручне керування	
Низький рівень викидів при знижених навантаженнях	
<i>Спалювання в киплячому шарі</i>	
Відсутність рухомих частин у гарячій зоні топки котла	Високі інвестиційні витрати Високі експлуатаційні витрати Орієнтованість на установки потужністю >20 МВт Обмеження щодо розміру частинок <80 мм Обмеження на використання палив з високим вмістом лужних металів Висока концентрація пилу в димових газах Втрата інертного матеріалу Необхідність розпалювального пального
Низький рівень емісії	
Висока гнучкість відносно типу палива та його вологості	
Низький рівень надлишку повітря (3–4 %), що підвищує теплову ефективність	

Закінчення табл. 7.4

Перевага	Недолік
<i>Спалювання в циркулюючому киплячому шарі</i>	
Відсутність рухомих частин у гарячій зоні топки котла	Високі інвестиційні витрати
Низький рівень емісії	Високі експлуатаційні витрати
Висока гнучкість відносно типу палива та його вологості	Орієнтованість на установки потужністю >30 МВт
Однорідність умов перебігу спалювання	Обмеження щодо розміру частинок <40 мм
Висока ефективність теплопередачі	Обмеження на використання палив з високим вмістом лужних металів
Можливість використання добавок	Висока концентрація пилу в димових газах
Дуже низький рівень надлишку повітря (1–2 %), що підвищує теплову ефективність	Втрата інертного матеріалу
	Висока інтенсивність спікання золи
	Необхідність розпалювального пального
<i>Пилове спалювання</i>	
Низький рівень надлишку повітря (4–6 %), що сприяє підвищенню ефективності	Обмеження щодо розміру частинок 10–20 мм
Зниження емісії NO _x завдяки ступеневому спалюванню	Стирання ізоляції кладки
Маневреність та просте керування потужністю	Необхідність розпалювального пального

вуеться більш дрібний пісок (0,2–0,4 мм). Частинки палива й піску виносяться з топки в гарячий циклон і знову повертаються в нижню частину камери згорання. Температура ЦКШ перебуває в діапазоні 750–900 °С й контролюється за допомогою зовнішніх теплообмінників використаного піску. Висока турбулентність ЦКШ сприяє

Потужність котла, МВт		1	2	5	10	20	50	100	200	500	1000
КШ	ПШ										
	ЦКШ										
Решітка	Рухома решітка										
	Обертальні решітки										
	Віброрешітка										
Пилове спалювання											

Рис. 7.22. Межі використання технологій спалювання для теплогенеруючих установок різної теплової потужності (Danish Energy Agency. Technology Data for Generation of Electricity and District Heating. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>). ПШ – псевдорозріджений шар

кращій передачі тепла й рівномірному розподілу температури в шарі, проте збільшує виніс твердих частинок з котла. Недоліком котлів з ЦКШ є великі розміри і, відповідно, висока вартість. Спостерігається інтерес до використання ЦКШ на установках потужністю від 30 МВт.

Низький рівень викидів шкідливих речовин досягається завдяки інтенсивному перемішуванню під час спалювання, низькому надлишку повітря й використанню додаткових домішок (наприклад, вапняку), що робить технологію спалювання в псевдорозрідженому шарі привабливою для великомасштабних установок – потужністю понад 200 МВт. Основним недоліком установок киплячого шару є підвищений виніс твердих частинок з котла, що потребує значних витрат на систему очищення димових газів, та постійна втрата інертного матеріалу⁶⁴.

Основні переваги та недоліки описаних вище технологій спалювання узагальнено в табл. 7.4.

⁶⁴ Bolhar-Nordenkampf M., Tschanun I., Kaiser S. Operating experience from two new biomass fired FBC-plants. *Proceedings of the World Bioenergy 2006 Conference & Exhibition on Biomass for Energy* (May/June 2006, Jönköping, Sweden). Swedish Bioenergy Association, Stockholm, Sweden, 2006. P. 174–181.

Таблиця 7.5. **Вимоги до біопалива залежно від способу спалювання**

Технологія спалювання	Вимоги до палива
Спалювання в шарі з нижньою подачею палива	Низький вміст та висока температура плавлення золи; фіксований розмір частинок палива – до 50 мм
Спалювання в киглячому шарі та циркулюючому киглячому шарі	Розмір частинок не повинен перевищувати 40 мм для ЦКШ і 80 мм для КШ; невисокий вміст лужних металів у БМ
Пилове спалювання	Розмір частинок палива не повинен перевищувати 10–20 мм; вологість – до 20 %
Пряме сумісне спалювання з подачею в котел суміші вугілля та біомаси	Розмір частинок деревини до 6 мм, довжина соломи менш як 50 мм

Типові межі теплової потужності для різних способів спалювання показано на рис. 7.22.

Вимоги до біопалива залежно від способу спалювання наведено в табл. 7.5.

Сумісне спалювання

Розрізняють три основних види ССп: пряме, непряме й паралельне (рис. 7.23). Технологія прямого ССп ґрунтується на спалюванні біомаси разом з викопними видами палива в одній камері згорання. Технологія непрямого ССп передбачає попередню обробку біомаси з метою отримання більш придатного для використання палива. Основними видами непрямого ССп є газифікація, піроліз та гідротермічна обробка.

При ССп біомасу можна змішувати з вугіллям у різних пропорціях, зокрема при сумісному спалюванні в шарі частка біомаси може коливатися в діапазоні 0–100 %, тоді як при пиловому ССп діють технічні обмеження і

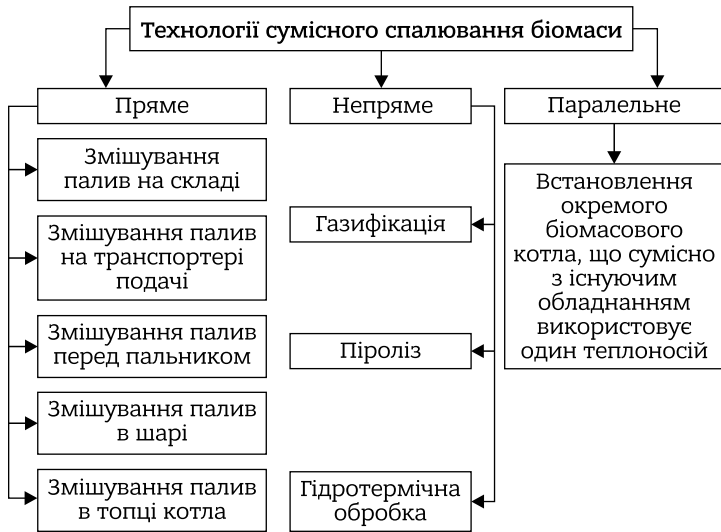


Рис. 7.23. Види технологій сумісного спалювання біомаси

частка біомаси (по енергії) зазвичай не перевищує 25 %. Численні дослідження показують, що енергія біомаси може забезпечити в середньому близько 15 % енергії.

Аналіз світового застосування сумісного спалювання свідчить, що більш ніж 150 вугільних електростанцій мають досвід сумісного використання біомаси або відходів. Ці електростанції працюють у діапазоні потужностей 50–700 МВт_е, хоча є й чимало невеликих станцій. На більшості з них встановлено пиловугільні котли як з тангенціальними топками, так і з топками, де пальники розташовані на вертикальних екранах. Також дуже поширеними є котли з циклонними топками, зі спалюванням у циркулюючому киплячому шарі та на решітці.

Пряме сумісне спалювання біомаси є найдешевшим, найпростішим підходом і застосовується найчастіше. БМ та вугілля спалюється в пиловугільній топці котла з використанням спільних або розділених систем приготування палива і пальників. Технології ССпБВ є най-

більш поширеними, оскільки дозволяють спалювати до 25 % біомаси (за енергією палива) без значних капітальних витрат. БМ можна використовувати як у гранульованому вигляді, так і у вигляді пилу. Перевагами цієї технології є її простота та низькі витрати, а недоліками – обмеження щодо частки біомаси та її якості.

Пряме сумісне спалювання з подачею в котел суміші вугілля та біомаси є простим і найбільш дешевим методом ССп. Змішування вугілля та БМ відбувається на паливному складі з подачею цієї суміші в систему пилоприготування. Метод реалізується в пиловугільних топках при подачі деревної біомаси в кількості, що не перевищує 5 % за масою палива. При цьому особливу увагу потрібно приділяти розміру частинок БМ, що визначається часом їх перебування в топці. Сприятливим є те, що кінетика вигорання частинок біомаси швидша, ніж вугілля. Тому підготовка біомаси до спалювання зазвичай полягає в її подрібненні – деревини до 6 мм, соломи до довжини менш як 50 мм.

При реалізації цієї технології основні проблеми виникають у системі пилоприготування. Додавання деревної біомаси до вугілля збільшує витрату електроенергії на розмелювання. Зменшується температура сушильного агента на виході з млина. При подачі у валкові млини деревини в кількості більш як 5 % за масою погіршується ситовий аналіз вугільного пилу до фракційного складу, неприйняттого для роботи котла. Збільшення вмісту деревини може призвести до зниження продуктивності й блокування роботи вугільних млинів. Використання подрібненої соломи навіть у кількості близько 5 % за масою може спричинити блокування пропускної здатності системи паливopодачі і забивання паливних бункерів.

Змішування вугілля та біомаси на паливному складі є більш прийнятним для циклонних котлів, де застосовується не розмелювання вугілля, а лише його подріб-

нення до частинок розміром менш як 6 мм. У циклонних топках кількість деревної біомаси в паливній суміші можна збільшити до 20 % за масою. Можливість подачі біомаси обмежується пропускною здатністю живильників палива.

Пряме сумісне спалювання з роздільною подачею біомаси та вугілля до котла передбачає роздільні системи підготовки і подачі БМ і вугільного пилу в топку. Подрібнена БМ вводиться через пальники, а в разі тангенціальних топковок – вдувається безпосередньо в топкову камеру. Така технологія потребує збільшення кількості обладнання, проте забезпечує можливість спалювання більшого обсягу БМ в пиловугільних котлах.

Пряме сумісне спалювання в топках з киплячим шаром характеризуються паливною гнучкістю. Ці топки можна пристосувати для ССп вугілля, палива з побутових відходів, біомаси або їх сумішей у широкому діапазоні співвідношень. При цьому можливим є введення вапняку в шар для зниження викидів SO_2 .

Непряме сумісне спалювання біомаси являє собою попередню обробку біомаси (газифікація, піроліз тощо) з наступним отриманням продуктів розпаду БМ та подальшим їх використанням у наявних енергетичних установках. Перевагами цієї технології є збільшення частки БМ порівняно з прямим ССп, розширення видового спектру БМ, сумісність з енергоустановками, які працюють як на вугіллі, мазуті, так і на природному газі. Серйозним недоліком є досить висока капіталомісткість цієї технології.

Газифікація біомаси з наступним спалюванням генераторного газу є найпоширенішою технологією непрямого сумісного спалювання. За такою технологією БМ надходить у газифікатор з метою виробництва генераторного газу, який потім використовується замість природного газу в газових двигунах або турбінах, а також може спалюватися у паровому котлі чи котлі-утилізаторі установок комбінованого циклу.

Паралельне сумісне спалювання

Паралельне ССп БМ відбувається в окремому котлі, пару, вироблену внаслідок цього процесу, використовують у паровому циклі вугільної електростанції для виробництва електроенергії. Хоча ця технологія сумісного спалювання є найбільш капіталомісткою порівняно як з прямим, так і з непрямим спалюванням, вона дає змогу використовувати гірші за якістю види палива з високим вмістом як хлору, так і лужних металів. До того ж ця технологія дозволяє розділити потоки золотвидалення від вугільних котлів та котлів на біомасі.

Аналіз світового досвіду показує, що факельне спалювання біомаси в наявних пиловугільних котлах є найбільш поширеним, з часткою 40 %, а основні види твердої біомаси, такі як деревина та солома, становлять близько 45 % всіх біопалив, що використовуються при ССпБВ. Використання в широких межах вторинної БМ та органічної частини ТПВ для отримання енергії є можливим у технологіях ССпБВ. Технології спалювання в КШ та ЦКШ набувають динамічного розвитку й вирізняються широким спектром використовуваних палив та низькими емісіями забруднюючих речовин. Технічні рішення ССпБВ реалізовано на блоках ТЕС та ТЕЦ потужністю 50–500 МВт_e, де середня частка біомаси становить 5–10 % і залежно від технології спалювання може змінюватися в діапазоні 0–100 % потужності котла.

Основні технічні варіанти прямого сумісного спалювання твердої БМ в потужних пиловугільних котлах електричних станцій:

- попереднє змішування біомаси з вугіллям, сумісне подрібнення в наявних вугільних млинах і подальше спалювання у вугільних пальниках;
- роздільна підготовка біомаси й вугілля з подальшою подачею наявними вугільними пилопроводами і спалюванням у наявному вугільному пальнику;

- роздільна підготовка біомаси й вугілля з подальшою пневматичною подачею біомаси в котел або окремий біомасовий пальник.

Більшість реалізованих у Європі станцій ССп працюють за технологією сумісної підготовки біомаси з вугіллям у наявних вугільних млинах. На сьогодні в технології прямого сумісного спалювання досягнуто частки біомаси на рівні 10–15 %⁶⁵. Основні труднощі були пов'язані з:

- необхідністю забезпечення відповідної кількості біомаси;
- обмеженими можливостями для зберігання біомаси на території станції;
- технічними питаннями забезпечення надійності роботи котла та системи паливоподачі.

Сумісне спалювання є важливим способом енергетичного використання біомаси, перевагами якого є відносно невисокі капітальні витрати на відповідне обладнання (1100–1300 євро/кВт_е)⁶⁶. Практика використання бурого вугілля та біомаси на ТЕС Європи свідчить також, що при сумісному спалюванні внаслідок заміни частини бурого вугілля на біомасу знижуються викиди вуглекислого газу, сірки та оксидів азоту⁶⁷. Сьогодні у світі працює 230–240 установок сумісного спалювання. В Україні такого досвіду наразі немає – жодна теплова елек-

⁶⁵ Direct injection advances biomass co-firing in large coal fired plants. *Power Engineering International*. 01.07.2008. <https://www.powerengineeringint.com/world-regions/europe/direct-injection-advances-biomass-co-firing-in-large-coal-fired-plants/>

⁶⁶ IEA Energy Technology Essentials: Biomass for Power Generation and CHP. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1028bee0-2da1-4d68-8b0a-9e5e03e93690/essentials3.pdf>

⁶⁷ Co-firing techniques for wood and coal. Review of the various co-firing concepts in Europe. VTT Technical Research Centre of Finland. <https://unece.org/fileadmin/DAM/timber/workshops/2007/belgrade/Presentations/oravainen2.pdf>

Таблиця 7.6. Основні виробники енергетичного обладнання для спалювання біомаси

Технологія спалювання	Виробник
В шарі з нижньою подачею палива	Polytechnik (Австрія), Danstoker (Данія), HURST (США), AXIS Industries (Литва)
На рухомій решітці	KARA (Нідерланди), Polytechnik (Австрія), HURST (США), AXIS Industries (Литва), Wунcke (Бельгія), В&W (США), БіКЗ (Росія), Bioner, Aalborg (Данія)
На вібраційній решітці	Bioner, FLS Miljo, Ansaldo, Volund (Данія), BWE (Італія), В & W (США), KIRKASURI (Фінляндія)
Камерне спалювання	БіКЗ (Росія), Енергомашпроект (Україна), Wунcke (Бельгія), HURST (США), Rafako, Stalowa Wola (Польща)
Спалювання в КШ	В & W (США), ONINEN (Фінляндія)
Спалювання в ЦКШ	В & W, Foster Wheeler, Ahlstrom (США)

тростанція не використовує сумісне спалювання, здебільшого через те, що на нього не поширюється дія «зеленого» тарифу⁶⁸, до того ж в Україні немає розроблених регламентів використання такого палива на теплових електростанціях.

Впровадження ССп потребує кваліфікованого підходу до вибору технологій залежно від характеристик палива, типу наявного обладнання та технологічних параметрів процесів. Важливе значення мають також подальше дослідження технологій спалювання різних видів палива, дотримання екологічних вимог, вирішення проблем подальшого використання золи, вивчення питань корозії, шлакування та очищення поверхонь нагріву від золи.

⁶⁸ Закон України «Про альтернативні джерела енергії». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>

Основні виробники енергетичного устаткування, що виготовляють обладнання для описаних вище технологій спалювання, вказані в табл. 7.6.

ТЕО ТЕС на біомасі

У Європі інвестиційні витрати на будівництво ТЕС на БМ коливаються в діапазоні 1000–5000 USD/кВт залежно від технології та потужності станції ⁶⁹.

Техніко-економічні аспекти технологій виробництва електроенергії з біомаси проаналізовано на прикладі ТЕС на біомасі потужністю 2 МВт. Виконано оцінку виробничого плану та визначено основні показники роботи обладнання. Функціонування ТЕС на біомасі орієнтоване на виробництво електричної енергії та подачу виробленої електроенергії до Об'єднаної енергетичної системи України за «зеленим» тарифом. Розглянуто використання як палива деревної тріски середньої природної вологості на робочу масу 45 % із зольністю 1,4 %, нижчою теплотою згорання 8,5 МДж/кг, насипною щільністю 250 кг/нас. м³.

Розрахункове річне споживання біопалива для виробництва 16,0 млн кВт·год електричної енергії становитиме 26 тис. т деревної тріски (табл. 7.7). Витрата біопалива становить у середньому 10,1 т/год, що визначено на основі балансових розрахунків при ККД котла 85 %. Розрахункова калорійність деревної тріски – 8,5 МДж/кг.

Було встановлено, що більшість вітчизняних виробників не мають завершених розробок ТЕС на біопаливі, налагодженої технології виробництва, відповідного досвіду, що створює додаткові ризики для проекту.

⁶⁹ IEA Energy Technology Essentials: Biomass for Power Generation and CHP. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1028bee0-2da1-4d68-8b0a-9e5e03e93690/essentials3.pdf>; International Energy Agency. Energy technology perspectives 2008. Scenarios and strategies to 2050. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/0e190efb-daec-4116-9ff7-ea097f649a77/etp2008.pdf>

Таблиця 7.7. Планові виробничі показники ТЕС

Найменування	Розмірність	Значення
Встановлена електрична потужність ТЕС	МВт	2,0
Коефіцієнт завантаження ТЕС	год	8000 / 91 %
Обсяг виробництва електроенергії	млн кВт · год	16
Обсяг реалізації електроенергії	млн кВт · год	14,4
Виробництво пари	т/год	10–11
Споживання палива (тах): тріска	т/год	3,5

Таблиця 7.8. Зведена структура витрат

Найменування	Ціна з ПДВ, євро	Ціна з ПДВ, тис. грн	Частка, %
Обладнання	5 340 000	149 520	74
Послуги й матеріали	1 920 000	53 760	26
Разом, з ПДВ	7 260 000	203 280	100
Організаційно-адміністративні витрати	60 000	1 680	0,8
Проектування й погодження	240 000	6 720	3,3
Роботи «нульового циклу»	232 800	6 518	3,2
Загальнобудівельні роботи	931 200	26 074	12,8
Поставка обладнання (імпорт)	3 708 000	103 824	51,1
Монтаж основного обладнання	456 000	12 768	6,3
Обладнання	1 632 000	45 696	22,5
Разом	7 260 000	203 280	100
в т.ч. ПДВ	1 210 000	33 880	

Таблиця 7.9. Техніко-економічні показники
планової діяльності ТЕС

Найменування	Розмірність	Значення
Вид діяльності	—	Виробництво електричної енергії з нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії
Вид продукції	—	Електрична енергія
Встановлена електрична потужність	МВт	2
Обсяг виробництва електроенергії	млн кВт · год	16
Обсяг відпуску електроенергії	млн кВт · год	14,4
Коефіцієнт завантаження / використання встановленої потужності	год	8000 / 91 %
Електрична ефективність	%	22
Характеристики котла		12 т/год, 36 бар, 450 °С
Кількість котлів	од.	1
Споживання палива	тис. т	26
	тис т. у.п.	8,8
Питомі витрати палива на виробництво електричної енергії	кг у.п./кВт · год	545
Ціна палива з доставкою (з ПДВ)	грн/т	1000
Тип парової турбіни	—	Конденсаційна з відборами
Характеристики генератора	—	Асинхронний, 3ф., 50 Гц, 10 кВ
Відомості про транспорт та доставку палива	—	Автотранспорт, відстань перевезень 50 км

Закінчення табл. 7.9

Найменування	Розмірність	Значення
Відомості про персонал та режим роботи	—	3 зміни, усього 20—25 осіб, адмін. персонал — 10 осіб
Категорія робіт	—	Легка, середньої важкості
Клас умов праці	—	2—3-й клас
Площа земельної ділянки	га	30
Питомі інвестиції (з ПДВ)	євро/кВт	3630
Планова собівартість електричної енергії	грн/ кВт · год	2,2—2,4
Очікуваний термін окупності	роки	11
Споживання води	тис. т	5,6
Споживання електричної енергії на в.п.	млн кВт · год	1,6
Споживання дизельного палива для навантажувачів	тис. л	9,2
Обсяг утворення золи	тис. т	0,368

Оскільки ринком збуту електроенергії, виробленої на ТЕС, є ринок електричної енергії, то весь обсяг виробленої електроенергії, за винятком власних потреб ТЕС, зобов'язане закуповувати Державне підприємство «Гарантований покупець».

Обсяги продажу електричної енергії визначаються відповідно до річного плану виробництва, що формується на основі укладених зі споживачами договорів з урахуванням прогнозів та фактичної динаміки.

Річні плани виробництва погоджуються в установленому законодавством порядку. Таким чином, план ви-

робництва електричної енергії можна вважати стабільним протягом усього строку життя проекту в обсягах, що визначені встановленою потужністю та періодом експлуатації. Варто зауважити, що в перші роки плановий та фактичний обсяг виробництва можуть суттєво відрізнятися, що пов'язано з набуттям досвіду експлуатації ТЕС. Планові виробничі показники з виробництва та реалізації електричної енергії наведено в табл. 7.7.

Капітальні витрати на реалізацію проекту будівництва ТЕС (табл. 7.8) становлять 7,26 млн євро для відповідних варіантів обраного обладнання.

Основні показники планової економічної діяльності ТЕС потужністю 2 МВт для варіанту поставки технологічного обладнання виробництва ЄС наведено в табл. 7.9. Перелік показників сформовано на основі вимог чинних нормативно-правових актів у сфері будівництва щодо підготовки ТЕО будівельних проектів.

7.3. Когенерація

Технології

Технології комбінованого виробництва електроенергії з біомаси широко застосовують в світі. Встановлена електрична потужність ТЕЦ на біомасі може варіюватися від десятків кіловат до сотень мегават. Як паливо використовують різні види біомаси, в тому числі деревну тріску, солому в тюках та гранули з різних видів рослинної сировини. Деякі ТЕЦ практикують сумісне спалювання біомаси з вугіллям. Параметри перегрітої пари на великих ТЕЦ є майже такими самими, як і для вугільних ТЕС, – температура до 540–560 °С, тиск здебільшого до 90 бар.

Прикладом сучасного підходу до комбінованого виробництва теплової та електричної енергії з біомаси може слугувати ТЕЦ Värtaverket в м. Стокгольм, Швеція (рис. 7.24), де застосовують спалювання за технологією



Рис. 7.24. ТЕЦ Värtaverket в м. Стокгольм, Швеція (<https://www3.fortum.com/about-us/our-company/our-energyproduction/our-power-plants/vartaverket-chp-plant>)

циркулюючого киплячого шару з високими параметрами перегрітої пари (тиск 140 бар, температура 560 °С) для отримання вищого електричного ККД.

Встановлена потужність ТЕЦ – 280 МВт_т та 130 МВт_е, що робить її однією з найбільших у світі ТЕЦ на біомасі. Теплова потужність станції, що забезпечується з паровідборів турбіни, становить 200 МВт. Для підвищення загальної ефективності та зниження викидів забруднюючих речовин з димовими газами застосовують конденсаційний утилізатор теплоти димових газів, що дозволяє отримати ще 80 МВт теплової потужності. Паливом слугують деревні відходи. Тепло використовують у системі централізованого теплопостачання.

Паливо з деревних відходів та залишків транспортують до ТЕЦ переважно морським транспортом та потягами. Потреба електростанції в біомасі становить 12000 м³/добу та 3 млн м³/рік. Приблизно 60 % при-

буває морем та імпортується з Прибалтики, близько 40 % доставляється залізницею від постачальників усередині країни.

Värtaverket є найбільшою у світі ТЕЦ, що була із самого початку розрахована на використання 100 % біомаси та комбіноване виробництво теплової та електричної енергії. Вона демонструє можливість будівництва таких об'єктів у великих містах, що мають системи централізованого тепlopостачання, з дотриманням при цьому високих вимог щодо зниження шуму і безпечної роботи через близькість до житлових районів.

Як показує світовий досвід, комбіноване виробництво теплової та електричної енергії з біомаси може бути реалізовано на основі наявних технологій перетворення енергії палива в корисну теплову та електричну енергію за допомогою прямого спалювання, газифікації та піролізу.

Для виробництва електричної енергії на ТЕЦ, де паливом є тверда біомаса, можна використовувати такі варіанти:

- парова турбіна або паровий двигун, що працюють за циклом Ренкіна. Варіанти з паровою турбіною можна реалізувати на базі парових турбін з протитиском або конденсаційних турбін з відбором пари для теплових потреб (рис. 7.25, 7.26);

- парова турбіна, що використовується в органічному циклі Ренкіна (ОЦР), де замість води застосовують органічний теплоносій – оливу (теплота згорання палива передається органічному теплоносію, що має температуру кипіння, нижчу від температури кипіння води при тому самому тиску), який подається на зовнішній випаровувач органічного теплоносія (рис. 7.27);

- технології на базі парогвинтових двигунів (рис. 7.28, 7.29), які поки що перебувають на демонстраційній стадії розвитку.

Поєднання технологічних методів прямого спалювання біомаси в парових та термомасляних котлах з по-

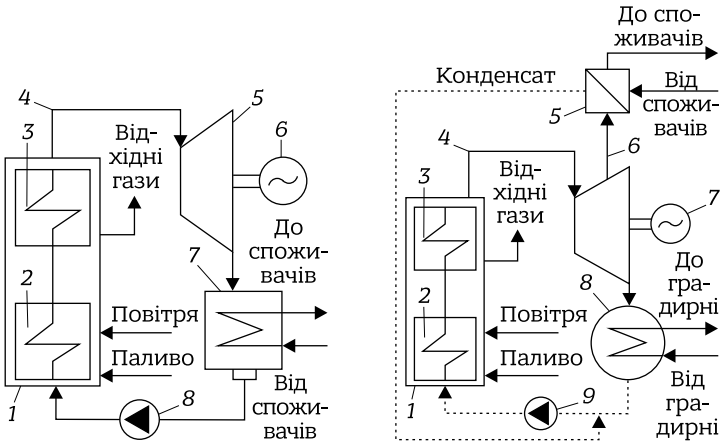


Рис. 7.25. Схема установки з протитисковою турбіною: 1 – паровий котел; 2 – поверхні нагріву котла; 3 – пароперегрівач; 4 – перегріта пара на турбіну; 5 – турбіна; 6 – електрогенератор; 7 – підігрівач води для відпуску тепла споживачам; 8 – живильний насос

Рис. 7.26. Схема установки з конденсаційною турбіною: 1 – паровий котел; 2 – поверхні нагріву котла; 3 – пароперегрівач; 4 – перегріта пара на турбіну; 5 – підігрівач води для відпуску тепла споживачам; 6 – відбір пари з турбіни; 7 – електрогенератор; 8 – конденсатор відпрацьованої пари; 9 – живильний насос

дальшим використанням робочого тіла в парових турбінах та турбінах ОЦР для приводів електричних генераторів дозволяє ефективно організувати процес перетворення енергії палива в корисну теплову та електричну енергію.

Промислові ТЕЦ потужністю понад 2 МВт на базі прямого спалювання біомаси використовують переважно паротурбінні технології. Для менш потужних установок доцільно використовувати парові двигуни і турбіни на основі технології ОЦР. Сьогодні найпоширенішим варіантом є традиційні парові протитискові або конденсаційні турбіни з регульованим відбором пари

Рис. 7.27. Схема установки з органічним циклом Ренкіна: 1 – котел для нагріву термооливи; 2 – нагріта термоолива; 3 – випаровувач органічного теплоносія; 4 – пара органічного теплоносія на турбіну; 5 – турбіна; 6 – електрогенератор; 7 – відпрацьована пара органічного теплоносія; 8 – теплообмінник-регенератор; 9 – конденсатор пари; 10 – насос

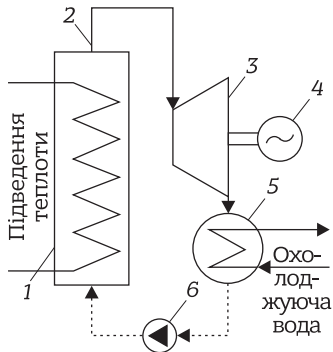
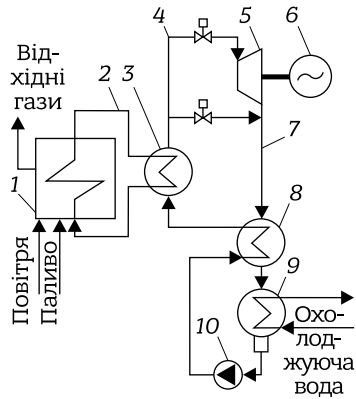
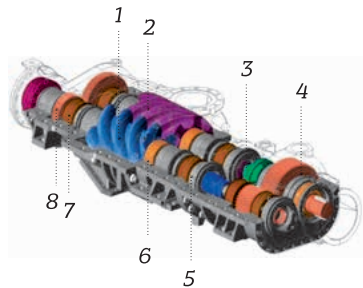


Рис. 7.28. Схема установки з парогвинтовим двигуном: 1 – котел або теплообмінник для виробництва пари; 2 – насичена пара; 3 – парогвинтовий двигун; 4 – електрогенератор; 5 – конденсатор відпрацьованої пари; 6 – насос

Рис. 7.29. Парогвинтовий двигун у розрізі: 1 – ведучий гвинт; 2 – ведений гвинт; 3 – вбудований маслонуасос; 4 – редуктор; 5 – упорні підшипники; 6 – ущільнення; 7 – опорні підшипники; 8 – шестерні зв'язку



для теплових потреб. Основні переваги та недоліки зазначених варіантів наведено в табл. 7.10.

На рис. 7.30 показано приклад розподілу виробництва теплової та електричної енергії для турбін з проти-

Таблиця 7.10. Порівняння різних варіантів ТЕЦ на біомасі

ТЕЦ	Переваги	Недоліки
<p>ТЕЦ на базі турбіни з протитискком</p>	<p>Простіша конструкція турбіни Немає потреби в основному конденсаторі та відповідних витратах Вищий коефіцієнт використання палива</p>	<p>Виробництво електроенергії повністю залежить від теплового навантаження Ефективне регулювання теплової та електричної потужності від турбіни можливе в межах 50 % від номінального значення</p>
<p>ТЕЦ на базі конденсаційної турбіни з відбором</p>	<p>Більша гнучкість щодо теплових навантажень, що дає змогу вибирати електричну потужність виходячи з інших міркувань, наприклад можливості забезпечення паливом Можливість працювати в неопалювальний період з мінімальними навантаженням (наприклад, на гаряче водопостачання) або суто в конденсаційному режимі</p>	<p>В середньому менший коефіцієнт використання палива</p>
<p>ОЦР порівняно з паровими циклами</p>	<p>Більшість органічних рідин, що використовуються в установках ОЦР, не потребують перегріву Турбіни ОЦР мають вищу ефективність за низької потужності, ніж парові турбіни тієї самої потужності Немає потреби в підготовці та контролі води в котлі Менш складний монтаж, що полегшує реалізацію проєктів «з нуля» Низькі витрати на технічне обслуговування, просте управління Висока ефективність установок при частковому навантаженні Тиск у системі значно нижчий, ніж у парових системах, тому правила безпеки менш суворі Доступні турбіни невеликої потужності</p>	<p>Вода як робоча рідина дешева, тоді як робочі рідини для ОЦР можуть бути дуже дорогими або їх використання обмежене через екологічні причини Менші можливості зміни співвідношення відпуску електричної та теплової енергії, ніж у паротурбінних установках</p>

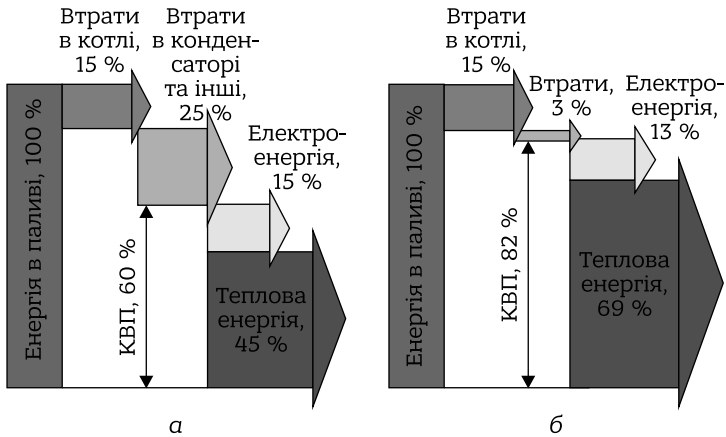


Рис. 7.30. Розподіл виробництва теплової та електричної енергії для турбін з протитиском та конденсаційних турбін з відбором: а – конденсаційна турбіна з відбором, 3 МВт_е, $p_0 = 35 \text{ кгс/см}^2$, $t_0 = 435 \text{ }^\circ\text{C}$, $p_{\text{відб}} = 3 \text{ кгс/см}^2$; б – турбіна з протитиском, 3 МВт_е, $p_0 = 35 \text{ кгс/см}^2$, $t_0 = 435 \text{ }^\circ\text{C}$, $p_{\text{прот}} = 3 \text{ кгс/см}^2$

тиском та конденсаційних турбін з відбором з однаковою встановленою електричною потужністю в номінальному режимі.

ТЕЦ на базі конденсаційних турбін з відбором потребують порівняно високих капітальних витрат, мають більші габарити турбіни, нижчу загальну ефективність та вищі питомі витрати палива на одиницю продукції, значними є також витрати, пов'язані з охолодженням конденсату. Проте вони мають вищу електричну ефективність, що робить їх більш економічно привабливими за високих цін на електроенергію.

ТЕЦ на базі турбін з протитиском хоча й виробляють меншу кількість електричної енергії в з'явних умовах теплових навантажень, але мають більшу загальну ефективність та економічно привабливіші у разі постійних цілорічних теплових навантажень, наприклад на промислових підприємствах. Виробництво елек-

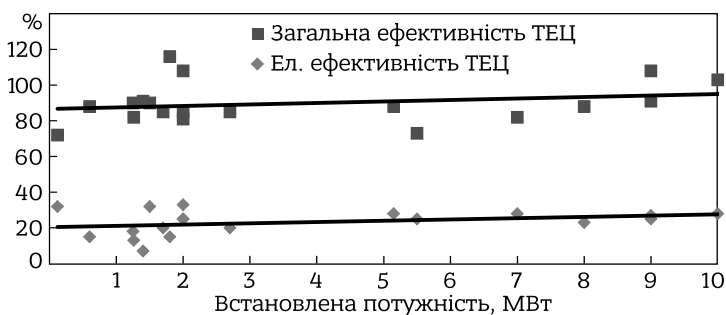


Рис. 7.31. Електрична потужність і ефективність ТЕЦ на біомасі (до 10 МВт_е)

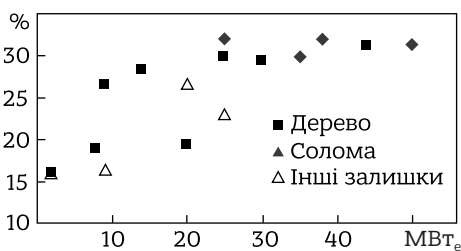


Рис. 7.32. Електрична потужність і ефективність ТЕЦ на біомасі до 50 МВт_е (Biomass for Heat and Power. Technology Brief. IEA-ETSAP and IRENA Technology Brief E05. January 2015. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_E05_Biomass-for-Heat-and-Power.ashx)

тричної енергії на таких ТЕЦ залежить від того, скільки теплоти буде відпущено з відпрацьованою парою.

Зазвичай ТЕЦ будують поблизу споживачів теплової енергії – біля промислових підприємств або житлових масивів, оскільки радіус транспортування тепла невеликий (10–12 км), проте коефіцієнт корисного використання енергії палива становить майже 80 %, тоді як на ТЕС – тільки 30–35 %.

Ефективність роботи ТЕЦ характеризується низкою техніко-економічних показників. Одні з них стосують-

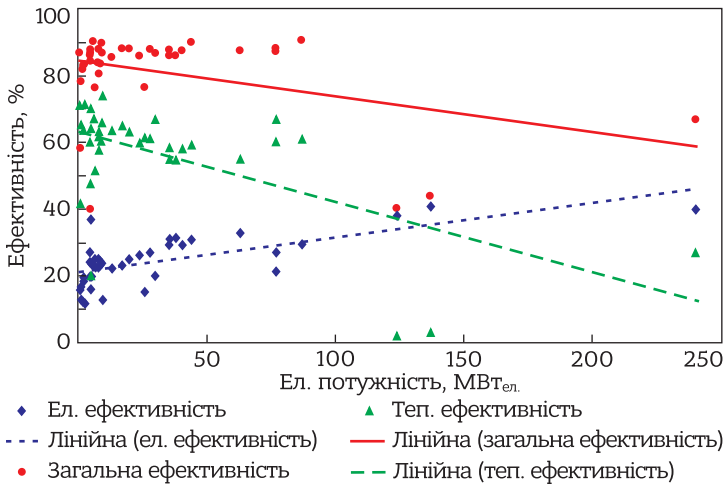


Рис. 7.33. Електрична потужність та електрична ефективність парових турбін (ТЕЦ на біомасі)

Джерело: Schwaiger H., Jungmeier G. Overview of CHP plants in Europe and Life Cycle Assessment (LCA) of GHG emissions for Biomass and Fossil Fuel CHP Systems. CIBE Conference «Cogénération biomasse dans l'industrie et sur les réseaux de chaleur opportunités – retours d'expérience – perspectives», 8th–19th September 2007, Strasbourg. https://cibe.fr/wp-content/uploads/2017/01/6_-_Panorama_europeen.pdf

ся досконалості теплових процесів, зокрема ККД агрегатів і всієї електростанції загалом, а також витрат теплоти і палива на одиницю виробленої енергії. Інші характеризують умови, у яких працює теплова електростанція, наприклад коефіцієнт використання і кількість годин використання встановленої потужності, вартість спорудження електростанції (капітальні витрати).

На рис. 7.31–7.33 показано статистичні дані щодо ефективності (ККД) ТЕЦ на біомасі різної потужності.

Показники ефективності ТЕЦ лінійно зростають при збільшенні встановленої потужності ТЕЦ (рис. 7.31). В діапазоні 1–2 МВт загальна та електрична ефективність

становлять відповідно 18–25 % та 82–108 %, в діапазоні 2–10 МВт_е – 25–28 % та 82–108 %.

ТЕЦ на біомасі застосовують у різних галузях промисловості, найчастіше в тих, де утворюються відходи біомаси, що можуть слугувати паливом (переробна, харчова, паперова промисловість). В табл. 7.11 наведено типові співвідношення потреби в тепловій та електричній енергії для деяких галузей промисловості.

Середні співвідношення відпуску теплової та електричної енергії діючих ТЕЦ на біомасі в ряді європейських країн показано на рис. 7.34.

В Україні прикладом впровадження біомасових ТЕЦ у промисловості є підприємства з виробництва соняшникової олії, де паливом слугує лушпиння соняшнику.

Особливістю роботи ТЕЦ у централізованому теплопостачанні є те, що побутове теплове навантаження значно змінюється протягом доби, тижня та пори року. Витрата теплоти на опалення найбільша взимку і відсутня в літній період, на кондиціонування повітря теплоту витрачають тільки влітку. Для промислових потреб тривалість використання максимального теплового на-

Таблиця 7.11. Типові співвідношення потреби в тепловій та електричній енергії для деяких галузей промисловості

Галузь / підприємство	Мінімальне	Максимальне	Середнє
Броварні	1,1	4,5	3,1
Фармацевтичні	1,5	2,5	2,0
Виробництво добрив	0,8	3,0	2,0
Харчові	0,8	2,5	1,2
Картонно-паперові	1,5	2,5	1,9

Джерело: Sipilä K. Cogeneration, biomass, waste to energy and industrial waste heat for district heating. In: Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems. Woodhead Publishing, 2016. P. 45–73. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-374-4.00003-3>

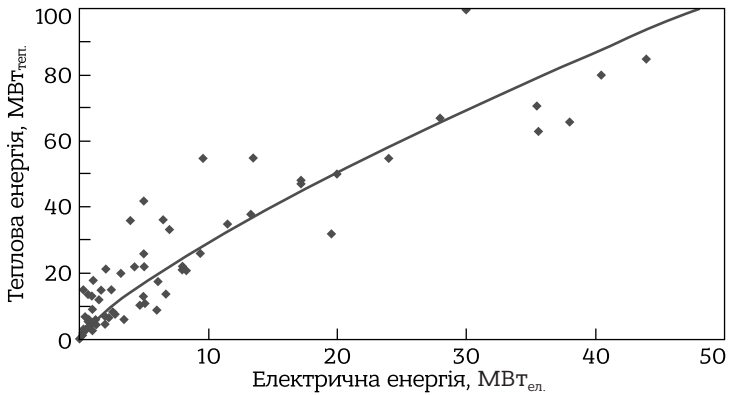


Рис. 7.34. Співвідношення відпуску теплової та електричної енергії ТЕЦ на біомасі

Джерело: Schwaiger H., Jungmeier G. Overview of CHP plants in Europe and Life Cycle Assessment (LCA) of GHG emissions for Biomass and Fossil Fuel CHP Systems

вантаження може досягати 6000 год/рік, тоді як для опалювально-побутових вона звичайно перебуває в межах 2500–4000 год/рік.

Важливим питанням експлуатації ТЕЦ на біомасі для централізованого теплопостачання є компенсація добової нерівномірності в теплоспоживанні, пов'язаної з нерівномірністю потреби в гарячому водопостачанні, для забезпечення сталої роботи електрогенеруючого обладнання. Спираючись на досвід низки європейських країн, можна виокремити два основні підходи до вирішення цієї проблеми:

- 1) застосування бака-акумулятора нагрітої води;
- 2) застосування окремого теплогенеруючого обладнання.

В першому випадку витрата теплоти на гаряче водопостачання стабілізується завдяки тому, що кількість води, необхідна для покриття потреби в пікові години споживання, нагрівається заздалегідь у нічні години, коли ця потреба найменша. Другий підхід полягає у ви-

користанні для потреб ГВП окремого водогрійного котла на природному газі або рідкому викопному паливі, що здатен працювати в широкому діапазоні навантажень та швидко реагувати на їх зміну. За відсутності навантаження опалення теплоелектрогенеруюче обладнання на біомасі зупиняється, а працює лише котел на викопному паливі для потреб ГВП.

В умовах централізованого тепlopостачання ТЕЦ на біомасі може працювати з постійним виробництвом електричної енергії протягом усього року, незалежно від коливань теплоспоживання, для чого в міжопалувальний період ТЕЦ переводиться на роботу в конденсаційному режимі, але такий режим значно погіршує техніко-економічні показники функціонування ТЕЦ, збільшуючи собівартість виробленої електричної енергії. Для підвищення ефективності роботи ТЕЦ на біомасі в період відсутності навантажень тепlopостачання розглядаються можливості впровадження тригенерації⁷⁰, тобто забезпечення потреб споживачів в охолодженні за допомогою, наприклад, абсорбційних теплових насосів, що використовують теплову енергію від ТЕЦ на біомасі⁷¹.

Досить поширеним технічним рішенням при спалюванні біомаси на ТЕЦ та у великих котельнях у країнах Європи є конденсаційна утилізація теплоти димових газів, що особливо актуально при роботі на паливі вологістю понад 30 %. Це дозволяє підвищити ККД котлів до 105 % і зменшити кількість викидів твердих части-

⁷⁰ Deepesh Sonar. Renewable energy based trigeneration systems – technologies, challenges and opportunities. In: *Renewable-Energy-Driven Future*. Ed. Jingzheng Ren. Academic Press, 2021. P. 125–168. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820539-6.00004-2>. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820539-6.00004-2>

⁷¹ Viktorovich N., Czechowska-Kosacka A. Energy production from biomass in a trigeneration system. *Rocznik Ochrona Środowiska*. 2016. **18**(2): 1007–1017. https://ros.edu.pl/images/roczniki/2016/No2/79_ROS_N2_V18_R2016.pdf

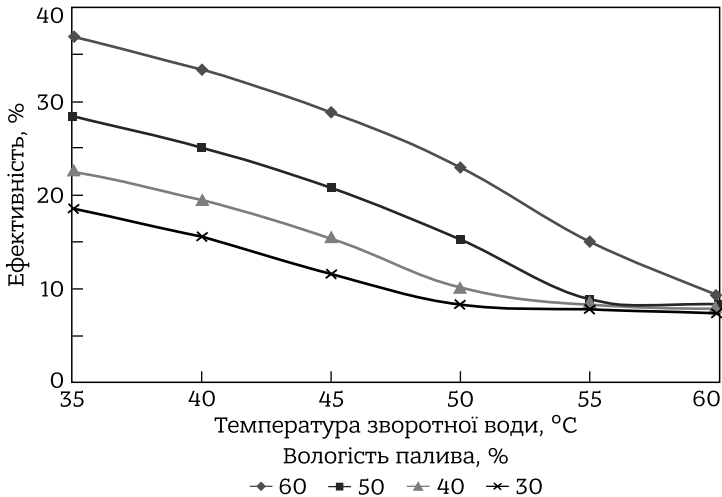


Рис. 7.35. Підвищення ККД котлів при застосуванні конденсаційних економайзерів компанії ENERSTENA

Джерело: <https://www.enerstena.lt/en/economisers-and-condensate-treatment-system-econerg>

нок та деяких інших забруднюючих речовин у димових газах. Для охолодження димових газів використовують зворотну воду, що надходить від споживачів по тепловій мережі. Ефективність утилізації теплоти димових газів залежить від температури охолоджуючої води (рис. 7.35), тому найкращих показників можна досягти за знижених температурних режимів теплової мережі.

Когенерація на біогазі

Когенераційні установки (КГУ) з використанням як палива біогазу створюють здебільшого на базі газопоршневих двигунів. Це установки порівняно невеликої потужності (до 2 МВт), оскільки різні джерела біогазу (полігони твердих побутових відходів, різноманітні технології анаеробного зброджування органічних речовин у реакторах для ферментативного розкладу та ін.) мають, як правило, невелику потужність — до 1000 м³/год.

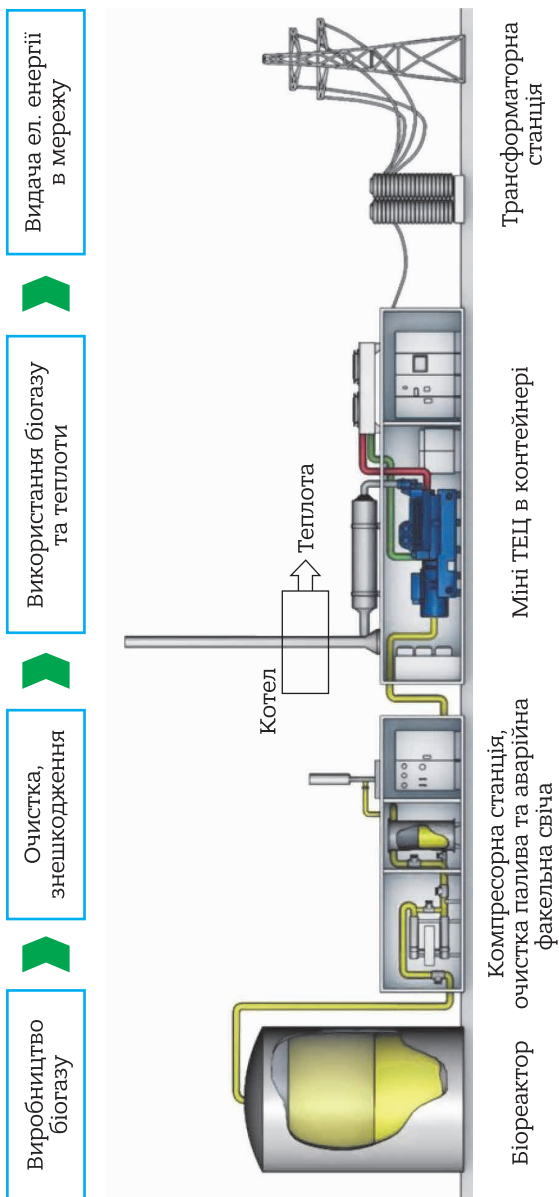


Рис. 7.36. Схема когенераційної установки на біогазі

Типовий склад біогазу наведено в табл. 7.12. Як бачимо, в загальному випадку він може бути досить складним. Крім горючої частини (метану) газ може містити ще вологу, сірководень, аміак та інші шкідливі сполуки, що створюють певні проблеми при використанні біогазу як палива.

Тому когенераційна установка на біогазі повинна мати допоміжне устаткування для вирішення проблеми очищення і підготовки палива перед його подачею в двигун, а також для знешкодження продуктів згорання перед їх викидом в атмосферу. Схему використання біогазу в когенераційній установці показано на рис. 7.36.

Висока вологість біогазу може спричинити корозію деталей установки. Крім того, використання занадто вологого газу може блокувати процес сіркоочищення за допомогою активованого вугілля. Тому перед подачею в двигун біогаз охолоджується, волога конденсується і видаляється. При цьому видаляються також деякі шкідливі речовини.

В процесі згорання палива сірководень, що в ньому міститься, окиснюється до оксиду сірки, який зумовлює

Таблиця 7.12. Типовий склад біогазу

Склад	Діапазон	Середня величина
Метан (CH ₄), %	45–70	60
Вуглекислий газ (CO ₂), %	25–55	35
Азот (N ₂), %	0,01–55	2
Кисень (O ₂), %	0,01–2	0,3
Сірководень (H ₂ S)	25–500 ppm	150 ppm
Аміак (NH ₃)	0,01–2,5 мг/м ³	0,7 мг/м ³
Відносна волога, %	100	100
Формальдегіди	1–4 мг/м ³	2,9 мг/м ³

Таблиця 7.13. Технічні характеристики ТСГ 2016С

Параметр	Розмірність	ТСГ 2016 V08 С		ТСГ 2016 V12 С		ТСГ 2016 V16 С	
		50 Гц	60 Гц	50 Гц	60 Гц	50 Гц	60 Гц
Ел. потужність	кВт	400	400	600	600	800	800
Тепл. потужність ±8 %	кВт	398	424	608	645	810	845
Ел. ККД	%	42,5	41,5	42,5	41,3	42,5	41,6
Тепл. ККД	%	42,3	43,9	43,0	44,4	43,0	44,0
Параметр	Розмірність	ТСГ 2016 V08 С		ТСГ 2016 V12 С		ТСГ 2016 V16 С	
		50/60 Гц		50/60 Гц		50/60 Гц	
Довжина	мм	3070		3700		4000	
Ширина	мм	1450		1450		1450	
Висота	мм	2200		2200		2200	
Суха вага агрегату	кг	4500		5900		6570	

Примітка: номінальна потужність на біогазі (60 % CH_4 / 32 % CO_2 / решта N_2), $\text{NO}_x \leq 500 \text{ мг/м}^3$, 5 % O_2 , та сухий вихлопний колектор.

корозію двигуна та інших деталей, що контактують з продуктами згорання. До того ж у таких умовах погіршується якість мастила, що призводить до зменшення ресурсу його використання. Тому біогаз фільтрують активованим вугіллям у спеціальних фільтрах, у яких H_2S абсорбується на поверхні вугілля. Перед згоранням вміст H_2S в біогазі не повинен перевищувати 5 ppm.

Граничний вміст формальдегіду в продуктах згорання двигуна має бути не більшим, ніж 40 мг/м^3 . Тому в тракті вихлопних газів перед глушником і котлом встановлюють окиснювальний каталізатор для руйнування небажаних хімічних сполук.

Крім електроенергії когенераційна установка генерує теплоту внаслідок утилізації в котлі вихлопних газів двигуна, а в деяких схемах – ще й теплоти із систем охолодження корпусу двигуна і мастила. Вироблену установкою теплоту використовують у процесі ферментації, що зменшує енергетичні витрати на біореактор, а також на теплозабезпечення населення і промислових підприємств.

Однією з найвідоміших світових фірм, що випускають когенераційні установки на біогазі, є MWM (Німеччина). На сьогодні вона вже виготовила 1170 агрегатів у 960 проєктах, які мають встановлену електричну потужність понад 690 МВт. Найбільшого поширення набули агрегати TCG 2016С потужністю $400\text{--}800 \text{ кВт}_{\text{ел}}$, а також TCG2020 потужністю $1200\text{--}2000 \text{ кВт}_{\text{ел}}$. Технічні характеристики цих установок наведено в табл. 7.13–7.15.

ТЕО ТЕЦ на твердій біомасі

Економічна ефективність впровадження ТЕЦ на біомасі в Україні значною мірою визначається можливістю продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом.

Варіанти впровадження ТЕЦ на біомасі можуть передбачати як будівництво нових підприємств, так і пе-

Таблиця 7.14. Технічні характеристики ТСГ 2020

Параметр	Розмірність	ТСГ 2020 V12		ТСГ2020 V16		ТСГ2016 V20	
		50 Гц	60 Гц	50 Гц	60 Гц	50 Гц	60 Гц
Ел. потужність	кВт	1200	1200	1560	1550	2000	2000
Тепл. потужність ±8 %	кВт	1251	1268	1653	1662	2082	2107
Ел. ККД	%	42,1	41,5	41,7	41,1	42,1	41,5
Тепл. ККД	%	43,9	43,9	44,1	44,1	43,7	43,7
Довжина	мм	5450	6660	6170	7340	7820	8180
Ширина	мм	1870	2010	1870	2010	2140	2140
Висота	мм	2490	2490	2490	2490	2620	2620
Суха вага агрегату	кг	9490	11 990	12 810	14 760	17 090	19 490

Примітка: номінальна потужність на біогазі (60 % CH_4 / 32 % CO_2 / решта N_2), $\text{NO}_x \leq 500 \text{ мг/м}^3$, 5 % O_2 , та сухий вихлопний колектор.

Таблиця 7.15. Розміри та вага агрегатів

Кількість циліндрів	Потужність, кВт _{ен}	Довжина, мм	Ширина, мм	Висота, мм	Вага*, кг
<i>TCG 2016C</i>					
V08	400	10 973	3000	3000	22 000
V12	600	12 192	3000	3000	25 000
V16	800	12 192	3000	3000	28 000
<i>TCG 2020</i>					
V12	1200	13 500	3000	3000	41 000
V16	1560	14 000	3000	3000	44 000
V20	2000	15 000	3200	3200	45 000

* Вага для контейнерного виконання з утилізацією тепла.

реобладнання наявних парових котелень промислових підприємств або електростанцій.

Переведення парових котелень у режим ТЕЦ з надбудовою паровою турбіною і переходом на спалювання біомаси може бути доцільним з огляду на наявність базової інфраструктури (територія, будівля, підключення до теплових, електричних мереж та ін.), що дозволяє з мінімальними витратами в стислий термін виконати реконструкцію. Переведення наявних парових котлів на спалювання біомаси більш доцільне для котлів на вугіллі або тих, що були початково запроєктовані як вугільні, а потім переведені на спалювання газу чи мазуту, оскільки для таких котлів, як правило, зберігається можливість відновлення систем золовидалення та подачі палива, а також відповідних пальників або колосникової решітки. Крім того, важливим фактором є більша відповідність геометрії топкового простору та конструкції конвективних поверхонь цих котлів умовам спалювання біомаси.

Вибір потужності енергогенеруючого обладнання визначається пріоритетами щодо отримання теплової чи електричної енергії для потреб підприємства або для комунально-побутового використання. За наявності паливної біомаси в достатній кількості можлива організація комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на базі обладнання, що забезпечує повне покриття теплових навантажень виробництва завдяки паровідборам турбіни, з постачанням виробленої електроенергії в електричну мережу за «зеленим» тарифом.

В цьому випадку, як правило, пріоритетним є вироблення якомога більшої кількості електроенергії з одночасним забезпеченням необхідного теплового навантаження. Очевидно, що при цьому виникає потреба в обладнанні, яке здатне забезпечити максимально можливе співвідношення виробленої електричної та тепло-

вої енергії, що, у свою чергу, передбачає підвищення параметрів перегрітої пари і, по можливості, використання для забезпечення теплових навантажень пари з паровідборів (або протитиску турбіни) якомога нижчого потенціалу. При цьому слід враховувати обмеження, зумовлені як наявністю обладнання необхідної потужності для забезпечення відповідних параметрів пари, так і властивостями використовуваного біопалива, що іноді також накладає обмеження на досягнення високих параметрів пари. Так, вироблення перегрітої пари високих параметрів у разі використання соломи як палива ускладнене через високотемпературну корозію пароперегрівача та конвективних поверхонь, до якої призводить підвищений вміст у соломі сполук калію і хлору.

Якщо ж кількість біомаси на підприємстві недостатня для повного забезпечення власних енергетичних потреб, виникає необхідність вибору найбільш економічно доцільного варіанту, який може ґрунтуватися на комбінації таких підходів:

- закупівля додаткової кількості біомаси для максимального виробництва електроенергії та повного або часткового забезпечення теплового навантаження;
- додаткове використання викопних палив для повного забезпечення теплових потреб.

У разі неможливості постачання електроенергії до загальної електромережі і використання «зеленого» тарифу вибір варіанту залежить від кількісного співвідношення електричної та теплової енергії, що використовується підприємством, і можливості постачання теплової чи електричної енергії для потреб навколишніх підприємств.

Якщо при цьому для підприємства доступна достатня кількість біомаси, плановане енергогенеруюче обладнання має якнайповніше задовольнити його потребу хоча б в одному з видів енергії – тепловій чи електричній. При роботі за електричним графіком, орієнто-

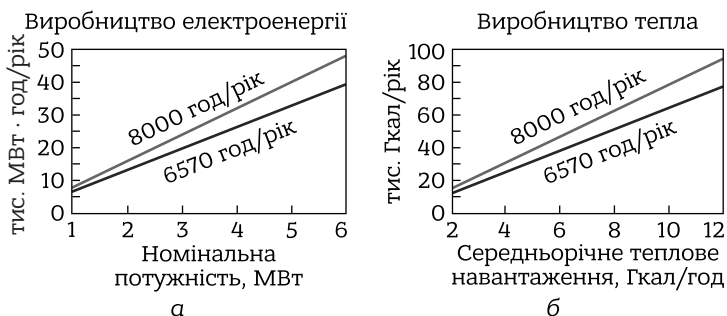


Рис. 7.37. Вироблення енергії залежно від навантаження та потужності

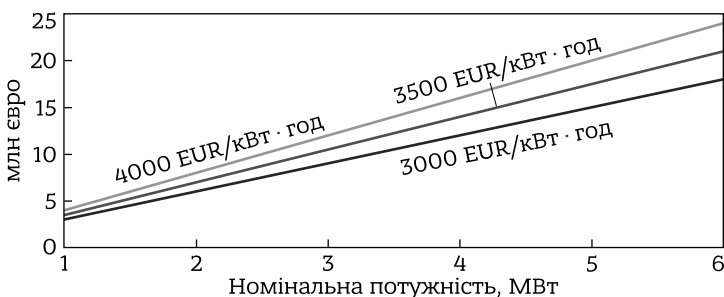


Рис. 7.38. Капітальні витрати на будівництво ТЕЦ

ваній на повне забезпечення потреб в електричній енергії, може бути доцільним постачання надлишкової теплоти за межі підприємства, зокрема для потреб комунального тепlopостачання. При роботі за тепловим графіком, тобто якнайповнішому забезпеченні потреб підприємства в тепловій енергії, підприємство частково забезпечує себе власною електроенергією, а брак електричної енергії компенсується із загальної електромережі.

Економічні показники ТЕЦ значною мірою залежать від кількості виробленої енергії.

На рис. 7.37 показано обсяги генерації енергії залежно від теплового навантаження та номінальної потужності.

Капітальні витрати на підготовку та реалізацію проекту будівництва ТЕЦ залежно від потужності показано на рис. 7.38.

Проведено оцінку попередніх техніко-економічних показників будівництва ТЕЦ на БМ за умови продажу електроенергії за «зеленим» тарифом для двох варіантів потужностей – 2 і 4 МВт з середнім тепловим навантаженням 8 Гкал/год (табл. 7.16). Коефіцієнт використання встановленої потужності дорівнює 91 %, що відповідає 8000 год/рік. Питомі капітальні витрати становлять 3500 і 4000 євро/кВт для потужностей 2 і 4 МВт

Таблиця 7.16. **Техніко-економічні показники**

Назва	Розмірність	Значення	
Номінальна електрична потужність	МВт	2,0	4,0
Середньорічне теплове навантаження	Гкал/год	8	
Питомі капітальні витрати	євро/кВт	3500	3000
Капітальні витрати	млн євро	7,0	12,00
Тариф на е/е	євро/МВт · год	142,0	
Тариф на тепло	євро/Гкал	38,0	
Виробництво електроенергії	тис. МВт · год	16,0	32,0
Виробництво теплової енергії	тис. Гкал	64,0	
Реалізація ТЕ	млн євро/рік	2,43	
Реалізація е/е	млн євро/рік	2,27	4,55
Разом, дохід	млн євро/рік	4,70	6,98
Паливо		Тріска	Тріска
Разом, витрати	млн євро/рік	3,5	4,9
Простий термін окупності	Роки	5,7	5,7

відповідно. Приймаємо, що тариф на відпуск теплової енергії від ТЕЦ на БМ становить 1026 грн/Гкал без ПДВ.

Витрати умовного палива під час виробництва теплової та електричної енергії з біомаси становлять 170 кг у. п./Гкал і 480 кг у. п./МВт · год відповідно, що дещо вище порівняно з газовими котлами – 140–160 кг у. п./Гкал і 420–440 кг у. п./МВт · год у зв'язку з нижчою ефективністю роботи котлів. ККД газових котлів 90–92 %, тоді як котли на біомасі забезпечують ефективність близько 85 %. Термін окупності ТЕЦ становить 5,7 року.

7.4. Виробництво біогазу

Технології отримання біогазу

Біогаз отримують шляхом метанової ферментації органічної сировини в контрольованих умовах. Виокремлюють 3 основні моделі роботи біореакторів з виробництва біогазу, а саме:

1. Зброджування в (квазі-)проточному режимі в рідкофазному середовищі.
2. Зброджування в (квазі-)проточному режимі у твердофазному середовищі.
3. Зброджування в періодичному режимі у твердофазному середовищі.

Кожну з моделей можна використати для зброджування різноманітних видів сировини, однак перший варіант найчастіше використовують у виробництві біогазу з вологих типів сировини з більш гомогенним складом (виробничі стічні води та осади стічних вод, рідка гноївка, жом, силос кукурудзи), а другий і третій традиційно обирають для менш вологих типів сировини з більш гетерогенним складом (змішані харчові відходи, підстилковий гній або послід, рослинна сировина).

Інвестиції в біогазовий проєкт

Потужність проєкту, конструкції біореакторів та їх технічне оснащення, кількість етапів ферментації, наявність

та типи вузлів попередньої підготовки і подачі сировини є основними чинниками, що визначають загальну вартість біогазових установок / станцій (БГУ). Типова вартість біогазової установки потужністю 500–2000 кВт_{ел} становить 3–4 тис. євро/кВт_{ел}. Найбільш масштабні біогазові проекти, що реалізуються в Україні, потужністю 10–20 МВт_{ел}, коштують 2–2,5 тис. євро/кВт_{ел}. Такі розміри інвестицій є співмірними із загальноєвропейськими. Наприклад, у Німеччині питома вартість біогазових станцій коливається в межах від 1,5 до 6,1 тис. євро/кВт_{ел}. Основними складовими інвестиційних вкладень у біогазові проекти, що орієнтовані на комбіноване виробництво теплової та електричної енергії, є витрати на блок генерації енергії (30–40 %), будівництво реакторів та інших технологічних споруд (35–45 %) і технологічне обладнання (15–25 %).

Експлуатаційні витрати біогазових станцій

Основними складовими експлуатаційних витрат біогазової станції є витрати на сировину, обслуговування і ремонт технологічного обладнання та блоку генерації, заробітну плату персоналу. При цьому якщо витрати на обслуговування та ремонт основного обладнання є відносно сталими з розрахунку на 1 кВт · год виробленої енергії, то витрати на сировину можуть коливатись в досить широкому діапазоні і є по суті визначальним фактором в оцінюванні рентабельності біогазового проекту.

Ціни на різні види сировини, для зручнішого порівняння, можна привести до сировинної складової собівартості енергії, що міститься у виробленому біогазі. На рис. 7.39 показано оцінку такого показника для деяких типів сировини, виконану на основі потенціалу виходу біогазу з неї. Найдешевшими типами сировини є жом цукрових буряків та курячий послід. Рентабельність використання гною свиней та гною ВРХ є досить

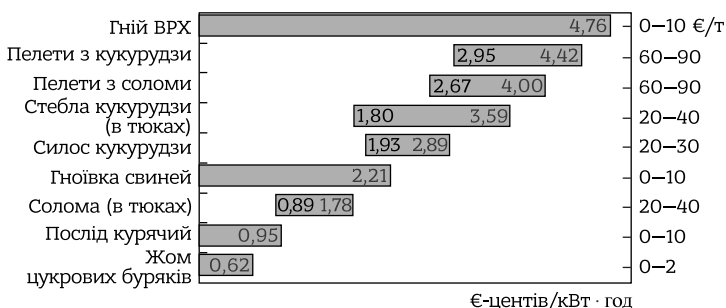


Рис. 7.39. Сировинна складова собівартості енергії біогазу, виробленого з різних типів сировини

чутливою до ціни за тону сировини на вході, що зумовлено низькою концентрацією органічної речовини і, відповідно, виходом біогазу. Традиційно дорогими видами сировини є спеціально вирощувана силосна кукурудза та гранули з пожнивних решток.

В перерахунку лише на одиницю виробленої електричної енергії показники, наведені на рис. 7.39, будуть ще вищими – в середньому в 2,5 раза з урахуванням електричного ККД когенераційної установки на біогазі (38–42 %).

Загальні експлуатаційні витрати, не враховуючи сировинну складову, можуть становити 1,1–1,3 євроцента за 1 кВт · год енергії біогазу або 2,7–3,3 євроцента за 1 кВт · год електричної енергії з біогазу, виробленої в когенераційній установці з електричним ККД 40 %. З урахуванням сировинної складової такі затрати, відповідно, можуть зрости до 1,1–6,1 євроцента за 1 кВт · год енергії біогазу або 2,7–15,2 євроцента за 1 кВт · год електричної енергії з біогазу.

Доходи біогазових станцій

Дохід біогазових станцій, зокрема в Україні, формується переважно за рахунок реалізації електричної енергії,

виробленої з біогазу в когенераційних установках, за «зеленим» тарифом. Станом на 2020 р. «зелений» тариф на електроенергію з біогазу, незалежно від розміру установки, становить 0,1239 євроцента за 1 кВт · год (без ПДВ). При цьому за «зеленим» тарифом оплачується лише обсяг нетто електричної енергії з вирахуванням обсягу електричної енергії, що споживається на власні потреби біогазової станції (5–8 % від обсягу виробленої електричної енергії). Закон також передбачає можливість отримання надбавки до цього тарифу (до 10 %) у разі використання більш як 50 % складових українського виробництва при будівництві біогазової станції. Втім, таку надбавку в Україні отримав лише один біогазовий проєкт – ТОВ «Юзефо-Миколаївська біогазова компанія».

Потенційно джерелами додаткового доходу від діяльності біогазової станції можуть бути також теплова енергія від когенераційних станцій (до 60 % від згенерованої теплової енергії) та дигестат (зброджена маса) як добриво чи поліпшувач ґрунтів.

Утилізувати теплову енергію можна двома способами:

- відбором тепла від когенераційної установки, розташованої в межах біогазової станції, і подачі його теплопроводом до споживача (рис. 7.40, а);
- відбором тепла від когенераційної установки, розташованої за межами біогазової станції в безпосередній близькості до споживача тепла, при цьому подача біогазу здійснюється по біогазопроводу (рис. 7.40, б).

Слід зауважити, що в Україні відомі лише одиничні приклади корисної утилізації надлишку теплової енергії від біогазових міні-ТЕЦ, наприклад біогазові проєкти ПрАТ «Оріль-Лідер» та ТОВ «Вінницька птахофабрика». При цьому ПрАТ «Оріль-Лідер» використовує схему з подачею тепла теплопроводом до виробничих цехів птахофабрики, розташованих неподалік від біогазової станції, а ТОВ «Вінницька птахофабрика» – схему з подачею біогазу біогазопроводом довжиною 10 км до міні-ТЕЦ.

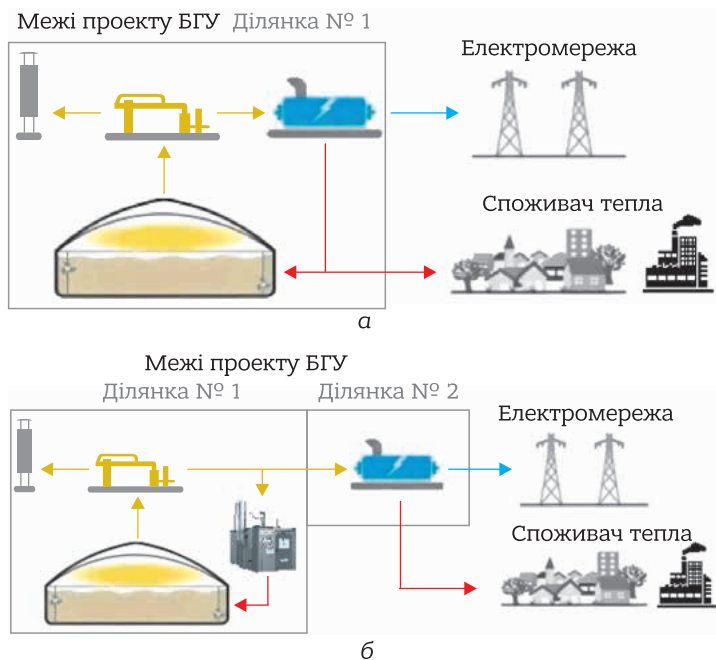


Рис. 7.40. Можливі схеми утилізації тепла від когенераційної установки на біогазі: а – КГУ в межах БГУ; б – КГУ за межами БГУ

Можливість отримання доходу від дигестату в разі використання його як добрива є наразі найбільш невідзначеною, оскільки для цього ще не сформовано ринкові передумови.

Приклад оцінки ринкової цінності дигестату з основних типів сировини, що використовується для виробництва біогазу, на основі зіставлення еквівалентної ціни поживних елементів НРК в мінеральних добривах наведено в табл. 7.17.

Таким чином, залежно від виду сировини, вмісту в ній сухих речовин та поживних елементів утворюваний дигестат може мати обґрунтовану ринкову цінність орієнтовно від 1,9 євро/т для жому до 21,4 євро/т для

Таблиця 7.17. Ціновий еквівалент вмісту NPK в дигестаті з деяких видів сировини

Вид сировини	Вміст сухої речовини, % до с. м.	Вміст азоту (N), кг/т с. м.	Вміст фосфору (P), кг/т с. м.	Вміст калію (K), кг/т с. м.	Вихід дигестату, т/т с. м.	Ціновий еквівалент вмісту NPK в дигестаті, євро/т
Силос кукурудзи	30	4,50	0,75	3,39	0,78	6,42
Жом цукрових буряків	13	3,12	0,18	0,52	0,91	1,90
Гній ВРХ	18	5,76	1,44	7,47	0,92	10,08
Гноївка свиней	2,5	2,30	0,50	0,52	0,99	1,95
Послід курячий	30	15,00	6,60	5,40	0,89	21,39
М'ялеса	77,4	11,61	2,32	14,47	0,55	31,71

Примітка: с. м. – свіжа маса. Оцінено при еквівалентній ціні на N, P, K відповідно 0,75, 1,53, 0,68 євро/кг. Враховано доступність азоту для живлення рослин у перший рік внесення на рівні 60 %.

посліду, яку можна враховувати в розрахунку економії на закупівлі мінеральних добрив або при реалізації дигестату третій стороні як органічного добрива.

Наведена оцінка показує лише цінність дигестату з окремо взятого виду сировини. Однак на практиці біогазові установки зазвичай використовують суміш різних видів сировини, а на обсяги дигестату та його фракцій після розділення впливають також технологічні особливості, такі як ступінь рециркуляції дигестату в процесі, обсяги використання свіжої води для розбавлення.

Аналіз двох наявних в Україні біогазових установок засвідчив, що удобрювальна цінність утворюваних там дигестатів є еквівалентною 3,3 та 6,65 євро/т. В першому випадку біогазова станція споживає 76 % гною свиней, 18 % силосу кукурудзи, 5 % гною ВРХ та 1 % меляси, в другому – близько 80 % жому, 10 % посліду та 10 % гною ВРХ (за масою). Після розділення на сепараторі цінність рідкої фракції оцінено в 2,3 та 4,9 євро/т, а твердої – в 17,1 та 23,7 євро/т, відповідно для першої та другої біогазової станції.

Окупність біогазових проєктів

Визначальними факторами, що впливають на терміни окупності біогазових проєктів, є масштаб проєкту, вартість сировини, а також коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) біогазової станції. Найбільш рентабельним буде проєкт великої потужності (більш як 5–10 МВт_{ен}), що споживає власну або доступну дешеву сировину (жом, послід) і використовує потужність генерації на 100 % від можливого значення. Окупність таких проєктів в Україні може становити до 4 років, навіть за умови реалізації лише електричної енергії за «зеленим» тарифом. Втім, потенціал будівництва таких масштабних проєктів є обмеженим, а ефек-

тивність роботи наявних в Україні біогазових проєктів часто не перевищує 50–60 % (за КВВП). Окупність більшості біогазових проєктів в Україні в кращому випадку оцінюють у 5–6 років, а з урахуванням рівня ефективності – не менш як 7–8 років.

Таблиця 7.18. Вихідні параметри економічної моделі біогазових проєктів

Об'єкт впровадження	Свиноферма на 20 тис. голів (гноївка з вмістом 7 % сухих речовин)
Потенціал виходу CH_4 з сировини	Гноївка – 23,8 $\text{nm}^3 \text{CH}_4/\text{т}$ Силос кукурудзи – 104 $\text{nm}^3 \text{CH}_4/\text{т}$ Гранули з соломи – 256,5 $\text{nm}^3 \text{CH}_4/\text{т}$ Послід курячий – 102,4 $\text{nm}^3 \text{CH}_4/\text{т}$ Жом буряковий – 102,4 $\text{nm}^3 \text{CH}_4/\text{т}$
Власне споживання електричної та теплової енергії біогазовою установкою	8 та 30 % відповідно
Коефіцієнт використання встановленої потужності КГУ протягом року	90 %
Річні операційні витрати на обслуговування БГУ та КГУ (без сировини)	4,5 % (min 2,7 ... max 8,9 %) від CAPEX
Тариф на електричну енергію до 01.01.2030	12,4 євроцента за 1 кВт · год, без ПДВ
Тариф на електричну енергію з 01.01.2030	6 євроцентів за 1 кВт · год (1,83 грн/кВт · год), без ПДВ
Тариф на теплову енергію з біогазу	0,9 × 1400 грн/Гкал, без ПДВ
Ставка дисконтування	8 %
Ставка кредитування	8 %
Період кредитування / грейс-період	8 років / 1 рік
Частка кредитних коштів у CAPEX	60 %

Таблиця 7.19. ТЕО біогазової установки потужністю 2,1 МВт_{ен} за схемою «зеленого» тарифу

Показники проекту	Модель: електроенергія за схемою «зеленого» тарифу (0,1239 євро/кВт·год, без ПДВ, до 2030 р.)								
	Базова (тільки електроенергія)	Базова (тільки електроенергія)	Базова (тільки електроенергія)	Базова (тільки електроенергія)	Модель № 1 (теплограса – 106 тис. євро/кВт). Утилізація 60 % тепла на відстані від КГУ		Модель № 2 (біогазопровід – 48 тис. євро/кВт). Утилізація 60 % тепла на відстані від БГУ		
					1 км	10 км	1 км	10 км	
Сировина	Силос курурдузи	Гранули з соломи (власне виробництво)	Солома (попередня обробка біоекструдером)	Гранули з соломи (закупівля)	Силос курурдузи	Силос курурдузи			
Ціна сировини, євро/т	20	25 (тюкова на солома)	25 (тюкова на солома)	80 (товарна гранула)	20	20			
Сложивання сировини, тис. т/рік	29,92	12,13	12,13	12,13	29,92	29,92			
CAPEX, млн євро	5,74	5,91	5,51	5,04	5,85	6,80	5,79	6,22	
CAPEX, євро/кВт _{ен}	2700	2779	2592	2370	2750	3200	2723	2926	
NPV, тис. євро	1833	2183	3342	-528	4165	3221	4222	3797	
IRR, %	14,2	14,6	18,5	4,3	20,0	16,1	20,3	18,3	
SPP, років	5,5	5,6	4,8	6,6	4,6	5,3	4,5	4,9	
DPР, років	7,3	7,4	6,1	—	5,8	7,0	5,7	6,2	

Як показано далі, корисна утилізація тепла від ТЕЦ на біогазі дає можливість дещо зменшити терміни окупності біогазових проєктів. Використання поживних решток як альтернативи силосу кукурудзи також є доцільним у деяких випадках.

В табл. 7.19–7.22 наведено результати техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) для низки моделей біогазових проєктів. Розглянуто дві альтернативні схеми отримання доходу від реалізації електричної енергії – за «зеленим» тарифом, що діє до 2030 р., та за схемою аукціону, коли тариф на електроенергію може бути нижчим від «зеленого» тарифу на 10 %, але при цьому встановлюється на 20-річний термін. Підсценарії проєктів охоплюють виробництво лише електричної енергії з різних типів сировини, додаткову утилізацію 60 % надлишку теплової енергії за двома схемами, показаними на рис. 7.40, та потужності 2,1, 3,2 та 10,6 МВт_{ен.}. Вихідні параметри для розрахунку за всіма сценаріями наведено в табл. 7.18.

Таким чином, резюмуючи результати наведених вище ТЕО біогазових станцій, можна стверджувати, що одним з варіантів поліпшення економічних параметрів біогазових проєктів є підвищення ефективності використання енергії біогазу за допомогою утилізації тепла від КГУ (локальне та віддалене тепlopостачання, сушіння с/г продукції, виробництво холоду в літній час, додаткове виробництво е/е із застосуванням циклу Ренкіна). Іншою можливістю збільшення ефективності БГУ є використання рослинних залишків с/г, наприклад підготовленої соломи зернових культур. Для біогазових проєктів можливий перехід від стимулювання за допомогою «зеленого» тарифу до системи аукціонів. Такий перехід не призводить до погіршення економічних показників проєкту за умови збереження ціни продажу електроенергії на аукціоні на рівні 90 % від «зеленого» тарифу.

Таблиця 7.20. ТЕО біогазової установки потужністю 2,1 МВт_{ен} за схемою аукціону (0,9 «зеленого» тарифу) на 20 років

Показники проекту	Модель: електроенергія за схемою аукціону (0,9 × 0,1239 евро/кВт · год, без ПДВ, на 20 років)									
	Базова (тільки електроенергія)	Базова (тільки електроенергія)	Базова (тільки електроенергія)	Базова (тільки електроенергія)	Базова (тільки електроенергія)	Модель № 1 (теплотраса – 106 тис. евро/км). Утилізація 60 % тепла на відстані від КГУ	Модель № 2 (біогазопровід – 48 тис. евро/км). Утилізація 60 % тепла на відстані від БГУ			
							1 км	10 км		
Сировина	Силос кукурудзи	Гранули з соломи (власне виробництво)	Солома (попередня обробка біоекструдером)	Гранули з соломи (закупівля)	Силос кукурудзи	Силос кукурудзи	Силос кукурудзи	Силос кукурудзи	Силос кукурудзи	Силос кукурудзи
Ціна сировини, евро/т	20	25 (пшокова на солома)	25 (пшокова на солома)	80 (товарна на гранула)	20	20	20	20	20	20
Сложивання сировини, тис. т/рік	29,92	12,13	12,13	12,13	12,13	29,92	29,92	29,92	29,92	29,92
CAPEX, млн евро	5,74	5,91	5,91	5,51	5,04	5,85	5,85	6,80	5,79	6,22
CAPEX, евро/кВт _{ен}	2700	2779	2779	2592	2370	2750	2750	3200	2723	2926
NPV, тис. евро	3364	3548	3548	4744	1202	5656	5656	4713	5714	5288
IRR, %	15,3	15,4	15,4	18,4	11,1	19,6	19,6	16,5	19,8	18,3
SPR, років	6,5	6,5	6,5	5,6	8,2	5,3	5,3	6,1	5,2	5,6
DPP, років	9,0	8,9	8,9	7,4	13,4	6,9	6,9	8,3	6,8	7,4

Таблиця 7.21. ТЕО біогазової установки потужністю 10,6 МВт_{ен} на посліді за схемою «зеленого» тарифу

Показники проекту	Модель: електроенергія за схемою «зеленого» тарифу (0,1239 євро/кВт·год, без ПДВ, до 2030 р.)		
	Базова (тільки електроенергія)	Модель № 1 (теплотраса – 218 тис. євро/км). Утилізація 60 % тепла на відстані від КГУ	Модель № 2 (біогазопровід – 115 тис. євро/км). Утилізація 60 % тепла на відстані від БГУ
	1 км	10 км	10 км
Сировина	Послід пташиний		
Ціна сировини, євро/т	0		
Споживання сировини, тис. т/рік	217,1		
CAPEX, млн євро	26,29	28,25	26,19
CAPEX, євро/кВт _{ен}	2473	2658	2463
NPV, тис. євро	47 312	45 376	47 413
IRR, %	34,2	31,5	34,3
SPP, років	2,9	3,1	2,8
DPP, років	4,1	3,8	3,4
			3,9

Таблиця 7.22. ТЕО біогазової установки потужністю 3,2 МВт_{ен} на жомі за схемою «зеленого» тарифу

Показники проекту	Модель: електроенергія за схемою «зеленого» тарифу (0,1239 євро/кВт·год, без ПДВ, до 2030 р.)		
	Базова (тільки електро- енергія)	Модель № 1 (теплотраса – 218 тис. євро/км). Утилізація 60 % тепла на відстані від КГУ	Модель № 2 (біогазопровід – 115 тис. євро/км). Утилізація 60 % тепла на відстані від БГУ
		1 км	10 км
		1 км	1 км
			10 км
Сировина	Жом цукрових буряків		
Ціна сировини, євро/т	2,1		
Сложивання сировини, тис. т/рік	90,0		
CAPEX, млн євро	10,41	10,55	11,77
CAPEX, євро/кВт _{ен}	3253	3296	3678
NPV, тис. євро	4536	8012	6805
IRR, %	15,5	20,0	17,2
SPP, років	5,5	4,7	5,2
DPР, років	7,2	5,9	6,8
		10,46	10,89
		3268	3403
		8099	9916
		20,2	19,0
		4,6	5,4
		5,8	7,1

7.5. Виробництво біометану

Передумови виробництва біометану в Україні

Біометан – це газоподібне паливо, отримане з біогазу, концентрація метану в якому становить 95–98 %. Біометан має суттєву перевагу порівняно з біогазом. Зараз більшість біогазових установок спершу виробляють біогаз із концентрацією метану 50–55 % і вже з біогазу отримують електроенергію і тепло. Розташовані такі біогазові установки зазвичай у сільській місцевості, поблизу джерел сировини (гній, силос, інші сільськогосподарські відходи та залишки). При цьому значна кількість теплової енергії втрачається, оскільки в сільській місцевості, як правило, немає великих споживачів теплової енергії. Відповідно, енергетичне використання біогазу відбувається недостатньо ефективно. Виробництво біометану зі збагаченням біогазу до якості природного газу дозволяє подавати його у газову мережу, легко транспортувати та виробляти з нього електричну і теплову енергію у місцях, де є гарантоване споживання теплової енергії. В результаті ефективність використання енергії біогазу значно підвищується.

Біометан, як близький аналог природного газу, можна використовувати для виробництва теплової і електричної енергії, як паливо для транспорту, а також як сировину для хімічної промисловості. Крім того, виробництво біометану відповідає ідеї циркулярної економіки, оскільки воно перетворює потоки побічної продукції сільського господарства або побутових відходів в енергію, одночасно забезпечуючи рециркуляцію поживних речовин до сільськогосподарських угідь. Згідно із загальноприйнятою думкою експертів, «біометан – це майбутнє біогазу».

Приблизно 10 % виробленого у Європі біометану використовують як моторне паливо, передусім у таких країнах, як Швеція, Німеччина, Фінляндія, Швейцарія.

Наприклад, у Швеції з 1,35 ТВт · год виробленого в 2019 р. біометану 83 % (1,13 ТВт · год) було використано на транспорті, у Німеччині цей показник становив 6,6 % (0,66 ТВт · год) з 10 ТВт · год ⁷². Біометан можна використовувати у всіх двигунах, що працюють на природному газі. На ринку представлено багато сучасних газових двигунів для автомобілів, важких транспортних засобів, кораблів і поїздів, які можуть працювати на біометані. Більшість виробників автомобілів випускають моделі, що працюють на стисненому або скрапленому метані. Є також можливість переобладнати автомобіль з бензиновим двигуном для роботи на біометані.

Розвиток виробництва біометану в світі

За оцінками Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), потенціал виробництва біометану в світі становить 730 млрд м³/рік (близько 20 % нинішнього загального споживання природного газу) ⁷³. В 2019 р. світове виробництво біометану досягло майже 5 млрд м³/рік ⁷⁴.

Лідером з виробництва біометану на сьогодні є ЄС, біогазовий сектор якого наразі виробляє 15,8 млрд м³ біогазу та 2,43 млрд м³ біометану. Загалом виробництво біометану здійснюється вже у 18 країнах Європи. Наприкінці 2019 р. на території ЄС налічувалося близько 19 тис. біо-

⁷² Statistical Report of the European Biogas Association 2020. Brussels, Belgium, January 2021. <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2020/#:~:text=This%202020%20EBA%20Statistical%20Report,and%20biomethane%20sectors%20in%20Europe>

⁷³ IEA. Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report. France, March 2020. <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>

⁷⁴ Global biomethane market: green gas goes global. <https://www.cedigaz.org/global-biomethane-market-green-gas-goes-global/>

Таблиця 7.23. Загальна кількість біометанових заводів у європейських країнах у 2011–2019 рр. (джерело: Statistical Report of the European Biogas Association 2020)

Країна	2011	2013	2015	2016	2017	2018	2019
Німеччина	86	157	202	214	219	226	232
Франція	3	4	17	26	44	76	123
Велика Британія	5	20	54	85	89	93	99
Швеція	47	54	61	71	70	72	70
Нідерланди	16	23	21	21	34	39	51
Данія		3	12	17	25	34	42
Швейцарія	13	19	27	29	32	35	37
Італія		2	6	5	1	1	12
Фінляндія	2	5	10	11	14	15	17
Австрія	10	11	13	14	15	15	15
Норвегія	4	7	10	10	11	13	13
Люксембург	3	3	3	3	3	3	3
Угорщина	1	1	2	2	2	2	2
Іспанія	1	1	1	1	1	1	2
Ісландія			2	2	2	2	2
Естонія						2	2
Чехія							2
Бельгія							1

газових та 725 біометанових установок. Виробництво біометану у 2019 р. зросло на 16 % порівняно з попереднім роком ⁷⁵. Лідером європейського біометанового ринку залишається Німеччина, де на 232 заводах виробляють близько 40 % європейського біометану. Останніми роками за темпами розвитку цієї галузі лідирують такі країни, як Франція, Нідерланди, Данія та Італія (табл. 7.23).

⁷⁵ Statistical Report of the European Biogas Association 2020. Brussels, Belgium, January 2021. <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2020/#:~:text=This%202020%20EBA%20Statistical%20Report,and%20biomethane%20sectors%20in%20Europe>

Простежується також чітка тенденція щодо зміни сировини для виробництва біометану. У 2016 р. почався перехід від енергетичних культур (силосу кукурудзи) до сільськогосподарських залишків, комунальних відходів та осаду стічних вод. З 2017 р. майже не було створено нових заводів для роботи на енергетичних культурах. За даними Statistical Report of the European Biogas Association 2020, у 2019 р. 60 % сировини було забезпечено за рахунок сільськогосподарських залишків, 13 % – осаду стічних вод, 10 % – комунальних відходів і тільки 4 % за рахунок силосу кукурудзи.

Перспективи виробництва та споживання біометану в ЄС

За прогнозом Європейської біогазової асоціації, сектор біогазу та біометану може практично подвоїти виробництво до 2030 р., потенційне виробництво біогазу та біометану в ЄС у 2030 р. може досягти 44 млрд м³/рік. До 2050 р. виробництво може зрости у понад чотири рази. Згідно з урядовими планами Данії, вже в 2025 р. виробництво біометану і природного газу в країні мають зрівнятися, а в 2035 р. природний газ буде повністю замінено біометаном ⁷⁶.

Потенційним європейським лідером біометанового ринку є Італія, де держава різноманітними методами стимулює використання стисненого та скрапленого біометану як моторного палива на транспорті. На початку 2019 р. в країні було подано 900 заявок на підключення біометанових заводів до газових мереж загальною

⁷⁶ Eyl-Mazzega M.-A., Mathieu C. (eds). Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy. Etudes de l'Ifri, April 2019. https://www.researchgate.net/profile/Velina_Denysenko/publication/332401698_Germany's_Experience_with_Biogas_and_Biomethane/links/5cd12ce5a6fdccc9dd920979/Germanys-Experience-with-Biogas-and-Biomethane.pdf

потужністю 2,2 млрд м³/рік. Очікується, що в 2023 р. в Італії транспортний сектор споживатиме 2 млрд м³ газу/рік, з яких 25 % буде забезпечено біометаном (bio-CNG).

За оцінками МЕА, річне виробництво біометану в світі може досягти 200 млрд м³/рік у 2040 р. в разі реалізації стратегії сталого розвитку ⁷⁷. При цьому ЄС втратить роль світового лідера, оскільки більш ніж 50 % біометану буде вироблено і використано в Китаї та Індії.

Перспективи виробництва біометану в Україні

Наразі, за оцінкою Біоенергетичної асоціації України, потенціал виробництва біогазу / біометану в Україні з використанням технології зброджування становить 7,8 млрд м³/рік (25 % нинішнього споживання природного газу в країні). Його складовими є біогаз з відходів та побічної продукції рослинництва (3,8 млрд м³), з відходів та побічної продукції тваринництва і переробної промисловості (1,3 млрд м³), а також із силосу кукурудзи АПК (2,7 млрд м³) ⁷⁸.

У 2050 р. загальний потенціал виробництва біогазу / біометану може зрости до 17 млрд м³/рік. Суттєве збільшення потенціалу прогнозується завдяки зростанню промислового виробництва, розширенню сировинної бази для виробництва біогазу / біометану, укрупненню тваринницьких підприємств та переходу від захоронення твердих побутових відходів до використання технології механіко-біологічного оброблення. Дорож-

⁷⁷ IEA. Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report. France, March 2020. <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>

⁷⁸ Гелетуха Г.Г., Железна Т.А., Матвеев Ю.Б., Кучерук П.П., Крамар В.Г. Дорожня карта розвитку біоенергетики України до 2050 року. Аналітична записка UABIO № 26. <https://uabio.org/materials/9115/>

ня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 р. передбачає започаткування та збільшення виробництва біометану в Україні до 1,7 млрд м³/рік у 2035 р. і до 3 млрд м³/рік у 2050 р. (дані аналітичної записки № 26 Біоенергетичної асоціації України).

Передумови і переваги виробництва біометану в Україні

Україна має найбільшу в Європі площу сільськогосподарських угідь і, відповідно, один з найбільших у світі потенціалів аграрної сировини для виробництва біометану. Наявність в Україні розвиненої газорозподільної мережі і потужної газотранспортної системи дає можливість виробникам біометану підключитися до газових мереж на більшості території країни. До цього слід додати можливість альтернативного завантаження української ГТС біометаном після завершення терміну чинного контракту з Росією у 2024 р.

Транспортування біометану газовими мережами і використання біометану в наявному газовому обладнанні (газові пальники, двигуни, турбіни) не потребує витрат для їх модернізації. Біометан – один з економічно найефективніших напрямів декарбонізації енергетики і економіки. Використання біометану як моторного палива дає можливість сільськогосподарським виробникам отримати власне паливо для транспорту за рахунок відходів та залишків власного виробництва. Використання біометану в громадському транспорті може значно знизити забруднення повітря у великих містах. Біометан доцільно використовувати не лише в автомобільному, а й у водному і залізничному транспорті, як у стисненому, так і в скрапленому стані.

Виробництво біометану може сприяти випуску якісних органічних добрив і відновленню родючості українських ґрунтів. Цей сегмент може також зробити поміт-

ний внесок у досягнення національної цілі зі зменшення викидів парникових газів. Крім того, є можливість створити новий, прозорий, інноваційний, експортоорієнтований сектор економіки зі значною кількістю додаткових робочих місць (переважно в сільській місцевості) з відповідними обсягами податків.

Біометан або зелений водень

Останнім часом спостерігається бум інформації про перспективи зеленого водню. Автори підтримують необхідність розвитку водневих технологій як одного з напрямів виробництва і використання відновлюваних газів, проте вважають, що біометан має не менші перспективи. Нижча теплотворна здатність біометану (МДж/м³) перевищує відповідний показник для водню в 3,3 раза при тиску в одну атмосферу і в 4,1 раза – при тиску 60 атмосфер (табл. 7.24). Це означає, що транспортування одного кубічного метра біометану газопроводом під тиском 60 атмосфер передає майже в чотири рази більше енергії, ніж транспортування одного кубометра водню. Це фундаментальна перевага біометану.

Таблиця 7.24. Основні фізичні властивості біометану та водню

Параметр	Водень, H ₂	Біометан, CH ₄	Співвідношення CH ₄ /H ₂
Щільність, кг/м ³ (0 °C, 1 бар)	0,087	0,716	8,2
Нижча теплотворна здатність, МДж/м ³ за н. у. (0 °C, 1 бар)	10,8	35,8	3,3
Нижча теплотворна здатність стиснутих газів в умовах магістрального газопроводу, МДж/м ³ (0 °C, 60 бар)	604	2484	4,1

Іншими перевагами є, по-перше, повна готовність газової інфраструктури до його транспортування і енергетичного використання, оскільки біометан є близьким аналогом природного газу. Залишаються незмінними газопроводи, газові котли та двигуни, газові електростанції, інше енергетичне обладнання, що спроектоване для використання природного газу. У разі масштабного використання зеленого водню знадобляться дуже великі інвестиції у модернізацію газових мереж і газового обладнання. Оцінки фінської компанії Wärtsilä Corporation показують, що з урахуванням вартості модернізації газової інфраструктури під використання водню більш рентабельною є конвертація зеленого водню у синтетичний метан з використанням наявної газової інфраструктури ⁷⁹.

По-друге, вартість біометану є конкурентною до вартості зеленого водню на найближчу перспективу. На сьогодні середня вартість зеленого водню становить близько 7 USD/кг з перспективою її зменшення до 3 USD/кг до 2030 р., 2 USD/кг до 2050 р. і 1 USD/кг у майбутньому. Середня вартість біометану на сьогодні становить 700 USD/1000 м³ з перспективою її зменшення до 650 USD/1000 м³ до 2030 р., 600 USD/1000 м³ до 2050 р. і 500 USD/1000 м³ у майбутньому. В табл. 7.25 наведено прогнозні розрахунки вартості одиниці енергії в біометані і зеленому водні та їх порівняння.

Можна бачити, що наразі біометан приблизно втричі дешевший, ніж зелений водень. У 2050 р. очікується зрівняння вартості цих відновлюваних газів, і лише за умови подальшого зниження вартості зеленого водню до менш як 2 USD/кг зелений водень може стати дешевшим за біометан.

⁷⁹ Оптимальний шлях розвитку енергетичної системи України. Аналітичний звіт з оптимізації енергетичної системи. Wärtsilä Corporation, 2020. <https://vse.energy/publication/1497-feh>

Найбільші перспективи має комбінація переваг обох відновлюваних газів – біометану та зеленого водню (рис. 7.41).

Для практичної реалізації концепції перетворення зеленого водню у синтетичний метан потрібно:

1) розмістити поряд обладнання для виробництва зеленого водню і біометану;

2) конвертувати зелений водень у біометан, провівши його реакцію з CO_2 , який виділяється під час виробництва біометану;

3) закачувати у газопровід біометан плюс синтетичний метан, у який було конвертовано зелений водень.

Використання такої схеми дасть змогу додатково до потенційних 7,8 млрд м^3 /рік біометану одержати 5,6 млрд м^3 /рік синтетичного метану, що може бути отриманий з відходів CO_2 біометанових заводів і зеленого водню.

Для прискорення розвитку виробництва біометану в Україні група народних депутатів зареєструвала про-

Таблиця 7.25. Вартість одиниці енергії в біометані і зеленому водні

Показник	Розмірність	2021	2030	2050	Після 2050
Вартість зеленого водню	USD/кг	7	3	2	1
Вартість одиниці енергії у зеленому водні	USD/МДж	0,058	0,025	0,017	0,008
Вартість біометану	USD/1000 м^3	700	650	600	500
Вартість одиниці енергії у біометані	USD/МДж	0,020	0,018	0,017	0,014
У скільки разів вартість одиниці у біометані нижча, ніж у зеленому водні		3,0	1,4	1,0	0,6

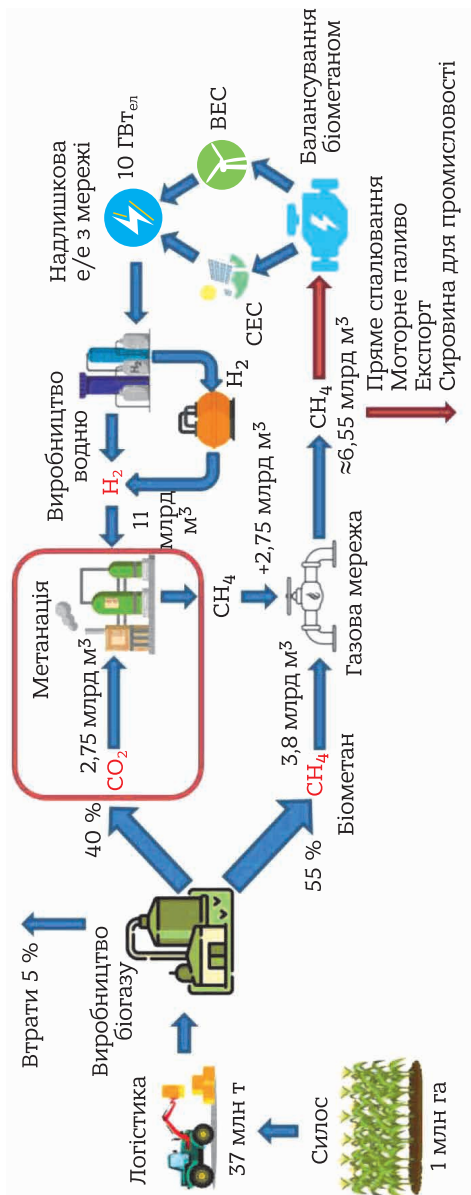


Рис. 7.41. Концепція перетворення зеленого водню у синтетичний метан

ект Закону України «Про внесення змін до Закону України «Про альтернативні види палива» щодо розвитку виробництва біометану» від 05.05.2021 № 5464. Відповідний закон⁸⁰ ухвалено у жовтні 2021 року. Він вирішує два основні завдання:

1. Вводить у законодавче поле України визначення терміна «біометан» – це біогаз, що за своїми фізико-технічними характеристиками відповідає нормативно-правовим актам на природний газ для подачі до газотранспортної та газорозподільної системи або для використання як моторного палива.

2. Створює «Реєстр біометану» – електронну систему облікових записів, призначену для реєстрації поданого до газотранспортної або газорозподільної системи та відібраного з газотранспортної або газорозподільної системи обсягу біометану, а також для формування гарантій походження біометану, їх передачі, розподілу або анулювання та надання сертифікатів походження біометану.

Виробництво біометану зі збагаченням біогазу до якості природного газу дозволяє значно підвищити ефективність використання енергії біогазу. Основною перевагою біометану порівняно із зеленим воднем є можливість його транспортування з використанням наявної газової інфраструктури в необмеженій кількості.

Вважаємо, що в найближчі роки після прийняття законодавчих актів щодо підтримки розвитку виробництва біометану основна частина виробленого біометану буде експортуватися у країни ЄС, в яких створено більш сприятливі умови для його споживання. У міру зростання економіки України все більша частина виробленого біометану залишатиметься для внутрішнього споживання.

⁸⁰ Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку виробництва біометану: Закон України від 21.10.2021 № 1820-IX. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1820-IX#Text>

Собівартість виробництва біометану

У вартості товарного біометану є три основні складові, а саме: а) вартість власне біогазу; б) вартість збагачення біогазу до біометану; в) вартість логістики виробленого біометану. Власне, проєкт з виробництва біометану відрізнятиметься від проєкту з виробництва електричної та теплової енергії з біогазу тим, що замість когенераційної установки на «сирому» біогазі буде функціонувати очисна установка, за допомогою якої фізико-хімічні показники такого біогазу доводять до необхідних для подачі в мережу природного газу або для заправлення транспорту. В результаті отримують збагачений біогаз, який прийнято називати біометаном.

В країнах ЄС фізико-хімічні показники біометану залежно від напрямку його використання регламентуються національними стандартами, наприклад:

- німецький стандарт на біометан, що подається в мережі природного газу DVGW G260/G261;
- європейський стандарт EN 16726:2015, а з травня 2017 р. – ще й європейський уніфікований стандарт на біометан EN 16723-1 (для мереж природного газу) та EN 16723-2 (для транспорту).

В Україні виробники біогазу можуть подавати його в газотранспортну систему (ГТС) за умови, що в місці його передачі до ГТС біогаз за своїми фізико-технічними характеристиками відповідатиме стандартам на природний газ, визначеним Кодексом ГТС.

Необхідний ступінь очищення біогазу залежатиме, з одного боку, від якості «сирого» біогазу, а з іншого – від вимог стандарту. Це визначатиме вибір відповідної технології очищення та собівартість товарного біометану.

На сьогодні є 4 базові технології збагачення біогазу до біометану: мембранна сепарація, абсорбція (водяна, хімічна, фізична), адсорбція при змінному тиску (PSA) та криогенне очищення. При цьому собівартість вироб-

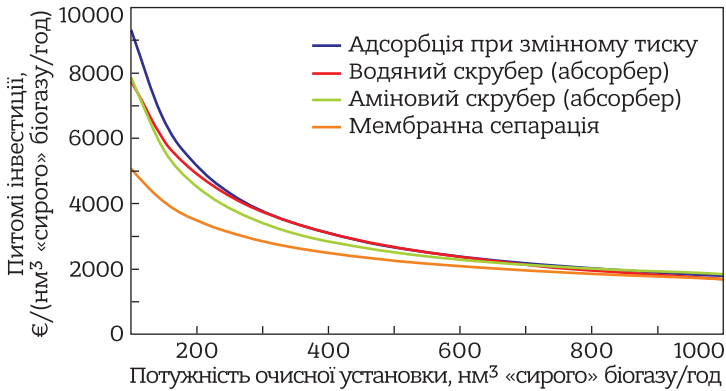


Рис. 7.42. Питомі інвестиції в установки зі збагачення біогазу до біометану (Novakovits P., Doczekal C. Biomethane tool for economic analysis of biogas production, gas upgrading and utilization of biomethane. 2016. https://www.biogas-e.be/sites/default/files/2018-01/Bin2Grid_biomethaan_rekentool.xlsx)

ництва біометану залежить більшою мірою від потужності очисної установки, ніж від типу технології.

Питомі інвестиційні витрати є досить близькими в широкому діапазоні потужностей для трьох технологій, а саме PSA, абсорбції водою та абсорбції амінами (рис. 7.42). За невеликих потужностей очищення вигіднішою є мембранна сепарація, а за збільшення потужності (до 900–1000 нм³/год) за «сирим» біогазом різниця між вартістю різних технологій практично нівелюється і становить 1700–1850 євро/(нм³/год), що в 0,9–1,2 раза відрізняється від інвестицій у когенераційну установку відповідної потужності. Тобто інвестиції в завод з виробництва біометану та в класичну біогазову станцію з комбінованим виробництвом електричної / теплової енергії з біогазу є співмірними.

За операційними витратами абсорбція амінами обійдеться помітно дорожче, інші технології досить добре корелюють за цим показником у широкому діапазоні потужностей (рис. 7.43). При збагаченні біогазу техно-

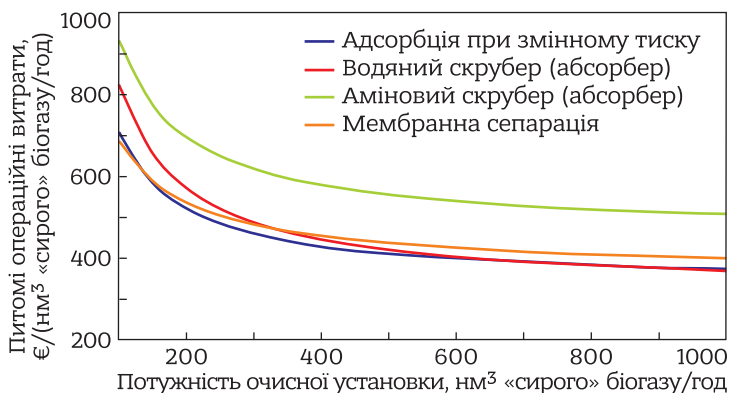


Рис. 7.43. Питомі операційні витрати на збагачення біогазу до біометану

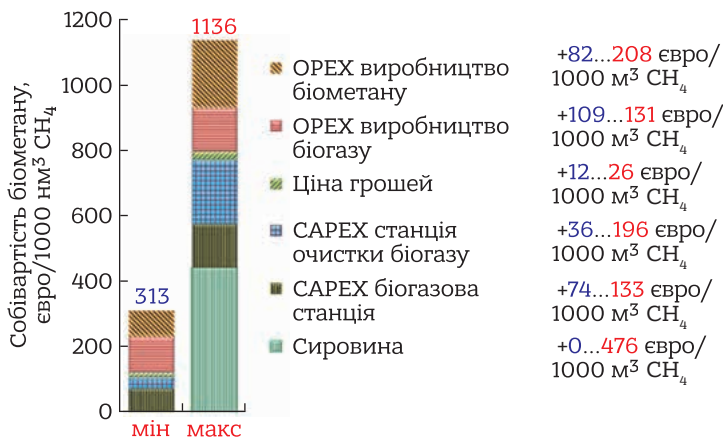


Рис. 7.44. Структура повної собівартості біометану

логією PSA собівартість виробництва 1 нм^3 біометану залежно від потужності очищення становитиме від 7,6 до 14,4 євроцента, при використанні водяного скрубера – від 7,5 до 16,8 євроцента, амінового скрубера – від 10,3 до 19,0 євроцента і від 8,1 до 14,0 євроцента – при мембранній сепарації.

В перерахунку на 1 кВт · год енергії біометану його собівартість становитиме 0,79–1,50 євроцента/кВт · год (PSA), 0,78–1,75 євроцента/кВт · год (водяний скруббер), 1,08–1,98 євроцента/кВт · год (аміновий скруббер) та 0,85–1,46 євроцента/кВт · год (мембранна сепарація).

На кінцеву вартість товарного біометану впливає також вартість його компримування до необхідного тиску, одоризації, моніторингу якості, коригування теплотворної здатності, а також вартість логістики.

Повна собівартість товарного біометану з урахуванням виду сировини для виробництва біогазу, потужності установки та вартості логістики до кінцевого споживача може становити 313–1136 євро/1000 м³ (рис. 7.44). Найбільш вагомую складовою собівартості біометану є витрати на сировину.

Біометан як прямий замітник природного газу

Одним із можливих механізмів фінансової компенсації виробникам біометану, що постачають його в мережу природного газу, є безпосередня плата за переданий фізичний обсяг газу з урахуванням його теплотворної здатності. Таким чином, біометан може бути прямим замітником природного газу, зокрема імпортованого. Безумовно, за актуальної 2021 року собівартості виробництва біометану та цін на природний газ говорити про конкурентоспроможність біометану не доводилось. Оплата за біометан на рівні ціни, за якої проекти його виробництва можуть бути рентабельними в поточних економічних умовах в Україні, призведе до збільшення середньозваженої оптової ціни природного газу, а відтак і підвищення тарифів на газ для кінцевих споживачів. Втім, запровадження цього механізму фінансової компенсації за біометан, що прямо заміщує природний газ, може сприяти диверсифікації джерел газопостачання, зменшенню залежності від імпорту природного

газу, виконанню зобов'язань щодо скорочення викидів парникових газів, поглибленню інтеграції енергосистем України з країнами ЄС, зокрема в частині стратегічних планів та зобов'язань щодо збільшення частки відновлюваних газів у системі газопостачання.

Для оцінки можливого збільшення оптової ціни на природний газ використано дані НКРЕКП щодо обсягів видобутку, імпорту та оптових цін на природний газ ⁸¹. У моделі розрахунку прийнято, що обсяги видобутку природного газу в регульованому та нерегульованому сегменті оптового ринку, а також обсяги імпорту відповідають таким у 2018 р. При цьому обсяги біометану, поданого в мережу, еквівалентно заміщують обсяги закупівлі імпортованого природного газу. Подачу біометану в мережу прийнято рівномірною протягом року.

Середньозважену за 2018 р. оптову ціну природного газу (регульований та нерегульований сегмент) оцінено в 213,81 євро/1000 м³ (без ПДВ). Зростання цієї ціни при збільшенні подачі біометану матиме прямо пропорційний характер. Так, при ціні на біометан 730 євро/1000 м³ (з ПДВ), що відповідає можливості забезпечення задовільної рентабельності біометанового проекту на покупній сировині (силос кукурудзи), зростання середньозваженої оптової ціни природного газу в мережі становитиме 5,44 % на кожний 1 млрд м³ поданого біометану. При ціні біометану 540 євро/1000 м³ (з ПДВ), що відповідає можливості забезпечення задовільної рентабельності біометанового проекту на сировині з умовно нульовою вартістю, зростання оптової ціни становитиме 2,93 % на кожний 1 млрд м³ біометану.

Таким чином, у разі повного заміщення імпортованого природного газу (10 млрд м³ на рік) біометаном

⁸¹ Результати моніторингу функціонування ринку природного газу за I квартал 2019 року. НКРЕКП, 2019. <https://www.nerc.gov.ua/news/rezultati-monitoringu-funktsionuvannya-rinku-prirodnogo-gazu-za-i-kvartal-2019-roku>

середньозважена оптова ціна природного газу може зрости орієнтовно в 1,5 раза. Слід зазначити, що приріст виробництва біометану в обсязі 1 млрд м³ еквівалентний будівництву 500 МВт електричних потужностей когенераційних установок на біогазі. Зважаючи на наявні темпи нарощування потужностей генерації електричної енергії на біогазі в Україні, виробництво 1 млрд м³ біометану на рік потребує принаймні 10 років активного будівництва біометанових заводів. При цьому оптова ціна природного газу зростала б не більш як на 0,5 % на рік.

Біометан як моторне паливо

Біометан може бути заміником різних видів моторних палив: стисненого природного газу, бензину, дизелю, зрідженого природного газу, зрідженого нафтового газу. Установками з подачі стисненого газу можуть бути доукомплектовані як дизельні, так і бензинові авто. Багато автовиробників сьогодні вже мають у своїх модельних рядах транспортні засоби на природному газі (CNG). Наприклад, Mercedes-Benz випускає моделі як легкового, так і комерційного та вантажного транспорту, що працюють на CNG. Різні моделі на CNG пропонують також компанії Fiat, Skoda, Seat, Opel, Ford, Audi, Renault, Iveco, Scania, Volvo, Neoplan та ін.

На ринку представлені також моделі аграрної техніки на метані, наприклад трактори New Holland та Massey Ferguson. Інтерес до використання CNG як моторного пального зумовлений низкою експлуатаційних та економічних переваг, які детально описано в публікації УкрАвтоГазу⁸². Використання стисненого або зрідженого біометану в ряді країн ЄС має також економічні, екологічні⁸³ і навіть репутаційні передумови. А чи може

⁸² <http://ukravtogaz.com/perevagi-metanu>

⁸³ <https://ibbk-biogas.com/cng-mobility-challenges-and-opportunities-for-biomethane/>

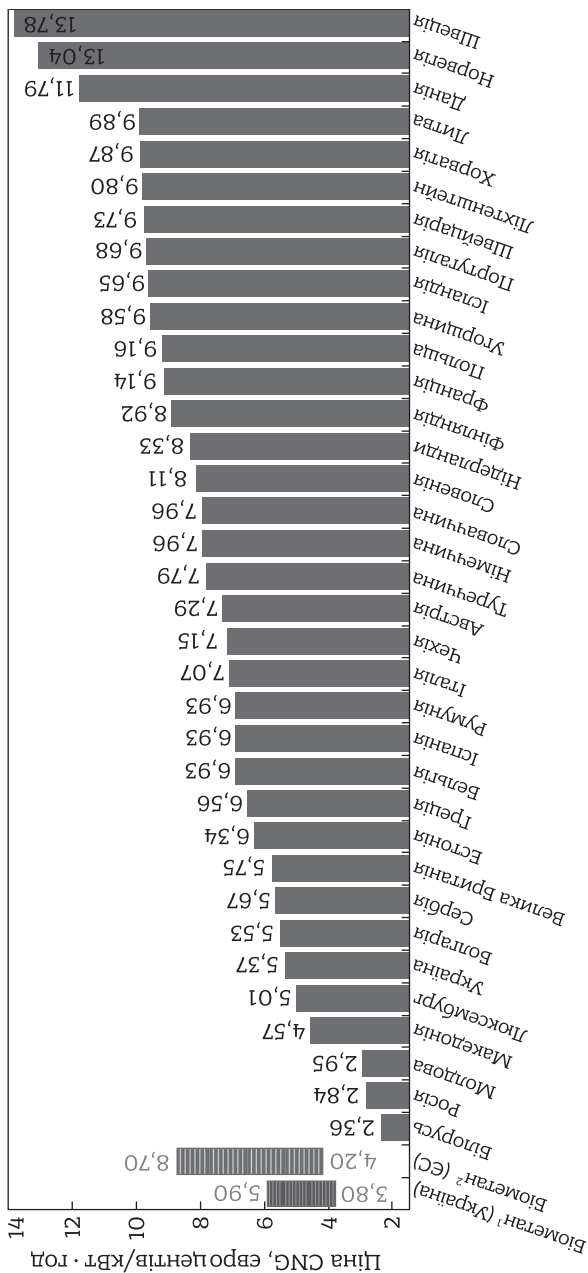


Рис. 7.45. Ціна на стиснений природний газ у країнах Європи (на основі даних CNG Europe <http://cngeurope.com/>; в перерахунку прийнято густину природного газу 0,7 кг/нм³ та нижчу теплотворну здатність 9,5 кВт · год/нм³) порівняно із собівартістю CNG з біометану: 1 – повна собівартість CNG з біометану за оцінками Біоенергетичної асоціації України для біометанового заводу потужністю 2330 нм³/год; 2 – собівартість біометану за даними Європейської біогазової асоціації. (Biomethane in transport. EBA, 2016. <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2019/07/Biomethane-in-transport.pdf>)

стиснений біометан конкурувати з моторними видами пального з викопних джерел в Україні?

Порівнюючи ціни на CNG в різних країнах Європи, можна побачити, що ціна в Україні – одна з найменших у світі, перебуває в нижньому діапазоні цін (рис. 7.45) і становить на сьогодні 5,37 євроцента/кВт · год (0,51 євро/м³). Найвища ціна у Швеції – 13,78 євроцента/кВт · год (1,31 євро/м³), яка є одним з лідерів у використанні стисненого біометану на транспорті. Слід зазначити, що в тих країнах Європи, де є виробництво і споживання біометану на транспорті, воно обов'язково стимулюється різними фінансовими механізмами. Підвищена ціна на викопні палива, що формується додатковими екологічними податками та акцизами на викопні види палива, є фактично базовою економічною передумовою розвитку ринку біометану. Це, разом з різними видами додаткових прямих та непрямих фінансових бонусів, дозволяє надати необхідний імпульс розвитку ринку біометану в заданому напрямі, що у свою чергу дає можливість урядам країн реалізувати власні стратегічні плани в енергетичній сфері.

Собівартість стисненого біометану в Україні може становити 3,8–5,9 євроцента/кВт · год залежно від сировинної складової вартості біометану (0–2,1 євроцента/кВт · год відповідно). Поточні ціни на стиснений природний газ на заправках мережі УкрАвтоГаз є порівнянними із собівартістю виробництва стисненого біометану, втім, це не дає підстав за нинішніх ринкових умов в Україні вважати біометан конкурентоспроможним поряд зі стисненим природним газом.

Для інвестиційної привабливості виробництва стисненого біометану з IRR на рівні 20 % його ринкова ціна має становити принаймні 5,9–8,0 євроцента/кВт · год (0,57–0,77 євро/м³). Крім того, слід розуміти, що потенціал виробництва біометану з сировинною складовою вартості, близькою до нуля, є досить обмеженим, а від-

так потрібно розраховувати на широке використання більш дорогої сировини для виробництва біогазу (силос кукурудзи, поживні рештки).

Ціна на стиснений біометан на заправках у ряді країн ЄС є дещо вищою, ніж на стиснений природний газ. Наприклад, в Естонії при ціні на CNG 0,86 євро/кг ціна на біометан становить 0,9 євро/кг (+4,7 %), що зважаючи на незначну різницю в теплотворній здатності обох видів пального, означає практично однакову ціну на одиницю енергії. У Фінляндії при ціні на CNG 1,21 євро/кг ціна на біометан становить 1,34 євро/кг (+10,7 %). Купівля більш дорогого аналогу природного газу на заправці може стимулюватися певними бонусами непрямого фінансового характеру. У Швеції, наприклад, використання біометану на транспорті субсидіюється через надання спеціальних переваг в оподаткуванні, крім того, транспорт на біометані звільняється від сплати за паркування та має інші логістичні переваги.

Якщо порівнювати собівартість виробництва стисненого біометану з вартістю рідких видів палив – бензину та дизелю, очевидною є конкурентоспроможність біометану. Так, при економічно обґрунтованій ціні продажу біометану як моторного палива на рівні 6–8 євроцентів/кВт·год еквівалентна ціна на дизель та бензин (А-95) в Україні становить сьогодні 9,32 та 1,07 євроцентів/кВт·год відповідно.

Втім, обираючи між біометаном та природним газом, власник авто в Україні найімовірніше віддасть перевагу останньому, оскільки вже діє мережа заправних станцій АГНКС на природному газі, ціна на який є помітно нижчою, ніж економічно обґрунтована ціна продажу стисненого біометану. При цьому жодних додаткових переваг чи стимулів для заправлення авто біометаном наразі немає.

Очевидною є необхідність розроблення та впровадження в Україні механізмів фінансового та інших видів

стимулювання виробництва та споживання біометану як моторного палива. Варто скористатися досвідом країн, де використання біометану на транспорті активно розвивається (Швеція, Фінляндія, Італія, Швейцарія).

Як попередній Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року⁸⁴, так і чинна Енергетична стратегія України до 2035 року⁸⁵ не містять жодних згадок про біометан як такий чи про біогаз на транспорті. Останнім часом активно лобіюється споживання біоетанолу та біодизелю як відновлюваних видів моторних палив без акцентування окремої уваги на біометані як моторному паливі.

Державна підтримка розвитку біометану потребує окреслення державних цілей і зобов'язань щодо частки використання біометану у транспортному секторі. Національна енергетична стратегія має встановлювати цілі розвитку біометану (наприклад, 5–10 % до 2030 р.), а також визначати кількість заправних станцій, що працюють на біометані.

Доцільним є прийняття урядових постанов, які б запроваджували схему підтримки для біометану, що подається в газові мережі для подальшого використання у транспортному секторі. Схема може фінансуватися постачальниками палива в рамках зобов'язань щодо забезпечення частки біометану / відновлюваного палива.

Зазначена схема може працювати з використанням сертифікатів на виробництво / споживання відновлюваного палива. Для її впровадження необхідно розробити технічні вимоги і державні стандарти на біометан, що використовується як моторне паливо.

Реалізація механізмів, що стимулюють виробництво і споживання біометану, потребує також розроблення та впровадження національного реєстру біометану.

⁸⁴ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80#Text>

⁸⁵ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text>

Біометан як паливо для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії

Біометан, як і «сирий» (неочищений) біогаз, – газоподібне паливо з біомаси, відтак на нього за формальними ознаками поширюється дія Закону України «Про альтернативні джерела енергії», зокрема в частині встановлення величини «зеленого» тарифу на електроенергію, вироблену з біогазу.

Таким чином, електроенергію, вироблену з біометану, можна було б подавати в мережу за «зеленим» тарифом 0,1239 євро/кВт·год (без ПДВ). Втім, ідея збагачення біогазу, реалізація якої потребує додаткових витрат, полягає саме в можливості закачування його в мережу природного газу. Це дозволяє в результаті підвищити ефективність утилізації енергії біогазу завдяки підключенню постійного споживача тепла, який зазвичай відсутній поруч з виробництвом біогазу.

Закачування біометану в мережу природного газу має й інші переваги, як-от можливість його накопичення та використання в потрібному місці і в потрібний час. Таким чином, біометан може відігравати важливу роль на ринку маневрових / балансуючих електричних потужностей в об'єднаній енергосистемі України.

Для забезпечення умов використання біометану з мережі природного газу при комбінованому виробництві електричної та теплової енергії необхідно створити національний реєстр біометану з можливістю випуску сертифікатів походження на зразок європейських сертифікатів GoO. В перспективі за наявності такого сертифікату можлива віртуальна торгівля біометаном з країнами ЄС.

Після запровадження системи сертифікації біометану в будь-якому місці, де є мережа природного газу та споживач тепла (наприклад, котельні, ТЕЦ), може бути підключено газову енергетичну установку з можливіс-

тю використання біометану. Чи буде достатнім чинний «зелений» тариф на електричну енергію з біогазу для таких установок?

Розглянемо два можливих проектних сценарії комбінованого виробництва електричної та теплової енергії з біометану з мережі природного газу, а саме:

- 1) використання нової когенераційної установки;
- 2) використання наявної кваліфікованої когенераційної установки.

Враховуючи те, що вартість нової когенераційної установки на біогазі є співмірною з вартістю установки збагачення біогазу до біометану, загальна вартість проекту когенерації на біометані буде на 20–30 % більшою, ніж проекту когенерації на «сирому» біогазі. Операційні витрати проекту також будуть вищими на 20–40 % залежно від вартості сировини. Очевидно, що для досягнення рентабельності проекту на рівні IRR 20 % тариф на електричну енергію з біометану має бути вищим за чинний «зелений» тариф на електроенергію з біогазу навіть за умови додаткового використання тепла.

Когенерацію на біометані можливо використовувати в балансуєчому ринку, проте для енергетичної утилізації усього обсягу біометану когенераційною установкою її встановлена потужність має бути більшою, ніж при рівномірній роботі протягом доби. Так, при роботі такої КГУ в режимі 6 годин з 24 протягом однієї доби (3 години в час найбільшого навантаження мережі зранку і 3 години – у вечірній час) її розрахункова потужність має бути в 4 рази більшою від базової. Відповідно, вартість нової КГУ при цьому буде пропорційно вищою.

Розрахунки показують, що для відносно великого біометанового проекту (2390 нм³/год біометану) з когенерацією на біометані потужністю 8,9 МВт_{ен} в режимі роботи 24/24 год з утилізацією 60 % теплової енергії за тарифом 1260 грн/Гкал (без ПДВ) необхідна величина

«зеленого» тарифу становить 0,131–0,174 євро/кВт · год (без ПДВ) залежно від вартості сировини. При цьому для біометанового проекту аналогічної потужності, але з когенерацією потужністю 35,6 МВт_{ен} в режимі роботи 6/24 год з утилізацією тієї самої частки тепла необхідна величина «зеленого» тарифу становить 0,196–0,239 євро/кВт · год (без ПДВ).

Таким чином, чинного «зеленого» тарифу на електроенергію з біогазу недостатньо в проектному сценарії з використанням нової когенераційної установки на біометані з мережі природного газу в режимі рівномірної роботи протягом доби. Щодо доцільності проектного сценарію з генерацією електричної енергії в балансуєчому ринку наразі неможливо зробити однозначні висновки, оскільки балансуєчий ринок та ринок допоміжних послуг ДП «НЕК «Укренерго» ще не запрацював повноцінно.

В іншому проектному сценарії передбачається, що біометан з мережі природного газу можна спалювати у кваліфікованих ТЕЦ/КГУ на природному газі. Це наявні й діючі паротурбінні установки з енергоблоком на природному газі (ТЕЦ) або газопоршневі установки (КГУ). В Україні в 2018 р. налічувалося 28 ТЕЦ на природному газі, з них 25 ліцензованих, а також 46 КГУ, серед яких 25 ліцензованих. Сумарна встановлена електрична потужність ТЕЦ та КГУ становить 3546 МВт, тепла – 18547 Гкал/год (20570 МВт). Усі генеруючі потужності на природному газі працювали в 2018 р. в середньому 1855 годин з КВВП 21,5 %, що свідчить про їх недозавантаженість та періодичність роботи.

З погляду рентабельності проекту більш перспективною може бути саме робота КГУ на біометані, оскільки вони мають вищий електричний ККД і є більш маневровими у разі підключення їх до балансуєчого ринку електроенергії. Втім, це не виключає можливості використання і паротурбінних установок для роботи на біометані.

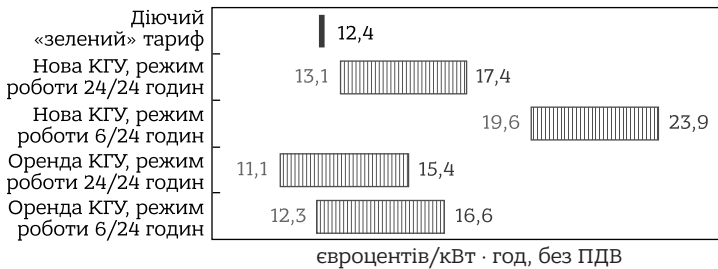


Рис. 7.46. Необхідні величини тарифу на електричну енергію, вироблену з біометану

Організаційно залучення наявних кваліфікованих КГУ до проекту когенерації на біометані з мережі природного газу може відбуватися на умовах їх оренди та покриття усіх операційних витрат на обслуговування. В такому разі при ставці річної орендної плати на рівні 5 % вартості нової КГУ необхідна величина «зеленого» тарифу для проекту 9,5 МВт_{ел} в режимі 24/24 год з утилізацією 60 % теплової енергії становить 0,111...0,154 євро/кВт · год (без ПДВ), а при роботі в режимі 6/24 год – 0,123...0,166 євро/кВт · год (без ПДВ). Нижні значення діапазонів відповідають нульовим значенням сировинної складової вартості біометану.

На рис. 7.46 наведено результати оцінки необхідної величини «зеленого» тарифу на електричну енергію з біометану для розглянутих вище сценаріїв у зіставленні з чинним «зеленим» тарифом на біогаз 0,124 євро/кВт · год (без ПДВ).

Отже, можна зробити висновок, що необхідними економічними передумовами використання біометану при комбінованому виробництві електричної та теплової енергії є:

1) створення національного реєстру біометану та системи сертифікації на зразок європейських сертифікатів GoO;

2) зобов'язання виробників електричної енергії з біометану з мережі природного газу утилізувати не менш як 60 % теплової енергії від ТЕЦ чи КГУ протягом року;

3) встановлення спеціального коефіцієнту «зеленого» тарифу на електричну енергію, вироблену з біометану ТЕЦ чи КГУ, що працюють у режимі 24/24 год. Величина такого тарифу має бути більшою за величину чинного «зеленого» тарифу на електроенергію з біогазу;

4) забезпечення умов пріоритетного виробництва і постачання електричної енергії, виробленої з біометану з мережі природного газу, в межах сертифікованих обсягів;

5) забезпечення гармонізації національного реєстру біометану з системою реєстрів ЄС, що відкрило б можливість віртуальної транскордонної торгівлі біометаном.

7.6. Виробництво енергії з твердих побутових відходів

Вибір на користь енергетичної утилізації твердих побутових відходів визначений такими її перевагами:

1) збільшення глибини переробки ТПВ, особливо в разі термічних методів оброблення для того, щоб мінімізувати захоронення та знизити потребу в нових полігонах;

2) одержання додаткового джерела енергії, що частково заміщує вичопні види палива, такі як природний газ чи вугілля;

3) отримання додаткового доходу від продажу електроенергії і тепла, а в деяких випадках і замітника твердого палива. Слід зазначити, що отримання додаткового доходу не означає автоматичного досягнення привабливих для інвестора економічних параметрів проекту.

Спосіб переробки (наприклад, можливість і доцільність спалювання) визначається морфологічним складом ТПВ, інтегральним показником якого можуть слу-

увати величина теплотворної здатності і зольність. Зрозуміло, що чим вища теплотворна здатність, тим ефективніші технології термічної утилізації, які передбачають корисне використання енергії (тепло і/або електроенергія, промислова пара).

Основними видами енергетичної утилізації твердих побутових відходів є:

1) збирання біогазу на полігонах і звалищах ТПВ з подальшим виробництвом електричної та/або теплової енергії;

2) механіко-біологічне оброблення з можливим отриманням біогазу та/або твердого палива (RDF/SRF) з подальшою утилізацією на цементних заводах або у спеціалізованих ТЕЦ / котельнях;

3) термічне оброблення / утилізація змішаних (залишки після сортування) ТПВ з подальшим виробництвом електричної та/або теплової енергії.

Збирання біогазу на полігонах і звалищах ТПВ

Збирання біогазу на полігоні або звалищі є ефективним екологічним заходом. В результаті спалювання біогазу (в енергетичних установках або на факелі) зменшується емісія парникових газів в атмосферу, знищуються органічні леткі сполуки, з якими асоціюються неприємні запахи, знижується або усувається ймовірність загорянь ТПВ на звалищах. Крім того, біогаз з ТПВ є місцевим і відновлюваним джерелом енергії, здатним замінити будь-які види викопного палива – вугілля, нафту, природний газ.

Вважається, що енергетичну утилізацію біогазу доцільно використовувати на полігонах із середньою товщиною шару ТПВ принаймні 10 м і з накопиченою кількістю ТПВ щонайменше 1 млн т. Велике значення має також тривалість накопичення необхідної кількості відходів. Зазвичай цим умовам відповідають полігони, що

приймають відходи населених пунктів, сумарне населення яких перевищує 200 тис. осіб.

В Україні доцільність утилізації біогазу визначалась можливістю продажу електроенергії за «зеленим» тарифом (0,1239 євро/кВт · год без ПДВ). Тому після закінчення дії першого періоду Кіотського протоколу, починаючи з 2012 р., основною метою утилізації біогазу з ТПВ стало не зниження емісії парникових газів, а виробництво електроенергії з продажем за «зеленим» тарифом. Наразі всі проєкти виробляють електроенергію за допомогою газових двигунів з ефективністю 35–42 %, але практично все тепло при цьому втрачається. Загальна встановлена електрична потужність на полігонах і звалищах становить понад 30 МВт (на 01.01.2021).

Механіко-біологічне оброблення ТПВ

МБО використовують для змішаних відходів з попереднім сортуванням або без нього. Первинна концепція технології передбачає зменшення кількості відходів, призначених для захоронення. Наразі технологію застосовують також для виробництва палива і додаткового вилучення корисних матеріалів. Технологія поєднує механічні (сепарація за допомогою сит, барабанів, магнітів тощо) і біологічні методи (сушіння, компостування або анаеробне зброджування). Відмінністю різних концепцій є послідовність стадій процесу і мета біологічної стадії оброблення. Технологічний ланцюжок ґрунтується або на концепції поділу (сплітінгу), або на ідеї стабілізації.

У першому варіанті спочатку проводиться механічне розділення потоку матеріалів на придатні до різних видів утилізації, наприклад для виробництва енергії або подальшої біологічної обробки. При «стабілізаційній» схемі відходи зазнають біологічної обробки в повному обсязі. Мета полягає в біологічному, конвектив-

ному або дифузійному сушінні і максимальній гігієнізації відходів перед наступним механічним відокремленням негорючих складових частин. Матеріал, що залишається, можна використовувати як паливо.

МБО не є методом остаточної ліквідації відходів, тому що твердий залишок, що отримується на виході, має пройти додаткові операції, такі як полігонне захоплення або спалювання.

Застосування SRF в цементній промисловості дає змогу використовувати не лише енергію палива, а і його мінеральну частину в процесі виробництва клінкеру. У більшості випадків для використання альтернативного палива на цементних заводах потрібно здійснити їх модернізацію. Доцільність використання SRF визначається логістикою, насамперед відстанню між виробником палива та цементним заводом.

Термічне оброблення ТПВ

ТПВ можна спалювати в установках різного типу, а саме в установках з рухомою решіткою та обертових печах, а також в установках з киплячим шаром. Основним корисним продуктом спалювання відходів є тепло відхідних газів, що використовується як вторинний енергетичний ресурс для вироблення пари, електроенергії, гарячої води для виробничих і побутових потреб. Спалювання застосовують для частково відсортованих відходів з достатньо високою теплотворною здатністю (понад 6,0 МДж/кг). Сфера застосування термохімічних методів обмежується властивостями продуктів реакції. Ці методи небажано застосовувати для переробки відходів, що містять фосфор, галогени, сірку. Система очищення димових газів є необхідним елементом термічної утилізації ТПВ.

Варіантом термічної утилізації є газифікація, при якій на першому етапі окиснення палива супроводжу-

ється утворенням «синтез-газу», а на другому етапі горючий синтез-газ спалюється у вторинному топковому пристрої для отримання тепла або в газових двигунах / турбінах для вироблення електроенергії.

Потенційний дохід на тонну ТПВ

Біогазова продуктивність однієї тонни українських ТПВ становить 60–75 м³/т в перерахунку на метан (СН₄). Як консервативну оцінку можна прийняти значення 60 м³ СН₄/т. За величини «зеленого» тарифу 0,1239 євро/кВт · год потенційний дохід від продажу електроенергії становить 30 євро/т змішаних ТПВ. Утилізація тепла з ефективністю 45 % з використанням тарифу 1200 грн/Гкал (37 євро/Гкал) може принести додаткові 8,7 євро на тонну змішаних ТПВ.

Ще одним джерелом доходу для технологій МБО може бути виробництво компосту зі зброженої маси після отримання біогазу або взагалі без біогазової компоненти. Однак для виробництва товарного компосту з ТПВ необхідне принципове поліпшення системи роздільного збирання відходів.

Потенційним джерелом доходу для технологій МБО може бути виробництво SRF для подальшого застосування в цементній промисловості або спеціалізованих ТЕЦ / котельнях, що постачають тепло в комунальну систему ЦТ/ГВП, а також, якщо це ТЕЦ, електроенергію в мережі або на потреби комунального господарства. Використання SRF як палива на енергетичних підприємствах або цементних заводах пов'язане з необхідністю встановлення додаткового обладнання для очищення та контролю якості димових газів. Тому такі підприємства можуть як купувати паливо, так і брати плату за утилізацію SRF, вважаючи його відходами, а не паливом. Тобто SRF може мати як позитивну, так і негативну ринкову вартість.

7.6. Виробництво енергії з твердих побутових відходів

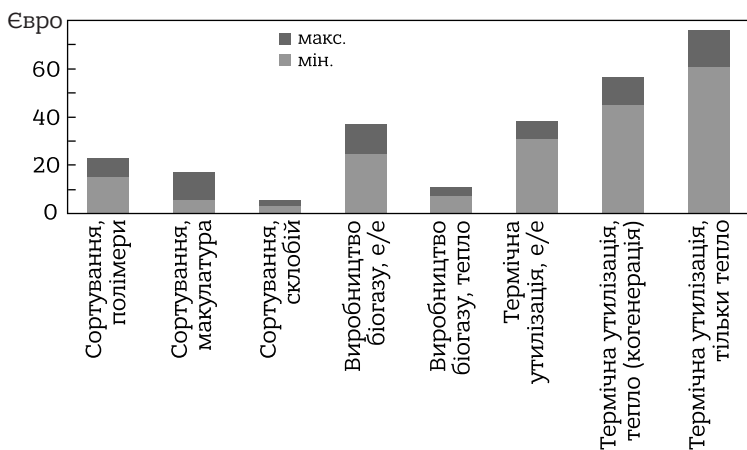


Рис. 7.47. Потенційний дохід на тонну ТПВ

У разі термічної утилізації ТПВ з теплотворною здатністю 8 МДж/кг на тонну змішаних ТПВ можна орієнтовно отримати 0,5 МВт·год електричної і до 1,2 Гкал теплової енергії. За оптового тарифу на електроенергію 2 грн/кВт · год і тарифу на тепло 1200 грн/Гкал дохід від продажу електроенергії може становити 980 грн/т (30 євро/т), а від продажу тепла – 1440 грн/т (45 євро/т).

Потенційний дохід на тонну ТПВ для різних способів утилізації показано на рис. 7.47. Мінімальні та максимальні значення у разі сортування відповідають мінімальному та максимальному вмісту відповідної фракції у вихідних ТПВ, у випадку виробництва та утилізації біогазу – виходу 60 та 75 м³ біометану на тонну ТПВ. У разі термічної утилізації мінімальні та максимальні значення відповідають нижчій теплотворній здатності ТПВ 8 та 10 МДж/кг.

Легко побачити, що з точки зору формування доходу від реалізації матеріальних або енергетичних ресурсів найбільш цікавими є реалізація на вторинному ринку полімерів, виробництво електроенергії з біогазу з по-

дальшим продажем за «зеленим» тарифом, а також реалізація електричної та/або теплової енергії, отриманих у процесі термічної утилізації ТПВ. Найбільший дохід може бути сформований за допомогою термічної утилізації, однак застосування цих технологій пов'язане з найбільшими капітальними (CAPEX) та експлуатаційними витратами (OPEX).

Капітальні та експлуатаційні витрати

Капітальні витрати на реалізацію технологій МБО залежать від багатьох факторів, і через це їх важко оцінити однозначно. Питомі капітальні витрати будуть відрізнятися залежно від обраних пріоритетів переробки, морфології ТПВ, наявності і типу сортування, потужності переробки. Аналіз проектів МБО, які були анонсовані у світі в період 2017–2018 рр., показав, що типові питомі витрати на реалізацію проектів у діапазоні потужності 100–200 тис. т/рік становлять від 150 до 400 євро/т ТПВ в таких країнах, як Франція, Іспанія, США, Австралія. Є повідомлення про плани щодо реалізації подібних проектів у країнах, що розвиваються, наприклад в Індії та Непалі. У цьому випадку заплановані витрати істотно нижчі і перебувають у діапазоні від 50 до 100 євро/т ТПВ. Але при цьому слід пам'ятати, що йдеться про позапланові витрати на нереалізовані проекти.

Цікаво порівняти анонсовані витрати для проектів в Україні. Відповідні дані наведено в табл. 7.26 для трьох українських проектів у Львові, Хмельницькому та Житомирі. Незважаючи на те, що ці дані мають оціночний характер, оскільки всі розглянуті проекти ще не реалізовані, можна побачити, що запланована вартість проектів, що розвиваються в Україні, перебуває в діапазоні від 120 до 250 євро/т ТПВ на рік.

Експлуатаційні витрати на технології МБО пов'язані насамперед зі споживанням електроенергії, витратами

Таблиця 7.26. Анонсовані проекти МБО в Україні

Проект	Потужність, тис. т/рік	Кап. витрати, млн євро	Питомі витрати, євро/(т/рік)	Статус проекту (станом на 2021 р.)
Львів	240	35 ¹	146	Вибір постачальника технології, початок будівництва
Хмельницький	80	20 ²	250	Оцінка технічних рішень, вибір постачальника технології
Житомир	82	10 ³	122	Проект анонсований у 2018 р.

¹ Кредит ЄБРР (включає рекультивацию закритого полігону ТПВ). ² Оцінка GIZ (варіант виробництва електроенергії з біогазу). ³ Виробництво RDF/SRF і компосту з органічної фракції ТПВ.

Таблиця 7.27. Параметри ССЗ потужністю 100–500 тис. т ТПВ/рік

Показник	I	II	III
Потужність за ТПВ, т ТПВ/рік	100 000	200 000	500 000
Інвестиції, млн євро	75	130	265
Експлуатація, млн євро/рік	3,5	6,5	14
Собівартість оброблення ТПВ, євро/т	130–150	110–130	90–100
Електрична потужність, МВт	5,6	11,2	28
Виробництво е/є, МВт · год/рік	42 000	84 000	210 000
Виробництво е/є, МВт · год/т		0,42	

на ремонт і технічне обслуговування, оплатою праці персоналу, а також платою за захоронення залишків після переробки (так званих хвостів). Щорічні експлуатаційні витрати для МБО зазвичай становлять від 8 до 12 % капітальних витрат.

Кінцева собівартість переробки тонни ТПВ визначається капітальними та експлуатаційними витратами, а також умовами фінансування проекту. Якщо питомі капітальні витрати на проект становлять 150 євро/т/рік ТПВ, собівартість переробки ТПВ коливатиметься в межах 30–40 євро/т залежно від умов і частки залученого банківського капіталу. У разі більш дорогого проекту вартістю 300 євро/т собівартість переробки ТПВ може становити 60–80 євро/т, а у випадку залучення українських комерційних банків на умовах кредитування, що діють наразі, – до 100 євро/т. У першому варіанті (CAPEX = 150 євро/т) є потенційна можливість покриття основних витрат на проект завдяки продажу електроенергії з біогазу за «зеленим» тарифом та продажу тепла, а в іншому варіанті (CAPEX = 300 євро/т) виникає необхідність істотного підвищення тарифу на переробку ТПВ. У цих міркуваннях не було враховано гіпотетичні можливості залучення фінансових компенсаторів – цільового безповоротного фінансування та використання бюджетних коштів, наприклад від екологічних фондів або фондів розвитку.

Капітальні витрати на будівництво сміттєспалювальних заводів залежать також від технологічного рішення, вихідних властивостей ТПВ, виду виробленої енергії, глибини очищення димових газів. Загальна вартість ССЗ змішаних відходів у 2000 р. становила 60 млн USD за потужності заводу 100 тис. т/рік і 200 млн USD за потужності 500 тис. т/рік. Таким чином, у першому випадку питомі інвестиції становили 600 USD/т, а для більш масштабного проекту потужністю 500 тис. т/рік – 400 USD/т.

Наразі вартість ССЗ може становити від 75 млн євро для потужності оброблення 100 тис. т/рік до 265 млн євро для 500 тис. т/рік (табл. 7.27). За таких параметрів собівартість оброблення однієї тонни ТПВ становитиме до 100 євро/т для великого проєкту (500 тис. т/рік) і до 150 євро/т для «маленького» проєкту (100 тис. т/рік).

Питома вартість ССЗ в перерахунку на встановлену електричну потужність дуже висока і становить від 10 до 15 млн євро/МВт. Це природно, оскільки ССЗ не є спеціалізованим енергетичним підприємством, його основна функція – оброблення відходів. В цілому можна зробити висновок, що європейські підходи з їх високим рівнем витрат на термічну утилізацію ТПВ є надто дорогими для сучасної України, яка поки що потребує більш економічних технологічних рішень.

Наразі в Україні можуть розвиватися відносно прості проєкти, вибір технології здебільшого буде визначатися принципом «розумної достатності». Відповідно до цього принципу вже реалізуються проєкти збирання та утилізації біогазу на полігонах і звалищах, поширюється використання сортувальних ліній, плануються перші проєкти МБО потужністю 80 тис. т/рік і більше.

В Україні поки що немає економічних умов для реалізації термічних проєктів з використанням обладнання європейських постачальників. Такі проєкти можна реалізувати лише в разі істотного зниження капітальних витрат без втрати якості очищення димових газів. Можливі варіанти зниження вартості термічної утилізації:

1. Відмова від будівництва ССЗ для спалювання змішаних відходів на користь виробництва SRF для цементних заводів і спеціалізованих твердопаливних котелень / ТЕЦ.

2. Орієнтація на системи ЦТ великих міст, відмова від виробництва електроенергії на користь тепла, відповідна економія на обладнанні, що виробляє електроенергію.

3. Зниження капітальних витрат за рахунок максимального використання потенціалу місцевих виробників обладнання.

Стан розвитку сектору поводження з ТПВ переважно визначається рівнем оплати послуг, що надаються комунальними та приватними компаніями. В 2018 р. середній затверджений тариф на поводження з ТПВ становив 102 грн/м³, а середній тариф на захоронення – 30,5 грн/м³ (приблизно 3 грн/міс. на 1 особу)⁸⁶.

Такий тариф переважно покриває витрати на вивезення (збирання і транспортування) відходів до місць захоронення, проте саме захоронення оплачується за залишковим принципом. Більше того, вартість будівництва майбутніх об'єктів поводження з ТПВ, як регіональних керованих полігонів, так і сміттєпереробних комплексів, істотно перевищує наявний обсяг оплати послуг у сфері поводження з ТПВ. Тому в Україні назріла необхідність використання тарифів на переробку та захоронення, які б забезпечували експлуатацію на належному техніко-екологічному рівні та передбачали певну складову для реалізації інвестиційних проєктів.

7.7. Виробництво рідкого біопалива

На сьогодні в Україні виробництво біоетанолу та біодизелю, на жаль, так і не набуло широкого розвитку. Протягом останніх 20 років у країні було розроблено і затверджено кілька відповідних програм, у тому числі програму «Етанол» (2000 р.), Програму розвитку виробництва дизельного біопалива (2006 р.), але їх виконання не було успішним з точки зору досягнення поставлених цілей.

⁸⁶ Звітність «Санітарна очистка» за 2018 рік. Звітність 1-ТПВ розділ 1 за 2018 рік. <https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2019/03/TPV-4-2018.pdf>

У 2010 р. Україна приєдналася до Енергетичного співтовариства і взяла на себе певні зобов'язання з розвитку сектору відновлюваної енергетики. Згідно з Національним планом дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року⁸⁷, частка відновлюваної енергії у транспортному секторі має становити 10 % у 2020 р. При цьому очікуваний обсяг споживання біоетанолу / ЕТБЕ у 2020 р. становить 320 тис. т н.е., біодизельного палива – 70 тис. т н.е.

За даними Держенергоефективності України, що на регулярній основі подаються до Енергетичного співтовариства, виробництво біоетанолу становило, тис. т н.е.: у 2018 р. – 37,24, у 2019 – 88,1, у 2020 – 51,1⁸⁸. Виробництво біодизельного палива протягом останніх років повністю припинилося через запровадження на нього акцизного збору в розмірі, однаковому з акцизним податком для дизпалива з нафтової сировини – 100 євро/1000 л.

В Україні налічується близько 20 виробників біоетанолу загальною потужністю понад 300 тис. т/рік, але діють з них лише 8 підприємств загальною потужністю 128 тис. т/рік⁸⁹. За експертною оцінкою, є об'єктивні передумови для значного розширення обсягів виробництва біоетанолу. По-перше, незавантажені цукрові та спиртові заводи можуть започаткувати виробництво біоетанолу як достатньо прибутковий бізнес-про-

⁸⁷ Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80#Text>

⁸⁸ Статистика щодо розвитку відновлюваної енергетики. <https://saee.gov.ua/uk/content/informatsiyi-materialy>

⁸⁹ Лукашевич Є.А. Біоетанол – практика та застосування. Презентація на нараді щодо обговорення питань розвитку ринку рідких біопалив в Україні. Держенергоефективності, 09.10.2019. https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/10/bioethanol_UTC_experience-1.pdf

ект з терміном окупності 5–6 років ($IRR > 20\%$). По-друге, за певних умов (сировина – меляса, теплова енергія з біомаси використовується у виробничому процесі та ін.) біоетанол першого покоління може задовольнити вимоги щодо скорочення викидів CO_2 Директиви RED II – 60 % для установок, введених в експлуатацію з 06.10.2015 до 31.12.2020, 65 % – для установок, які розпочали роботу 01.01.2021 (табл. 7.28). Сировиною для виробництва біоетанолу першого покоління в Україні можуть бути такі цукровмісні культури, як цукровий буряк, цукрове сорго, а також зернові культури, зокрема кукурудза, значні обсяги якої щороку експортуються для переробки у біоетанол.

Таблиця 7.28. **Мінімальні вимоги щодо зменшення викидів парникових газів згідно з Директивою RED II**

Дата початку роботи установки з виробництва відповідного виду палива / енергії	Моторні біопалива та біорідини ¹ , %	Моторні відновлювані палива небіологічного походження ² , %	Електроенергія, теплова енергія з біомаси ³ , %
До 05.10.2015 (включно)	50	–	–
З 06.10.2015 по 31.12.2020	60	–	–
З 01.01.2021	65	70	70
З 01.01.2026	65	70	80

¹ Біорідини – рідкі біопалива, що використовуються для виробництва теплової та електричної енергії. ² Палива, вироблені шляхом електролізу води з використанням відновлюваної електроенергії і технології синтезу. ³ Застосовується для установок з номінальною тепловою потужністю за вхідним паливом ≥ 20 МВт для твердих біопалив і ≥ 2 МВт для газоподібних біопалив.

Джерело: Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II). <https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/renewable-energy-recast-2030-red-ii>

У 2018 р. у світі було вироблено близько 106 млрд л біоетанолу. Найбільші виробники: США (56 % світового виробництва), Бразилія (28 %), ЄС (5 %), Китай (4 %) та Канада (2 %). При цьому у США 94,3 % біоетанолу було отримано з крохмалю кукурудзи, 2,9 % – з кукурудзи / сорго / целюлозної біомаси, 2,1 % – з кукурудзи / сорго, 0,5 % – з целюлозної біомаси та 0,2 % – з харчових відходів ⁹⁰.

В Україні валові збори кукурудзи останніми роками суттєво зросли і досягли 35,9 млн т у 2019 р., з яких 32,3 млн т було експортовано ⁹¹. Тому з огляду на наявну сировинну базу частину кукурудзи на зерно доцільно переробляти у біоетанол. Попереднє ТЕО виробництва біоетанолу 1-го покоління із зерна кукурудзи наведено в табл. 7.29. Таким чином, зважаючи на простий термін окупності проекту виробництва біоетанолу із зерна кукурудзи у понад 5 років, необхідно запровадити стимулювання виробництва цього виду рідкого біопалива та встановити вимоги щодо обов'язкового додавання біоетанолу в бензини, що сприятиме зменшенню емісії парникових газів у транспортному секторі.

Що стосується біодизелю, відомо, що в Україні побудовано 14 біодизельних заводів загальною потужністю 300 тис. т/рік, які фактично простоюють. Крім того, є близько 50 менших підприємств, здатних виробляти до 25 тис. т біодизелю на рік ⁹². Достовірної інформації про фактичну діяльність цих підприємств немає. Є приклади індивідуального виробництва біодизелю для влас-

⁹⁰ https://ethanolrfa.org/wp-content/uploads/2019/02/RFA2019_Outlook.pdf

⁹¹ Зовнішня торгівля України. Статистичний збірник. Державна служба статистики України, 2020. http://www.ukrstat.gov.ua/druk/publicat/kat_u/2020/zb/06/Zov_torg.pdf

⁹² Оржель О., Зоркін А., Кикоть К. та ін. Зелена книга. Регулювання виробництва рідких моторних біопалив, 2019. <https://bit.ly/2ojzWpW>

ного споживання, при цьому як сировину використовують некондиційну олію або жири. Для таких виробництв істотною проблемою є забезпечення належної якості продукту. При цьому в Україні вирощують значні обсяги таких олійних культур, як соняшник, ріпак та соя, які можуть бути сировиною для виробництва біодизелю, що відповідає вимогам чинного національного стандарту ДСТУ 6081:2009 «Паливо моторне. Ефіри метилові жирних кислот олій і жирів для дизельних двигунів. Технічні вимоги».

Слід зазначити, що типові значення скорочення викидів CO₂ для біодизелю першого покоління з ріпаку становлять 52 %, з соняшнику – 57 %, з сої – 55 %, що не відповідає вимогам Директиви RED II для установок,

Таблиця 7.29. Попереднє ТЕО виробництва біоетанолу 1-го покоління із зерна кукурудзи в Україні

Показники	Величина
Потужність за кінцевим продуктом	10 тис. т/рік
Споживання сировини	31 тис. т/рік
Вартість сировини	230 євро/т
Капітальні витрати	9,5 млн євро
Експлуатаційні витрати	10,4 млн євро/рік
Кредитні кошти (частка капітальних витрат)	60 %
Ставка за кредитом	8 %
Ціна продажу біоетанолу	0,91 євро/л з ПДВ
Дохід від продажу біоетанолу та супутніх продуктів	12,9 млн євро/рік
Простий термін окупності	5,8 року
Дисконтований термін окупності (ставка дисконту 8 %)	7,2 року
Чиста приведена вартість (NPV)	4,1 млн євро
Внутрішня норма дохідності (IRR)	17,0 %

введених в експлуатацію з 06.10.2015 (див. табл. 7.28). Це означає, що будівництво нових біодизельних заводів з використанням зазначених видів сировини буде проблематичним. З огляду на це важливо провести моніторинг уже наявних підприємств для аналізу можли-

Таблиця 7.30. Попереднє ТЕО виробництва біоетанолу 2-го покоління в Україні

Показник	Величина	
Потужність за кінцевим продуктом	55 тис. т/рік	
Споживання сировини (солома)	315 тис. т/рік (волога маса) ¹	
Вартість сировини (тюкована солома)	32 євро/т	
Капітальні витрати	108 млн євро ¹	
Експлуатаційні витрати	36 млн євро/рік ¹	
Кредитні кошти (частка капітальних витрат)	60 %	
Ставка за кредитом	8 %	
	I ²	II ³
Ціна продажу біоетанолу	0,66 євро/л	1,10 євро/л
Дохід від продажу біоетанолу	46 млн євро/рік	77 млн євро/рік
Простий термін окупності	>10 років	3,6 року
Дисконтований термін окупності (ставка дисконту 8 %)	>10 років	4,3 року
Чиста приведена вартість (NPV)	—	196 млн євро
Внутрішня норма дохідності (IRR)	—	29 %

¹ Оцінка для умов України за даними компаній Biochemtex та Beta Renewables. ² Продаж біоетанолу на ринку України за ціною, що відповідає середній ціні на бензин в Україні у серпні 2021 р. ³ Продаж біоетанолу на ринку Європи за ціною, що відповідає середній ціні на бензин у Європі у серпні 2021 р.

вості налагодження (поновлення) виробництва біодизелю на їх базі.

Очевидно, що наразі сектор моторних біопалив України перебуває у стані стагнації через відсутність послідовної державної політики та механізмів стимулювання. Не сприяє розвитку сектору чинний високий акциз на біодизель та податковий вексель на повну ставку акцизу, необхідний при транспортуванні біоетанолу. При цьому потенціал отримання рідких моторних біопалив першого покоління в Україні є досить вагомим – 460 тис. т н.е./рік біодизелю і 790 тис. т н.е./рік біоетанолу (за даними 2019 р.).

Видається, що в Україні є сенс активно розвивати виробництво і споживання рідких біопалив уже 2-го покоління, для чого є достатні ресурси відповідних видів біомаси. З одного боку, це потребує значних зусиль і капіталовкладень, але з іншого – це запорука виконання обов'язкових критеріїв сталості для біопалив і надійне інвестування у «зелене» майбутнє країни.

Результати попереднього ТЕО виробництва біоетанолу з соломи в умовах України наведено в табл. 7.30. Великий вплив на окупність проекту мають низка факторів, зокрема вартість сировини і можлива ціна продажу готової продукції. Отримані дані показують, що за поточних умов (зокрема, за наявного співвідношення ціни бензину в Україні і Європі) проект є життєздатним лише в разі продажу виробленого біоетанолу на ринку Європи (простий термін окупності в межах 4 років). Для забезпечення прибуткового виробництва і продажу біоетанолу на внутрішньому ринку України потрібно працювати в напрямі зменшення капітальних та операційних витрат такого проекту.

Виробництво та використання рідких біопалив другого покоління є важливим і перспективним сегментом біоенергетики України. В країні є великий потенціал лігноцелюлозної біомаси, доступної для виробництва

таких видів біопалив. Для успішної реалізації проєктів у цій галузі необхідне вдосконалення законодавчої бази і виконання науково-практичних робіт, спрямованих на здешевлення відповідних технологій.

У 2021 р. у першому читанні прийнято проєкт Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо обов'язковості використання рідкого біопалива (біокомпонентів) у галузі транспорту» від 05.11.2020 № 3356-д⁹³. Законопроєкт встановлює такі цілі щодо обов'язкової частки рідкого біопалива (біокомпонентів) в обсягах автомобільних бензинів (за винятком бензинів з октановим числом 98 і вище та бензинів, що постачаються для потреб Міністерства оборони, Державного резерву та для створення мінімальних запасів нафти та нафтопродуктів): з 01.05.2022 – не менш як 5 % (об'ємних) за абсолютної похибки визначення $\pm 0,5$ %. Також запроваджено критерії сталості рідкого палива з біомаси та біогазу, призначеного для використання на транспорті, гармонізовані з Директивою RED II. Ці критерії стосуються вимог щодо скорочення викидів парникових газів від використання зазначених видів біопалива та заборони використання окремих земельних ділянок для отримання сировини, необхідної для виробництва таких видів біопалива. Прийняття і виконання цього закону матиме безперечний позитивний вплив на розвиток ринку моторних біопалив в Україні.

Треба також зазначити, що проєктом іншого закону (№ 7233 від 30.03.2022, прийнятий за основу 01.04.2022) передбачено встановлення обов'язкової частки вмісту рідкого біопалива (біокомпонентів) в обсягах бензинів автомобільних: з 1 травня 2022 року – не менш як 10 % (об'ємних), за абсолютної похибки визначення $\pm 0,5$ %.

⁹³ <https://itd.rada.gov.ua/billInfo/Bills/Card/4577>



ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ БІОЕНЕРГЕТИЧНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Поряд з позитивним впливом на стан довкілля через CO₂-нейтральність біопалива енергетичне використання біомаси може також мати негативний вплив на атмосферне повітря, ґрунти та водойми. Зокрема, це пов'язано з надмірним споживанням енергетичних ресурсів у процесі виробництва біомаси або надмірними викидами забруднюючих речовин та відходів від її спалювання.

Під час заготівлі сільськогосподарської біомаси основним екологічним питанням є частка побічних продуктів та решток, яку можна збирати з полів без завдання шкоди родючості ґрунтів. Для України в цілому з метою виробництва енергії рекомендується використовувати до 30 % загального обсягу утвореної соломи зернових культур і до 40 % побічних продуктів від вирощування кукурудзи та соняшнику⁹⁴.

8.1. Вимоги екологічного законодавства України

Основу екологічного законодавства України становлять закони «Про охорону навколишнього середовища» та «Про оцінку впливу на

⁹⁴ Перспективи використання відходів сільського господарства для виробництва енергії в Україні. Аналітична записка UABIO № 7. <http://uabio.org/img/files/docs/position-paper-uabio-7-ua.pdf>

довкілля». Реалізація енергетичних проєктів, що використовують органічне паливо, в т. ч. на об'єктах відновлюваної енергетики, та планова діяльність цих об'єктів пов'язані з різностороннім впливом на навколишнє середовище. Чинне екологічне законодавство спрямоване на запобігання шкоди довкіллю, забезпечення екологічної безпеки, охорону довкілля, раціональне використання і відтворення природних ресурсів. Метою проведення екологічної оцінки проєктної діяльності є визначення рівня впливу, можливих наслідків та умов дотримання і забезпечення вимог чинного законодавства.

Екологічну оцінку виконують з урахуванням усіх джерел викидів, які поділяють на стаціонарні і пересувні (транспорт), а також організовані і неорганізовані. Джерелами викидів є склади палива і хімічних реагентів, дільниці подрібнення чи пересипання палива, димові труби, системи вентиляції, автостоянки та ін. Як правило, найвищий рівень екологічного впливу від діяльності об'єктів, що спалюють паливо, пов'язаний з викидами забруднюючих речовин в атмосферне повітря. Очікувані забруднюючі речовини – діоксид азоту, аміак, хлористий водень, діоксид сірки, оксид вуглецю, речовини у вигляді твердих суспендованих частинок, неметанові леткі органічні сполуки, парникові гази та ін.

Допустимі викиди забруднюючих речовин в атмосферу суворо регламентуються державними нормативними актами у сфері охорони навколишнього середовища і залежать від періоду введення в експлуатацію, потужності, виду палива, технології спалювання та систем очищення димових газів.

Законодавством передбачено проведення публічних слухань або відкритих засідань з питань впливу запланованої діяльності на навколишнє природне середовище⁹⁵ і врегульовано питання щодо реалізації прав гро-

⁹⁵ Закон України «Про охорону навколишнього середовища». Ст. 20. <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/1264-12/print1452598383657738>

мадськості⁹⁶ та врахування громадської думки під час прийняття рішень. Оцінка впливу на довкілля є обов'язковою для теплових електростанцій та інших потужностей для виробництва електроенергії, пари і гарячої води тепловою потужністю понад 50 МВт, що використовують органічне паливо⁹⁷, а для інших об'єктів потрібно розробити додатковий розділ проекту, присвячений оцінці впливу на навколишнє середовище згідно з ДБН А.2.2-3-2014. Оцінка екологічного впливу здійснюється для всього об'єкта в цілому і є обов'язковою і необхідною умовою для отримання подальших дозволів на викиди забруднюючих речовин в атмосферу.

Суб'єкт господарювання забезпечує підготовку звіту з оцінки впливу на довкілля. Уповноважений центральний орган розглядає та бере до уваги звіт з оцінки впливу на довкілля та звіт про громадське обговорення при підготовці висновку з оцінки впливу на довкілля, що враховується при прийнятті рішення про провадження планованої діяльності. У висновку з оцінки впливу на довкілля визначаються порядок, строки і вимоги до здійснення після-проектного моніторингу. Звіт та висновок з оцінки впливу на довкілля зберігаються в Єдиному реєстрі з оцінки впливу на довкілля. Висновки державної екологічної експертизи, одержані до травня 2017 р. (до введення в дію закону «Про оцінку впливу на довкілля»), зберігають чинність і мають статус висновку з оцінки впливу на довкілля.

Для стадії будівництва та експлуатації енергетичних об'єктів необхідне розроблення проекту з оцінки впливу на навколишнє середовище⁹⁸. Під час виконання ОВНС

⁹⁶ Наказ Мінекології від 18.12.2003 № 168 «Про затвердження Положення про участь громадськості у прийнятті рішень у сфері охорони довкілля». <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/z0155-04>

⁹⁷ Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» від 23.05.2017 № 2059-19. <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/2059-19>

⁹⁸ ДБН А.2.2-1-2003 «Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд». <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0214509-03>

Таблиця 8.1. Коди, клас небезпечності, граничнодопустимі концентрації, орієнтовні безпечні рівні діяння та граничнодопустимі викиди забруднюючих речовин

Код	Речовина	Клас	ГДК, мг/м ³	Масова витрата, г/год	Граничнодопустимі викиди, мг/м ³
301	Азоту оксиди NO _x	3	0,2	≥5000	500
330	Ангідрид сірчистий SO ₂	3	0,5	≥5000	500
337	Вуглецю оксид CO	4	5	≥5000	250
410	Метан	—	50	—	—
303	Аміак NH ₃	4	0,2	—	—
316	Хлористий водень HCl	2	0,2	≥300	30
328	Сажа	3	0,15	—	—
2902	Тверді частинки, недиференційовані за складом	3	0,5	≤500	150
—	Зола подова та циклонна (код відходів 9010.2.9.04)	4	—	>500	50
10293	Пил деревини	—	0,1	—	—

об'єми викидів від котелень визначаються як на зрізі димової труби, так і в зоні розсіювання відповідно до показників емісії котлів (за наявності) та/або наявних методик. Чинні нормативи⁹⁹ граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин для наявних та нових джерел обмежують масову концентрацію забруднюючих речовин в організованих викидах (табл. 8.1).

Вимоги щодо розміру санітарно-захисної зони містяться в Державних санітарних правилах планування та забудови населених пунктів, затверджених наказом Міністерства охорони здоров'я України від 19 червня

⁹⁹ Наказ Мінприроди від 27.06.2006 № 309 «Про затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел». <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0912-06>

1996 р. № 173 ¹⁰⁰. При цьому розміри СЗЗ можна визначити згідно з ДБН 360-92** «Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень», відповідно до яких СЗЗ для котелень має бути не меншою від 50 м та/або визначена на основі результатів розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі.

В Україні постійно відбувається підвищення екологічних вимог та гармонізація вітчизняного нормативного регулювання з європейським, тож чинні європейські екологічні вимоги планується впровадити і в Україні ¹⁰¹. Директивою 2010/75/ЄС «Про промислові викиди (інтегрований підхід до запобігання забрудненню та його контролю)» встановлено граничні викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря при спалюванні чистої біомаси у великих енергетичних установках сукупною ефективною тепловою потужністю за паливом $P > 50$ МВт. Її вимоги набувають чинності в Енергетичному співтоваристві для всіх великих спалювальних установок після 31 грудня 2027 р. Директивою 2015/2193/ЄС «Про обмеження викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від середніх спалювальних установок» визначено граничнодопустимі викиди забруднюючих речовин від наявних та нових енергоустановок потужністю $P = 1...50$ МВт. У 2008 р. в Україні введено технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин від великих енергоустановок номінальною потужністю понад 50 МВт ¹⁰² (табл. 8.2).

¹⁰⁰ <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z0379-96>

¹⁰¹ Жовмір М.М., Будько М.О. Особливості застосування нормативних документів щодо обмеження емісії забруднюючих речовин при спалюванні біомаси. *Вігновлювана енергетика*. 2019. № 2. С. 79–90. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.2\(57\).79-90](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.2(57).79-90)

¹⁰² Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт. Наказ Міністерства охорони навколишнього природного середовища України № 541 від 22.10.2008. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1110-08#Text>

Для діючих установок здійснюють прямі вимірювання і порівнюють отримані значення з граничнодопустимими викидами. Для нових установок, що не введені в експлуатацію, при розробленні проєктів з екологічної оцінки допускається використання результатів екологічних випробувань обладнання заводів-виробників на відповідному паливі. Загалом найбільш поширеним є розрахунковий метод оцінки викидів, закріплений у нормативних документах. На основі розрахованих валових викидів забруднюючих речовин з урахуванням розміщення джерел викидів і кліматичних умов здійснюється оцінка розсіювання забруднюючих речовин в атмосферу. Результатом такої оцінки є побудова карти розсіювання з концентраціями забруднюючих речовин у приземному шарі. Відповідно до отриманих резуль-

Таблиця 8.2. Технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт

Забруднююча речовина	Номінальна теплова потужність установки (P), МВт	Технологічний норматив, мг/нм ³	
		Нові установки	Модернізовані установки
Діоксид сірки SO _x	50 ≤ P ≤ 100	200	200
	100 < P ≤ 300	200	200
	300 < P	150	200
Оксиди азоту NO _x	50 ≤ P ≤ 100	250	300
	100 < P ≤ 300	200	250
	300 < P	150	200
Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом	50 ≤ P ≤ 100	20	30
	100 < P ≤ 300	20	20
	300 < P	10	20

татів розсіювання проводиться перевірка допустимих концентрацій на межі санітарно-захисної зони та визначається / перевіряється її розмір.

Як правило, провідні компанії у сфері енергетики прагнуть до найвищих стандартів управління навколишнім середовищем і впроваджують на своїх підприємствах принципи екологічного менеджменту, що ґрунтуються на ISO 14001:2015. Цей стандарт передбачає використання систем моніторингу і обліку, відповідність яким підтверджується незалежним міжнародним сертифікованим органом.

8.2. Технічне забезпечення екологічних вимог енергетичного використання біомаси в Україні

Експлуатація об'єктів, викиди забруднюючих речовин від яких перевищують граничнодопустимі норми, заборонена, а юридичні та фізичні особи підлягають адміністративній відповідальності за порушення чинного законодавства і мають вносити плату за обсяг викидів забруднюючих речовин та додатково сплачувати штрафи за перевищення дозволених обсягів викидів. Це зумовлює необхідність застосування спеціальних методів для зменшення вмісту забруднюючих речовин у продуктах згорання. Ці методи принципово поділяються на дві групи:

- первинні методи – організаційно-підготовчі та режимні заходи, спрямовані на підготовку палива та організацію процесу спалювання в топковій камері, в тому числі вибір конструктивних рішень котлів;

- вторинні методи – технічні заходи зі зменшення концентрації утворених забруднюючих речовин у димових газах завдяки застосуванню спеціалізованого газоочисного обладнання.

Первинні методи зниження концентрації оксидів азоту є менш витратними, проте характеризуються низькою ефективністю і мають ряд недоліків, пов'язаних з

Таблиця 8.3. Типова ефективність різних газоочисних систем

Назва газоочисної системи	Загальна ефективність очищення, %	Ефективність очищення для твердих частинок різних розмірів, %					Аеродинамічний опір, Па	
		10 мкм	2 мкм	1 мкм	0,5 мкм	0,1 мкм	Мін.	Макс.
		Циклон	90	40	30	10	1	498
Мультициклон	95	60	50	20	1	498	1 993	
Скрубер Вентурі	87	99,6	96	90	24	1 245	14 946	
Рукавний фільтр	98	99,9	99	97	95	996	2 491	
Електрофільтр	98–99,5	99,9	98	97,5	97	125	996	

необхідністю встановлення додаткових інженерних систем та збільшенням хімічного недопалу. При цьому можуть спостерігатися зниження коефіцієнту корисної дії котла і труднощі з регулюванням технологічних процесів. У зв'язку з цим для потужних установок (ТЕЦ та ТЕС) зі значними викидами варто застосовувати вторинні методи, до яких належать заходи хімічного очищення димових газів (очищення від NO_x), встановлення циклонів та мультициклонів, скруберів, рукавних фільтрів та електрофільтрів (очищення продуктів згорання від твердих частинок).

Найбільш поширеним є комплексне застосування різних методів, що передбачає проведення комплексу заходів із забезпечення вимог до якості палива, вибір спеціального обладнання, призначеного для використання обраного палива, встановлення додаткового газоочисного обладнання і дотримання режимно-налагоджувальних параметрів.

Вибір типу та характеристик системи газоочищення визначається показниками масової витрати димових газів ($\text{м}^3/\text{год}$) та початкової і кінцевої концентрації твердих частинок ($\text{мг}/\text{м}^3$), що мають відповідати значенням граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферу. Зокрема, для котлів на біомасі рекомендується використовувати двоступеневу систему очищення на основі циклонів та рукавних фільтрів або електрофільтрів залежно від потужності установки. В табл. 8.3 наведено узагальнені дані щодо ефективності різних газоочисних систем.

Елементний склад паливної сировини має визначальний вплив на обсяг утворення забруднюючих речовин у продуктах згорання.

Наявність азоту в паливі призводить до утворення оксидів азоту NO_x , для зменшення вмісту яких використовують традиційні режимні методи – стадійну подачу повітря, рециркуляцію димових газів, впорскування води, зниження коефіцієнту надлишку повітря. Первинні методи мають низьку ефективність, тому при спалюванні сільськогосподарських відходів додатково слід застосовувати вторинні методи на основі хімічного очищення димових газів – окисні, відновні і сорбційні¹⁰³.

Найбільш перспективним є відновний метод – за допомогою аміаку (NH_3). На сьогодні при спалюванні біомаси широко використовують два види аміачного відновлення оксиду азоту – метод селективного некаталітичного відновлення ($900\text{--}1200\text{ }^\circ\text{C}$) і каталітичного ($300\text{--}500\text{ }^\circ\text{C}$) відновлення в присутності каталізатора з оксидів різних металів (титан, хром, ванадій). Ефективність очищення такими методами становить $30\text{--}70\%$ з можливістю підвищення до 90% . Через небезпечність

¹⁰³ Енергетичне використання агровідходів. Що варто знати про організаційні і технічні рішення. Аналітична записка UABIO № 24. <https://uabio.org/materials/8685/>

аміаку, зумовлену його високою токсичністю, за кордоном замість нього використовують карбамід, тобто сечовину $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$. Безкаталітичне відновлення має економічні переваги порівняно з каталітичним, яке застосовують у великих енергетичних та промислових котлах і котлах-утилізаторах твердих побутових відходів.

Наявність у димових газах окису вуглецю (СО) вказує на неповне згоряння палива. Скорочення викидів СО досягають первинними методами. Зазвичай це оптимальна конструкція камери згоряння (забезпечення достатнього часу, температури і перемішування для повного вигорання), підготовка палива (сушіння та/або подрібнення), ефективний розподіл повітря в топковій камері. Високий рівень викидів СО спостерігається в котлах малої потужності та котлах з періодичним спалюванням, де відсутнє належне регулювання подачі повітря та дотримання температурних режимів експлуатації. Досвід Данії показує, що перехід до використання соломоспалювальних котлів з автоматичною подачею дає змогу знизити викиди СО з 1,2 до 0,4 %.

Сполуки сірки (SO_x) не лише забруднюють атмосферне повітря, а й спричиняють корозію металу енергетичного обладнання. Основним джерелом забруднення сполуками сірки є спалювання вугілля і нафтопродуктів, у т. ч. при сумісному спалюванні біомаси з вугіллям, що практикується в країнах ЄС. У світі поширені два методи очищення димових газів від оксидів сірки: подвійна лужна десульфуризація та напівсуха десульфуризація.

Напівсуха десульфуризація – це просте, відносно дешеве, високоефективне рішення, яке потребує невеликої площі і є зручним у реалізації. Технологія напівсухого методу сіркоочищення з ефективністю до 95 % заснована на подачі сорбенту в завислому стані у спеціальні реактори, які встановлюють перед рукавними або електрофільтрами. В газовий потік вводять гашене вапно у вигляді порошку або суспензії залежно від темпе-

ратури газового потоку. У процесі сушіння десульфуризатор реагує з діоксидом сірки в димових газах, утворюючи сухі порошкові продукти, які не спричиняють вторинного забруднення і придатні для повторного використання. Цей вид десульфуризації використовують переважно для очищення димових газів котлів на ТЕС та ТЕЦ. Очищення димових газів однієї башти можна застосовувати на парових котлах потужністю від 50 МВт.

В результаті спалювання твердої біомаси утворюється зола, частина якої потрапляє в систему очищення димових газів, де відбувається їх очищення від твердих частинок. У системах очищення димових газів зазвичай застосовують технологічні рішення, що дозволяють забезпечити дотримання екологічних норм, зокрема циклони, мультициклони, мокрі інерційні золоуловлювачі, електрофільтри, рукавні фільтри.

Циклони та мультициклони – це механічні сепаратори, принцип дії яких заснований на використанні відцентрових сил. Мультициклон являє собою серію циклонів, які працюють паралельно, що зменшує розмір агрегату. Загальна ефективність системи очищення становить від 65 % (для циклонів) до 95 % (для мультициклонів). Циклони також використовують для попереднього очищення перед електрофільтром або рукавним фільтром.

Електрофільтри широко використовують для осаджування частинок при спалюванні різних видів біомаси. Електрофільтр – це пиловловлювач, у якому тверда фаза відділяється від газу в електричному полі коронного розряду. Цей варіант газоочищення є надзвичайно ефективним (98–99,5 %), причому рівень ефективності майже не знижується для частинок розміром від 1 мкм чи менше. Ступінь уловлювання електрофільтру відповідає показникам найкращих рукавних фільтрів. Електрофільтри мають дуже низький аеродинамічний опір. Мокрі системи дещо ефективніші в плані захоплення

дуже дрібних частинок, які можуть містити токсичні метали. Істотним недоліком системи газоочищення з електрофільтром є значні капітальні витрати та складність в експлуатації. Встановлення системи очищення димових газів на основі електрофільтру є економічно доцільним для котлів на біомасі потужністю понад 10 МВт.

Сухе газоочищення з використанням рукавних фільтрів зі спеціальної фільтрувальної тканини дозволяє досягти надзвичайно високої ефективності очищення від твердих частинок – 99,99 % навіть для дуже дрібних частинок (менш ніж 1 мкм). Як правило, рукавні фільтри дають змогу зменшити концентрацію твердих частинок до 20–50 мг/нм³, а в окремих випадках навіть до 10 мг/нм³, що є достатнім для забезпечення екологічних вимог. Досвід експлуатації рукавних фільтрів показує, що є ризик пропалення тканини незгорілими частинками, що потрапляють у фільтр. Рукавні фільтри не рекомендується використовувати у невеликих котлах на біомасі з міркувань безпеки. Недоліками системи є також значні капітальні витрати, високий аеродинамічний опір та загроза виходу з експлуатації через зношення або забивання фільтруючих матеріалів та конденсацію водяної пари.

8.3. Вартісна оцінка системи очищення продуктів згорання біомаси

Впровадження відповідних заходів та встановлення системи очищення димових газів призводять до зростання вартості як самого котла, так і котельні в цілому. Ціна котла визначається заводом-виробником залежно від конструктивних особливостей, використаних матеріалів та оснащеності. Складовою ціни котла є також первинні заходи зі зниження викидів забруднюючих речовин в атмосферу. Тому дорожчі котли зазвичай характеризуються кращими екологічними показниками.

Витрати на додаткові системи очищення визначаються залежно від обсягу утворення димових газів та

Таблиця 8.4. Рекомендоване газоочисне обладнання та середня вартість системи очищення димових газів для котелень на деревній трісці

Потужність котла, кВт	Обсяг утворення димових газів при $\alpha = 1,4$, $T = 200$ °С, тис. м ³ /год	Рекомендоване газоочисне обладнання	Вартість котла, тис. євро	Вартість системи очищення, тис. євро	Частка від вартості котла, %
500	1,6	Циклон	9,4–22,1	0,4	2–4
1 000	3,3	Мультициклон	19,7–170,5	1,8	1–9
1 500	4,9	»	27,0–330,0	2,7	1–10
2 000	6,5	»	30,2–376,0	3,6	1–12
4 000	13,0	Економайзер	226,1–564,0	200,0	35–90
8 000	23,0	Мультициклон + рукавний фільтр	584,5–891,0	12,6 + 138,0	17–25
10 000	32,5	Мультициклон + електрофільтр	730,5–950,0	33,1 + 325,0	40–50

8.3. Вартісна оцінка системи очищення продуктів згорання біомаси

питомої вартості газоочисного обладнання. Обсяг утворення димових газів при спалюванні різних видів біомаси в умовах, що наближені до нормальних (6 %-O₂, α = 1,4), і за температури відхідних газів 200 °С становить 3–3,5 м³/год/кВт. Типова вартість газоочисного обладнання становить приблизно: 275 євро/тис. м³ (діапазон 250–300 євро/тис м³) для циклонів, 550 євро/тис. м³ (діапазон 500–600 євро/тис. м³) для мультициклонів, 6 000 євро/тис. м³ (діапазон 4000–7000 євро/тис. м³) для рукавних фільтрів та 10 000 євро/тис. м³ (діапазон 7000–12000 євро/тис. м³) для електрофільтрів. Залежно від обсягу утворення димових газів та масових витрат забруднюючої речовини можна підібрати багатоступінчасті газоочисні системи, в яких на першому ступені встановлюється циклон чи мультициклон, а на другому – більш ефективний пристрій (рукавний фільтр або електрофільтр).

В табл. 8.4 наведено усереднені розрахунки обсягів викидів димових газів від котлів різної потужності, що працюють на деревній трісці. Для кожного діапазону потужностей котлів вказано рекомендоване газоочисне обладнання та виконано оцінку його вартості відносно діапазону цін котла, який визначено на основі збирання та аналізу комерційних пропозицій.

Аналіз даних таблиці показує, що малі установки, масова витрата забруднюючих речовин від яких не перевищує нормативну, можуть бути оснащені відносно недорогими системами очищення, вартість яких становить не більш як 10 % вартості котла. Однак для потужніших установок зі значними масовими витратами димових газів, викиди забруднюючих речовин від яких мають чітко відповідати граничнодопустимим значенням, слід застосовувати комплексні й дорожчі системи очищення, вартість яких у середньому може сягати 50 % і більше вартості котла.



АНАЛІЗ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ ТЕХНОЛОГІЙ ОТРИМАННЯ ЕНЕРГІЇ З БІОМАСИ АГРАРНОГО ПОХОДЖЕННЯ

Отримання біомаси, яка виробляється чи використовується в енергетичних цілях, має відбуватися з урахуванням критеріїв сталого розвитку. Ці критерії стосуються недопущення негативного впливу на навколишнє середовище, збереження біорізноманіття, уникнення конкуренції з виробництвом продуктів харчування, сприяння економічному розвитку локального регіону тощо. Сталий розвиток – загальна концепція, що ґрунтується на необхідності встановлення балансу між задоволенням сучасних потреб людства і захистом інтересів майбутніх поколінь, зокрема їхньої потреби в безпечному і здоровому довкіллі.

Критерії сталості для твердої біомаси, що використовується з метою виробництва енергії, встановлено як обов'язкові до виконання у Директиві Європейського парламенту та Ради 2018/2001/ЄС щодо сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел¹⁰⁴. В умовах України як критерії сталості передусім варто розглядати показники енер-

¹⁰⁴ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC

гетичної та екологічної ефективності впровадження біоенергетичних технологій ¹⁰⁵.

Об'єктивне порівняння енергетичної ефективності впровадження різних технологій отримання енергії з біомаси слід проводити за методологією оцінки життєвого циклу ¹⁰⁶ та з розрахунком балансу між загальним споживанням первинної енергії під час виробництва продукту та сумарним виробництвом енергії як кінцевого продукту. Загальне споживання первинної енергії системи продукту позначається як величина сукупних витрат енергії (Cumulative Energy Demand, CED), [Дж_{перв.}]. Сукупні витрати енергії враховують усі статті споживання енергії на одержання матеріалів та енергоносіїв з первинної сировини, які використовуються в цьому енергетичному процесі та при виготовленні відповідного технологічного обладнання (споживання первинної енергії в сировинному циклі заготівлі біомаси та технологічному циклі виробництва енергії). Діленням CED на величину сумарного виробництва енергії (кінцевого продукту) – Cumulative Energy Production (CEP), [Дж_{вир.}] отримують приведену питому величину сукупних витрат енергії ced [Дж_{перв.}/Дж_{вир.}].

Показник сукупних витрат енергії визначається як сума витрат первинної енергії, необхідної для виробництва енергоустановки (E_p), для роботи установки протягом часу її існування (E_U) і для утилізації установки після завершення терміну її служби (E_D), віднесена до терміну її експлуатації (n):

$$CED = (E_p + E_D)/n + E_U \quad (9.1)$$

¹⁰⁵ Гайдай О.І. Оцінка життєвого циклу виробництва теплової енергії з твердого біопалива за показниками енергетичної ефективності та скорочення викидів парникових газів. Автореферат дис. ... канд. техн. наук. Київ, 2016.

¹⁰⁶ ISO14040:1997. Environmental Management: Life Cycle Assessment: Principles and Framework. ISO, 1997.

Витрати первинної енергії на роботу установки протягом часу її функціонування поділяються на декілька складових:

$$E_U = E_A + F, \quad (9.2)$$

де E_A – енергія, необхідна для роботи допоміжного обладнання енергоустановки; F – первинна енергія використаного палива протягом функціонування установки.

$$F = F_H + F_P + F_T, \quad (9.3)$$

де F_H – енергія палива, що споживається безпосередньо установкою; F_P – первинна енергія, що витрачається на попередню підготовку палива; F_T – первинна енергія, що витрачається на транспортування палива до установки.

Внески невідновлюваного (NR) та відновлюваного палива відокремлюються так:

$$F = F_{NR} + F_R. \quad (9.4)$$

E_P , E_D , E_A , F_T розглядають як складові 100 % невідновлюваної енергії; F_H – 100 % відновлювана енергія для установки на біомасі; F_P – 100 % невідновлювана енергія для виробництва тріски, дров, тюків соломи. Однак необхідно враховувати частку біомаси, що може використовуватися на сушіння при виготовленні гранул з біомаси.

На практиці є кілька підходів до визначення і розрахунку CED залежно від того, які складові енерговитрат враховуються в аналізі:

$$1. CED = (E_P + E_D)/n + E_A + F. \quad (9.5)$$

Використання CED у такому вигляді – найбільш загальний підхід до визначення сукупних витрат енергії. Цей показник можна використовувати для порівняння енергетичної ефективності будь-яких установок, не акцентуючи уваги на тому, працюють вони на відновлюваних чи на традиційних паливах.

$$2. CED_{NR} = (E_P + E_D)/n + E_A + F_{NR}. \quad (9.6)$$

Показник CED_{NR} враховує витрати тільки викопних палив, пов'язані з організацією роботи енергоустанов-

ки (F_{NR}). Тобто, наприклад, для котла на біомасі споживання біомаси цим котлом до F_{NR} не входить. CED_{NR} найбільше підходить для порівняння між собою установок, що працюють на біопаливах та викопних паливах, оскільки акцентує увагу на обсягах використання і заощадження традиційних енергоносіїв. Для порівняння двох енергосистем, які працюють на відновлюваних джерелах енергії, рекомендується використовувати обидва показники – CED та CED_{NR} .

Безрозмірне значення показника сукупних витрат енергії визначається через ділення на величину сукупного виробництва енергії установкою (CEP):

$$ced = CED/CEP, \quad (9.7)$$

$$ced_{NR} = CED_{NR}/CEP. \quad (9.8)$$

По суті показник ced показує, у скільки разів загальні витрати енергії на забезпечення роботи установки (енергія «на вході») більші, ніж енергія, отримана «на виході».

Коефіцієнт перетворення енергії – це величина, обернено пропорційна безрозмірній величині сукупних витрат енергії:

$$EYC = ced^{-1}, \quad (9.9)$$

$$EYC_{NR} = ced_{NR}^{-1}. \quad (9.10)$$

Для будь-яких енергетичних систем, незалежно від виду палива, завжди виконується співвідношення: $EYC < 1$, $ced > 1$. При цьому найбільш оптимальними вважаються значення $EYC = 0,67$, $ced = 1,5$. Для енергосистем на викопних паливах завжди $ced_{NR} > 1$, $EYC_{NR} < 1$, тоді як для енергосистем на відновлюваних джерелах енергії ситуація протилежна: $ced_{NR} < 1$, $EYC_{NR} > 1$. Згідно з рекомендаціями Міжнародного енергетичного агентства, для досягнення сталого розвитку біоенергетики у майбутньому коефіцієнт перетворення енергії EYC_{NR} для енергоустановок на ВДЕ має становити принаймні більш як 2, ринкове значення – більш як 5¹⁰⁷.

¹⁰⁷Nussbaumer, T., Oser, M. Evaluation of biomass combustion based energy systems by cumulative energy demand and energy yield coe-

Потенційні екологічні переваги, в тому числі скорочення викидів парникових газів, які можна отримати завдяки заміщенню викопних видів палива біомасою, є одним з найпотужніших рушіїв розвитку біоенергетики.

Директива 2018/2001/ЕС щодо сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел містить методичку для розрахунку балансу парникових газів палива, отриманого з біомаси, що використовується для виробництва теплової та електричної енергії та охолодження. Згідно із запропонованою методикою, розглядаються викиди парникових газів для таких одиночних процесів, як садіння, збирання врожаю, попередня підготовка та транспортування біомаси. Враховуються також викиди, що пов'язані з прямими змінами у землекористуванні в разі, якщо такі зміни відбулися після 2008 р. До балансу не входять викиди від спалювання біомаси як палива та будь-які викиди, що пов'язані з непрямими впливами. На відміну від рідких біопалив у методиці розрахунку викидів ПГ для біомаси та біогазу відображено також фінальний етап їх перетворення в теплову та/чи електричну енергію.

Викиди парникових газів від виробництва твердої та газоподібної біомаси перед її перетворенням у теплову / електричну енергію розраховують за такою формулою:

$$E = e_{ec} + e_1 + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}, \text{ гСО}_{2\text{екв}} / \text{т}_{\text{біом}}, \quad (9.11)$$

де E – загальні викиди від виробництва палива до його енергетичного перетворення; e_{ec} – викиди від збирання / садіння сировини для виробництва біопалива; e_1 – сумарні викиди від зміни вуглецевого запасу, спричиненої змінами у землекористуванні; e_p – викиди від пере-

fficient. Report for International Energy Agency and Swiss Federal Office of Energy. 2004. https://task32.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/24/2017/03/Nussbaumer_IEA_CED_V11.pdf

робки / обробки сировини; e_{td} – викиди від транспортування біомаси; e_u – викиди під час використання палива, що являють собою парникові гази під час спалювання біомаси; e_{sca} – скорочення викидів від акумулювання вуглецю у ґрунті, пов'язане з поліпшенням ведення сільськогосподарства; e_{ccs} – скорочення викидів унаслідок уловлювання та геологічного зберігання вуглецю; e_{ccr} – скорочення викидів унаслідок уловлювання та заміщення вуглецю.

Викиди, що виникають при виготовленні обладнання і техніки, не враховуються у загальному балансі.

Викиди парникових газів при використанні біопалива для виробництва теплової та електричної енергії, включно з етапом енергетичного перетворення, розраховують за такими залежностями:

- для енергоустановок, що виробляють лише теплову енергію:

$$EC_h = E/\eta_h; \quad (9.12)$$

- для енергоустановок, що виробляють лише електроенергію:

$$EC_{el} = E/\eta_{el}, \quad (9.13)$$

де EC_h – загальні викиди парникових газів при виробництві теплової енергії як кінцевого продукту, $gCO_{2екв.}/MДж_{вир.}$; η_h – ефективність виробництва теплової енергії, що визначається як відношення теплової енергії, виробленої для забезпечення економічно доцільної потреби в тепловій енергії, до річного споживання палива; EC_{el} – загальні викиди парникових газів при виробництві електричної енергії як кінцевого продукту, $gCO_{2екв.}/MДж_{вир.}$; η_{el} – ефективність виробництва електричної енергії, що визначається як відношення річного виробництва електроенергії до річного споживання палива.

Скорочення викидів парникових газів при виробництві теплової та електричної енергії з біопалива розраховується так:

$$\text{Скорочення} = (EC_{F(h,el)} - EC_{h,el}) / EC_{F(h,el)}, \%, \quad (9.14)$$

де $EC_{(h,el)}$ – загальні викиди парникових газів при виробництві теплової та електричної енергії; $EC_{F(h,el)}$ – загальні викиди ПГ при використанні викопних палив для виробництва теплової та електричної енергії.

Вторинну біомасу та відходи лісового і сільського господарства, в тому числі гілки та верхівки дерев, солому, жом, лушпиння соняшнику, качани, горіхову лушпину та відходи від переробки, зокрема сирий гліцерин, слід розглядати як такі, що мають нульовий баланс викидів парникових газів до моменту збирання цих видів сировини.

Згідно з рекомендаціями, що містяться в Директиві 2018/2001/ЕС, при виробництві електроенергії з біопалива викиди парникових газів потрібно порівнювати з такими показниками викидів від систем на викопних паливах: $EC_{F(el)} - 183 \text{ г } CO_{2\text{екв.}} / \text{МДж}_{\text{ел.ен.}}$ для європейських країн і $212 \text{ г } CO_{2\text{екв.}} / \text{МДж}_{\text{ел.ен.}}$ для інших країн. Під час виробництва теплової енергії показник $EC_{F(h)}$ становить $80 \text{ г } CO_{2\text{екв.}} / \text{МДж}_{\text{тепл.ен.}}$. Для біопалив, що використовуються для виробництва теплової енергії, коли можливо продемонструвати пряму фізичну заміну вугілля, показник $EC_{F(h)}$ для цілей розрахунку має становити $124 \text{ г } CO_{2\text{екв.}} / \text{МДж}_{\text{тепл.ен.}}$.

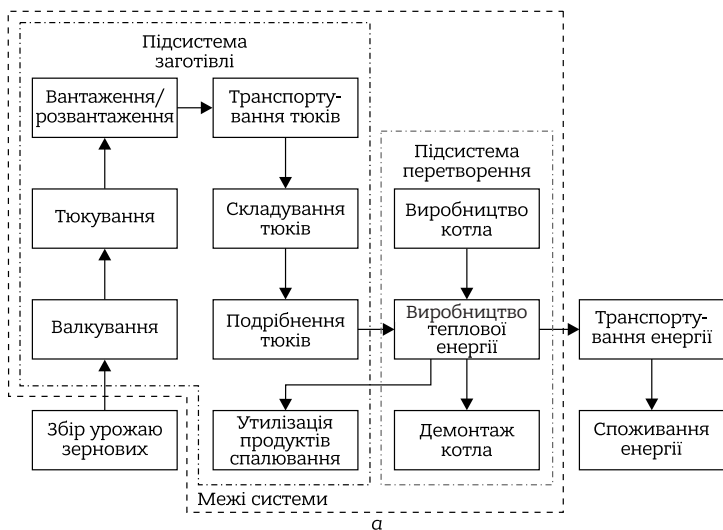
Згідно з наказом Національного агентства екологічних інвестицій України № 75 від 12.05.2011 р., питомі викиди двооксиду вуглецю при виробництві електричної енергії тепловими електростанціями, які підключені до Об'єднаної енергетичної системи України, становлять $1,063 \text{ кг } CO_{2\text{екв.}} / \text{кВт} \cdot \text{год}$, або $298 \text{ г } CO_{2\text{екв.}} / \text{МДж}$. Аналогічний коефіцієнт при виробництві теплової енергії для умов України в офіційних документах не знайдено. У згаданій вище директиві вказано, що значення показника EC_{Fh} на рівні $80 \text{ г } CO_{2\text{екв.}} / \text{МДж}$ враховує те, що до 2020 р. більшість теплової енергії у Європейському Союзі вироблятиметься з природного газу, що є справедливим і для України. Тому в цій роботі значення ви-

кидів парникових газів при використанні біомаси для виробництва теплової енергії буде порівнюватися з цією величиною.

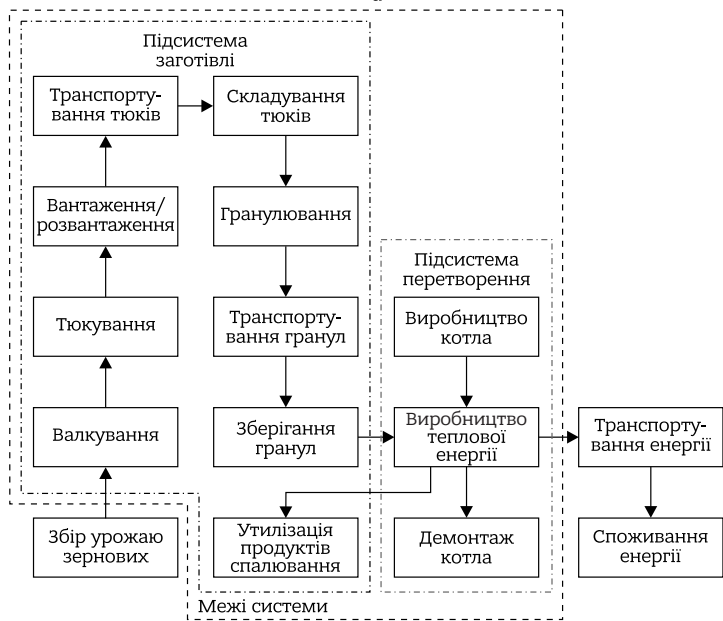
Біоенергетична технологія може вважатися екологічно доцільною, якщо її впровадження приводить до зменшення викидів парникових газів порівняно із застосуванням викопного палива. Згідно з новими вимогами Директиви Європарламенту щодо сприяння використанню ВДЕ, зниження викидів парникових газів при використанні біопалива для виробництва електроенергії, теплової енергії та охолодження має становити щонайменше 70 % для установок, що починають функціонувати з 1 січня 2021 р. до 31 грудня 2025 р., і 80 % для установок, що починають функціонувати з 1 січня 2026 р.

9.1. Енергетичний аналіз використання поживних решток кукурудзи у тюках, гранулах та брикетах для виробництва теплової енергії

Енергетичний та екологічний аналіз використання ПП кукурудзи виконано для трипрохідної системи на базі прес-підбирача великих прямокутних тюків: зернозбиральний комбайн + трактор з мульчувачем-валкоутворювачем + трактор з прес-підбирачем великих прямокутних тюків. Збирання побічної продукції кукурудзи на зерно з поля має відбуватись одразу після збирання основного врожаю, щоб не заважати основній діяльності щодо сівозмін. За типових сівозмін у господарствах збирання відходів з полів може тривати не більш як 14 днів. Далі побічна продукція транспортується на основний склад (де зберігається весь річний об'єм заготівлі), а потім (у передопалювальний та опалювальний сезони) – на склад котельні.



а



б

Рис. 9.1. Схема життєвого циклу використання побічної продукції кукурудзи: а – у тюках; б – у гранулах / брикетах для виробництва теплової енергії

Життєвий цикл використання побічної продукції як палива у тюках, гранулах / брикетах для виробництва теплової енергії показано на рис. 9.1.

Річне споживання первинної енергії упродовж сировинних циклів ($E_{\text{сир}}$) використання ПП у вигляді тюків, гранул / брикетів описується системами математичних співвідношень, де кожне з рівнянь системи відповідає за один з елементарних потоків або операцій, що відбуваються під час підготовки біомаси до використання в енергетичних цілях.

Так, для поживних решток у вигляді енергетичних тюків річне споживання первинної енергії становить:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{\text{сир}} = \sum_{i=1}^n E_i; \\ E_{\text{вал}} = 1,25 \cdot V \cdot b_{\text{вал}} \cdot Q_{\text{p}}^{\text{H}}; \\ E_{\text{тюк}} = 1,25 \cdot V \cdot b_{\text{тюк}} \cdot Q_{\text{p}}^{\text{H}}; \\ E_{\text{зб}} = 1,25 \cdot V \cdot b_{\text{зб}} \cdot Q_{\text{p}}^{\text{H}}; \\ E_{\text{ван1}} = 1,25 \cdot V \cdot b_{\text{ван1}} \cdot Q_{\text{p}}^{\text{H}}; \\ E_{\text{тр1}} = V \cdot E_{\text{т-км1}} \cdot n_1; \\ E_{\text{збер1}} = V \cdot e_{\text{а.в.}}; \\ E_{\text{тр2}} = V \cdot E_{\text{т-км2}} \cdot n_2; \\ E_{\text{ван2}} = 2,5 \cdot V \cdot b_{\text{ван2}} \cdot Q_{\text{p}}^{\text{H}}; \\ E_{\text{збер2}} = \frac{16,8 \cdot V \cdot e_{\text{збер.нав.}}}{\tau}; \\ E_{\text{под}} = 3 \cdot e_{\text{под}} \cdot V, \end{array} \right. \quad (9.15)$$

де $E_{\text{вал}}$, $E_{\text{тюк}}$, $E_{\text{зб}}$, $E_{\text{ван1}}$, $E_{\text{тр1}}$, $E_{\text{збер1}}$, $E_{\text{тр2}}$, $E_{\text{ван2}}$, $E_{\text{збер2}}$, $E_{\text{под}}$ – споживання первинної енергії при: валкуванні кукурудзиння на полі; тюкуванні кукурудзиння; збиранні тюків з поля; їх завантаженні на транспортний засіб; транспортуванні тюків на центральний склад; зберіганні тюків на центральному складі під агроволокном; транспортуванні тюків до споживача; операціях з вантаження тюків на центральному складі та складі котельні; зберіганні тижневого запасу тюків на складі котельні; подрібненні тюків перед подачею в котел, ГДж/рік; V – річне споживання палива котельною установкою, т/рік; $b_{\text{вал}}$, $b_{\text{тюк}}$, $b_{\text{зб}}$, $b_{\text{ван}}$ – питомі витрати палива обладнанням, яке

використовують для валкування, тюкування, збирання та навантаження сировини, л/т; Q_n^p – нижча теплотворна здатність дизельного пального, МДж/л; n_1 – відстань транспортування тюків від місця їх виготовлення до центрального складу, км; n_2 – відстань від центрального складу до котельні, км; τ – навантаження енергетичної установки, год/рік; $E_{т.км}$ – енергомісткість транспортної роботи, МДж/т · км; $e_{а.в.}$ – питомі витрати первинної енергії при виробництві агроволокна, МДж/т; $e_{збер.нав.}$ – питомі витрати первинної енергії при будівництві складу: енергомісткість металевих та бетонних конструкцій, споживання пального та електроенергії при будівництві, МДж/т; $e_{под}$ – питомі витрати електроенергії на подрібнення тюків, МДж/т.

Для поживних решток кукурудзи у вигляді гранул або брикетів річне споживання первинної енергії під час сировинного циклу становить:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{сир} = \sum_{i=1}^n E_i; \\ E_{вал} = 1,5 \cdot V_{гр/бр} \cdot b_{вал} \cdot Q_p^H; \\ E_{тюк} = 1,5 \cdot V_{гр/бр} \cdot b_{тюк} \cdot Q_p^H; \\ E_{зб} = 1,5 \cdot V_{гр/бр} \cdot b_{зб} \cdot Q_p^H; \\ E_{ван1} = 1,5 \cdot V_{гр/бр} \cdot b_{ван1} \cdot Q_p^H; \\ E_{гр1} = V_{гр/бр} \cdot E_{т.км1} \cdot n_1; \\ E_{збер1} = 1,2 \cdot V_{гр/бр} \cdot e_{а.в.}; \\ E_{ван2} = 3 \cdot V_{гр/бр} \cdot b_{ван2} \cdot Q_p^H; \\ E_{гр/бр} = 3 \cdot V_{гр} \cdot e_{гр/бр}; \\ E_{гр2} = V_{гр/бр} \cdot E_{т.км2} \cdot n_2; \\ E_{збер2} = \frac{72 \cdot V_{гр/бр} \cdot e_{збер2}}{\tau}; \end{array} \right. \quad (9.16)$$

де $V_{гр/бр}$ – річне споживання гранул / брикетів котельною установкою, т/рік; n_1 – відстань транспортування тюків з кукурудзиння від місця їх збирання до місця гранулювання / брикетування, км; n_2 – відстань транспортування біопалива до споживача, км; $e_{збер2}$ – питомі витрати первинної енергії при будівництві бункеру

для гранул / складу для брикетів (зберігання місячного запасу гранул / брикетів, термін експлуатації споруди – 10 років), $\text{МДж}/\text{т}_{\text{гр/бр}}$; $e_{\text{гр/бр}}$ – питомі витрати первинної невідновлюваної енергії на гранулювання / брикетування (витрати електроенергії в технологічному обладнанні), $\text{МДж}_{\text{пер}}/\text{т}_{\text{гр/бр}}$.

Сукупні витрати первинної енергії у підсистемі перетворення визначаються за залежністю:

$$E_{\text{пер.}} = E_{\kappa} / \kappa_{\text{н}} + E_{\text{екс.}} + E_{\text{ел.}}, \text{ ГДж/рік}, \quad (9.17)$$

де E_{κ} – витрати первинної енергії на стадії спорудження та демонтажу установки, ГДж; $\kappa_{\text{н}}$ – розрахунковий період експлуатації обладнання, років; $E_{\text{екс.}}$ – витрати первинної енергії на ремонт та обслуговування котельного обладнання, ГДж/рік; $E_{\text{ел.}}$ – власне енергоспоживання, ГДж/рік.

Розрахунково-методична модель визначення енергетичної ефективності з урахуванням критеріїв сталого розвитку являє собою сукупність співвідношень (9.18). На основі отриманої розрахунково-методичної моделі та з використанням сукупності рівнянь (9.15, 9.16) було досліджено енергетичну ефективність виробництва теплової енергії у котлі потужністю 500 кВт з використанням як палива тюків, гранул та брикетів з поживних решток кукурудзи.

$$\left\{ \begin{array}{l} CED_{\text{NR}} = E_{\text{сир}} + E_{\text{пер.}}; \\ E_{\text{сир}} = B \cdot \sum_{i=0}^n E_i; \\ E_{\text{пер.}} = E_{\text{екс.}} + E_{\text{ел.}} + \kappa_{\text{н}} \cdot E_{\kappa}; \\ CEP = \sum W_i \cdot \tau_i; \\ ced_{\text{NR}} = \frac{CED_{\text{NR}}}{CEP}; \\ EYC_{\text{NR}} = \frac{CEP}{CED_{\text{NR}}}; \\ ced_{\text{NR}} < 0,2, EYC_{\text{NR}} > 5. \end{array} \right. \quad (9.18)$$

Таблиця 9.1. Енергетична ефективність життєвого циклу виробництва теплової енергії з ПП кукурудзи

Показники енергетичної ефективності	Відстань транспортування, км														
	Токи з ПП кукурудзи					Гранули з ПП кукурудзи					Брикети з ПП кукурудзи				
	0	10	50	100	150	0	10	50	100	150	0	10	50	100	150
CED, ГДж/рік	6810	6838	6948	7086	7224	7752	7753	7838	7943	8049	7821	7842	7927	8138	8244
ced	1,33	1,34	1,36	1,39	1,41	1,51	1,52	1,53	1,55	1,57	1,53	1,53	1,55	1,57	1,59
EUC=1/ced	0,75	0,75	0,74	0,72	0,71	0,66	0,66	0,65	0,64	0,64	0,65	0,65	0,65	0,64	0,63
CED _{NR} ГДж/рік	402	430	540	678	816	790	811	896	1002	1107	716	737	822	927	1033
ced _{NR}	0,08	0,08	0,11	0,13	0,16	0,16	0,16	0,18	0,20	0,22	0,14	0,14	0,16	0,18	0,20
EUC _{NR} =1/ced _{NR}	12,71	11,89	9,47	7,54	5,36	6,47	6,30	5,71	5,11	4,62	7,14	6,94	6,22	5,51	4,95

9.1. Енергетичний аналіз використання поживних решток кукурудзи



Рис. 9.2. Розподіл витрат первинної енергії викопного палива (CED_{NR}) за стадіями життєвого циклу виробництва теплової енергії з поживних решток кукурудзи: а (тюки з ПП кукурудзи): 1 – заготівля сировини; 2 – подрібнення тюків; 3 – зберігання біопалива; 4 – виготовлення, демонтаж, обслуговування, ремонтування котельної установки; 5 – транспортування тюків; б – виробництво теплової енергії; 7 – вантажні операції; б (гранули з ПП кукурудзи): 1 – заготівля сировини; 2 – транспортування тюків та гранул; 3 – зберігання / операції з навантаження; 4 – виробництво теплової енергії; 5 – гранулювання; 6 – виготовлення, демонтаж, обслуговування, ремонтування котельної установки; в (брикети з ПП кукурудзи): 1 – заготівля сировини; 2 – транспортування тюків та брикетів; 3 – зберігання / операції з навантаження; 4 – виробництво теплової енергії; 5 – брикетування; 6 – виготовлення, демонтаж, обслуговування котельної установки

тупування тюків; б – виробництво теплової енергії; 7 – вантажні операції; б (гранули з ПП кукурудзи): 1 – заготівля сировини; 2 – транспортування тюків та гранул; 3 – зберігання / операції з навантаження; 4 – виробництво теплової енергії; 5 – гранулювання; 6 – виготовлення, демонтаж, обслуговування, ремонтування котельної установки; в (брикети з ПП кукурудзи): 1 – заготівля сировини; 2 – транспортування тюків та брикетів; 3 – зберігання / операції з навантаження; 4 – виробництво теплової енергії; 5 – брикетування; 6 – виготовлення, демонтаж, обслуговування котельної установки

Отримані значення коефіцієнту перетворення невідновлюваної енергії (табл. 9.1) при відстані транспортування готового біопалива до 150 км відповідають рекомендованому діапазону значень і перебувають у

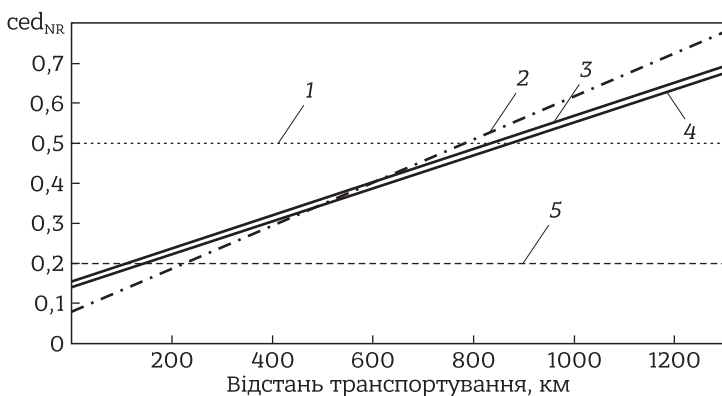


Рис. 9.3. Залежність sed_{nr} від відстані транспортування поживних решток кукурудзи у вигляді тюків, гранул та брикетів: 1 – допустиме значення; 2 – тюки; 3 – гранули; 4 – брикети; 5 – рекомендоване значення

межах 4,62–12,71. Варто зазначити, що порівняно з використанням поживних решток кукурудзи у тюках енергетичні показники для гранул та брикетів є нижчими. Зниження показників пояснюється великими витратами первинної енергії на гранулювання / брикетування – 55 % всіх витрат первинної енергії (при транспортуванні біопалива на відстань 50 км) (рис. 9.2). Проте, якщо порівнювати з виробництвом гранул, брикети мають кращі показники енергетичної ефективності, що пов'язано з меншими первинними витратами енергії на брикетування порівняно з гранулюванням та меншим споживанням енергії на власні потреби котельної установки (паливо завантажується вручну).

З даних, наведених на рис. 9.2, видно, що найбільші витрати первинної енергії викопного палива виникають на стадіях заготівлі, попередньої обробки сировини та транспортування готового палива. Вагомою складовою є також виробництво енергії в котельній установці. Витрати енергії на виготовлення, демонтаж, об-

слуговування та ремонт котельної установки становлять 2–4 % усіх витрат первинної енергії викопного палива протягом життєвого циклу продукту.

Як видно із залежності, показаної на рис. 9.3, брикети завжди мають гірші показники питомих приведених сукупних витрат первинної енергії в межах рекомендованих значень порівняно з тюками, проте дещо кращі значення порівняно з гранулами. При відстані транспортування понад 500 км брикети, з погляду енергетичної ефективності їх використання для виробництва теплової енергії, виявляються кращими, ніж тюки. Порівняно з гранулами брикети завжди мають кращі показники енергетичної ефективності в межах як допустимих, так і рекомендованих значень.

9.2. Екологічний аналіз використання пожнивних решток кукурудзи у тюках, гранулах та брикетах для виробництва теплової енергії

Наведений нижче розрахунок скорочення викидів ПГ виконано відповідно до рекомендацій, наданих у Директиві Європейського парламенту та Ради 2018/2001/ЕС щодо сприяння використанню відновлюваних джерел енергії, з урахуванням особливостей життєвого циклу виробництва теплової енергії з твердого біопалива.

Викиди ПГ від виробництва твердої біомаси перед її перетворенням у теплову енергію (ϵ) для різних видів твердого біопалива, що розглядаються у цій роботі, становлять:

для тюків з пожнивних решток кукурудзи:

$$\epsilon = K_{\text{в.д.}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{P}} \cdot (b_{\text{вал}} + b_{\text{тюк}} + b_{\text{зб}} + b_{\text{зав1}} + b_{\text{тр1}} + b_{\text{зав2}} + b_{\text{тр2}}) + K_{\text{в.ел.}} \cdot (b_{\text{под}} + b_{\text{кот}}), \text{ гСО}_{2\text{екв.}}/\text{т}, \quad (9.19)$$

де $b_{\text{вал}}$; $b_{\text{тюк}}$; $b_{\text{зб}}$; $b_{\text{тр1}}$; $b_{\text{зав1}}$; $b_{\text{тр2}}$; $b_{\text{зав2}}$ – витрати дизельного пального обладнанням, що здійснює валкування, тюку-

вання, збирання, перевезення та завантаження поживних решток, л/т; Q_H^p – нижча теплота згорання дизельного пального, МДж/л; $K_{в.д.}$ – коефіцієнт викидів парникових газів при використанні дизельного пального, 74,1 т/ТДж; $K_{в.ел.}$ – питомі викиди двооксиду вуглецю при використанні електричної енергії споживачами, що належать до 2-го класу споживачів, 1,227 кг $CO_{2екв.}$ /кВт · год; $b_{под.}$, $b_{кот.}$ – споживання електричної енергії подрібнювачем тюків та котельною установкою, кВт · год/т.

Для гранул / брикетів з поживних решток кукурудзи:

$$\varepsilon = K_{в.д.} \cdot Q_H^p \cdot (b_{вал} + b_{тук} + b_{зб} + b_{тр1} + b_{ван} + b_{тр2}) + K_{в.ел.} \cdot (b_{кот} + b_{гр/бр}), \text{г}CO_{2екв.}/\text{т}_{биом}, \quad (9.20)$$

де $b_{гр/бр}$ – питомі витрати електроенергії на гранулювання / брикетування, кВт · год/т_{гр}.

Скорочення викидів ПГ при виробництві теплової енергії з біомаси виражається у відсотковому співвідношенні порівняно із загальними викидами ПГ при використанні викопних палив для виробництва теплової енергії, які, згідно з рекомендаціями Європейської комісії, приймаються на рівні 80 $гCO_{2екв.}/\text{МДж}_{вир}$.

На основі аналізу співвідношень (9.1–9.3, 9.19, 9.20) та з урахуванням усього життєвого циклу виробництва теплової енергії розроблено розрахунково-методичну модель оцінки потенціалу скорочення викидів парникових газів:

$$\left\{ \begin{array}{l} \varepsilon = K_{в.д.} \cdot \Sigma E_{диз.} + K_{в.ел.} \cdot \Sigma E_{ел.}; \\ EC_h = \frac{\varepsilon \cdot B}{Q_1}; \\ \Delta\varepsilon = \frac{EC_{Fh} - EC_h}{EC_{Fh}}; \\ \Delta\varepsilon > 70 \%. \end{array} \right. \quad (9.21)$$

На рис. 9.4 наведено порівняння питомих викидів парникових газів при виробництві теплової енергії з поживних решток кукурудзи у вигляді великих тюків,

9.2. Екологічний аналіз використання поживних решток кукурудзи

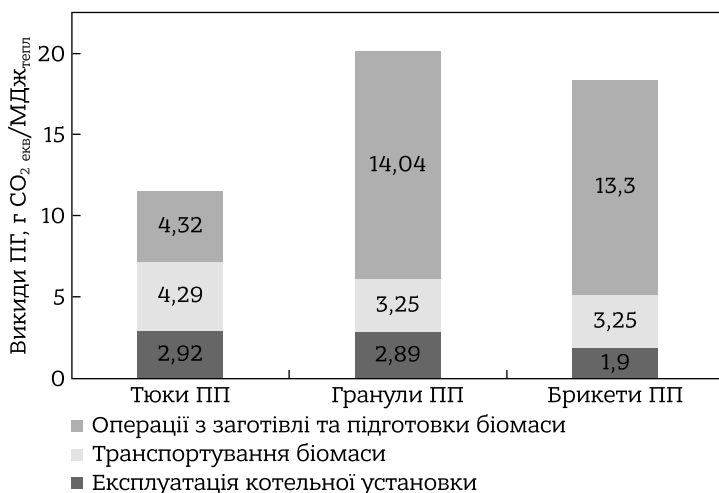


Рис. 9.4. Питомі викиди парникових газів протягом життєвого циклу використання поживних решток для виробництва теплової енергії

гранул та брикетів. Видно, що на етапі перевезення гранульованої та брикетованої біомаси викиди парникових газів є дещо меншими порівняно з перевезенням тюків. Проте наявність додаткового етапу гранулювання та брикетування, під час якого споживається електрична енергія, зумовлює значне підвищення питомих викидів парникових газів протягом життєвого циклу використання поживних решток кукурудзи для виробництва енергії.

Виробництво теплової енергії з твердого біопалива в котлі потужністю 500 кВт забезпечує значне скорочення викидів парникових газів при використанні біопалива з поживних решток кукурудзи у вигляді тюків на 83–91 %; гранул – на 73–79 %; брикетів – на 75–81 % залежно від відстані транспортування біопалива (табл. 9.2).

Скорочення викидів парникових газів при використанні поживних решток кукурудзи у вигляді гранул є

Таблиця 9.2. Скорочення викидів парникових газів при виробництві теплової енергії з поживних решток кукурудзи, %

Вид біопалива	Відстань транспортування, км			
	0	50	100	150
Тюки	90,95	88,27	85,60	82,92
Гранули	79,32	77,34	75,36	73,37
Брикети	81,00	78,97	76,94	74,91

дещо нижчим порівняно з використанням тюків, що пояснюється додатковими викидами на етапі гранулювання. Проте їх значення цілком задовольняє вимогам сталості, що розглядаються в цій роботі. Скорочення викидів парникових газів при використанні поживних решток кукурудзи у вигляді брикетів є дещо нижчим порівняно з використанням тюків і вищим, ніж у разі виробництва та використання гранул.

За результатами проведеного дослідження можна зробити такі основні висновки.

- Коефіцієнт перетворення енергії (невідновлюваної), що відповідає життєвому циклу використання ПП кукурудзи як палива для виробництва теплової енергії, перебуває в діапазоні: 5,4–12,7 – для великих тюків; 4,6–6,5 – для гранул; 4,9–7,1 – для брикетів (при відстані транспортування готового палива до 150 км).

- Використання ПП кукурудзи у вигляді великих тюків при відстані транспортування сировини до 50 км забезпечує зниження споживання первинної енергії викопного палива у 10 і більше разів. Використання гранул та брикетів зменшує споживання первинної енергії викопного палива у понад 5 разів.

- Питомі викиди парникових газів при спалюванні біомаси для виробництва теплової енергії перебувають

9.2. Екологічний аналіз використання поживних решток кукурудзи

у діапазоні 10–20 г $\text{CO}_{2\text{екв}}/\text{МДж}$, що у 6–17 разів менше порівняно з використанням природного газу. Скорочення викидів парникових газів при використанні поживних решток у тюках як палива становить 82–91 %; у гранулах – 73–79 %; у брикетах – 75–81 % за умови транспортування біомаси на відстані, рекомендовані для забезпечення сталого розвитку за енергетичними показниками (до 150 км).

- Гранулювання та брикетування поживних решток кукурудзи доцільне, порівняно з тюками, лише в межах допустимих значень показників енергетичної ефективності та в разі необхідності їх транспортування на відстань понад 500–600 км.



ЗАКОНОДАВЧІ ОСНОВИ РОЗВИТКУ БІОЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

Законодавчі основи розвитку сектору біоенергетики в Україні сформульовано в Законі України «Про альтернативні джерела енергії»¹⁰⁸, Законі України «Про альтернативні види палива»¹⁰⁹, Законі України «Про тепlopостачання»¹¹⁰ та інших законодавчих і підзаконних нормативно-правових актах.

Закон України «Про альтернативні джерела енергії» містить визначення базових термінів сектору відновлюваної енергетики, правила встановлення та застосування «зеленого» тарифу на електроенергію, вироблену з АДЕ, а також правила проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки у виробництві електроенергії з АДЕ. Згідно з його положеннями, енергія біомаси та біогазу належить до відновлюваних джерел енергії, які, у свою чергу, є складовою альтернативних джерел енергії.

¹⁰⁸ Закон України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15>

¹⁰⁹ Закон України «Про альтернативні види палива» від 14.01.2000 № 1391-XIV. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1391-14>

¹¹⁰ Закон України «Про тепlopостачання» від 02.06.2005 № 2633-IV. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2633-15>

Відповідно до зазначеного Закону, «зелений» тариф – це спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, зокрема на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), з АДЕ (а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями). «Зелений» тариф на електроенергію, вироблену з АДЕ, встановлюється Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Він діє до кінця 2029 р. і становить 12,39 євроцента/кВт · год (без ПДВ) для електроенергії, отриманої з біомаси та біогазу. При цьому біомасою вважається невикопна біологічно відновлювана речовина органічного походження, здатна до біологічного розкладу, у вигляді продуктів, відходів та залишків лісового та сільського господарства (рослинництва і тваринництва), рибного господарства і технологічно пов'язаних з ними галузей промисловості, а також складова промислових або побутових відходів, здатна до біологічного розкладу, а біогазом вважається газ з біомаси. Законом також передбачено «зелений» тариф на електричну енергію, вироблену споживачами, у тому числі енергетичними кооперативами, з біомаси / біогазу на генеруючих установках, встановлена потужність яких не перевищує 150 кВт.

Відповідно до Закону України «Про альтернативні джерела енергії», об'єкти електроенергетики, введені в експлуатацію з 1 липня 2015 р. по 31 грудня 2024 р., мають змогу отримати надбавку до «зеленого» тарифу за умови дотримання визначеного в цьому Законі рівня використання обладнання українського виробництва.

Надбавка за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва є фіксованою доплатою до «зеленого» тарифу, аукціонної ціни, пропорційною до рівня використання на відповідному об'єкті обладнання українського виробництва. Слід зазначити,

Таблиця 10.1. Розмір надбавки до «зеленого» тарифу залежно від рівня використання обладнання українського виробництва

Розмір надбавки до «зеленого» тарифу, %	Рівень використання обладнання українського виробництва, %
5	30 і більше, але менш ніж 50
10	50 і більше, але менш ніж 70
20	70 і більше

що з серпня 2020 р. розмір надбавки було підвищено (табл. 10.1).

У 2019 р. до Закону України «Про альтернативні джерела енергії» було внесено суттєві зміни стосовно функціонування системи аукціонів з розподілу квоти підтримки у виробництві електроенергії з АДЕ ¹¹¹. Аукціон з розподілу квоти підтримки – це спосіб визначення суб'єктів господарювання, які набувають право на підтримку у виробництві електричної енергії з АДЕ (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – виробленої лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями).

Підтримка виробників електричної енергії з АДЕ, які набули це право за результатами аукціону, здійснюється через гарантування викупу всього обсягу електричної енергії, відпущеної такими виробниками, за аукціонною ціною з урахуванням надбавки за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва. Кабінет Міністрів України за поданням Міненерго щороку не пізніше 1 грудня встановлює річну квоту підтримки та графік проведення аукціонів на наступний рік, а та-

¹¹¹ Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 25.04.2019 № 2712-VIII. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19>

кож індикативні прогностичні показники річних квот підтримки на наступні чотири роки.

Виробники електроенергії з біомаси / біогазу можуть брати участь в аукціонах на добровільних засадах. Річна квота підтримки для виробників електроенергії з біомаси / біогазу, а також інших видів альтернативних джерел енергії, крім енергії сонця та вітру, становить не менш як 10 %.

Відповідальним за організацію та проведення аукціонів (замовником аукціонів) є гарантований покупець. Аукціони проходять в електронній торговій системі відповідно до порядку проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки, що затверджується Кабінетом Міністрів України. Аукціони з розподілу річних квот підтримки запроваджені з 01.07.2019 і відбуватимуться за відповідним графіком до 31.12.2029. Однак станом на 01.11.2022 р. проведення аукціонів ще не розпочато.

Перевагою добровільної участі в аукціонах для суб'єктів господарювання, що здійснюють виробництво електричної енергії з біомаси / біогазу, є строк здійснення підтримки після завершення аукціонів. Зокрема, строк надання підтримки становить 20 років з дня, наступного за днем подання документів, що підтверджують приєднання об'єкта до електричної мережі та засвідчують його готовність до експлуатації.

Слід зазначити, що 1 серпня 2020 р. набув чинності Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії»¹¹², окремі положення якого є колізійними та обмежують права виробників електроенергії з біомаси / біогазу.

¹¹² Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» від 21.07.2020 № 810-IX. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20#Text>

Зокрема, п. 3 Прикінцевих та перехідних положень Закону передбачає, що «зелений» тариф для суб'єктів господарювання, які виробляють або мають намір виробляти електричну енергію з біомаси та/або біогазу на об'єктах електроенергетики або чергах їх будівництва, встановлюється виключно на електричну енергію, вироблену об'єктами, що введені в експлуатацію такими суб'єктами до 1 січня 2023 р.

Таким чином, якщо об'єкт електроенергетики на біомасі / біогазі введено в експлуатацію 1 січня 2023 р. і пізніше, суб'єкт господарювання, що його експлуатує, не матиме права на «зелений» тариф. Це положення є колізійним і суперечить іншим нормам, зокрема ч. 2 ст. 9-1 Закону України «Про альтернативні джерела енергії», яка передбачає, що об'єкти електроенергетики на біомасі / біогазі, що введені в експлуатацію до та після 1 січня 2020 р., мають право на «зелений» тариф, незважаючи на можливість добровільної участі в аукціонах для одержання державної підтримки. Зазначена норма є дискримінаційною та обмежує права виробників електроенергії з біомаси / біогазу на отримання «зеленого» тарифу після 1 січня 2023 р.

Іншим механізмом підтримки розвитку сектору біоенергетики в Україні є стимулюючий тариф на теплову енергію з альтернативних джерел енергії, введений у 2017 р.¹¹³ і передбачений у Законі України «Про теплопостачання». Тарифи на теплову енергію з АДЕ для потреб населення, бюджетних установ та організацій встановлюються на рівні 90 % визначеного для суб'єкта господарювання тарифу на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу, для потреб відповідної категорії споживачів. У

¹¹³ Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про теплопостачання» щодо стимулювання виробництва теплової енергії з альтернативних джерел енергії» від 21.03.2017 № 1959-VIII. <https://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1959-19>

разі відсутності в суб'єкта господарювання встановленого тарифу на теплову енергію з природного газу тарифи на теплову енергію встановлюють на рівні 90 % середньозваженого тарифу на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу, для потреб відповідної категорії споживачів (так званий «принцип 0,9»).

Розрахунок цього середньозваженого тарифу здійснюється за адміністративно-територіальними одиницями Державним агентством з енергоефективності та енергозбереження України у порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України¹¹⁴. Держенергоефективності щокварталу, до 25 числа останнього місяця кожного кварталу, розраховує та оприлюднює на своєму офіційному вебсайті середньозважені тарифи на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу, для потреб населення, бюджетних установ та організацій, а також тарифи на її транспортування та постачання. Тарифи на теплову енергію з АДЕ для потреб населення, бюджетних установ та організацій встановлюються органами місцевого самоврядування (раніше ці повноваження належали НКРЕКП).

Заходи зі стимулювання виробництва електричної та теплової енергії з біомаси в Україні узагальнено в табл. 10.2.

Закон України «Про альтернативні види палива» містить визначення термінів «альтернативні види палива», «відходи», «біомаса», «біогаз», «біопаливо» та інших базових термінів сектору альтернативної енергетики і біо-

¹¹⁴ Постанова КМУ «Про затвердження Порядку розрахунку середньозважених тарифів на теплову енергію, вироблену з використанням природного газу, для потреб населення, установ та організацій, що фінансуються з державного чи місцевого бюджету, її транспортування та постачання» № 679 від 06.09.2017. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/679-2017-%D0%BF#Text>

Таблиця 10.2. Заходи зі стимулювання виробництва електричної та теплової енергії з біомаси в Україні

Сектор	Спосіб	Технології	Рік початку	Період	Основні показники	Законодавчі основи
Електрична енергія	«Зелений» тариф	Біомаса, біогаз	2009	До 1 січня 2030 р.	12,39 євроцента/кВт·год без ПДВ	Закон України «Про альтернативні джерела енергії»
Електрична енергія	Аукціони з розподілу квоти підтримки	Біомаса, біогаз (добро-вільно)	—	20 років	Як очікується, приблизно на 10 % нижче від «зеленого» тарифу	Закон України «Про альтернативні джерела енергії»
Теплова енергія	Стимулюючий тариф	ВДЕ та вторинні енергетичні ресурси	2017	Необмежено	90 % тарифу на теплову енергію, вироблену з природного газу, для населення та бюджетних організацій	Закон України «Про теплопостачання»

оенергетики. Згідно з цим Законом, усі види біопалива належать до альтернативних видів палива.

30 березня 2022 р. у Верховній Раді України зареєстровано проєкт Закону про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів України щодо справляння єдиного внеску та обліку спирту етилового денатурованого та продукції хімічного і технічного призначення¹¹⁵, яким запропоновано внести низку важливих змін і доповнень до закону «Про альтернативні види палива». Зокрема, у ньому встановлено обов'язкову частку рідкого біопалива (біокомпонентів) в усіх обсягах автомобільних бензинів, що відпускаються з місць виробництва пального, місць оптової торгівлі паливом та місць роздрібною торгівлі паливом, за винятком бензинів з октановим числом 98 і вище та бензинів, що постачаються для потреб Міністерства оборони, Державного резерву та для створення мінімальних запасів нафти та нафтопродуктів, – з 1 травня 2022 р. їх обсяг має становити не менш як 10 % (об'ємних) за абсолютної похибки визначення $\pm 0,5$ %.

Крім того, рідке біопаливо (біокомпоненти), що враховується для дотримання його нормативно визначеної обов'язкової частки в обсягах продажу автомобільних бензинів на митній території України, з 1 січня 2023 р. має відповідати критеріям сталості. Згідно з наведеним у проєкті визначенням, критерії сталості – це вимоги, яким відповідають рідкі біопалива (біокомпоненти) та біогаз, призначені для використання в галузі транспорту. До них належать, зокрема, показники скорочення обсягів викидів парникових газів від викорис-

¹¹⁵ Проєкт Закону про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів України щодо справляння єдиного внеску та обліку спирту етилового денатурованого та продукції хімічного і технічного призначення від 30 березня 2022 № 7233. <https://itd.rada.gov.ua/billInfo/Bills/Card/39324>

тання зазначених видів біопалива та заборона використання окремих земельних ділянок для отримання сировини, необхідної для виробництва таких видів біопалива.

Відповідно до Податкового кодексу України¹¹⁶, суб'єкти господарювання, що спалюють біомасу на стаціонарних джерелах забруднення, є платниками податку за викиди двоокису вуглецю. Для розрахунку суми податку за викиди двоокису вуглецю забруднювачі використовують такі підзаконні акти:

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

2) Інструкція про зміст та порядок складання звіту проведення інвентаризації викидів забруднюючих речовин на підприємстві, затверджена наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища та ядерної безпеки України № 7 від 10.02.1995 р.

Важливим кроком для поліпшення діяльності з використання біомаси в енергетичних цілях є звільнення суб'єктів господарювання, що спалюють біопаливо, від сплати податку на викиди двоокису вуглецю. З 01.01.2019 р. набув чинності Закон України «Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких інших законодавчих актів України щодо покращення адміністрування та перегляду ставок окремих податків і зборів»¹¹⁷, яким внесено зміни до Податкового кодексу України в частині сплати податку за викиди двоокису вуглецю. Зокрема, ставку податку за викиди двоокису

¹¹⁶ Податковий кодекс України (№ 2755-VI від 02.12.2010). <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17>

¹¹⁷ Закон України «Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких інших законодавчих актів України щодо покращення адміністрування та перегляду ставок окремих податків і зборів» від 23.11.2018 № 2628-VIII. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2628-19>

вуглецю стаціонарними джерелами підвищено з 0,41 до 10 грн за тону, тобто збільшено у 24,4 рази. Більше того, з 01.01.2022 р. набув чинності Закон України «Про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів України щодо забезпечення збалансованості бюджетних надходжень»¹¹⁸, яким ставку податку за викиди двоокису вуглецю підвищено до 30 грн за тону (збільшено у 3 рази).

Однак, оскільки біомаса є CO₂-нейтральним паливом, доцільно звільнити суб'єктів господарювання, що спалюють біомасу на стаціонарних джерелах забруднення, від сплати податку на викиди двоокису вуглецю. Для цього потрібно внести зміни до Податкового кодексу України, які передбачатимуть, що викиди двоокису вуглецю, здійснені установками, які використовують біопаливо як єдиний вид палива, оподатковуються за нульовою ставкою. Відповідний законопроект уже розроблено, наразі триває його погодження профільними міністерствами.

У жовтні 2021 р. Верховна Рада України прийняла Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку виробництва біометану»¹¹⁹, в якому закладено правові основи виробництва біометану в Україні. Документ містить визначення поняття «біометан», передбачає необхідність створення Реєстру біометану, а також встановлює порядок формування гарантій походження біометану та здійснення подальших операцій з ними, що відкриває можливість експорту та продажу біометану.

¹¹⁸ Про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів України щодо забезпечення збалансованості бюджетних надходжень: Закон України від 30.11.2021 № 1914-IX. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1914-20#Text>

¹¹⁹ Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку виробництва біометану: Закон України від 21.10.2021 № 1820-IX. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1820-IX#Text>

Не менш важливими для розвитку біоенергетики в Україні є законодавчі ініціативи. У Верховній Раді України зареєстровано кілька законопроектів, що вплинуть на розвиток біоенергетики в майбутньому.

1. Проект Закону про внесення змін до Закону України «Про пестициди та агрохімікати» щодо державної реєстрації дигестату біогазових установок¹²⁰. Сумарне утворення дигестату на біогазових станціях в Україні на сьогодні становить близько 2 млн т і буде зростати зі збільшенням числа біогазових станцій. Переважна більшість промислових біогазових станцій в Україні є енергетичними об'єктами, а утворюваний на них дигестат є побічним продуктом (залишками) процесу виробництва біогазу. Єдиним раціональним способом застосування дигестату є внесення його на поля для підвищення родючості ґрунтів, урожайності сільськогосподарських культур, що дозволяє скоротити споживання мінеральних добрив. Однак дигестат потрапляє під регулювання Закону України «Про пестициди та агрохімікати», що вимагає його державної реєстрації. Це суперечить європейській практиці, оскільки ні на загальноєвропейському, ні на рівні окремих країн ЄС не потрібна державна реєстрація дигестату як добрива. Отже, основна мета законопроекту – скасувати державну реєстрацію дигестату як агрохімікату.

2. Проект Закону «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо сприяння розвитку сфери вирощування енергетичних рослин»¹²¹ створює

¹²⁰ Проект Закону про внесення змін до Закону України «Про пестициди та агрохімікати» щодо державної реєстрації дигестату біогазових установок від 05.02.2021 № 5039. http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=71037

¹²¹ Проект Закону «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо сприяння розвитку сфери вирощування енергетичних рослин» від 12.03.2021 № 5227. http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=71384

законодавче підґрунтя для сприяння вирощуванню енергетичних рослин. Зокрема, законопроект передбачає визначення терміна «енергетичні рослини», а також збільшення строку договору оренди землі для вирощування енергетичних рослин до 20 років, що необхідно для забезпечення життєвого циклу плантацій. Крім того, пропонується спростити оренду малопродуктивних земель для вирощування енергетичних рослин, скасувавши проведення земельних торгів. Законопроект закладає також основу для запровадження механізму стимулювання вирощування енергетичних рослин, що може здійснюватися через державну підтримку вирощування енергетичних рослин у порядку, визначеному Кабінетом Міністрів України.

3. Проект Закону «Про внесення змін до статті 288 Податкового кодексу України щодо орендної плати для земельних ділянок, на яких вирощуються енергетичні рослини»¹²². Пропонується обмежити максимальний розмір орендної плати за малопродуктивні та деградовані землі, на яких вирощуються енергетичні рослини, до 5 % нормативної грошової оцінки. Таке обмеження унеможливить непередбачувану зміну орендної плати протягом строку оренди та позитивно вплине на економічні показники проектів з вирощування енергетичних рослин¹²³.

¹²² Проект Закону «Про внесення змін до статті 288 Податкового кодексу України щодо орендної плати для земельних ділянок, на яких вирощуються енергетичні рослини» від 12.03.2021 № 5228. http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=71385

¹²³ Пастух А.В. Правове регулювання державної підтримки вирощування енергетичних рослин в Україні. *Підприємництво, господарство і право*. 2020. № 6. С. 93. <https://doi.org/10.32849/2663-5313/2020.6.17>



ПРАКТИКА РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЄКТІВ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ВИКОРИСТАННЯ БІОМАСИ

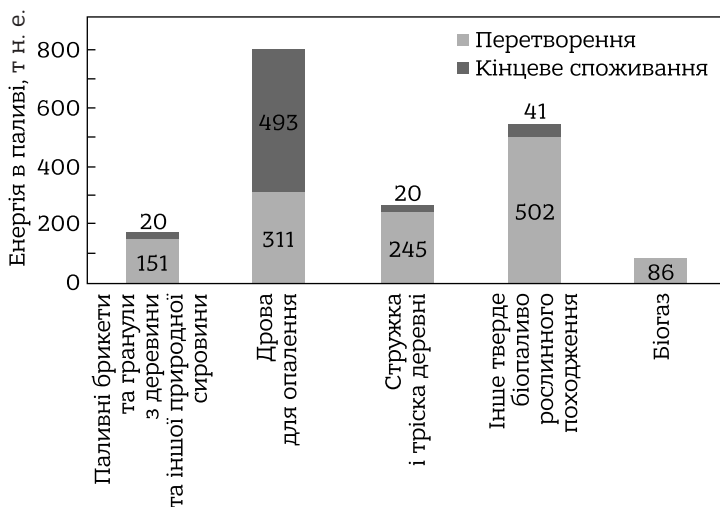
11.1. Види палив та обсяги енергетичного використання біомаси та біогазу в Україні

Оцінені обсяги використання біомаси та біогазу суб'єктами господарювання за оприлюдненими ¹²⁴ даними Держстату в 2020 р. становили близько 1916 тис. т н. е. (табл. 11.1). Ці обсяги охоплюють енергетичне використання біомаси для перетворення в інші види палива та енергії і для кінцевого споживання (в сумі – 1869 тис. т н. е.).

Перетворення в інші види палива та енергії включає виробництво теплової та електричної енергії, що відпускається стороннім споживачам (ТЕС, ТЕЦ, котельні централізованого тепlopостачання та ін.). Кінцеве споживання передбачає використання палива для власних енергетичних потреб (наприклад, для опалення).

Ці дані не враховують енергетичне використання біомаси домашніми господарствами.

¹²⁴ Частина даних, здебільшого щодо неенергетичного використання, не оприлюднюється на виконання вимог Закону України «Про державну статистику» щодо конфіденційності статистичної інформації.



б

Рис. 11.1. Частка різних видів палив з біомаси та біогазу, що використовувалися підприємствами та організаціями в 2020 р.: а – частка в загальному споживанні; б – частка в перетворенні та кінцевому споживанні

За наведеною оцінкою, дрова є основним видом палива з часткою близько 42 % в загальному споживанні суб'єктами господарювання енергії з біомаси та біогазу (рис. 11.1, а). На другому місці – «інше тверде біопаливо рослинного походження» (близько 30 %), основну частину якого, за оцінкою, становить лушпиння соняшнику, що утворюється на підприємствах з переробки соняшникового насіння та використовується в необробленому вигляді як паливо. Наступними за обсягами спо-

Таблиця 11.1. Споживання палив з біомаси та біогазу підприємствами та організаціями у 2020 р.

Споживання палив	Всього ¹	Нижча теплота згоряння, МДж/кг (МДж/м ³)	Енергія в паливі ³ , тис. т н.е.
Вугілля деревне, т	446,50	28,9	0,3
Паливні брикети та гранули з деревини та іншої природної сировини, т	471 771,30	16 ²	180,2
Дрова для опалення, щільн. м ³	3 865 426,00		813,7
те саме, т (коеф. перерахунку 0,7 ²)	2 705 798,2	12,6	
Стружка і тріска деревні, т	1 009 467,80	11 ²	265,0
Інше тверде біопаливо рослинного походження, т	1 707 860,50	14 ²	570,6
Біогаз, тис. м ³	180 344,70	20	86,1
Разом			1915,9

¹ Без урахування тимчасово окупованої території Автономної Республіки Крим і м. Севастополь та тимчасово окупованих територій у Донецькій та Луганській областях. ² Значення, прийняті оціночно (інші – за даними Держстату). ³ Результати розрахунку.

Джерело: Держстат. Використання та запаси палива в 2020 році. http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2021/energ/vz_pal/vz_pal_2020.xls

11.1. Види палив та обсяги енергетичного використання біомаси

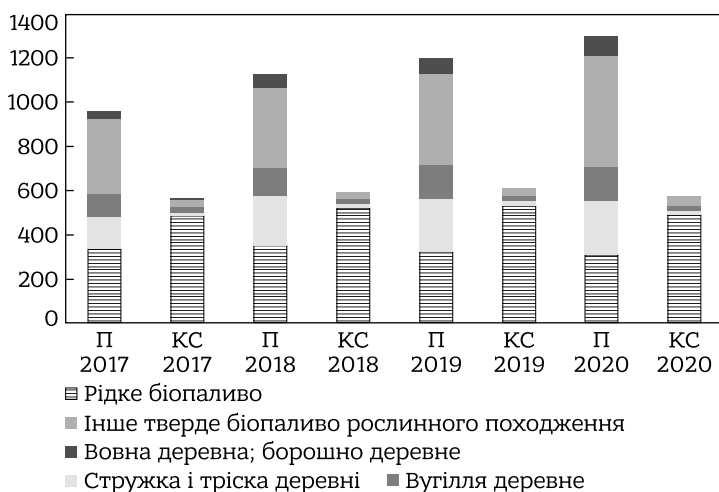


Рис. 11.2. Використання суб'єктами господарювання різних видів палива з біомаси та біогазу в період з 2017 по 2020 р. (П – перетворення, КС – кінцеве споживання)

живання є стружка і тріска (близько 14 %). Пресоване тверде паливо у споживанні має частку 9 %, біогаз – 5 %. Такі види палив, як інше тверде біопаливо, деревна стружка та тріска, брикети, гранули і біогаз, використовують переважно для перетворення в інші види палива та енергії, тоді як основну частину дров використовують для кінцевого споживання (рис. 11.1, б).

Аналогічне дослідження статистичних даних за період з 2017 по 2020 р. показує, що обсяги кінцевого споживання палив з біомаси залишалися відносно стабільними, водночас обсяги перетворення в інші види палива та енергії постійно зростали (рис. 11.2). При цьому обсяги і частка дров у кінцевому споживанні загалом стабільні, натомість їх частка в перетворенні в інші види палива та енергії зменшується. В секторі перетворення зростають обсяги і частка інших твердих біопалив рослинного походження, а також біогазу.

Числові дані діаграми, розміщеної на рис. 11.2, наведено в табл. 11.2.

Розглянуті вище особливості споживання різних видів палив з біомаси та біогазу значною мірою зумовлені структурою, масштабом та технічними концепціями проєктів енергетичного використання біомаси, впроваджених в Україні. Зокрема, переважне використання дров, особливо в кінцевому споживанні, пояснюється тим, що суб'єкти господарювання для власного опалення встановлювали найдешевше доступне обладнання, а саме котли на дровах. На сьогодні таких проєктів впроваджено досить багато (школи, дитячі садки, лікарні та поліклініки, будинки культури та адміністративні будівлі в селах і невеликих містах тощо), але всі вони мають відносно невелику теплову потужність, оскільки передбачають опалення окремих, зрідка – двох-трьох розташованих поряд закладів. Для невеликих проєктів встановлення котелень на дровах було виправданим як найдешевший варіант обладнання, хоча він потребує більших трудовитрат при експлуатації. Відповідно, створений унаслідок цього попит на дрова забезпечує стабільне їх споживання. Споживання деревної тріски та пресованих палив переважно в секторі перетворення пояснюється пріоритетністю використання цих палив у проєктах більшого масштабу, наприклад на ТЕЦ, ТЕС, у централізованому тепlopостачанні, де необхідна механізована подача палива в котли. Втім, в Україні практика використання дров достатньо поширена і у великих проєктах, де їх використання потребує додаткової інфраструктури для розвантаження, складування, переміщення та подрібнення. Певною мірою це пояснюється недостатньою розвиненістю українського ринку твердих біопалив та малою кількістю спеціалізованих постачальників, для яких виробництво та постачання деревної тріски є основним бізнесом.

Слід зауважити, що використання дров населенням є ваговою складовою енергетичного використання біо-

Таблиця 11.2. Енергетичне використання різних палив з біомаси та біогазу суб'єктами господарювання в Україні в 2017–2020 рр.

Види палив	2017			2018			2019			2020		
	Всього	П	КС	Всього	П	КС	Всього	П	КС	Всього	П	КС
Вугілля деревне	1,0	0,8	0,2	0,6	0,5	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	0,2
Паливні брикети та гранули з деревини та іншої природної сировини	129,2	102,7	26,4	149,2	127,0	22,2	172,5	149,1	23,4	170,6	150,6	20,0
Дрова для опалення	823,4	337,4	486,0	876,5	354,1	522,4	859,9	327,6	532,3	804,0	311,2	492,8
Вовна деревна; борошно деревне	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Стружка і тріска деревні	160,8	145,9	14,8	244,9	224,3	20,6	262,9	239,4	23,4	265,0	245,0	20,0
Інше тверде біопаливо рослинного походження	377,1	341,1	36,0	388,8	361,9	26,8	445,9	413,6	32,3	543,4	502,3	41,1
Рідке біопаливо	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Біогаз	29,7	29,7	0,002	56,4	56,4	0,0	68,0	68,0	0,0	86,1	86,1	0,0
Разом енергетичне використання	1521,2	957,7	563,5	1716,4	1124,3	592,1	1809,3	1197,7	611,6	1869,3	0,0	0,0

П – перетворення; КС – кінцеве споживання

маси. Оцінити обсяги цього споживання можна за даними Держстату («Енергетичний баланс України за 2019 рік (продуктовий)»). Так, кінцеве споживання твердих біопалив у побутовому секторі в 2019 р. становило 77 807 ТДж, що в перерахунку дорівнює 1 857 т н. е. Це майже стільки ж, скільки споживають біопалив усі суб'єкти господарювання, згідно із вищевказаними звітами Держстату «Використання та запаси палива».

11.2. Технічні рішення та обладнання для виробництва

Проекти енергетичного використання біомаси в Україні впроваджуються як в приватному секторі, так і в промисловості, сільському господарстві, секторі опалення та гарячого водопостачання (табл. 11.3). За відсутності відповідних статистичних даних теплові потужності, що використовують як паливо тверду біомасу, можна оцінити в 4,5 ГВт без урахування потужностей індивідуального опалення домогосподарств. В електроенергетиці України станом на 2022 р. 22 ТЕЦ і ТЕС на біомасі отримали «зелений» тариф (табл. 3.4).

Значну частку встановлених енергетичних потужностей на біомасі впроваджено в промисловості. Цьому сприяла вища ціна на природний газ для промислових споживачів. Так, практично всі підприємства з виробництва рослинної олії з насіння соняшнику забезпечують свої потреби в тепловій енергії за рахунок лушпиння, що утворюється як побічний продукт виробничого процесу. Деякі з підприємств олійної галузі виробляють не лише теплову, а й електричну енергію, що постачається до електричної мережі за «зеленим» тарифом. На початку 2022 р. сумарна встановлена електрична потужність на підприємствах галузі становила близько 70 МВт_{ел.}.

Таблиця 11.3. Основні напрями енергетичного використання біомаси в Україні

Споживач	Потреба	Вид енергії, що виробляється	Технологія	Обладнання	Вид палива
Індивідуальне теплопостачання	Опалення, приготування гарячої води; приготування їжі	—	Опалювальні печі, каміни, вальні плити	Котли	Дрова, брикети, гранули, туюкована солома
	Опалення та гаряче водопостачання для потреб споживачів; виробництво електричної енергії	»	Котли різних типів за принципом спалювання (отримання теплової енергії)	Когенерація (ТЕЦ) – паровий цикл, органічний цикл Ренкіна	Дрова, деревна тріска, тирса, гранули, брикети, туюкована солома, органічна частина ТПВ
Промисловий сектор та сільське господарство	Опалення; технологічні потреби; виробництво електричної енергії	Теплова для опалення та технологічних потреб	Котли та теплогенератори різних типів за принципом спалювання; сушарки; промислові печі; біогазові установки; газифікатори	Когенерація (ТЕЦ) на базі парових турбін або ДВЗ; виробництво лише електроенергії (ТЕС)	Дрова, деревна тріска, гранули, брикети, туюкована солома, відходи виробництва; біогаз; синтез-газ



Рис. 11.3. ТЕЦ «Сміланергопромтранс», м. Сміла Черкаської обл. (котельне обладнання переведено на спалювання біомаси)

Перші ТЕЦ на біомасі в Україні було запущено в 2010 р. – це ТЕЦ у м. Сміла та на підприємстві «Кіровоградолія» (ПрАТ «Кропивницький ОЕЗ»).

ТЕЦ в м.Сміла (рис. 11.3) було побудовано на базі ТЕЦ, що працювала на природному газі. Спочатку її встановлена електрична потужність становила 2,5 МВт, потім її було збільшено до 8,5 МВт. Зараз ТЕЦ працює, відпускаючи теплову енергію для потреб централізованого тепlopостачання м. Сміла. Паливом для неї слугує деревна тріска, а також дрова, що переробляються на тріску за допомогою дробарки.

ТЕЦ на заводі ПрАТ «Кропивницький ОЕЗ» в м.Кропивницький було побудовано із застосуванням протитискової турбіни чеської компанії PBS потужністю 1,7 МВт та вітчизняного котельного обладнання (виробництва ПАТ «АК Сатер»). Теплову енергію від турбіни використовують для виробничих потреб підприємства. У 2019–2020 рр. електричну потужність було збільшено до 12,3 МВт завдяки встановленню додаткової парової турбіни SST-300 потужністю 10,35 МВт компанії Siemens.

Крім ТЕЦ, що працюють безпосередньо на підприємствах олійної галузі, останніми роками побудовано кілька ТЕС, розташованих у безпосередній близькості



Рис. 11.4. ТОВ «Біогазенерго», ТЕС, смт Іванків Київської обл. (нове будівництво)

від таких підприємств, що використовують лушпиння соняшнику як паливо.

Крім того, самі підприємства олійної галузі продовжують впроваджувати проекти енергетичного використання лушпиння соняшнику (ТЕЦ або парові котельні для забезпечення парою власного виробництва). Так, у 2020 р. було реконструйовано та переведено з вугілля на біомасу парову котельню ПП «Оліяр» у Львівській обл., де впроваджено котел Vyncke JNO SAS 35-15 на лушпинні соняшнику потужністю 35 т пари на годину.

ТЕС у смт Іванків Київської області почала працювати в 2013 р. (перша черга електричною потужністю 6 МВт) і була першою електростанцією на біомасі, збудованою виключно для виробництва електроенергії за «зеленим» тарифом без відпуску теплової енергії споживачам (рис. 11.4). ТЕС обладнана паровими котлами фірми HURTS (США) і паровими турбінами фірми MAH-WATT (Індія). На сьогодні ТЕС у смт Іванків є найбільшою електростанцією на біомасі в Україні.

У 2019 р. було введено в експлуатацію потужну електростанцію в м. Дніпро (ТОВ «Аякс Дніпро», 1-ша черга ТЕС) електричною потужністю 16 МВт (рис. 11.5). ТЕС «Аякс-Дніпро» розміщена біля заводу з виробництва соняшникової олії «Потоки», обладнана двома паровими кот-

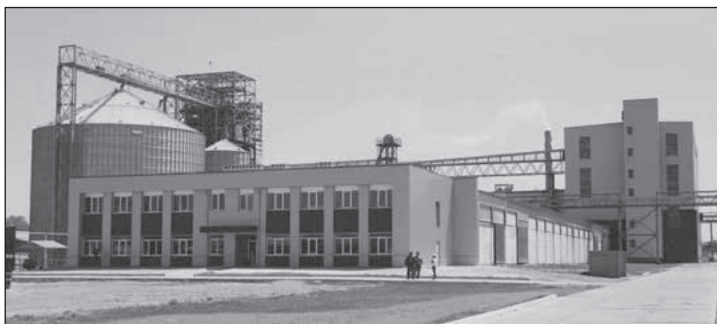


Рис. 11.5. ТЕС «Аякс-Дніпро»



Рис. 11.6. ТЕЦ на підприємстві «Міськтепловоденергія» в м. Кам'янець-Подільський

Джерело: <http://dieselmash.com.ua/news/vidkrittya-bioteploeletrostantsiyi-v-misti-kamyanets-podilskomu.html>

лами марки Е-35-40-440Д (35 т/год кожен з параметрами пари $P = 40 \text{ кг/см}^2$ і $t = 440 \text{ }^\circ\text{C}$), виготовленими на підприємстві «Котлоенергопроект» (м. Харків), а також паровим конденсаційним турбогенератором SST-300



Рис. 11.7. Модуль ОЦР компанії Enertime (Франція)

компанії Siemens електричною потужністю 16 МВт. Паливом слугує лушпиння соняшнику з ОЕЗ «Потоки», хоча можна використовувати й інше паливо – деревну тріску, відходи від вирощування, транспортування та переробки соняшнику. ТЕС має забезпечувати парою свою інфраструктуру та виробничі потреби олійно-екстракційного заводу.

Цікавим прикладом впровадження проєкту енергетичного використання біомаси для потреб централізованого тепlopостачання є ТЕЦ у м. Кам'янець-Подільський, введена в дію на комунальному підприємстві «Міськтепловоденергія» в 2018 р. (рис. 11.6). Теплоелектростанція оснащена турбіною з модулем ОЦР потужністю 1,8 МВт французької компанії Enertime (рис. 11.7).

Модуль ОЦР отримує теплову енергію (температура теплоносія – 200 °С) від двох твердопаливних котлів потужністю 10 і 5 МВт, виготовлених ТОВ «Котлозавод «Крігер», обладнання якого сертифіковане в Україні, країнах СНД та Європейського Союзу. Загальний ККД цієї міні-ТЕЦ перевищує 80 %¹²⁵. Також на теплоелек-

¹²⁵ <https://www.enertime.com/ru/references/module-orc-16mw-kamyanets-podilskyi-ukraine>

Таблиця 11.4. Типові технічні рішення при використанні біомаси в теплопостачанні

Основні характеристики	Опалювальні котельні, основне обладнання	Котли парові*
	Котли водогрійні	
Теплова чи електрична потужність (переважно), МВт Тип спалювання	0,2≤ Періодичне завантаження: шарове на нерухомих колосниках (дрова, брикети, до 3,15 МВт) тюки соломи (до 2 МВт) Механізоване завантаження, безперервне спалювання: шарове на рухомих колосниках (тріска, від 0,4 МВт) шарове за допомогою подових (ретортних) пальників (тріска, тирса, гранули) пелетні котли з факельними чи ретортними пальниками котли на подрібненій соломі	1,0≤ Шарове на рухомих колосниках (тріска) Вихрове (циклонні передтопки для силкого палива)
Паливо	Дрова, тріска, тирса, гранули, брикети, тюкована солома тощо	Дрова, тріска, тирса, гранули тощо
Теплоносій, спосіб передачі тепла	Вода	Вода, рідше пара, через теплообмінник для нагріву мережевої води
Параметри теплоносія	Т до 115 °С; Р до 6 бар	Т до 150 °С; Р до 16 бар

* Як правило, це старі котли, переведені у водогрійний режим і переобладнані для спалювання біомаси.

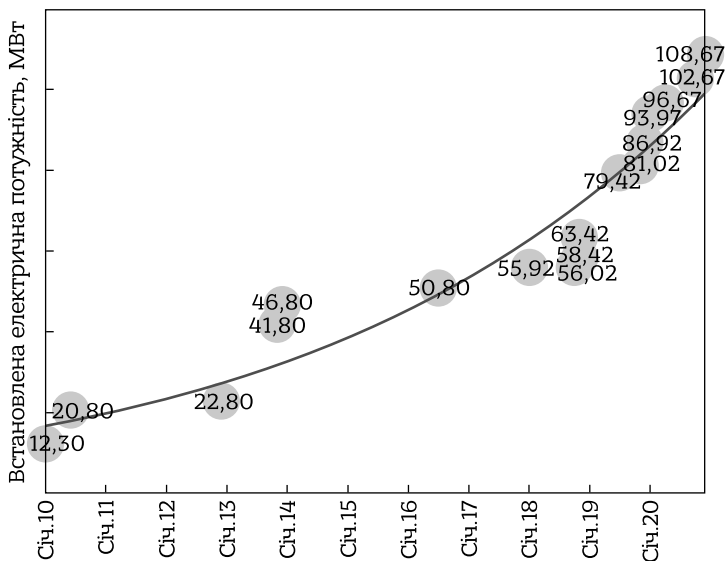


Рис. 11.8. Зміна встановленої потужності ТЕС та ТЕЦ на твердій біомасі наростаючим підсумком

тростанції встановлено два газових котли компанії Viessmann потужністю 12 МВт кожен, які використовуватимуть для покриття пікових навантажень, коли температура опускатиметься нижче -10°C . Паливом для ТЕЦ слугують деревна тріска та гранули.

Останніми роками спостерігається певне прискорення будівництва та введення в дію ТЕЦ на біомасі в Україні (рис. 11.8).

Велику кількість проєктів енергетичного використання біомаси впроваджено в галузі теплопостачання із застосуванням різного обладнання (табл. 11.4).

Сотні закладів бюджетної сфери (лікарні, поліклініки, школи, дитячі садки, клуби тощо) переведено на опалення біомасою. Зазвичай такі проєкти мають відносно невелику встановлену потужність (як правило, до 1 МВт).

Таблиця 11.5. Найбільші за потужністю котельні на біомасі в централізованому тепlopостачанні станом на кінець 2020 р. (від 5 МВт)

Населений пункт, джерело тепlopостачання	Компанія, що експлуатує котельню	Встановлена теплова по- тужність, МВт	Паливо
Запоріжжя, вул. Василя Сергієнка, 7	ТОВ «Енергоспеціаліст Комфорт»	12	Гранули
Київська обл., м. Славутич, водогрійна котельня	«Укртепло»	10,5	Деревна тріска
Хмельницька обл., м. Кам'янець-Подільський, вул. Жукова, 2	КП «Міськтепловоденер- гія»	10	Деревна тріска, качани кукурудзи
Харківська обл., м. Вовчанськ, вул. Досвітнього, 33а	Вовчанське підприємство теплових мереж	10	Гранули
Київська обл., м. Вишневе, вул. Київська, 11	ТОВ «Екотеплоресурс»	10	Тріска, гранули
Київська обл., м. Вишневе, вул. Чорновола, 1д	ТОВ «Екотеплоресурс»	7	»
Запоріжжя, вул. Цитрусова, 9	Концерн «Міські теплові мережі»	6	Гранули
Дніпро, вул. Бехтерева, 1	ТОВ «Теплотрансбют»	6	»
Вінниця, вул. Баженова, 15	КП ВМР «Вінницьяміськ- теплоенерго»	5,2	Тріска
Вінниця, вул. Хмельницьке шосе, 128	КП «Вінницяоблтепловенер- го», ДП «Альтернативна теплова енергія»	5	»
Луцьк; вул. Боженка, 32	ДКП «Луцьктепло»	5	»

Хоча є проекти досить великої потужності, наприклад модульні котельні на гранулах у лікарнях № 9, № 4 та № 8 м. Дніпро потужністю відповідно 6, 7,5 та 10,5 МВт або котельня у м. Львів потужністю 5 МВт, що опалює Клінічну лікарню швидкої медичної допомоги.

Найбільша котельня на біомасі в централізованому тепlopостачанні (м. Запоріжжя) має потужність 12 МВт (табл. 11.5).

Для реалізації проектів енергетичного використання біомаси в Україні переважно реконструюють наявні потужності ТЕС або котелень, встановлюючи нове котельне обладнання на біомасі. Для закладів бюджетної сфери часто встановлюють модульні котельні, теплова потужність яких інколи може перевищувати 10 МВт. В деяких випадках здійснюють переобладнання наявного устаткування на викопних паливах для використання біомаси – встановлюють передтопки, що працюють на дровах або трісці, пальники для спалювання гранул або рухомі ланцюгові решітки (у разі переведення на біомасу парових котлів).

Прикладом впровадження передтопоків перед котлами є проект у м. Івано-Франківськ (рис. 11.9), де в 2013 р. на комунальному підприємстві «Івано-Франківськтеплокомуненерго» було переведено на біомасу два газові парові котли Е-2,5-0,9 загальною потужністю 3,4 МВт. Паливом слугує деревна тріска, що надходить у тому числі від очищення паркових насаджень міста.

Іншим прикладом є переоснащення промислового водогрійного газового котла серії КВГ-7,56 із заміною трьох наявних газових пальників на три нові пальники на гранулах на котельні КП «Тернопільміськтеплокомуненерго» в м. Тернопіль по вул. Купчинського, 14а (рис. 11.10). Проектна теплова потужність переоснащеного котла становить 4,5 МВт. Впровадження проекту було профінансовано Північною екологічною фінансовою корпорацією (НЕФКО) та Шведським агентством міжнародного розвитку (Sida).



Рис. 11.9. Котельня ДМП «Івано-Франківськтеплокомуненерго», м. Івано-Франківськ, вул. Юності, 11а

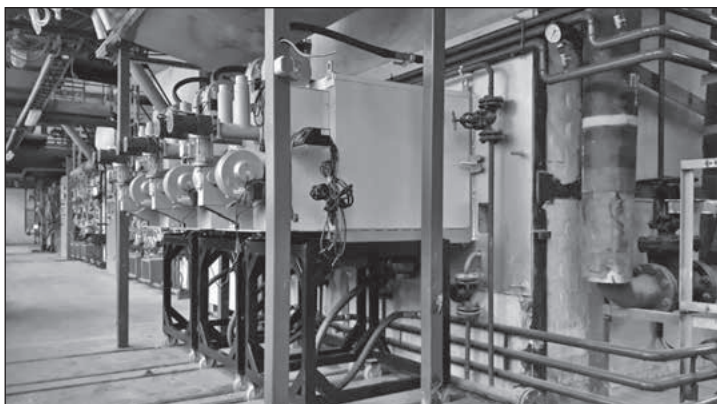


Рис. 11.10. Котел КВГ-7,56, переобладнаний для спалювання гранул



Рис. 11.11. Варіанти котельні на дровах: а – котельня на дровах у м. Ірпінь; б – блочно-модульна котельня потужністю 400 кВт (Львівська обл., м. Золочів, вул. Гайдамацька)

Джерело: <https://zora-irpin.info/irpinski-kotelni-ziskakuyut-z-gazovoyi-golki/>; <http://ztek.com.ua/ua/kotelnya-0-4mvt.html>



Рис. 11.12. Котельня на дровах встановленою потужністю 4 МВт (реконструкція котельні військової частини, Львівська обл.)

Джерело: <http://ztek.com.ua/ua/kotelnya-4-0mvt.html>

У проектах встановленою тепловою потужністю до 1 МВт широко використовують котельне обладнання для спалювання дров, що пояснюється відносною дешевизною як обладнання, так і палива (рис. 11.11). У деяких випадках потужність котельні на дровах може сягати 4 МВт (рис. 11.12). Такі котельні потребують багато ручної праці, мають нижчий коефіцієнт корисної дії та гірші екологічні показники, ніж механізовані котельні для спалювання сипкого палива.

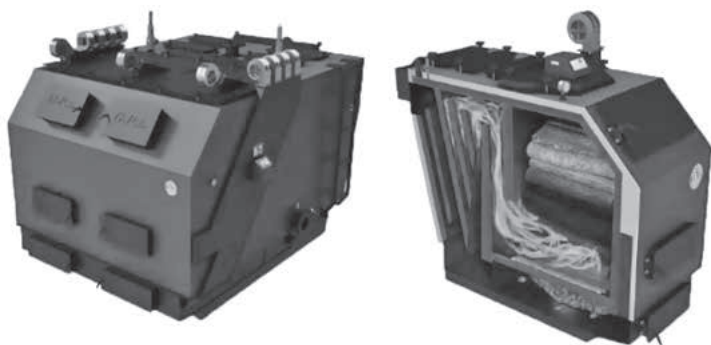
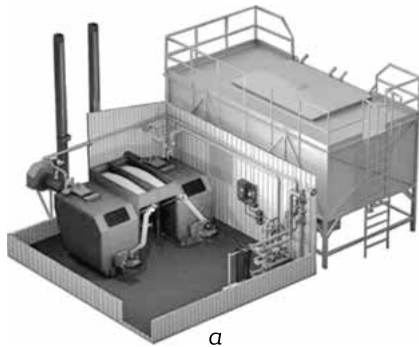


Рис. 11.13. Водогрійний котел Gefest-Profi (<http://gefest-profi.com/gefest-profi-s/>) піролізного типу, теплова потужність до 3,15 МВт

В Україні котли на дровах виробляють більш ніж 60 підприємств. Кращою ефективністю вирізняються котли піролізного типу, особливістю яких є те, що горіння відбувається не в усьому об'ємі закладки дров одночасно, а лише в нижній частині з допалюванням летких горючих речовин в окремій камері. Прикладом таких котлів є продукція компанії Gefest-Profi, м. Рівне (рис. 11.13).

Більш високотехнологічні рішення застосовують у котельнях для спалювання деревної тріски або гранул. Такі котельні передбачають наявність механічної подачі палива в котел, механізованого складу палива з можливістю дистанційного керування процесом подачі.

В Україні котельні на гранулах є другим за поширеністю технічним рішенням для енергетичного використання біомаси. Популярність котельень на гранулах зумовлена можливістю механізації подачі палива в котел, відносно стабільними паливними характеристиками гранул та меншою площею, потрібною для оперативного складу палива. Такі котельні випускаються і в модульному варіанті, до якого входять безпосередньо приміщення з котлами та вбудований, прибудований чи розміщений окремо паливний склад (рис. 11.14).



а



б

Рис. 11.14. Модульні котельні на гранулах: а – компонування модульної котельні (<http://www.biowatt.com.ua/>); б – модульна котельня компанії PPEngieniring (<https://c-energy.com.ua/g5649655-modulnye-kotelnye>)

Теплова потужність котелень на гранулах може варіюватися від десятків кіловат до кількох мегават. Станом на кінець 2020 р. найбільшою такою котельнею в Україні була котельня ТОВ «Енергоспецінвест Комфорт» у м. Запоріжжя потужністю 12 МВт на гранулах з лушпиння соняшнику. Котли на гранулах різної потужності в Україні випускають кілька десятків підприємств, зокрема виготовляється обладнання одиничною потужніс-

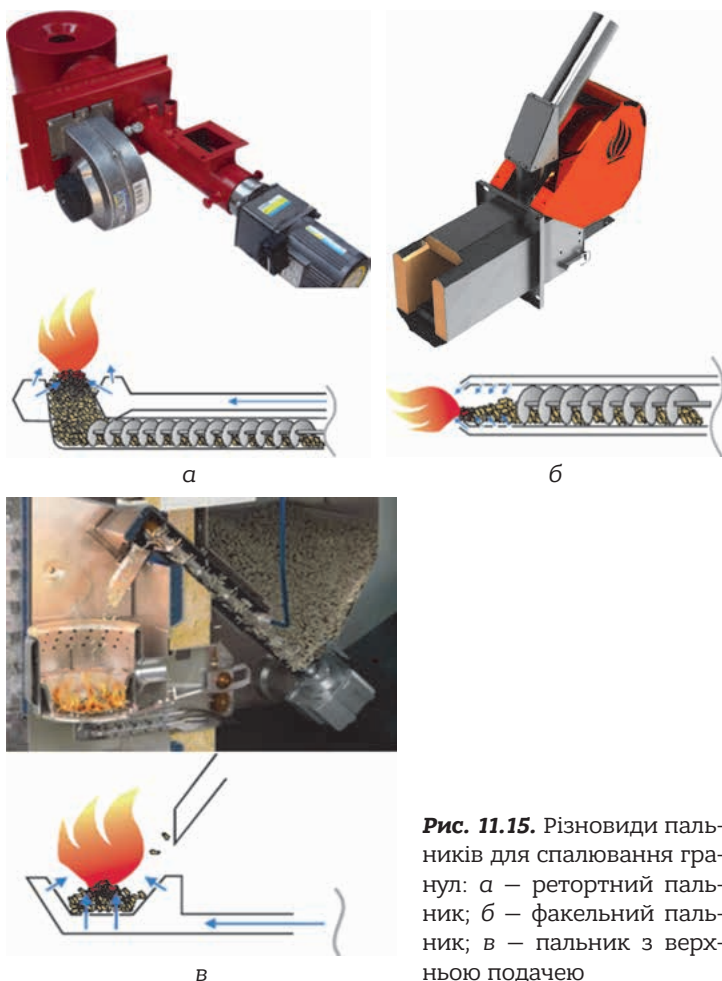


Рис. 11.15. Різновиди пальників для спалювання гранул: а – ретортний пальник; б – факельний пальник; в – пальник з верхньою подачею

ттю до 3 МВт (завод опалювальної техніки «Ретра», м. Рівне¹²⁶). За способом спалювання котли на гранулах можна умовно поділити на котли з ретортними, факельними пальниками та пальниками з верхньою подачею

¹²⁶ <http://retra.com.ua/>

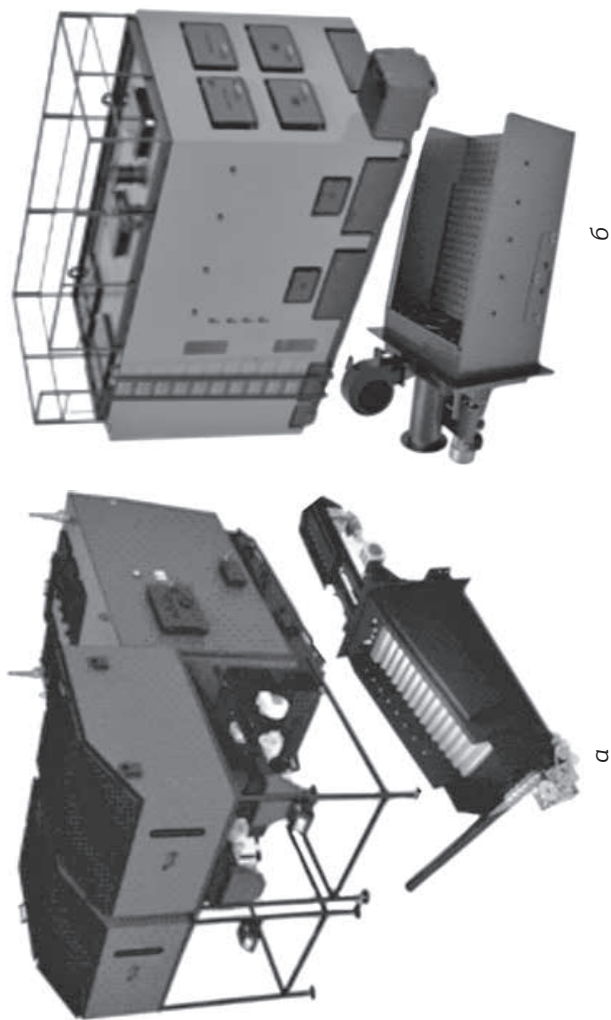


Рис. 11.16. Котли на гранулах із самоочисними водоохолоджуваними паливниками: а – водогрійні котли на гранулах Gefest-Profi (<http://gefest-profi.com/gefest-profi-a/>) потужністю до 2 МВт з паливником, обладнаним чавунними рухомими колосниками; б – водогрійні котли на гранулах «Ретра-4М» (<http://retra.com.ua/kotel-retra-4m?page=3>) потужністю до 3 МВт із самоочисним паливником совкового типу

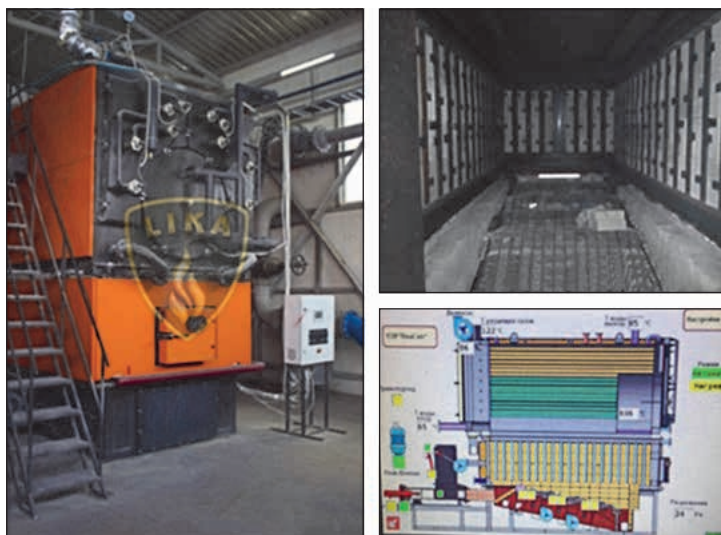
(рис. 11.15). Більш потужні котли можуть оснащуватися пальниками, побудованими за принципом водоохолоджуваних похило-перештовхувальних колосників (рис. 11.16). Такі пальники менш чутливі до якості палива і можуть спалювати гранули з високою зольністю, а також будь-яке сипке паливо, що підходить за розміром частинок та вологістю.

Крім того, гранули можна спалювати і на котельно-му обладнанні, розрахованому на спалювання тріски і деревних відходів (наприклад, на котлах типу ARS(BRS)-LM виробництва ТОВ «Коростенський завод теплотехнічного обладнання»¹²⁷ або котлах серії КВТ-М виробництва котлозаводу ТОВ «Ліка-Світ», м. Житомир).

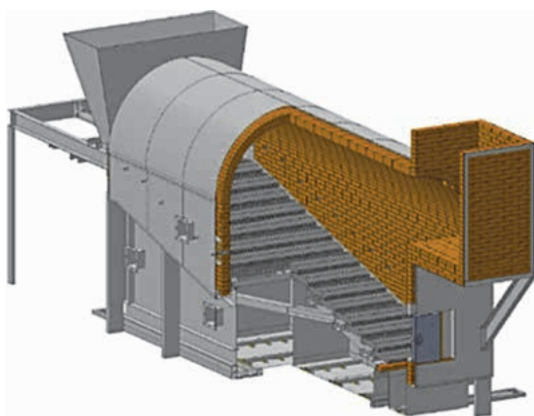
Певним недоліком використання гранул є зростання їх ціни всередині України, зумовлене зовнішнім попитом та рівнем світових цін.

Котельні на деревній трісці поєднують переваги механізованої подачі та безперервного спалювання палива з його відносно невисокою ціною. Проте впровадження таких проєктів є досить дорогим, особливо якщо передбачається спалювання палива відносною вологістю понад 35 %. Як правило, в таких котельнях встановлюють котли з рухомими колосниковими решітками та посиленою обмурівкою, що дає змогу спалювати паливо відносною вологістю до 60 %. Через невисоку насипну щільність палива такі котельні потребують значних додаткових площ для розміщення паливного складу, облаштування якого обходиться дорожче, ніж паливного складу котельні на гранулах такої самої потужності. Крім того, через недостатню розвиненість ринку паливної тріски підприємствам часто доводиться закуповувати дрова, некондиційну деревину та переробляти їх на тріску самостійно, використовуючи спеціальне обладнання (гідроколуни, рубальні машини).

¹²⁷ http://www.kzto.com.ua/production.cfm?idb=12#page_focus



а



б

Рис. 11.17. Котли для спалювання вологого сипкого палива (деревна тріска, тирса): а – водогрійні котли ТОВ «Ліка-Світ» з похило-перештовхувальними колосниками (<http://lika-svit.com.ua/>); б – водогрійні жаротрубні та водотрубні котли ТМ Ardenz, ТОВ «Навітас» потужністю до 12 МВт (<https://navitas.ua/promyslovi-kotly/tverdopalyvni-kotly-ardenz/>)



Рис. 11.18. Котельня потужністю 4 МВт на деревній трісці ДМП «Івано-Франківськтеплокомуненерго» у м. Івано-Франківськ (<https://zaholovok.com.ua/yak-ivano-frankivsk-modernizuje-svii-energetichnii-sektor-i-ekonomit-groshi>)

В Україні обладнання для спалювання деревної тріски пропонують близько двох десятків виробників, найвідомішими серед яких є компанії ТОВ «Котлозавод «Крігер», ЗАТ «Волинь Кальвіс», Броварський завод комунального обладнання (ТМ Ardenz, рис. 11.17), компанія Marten, ТОВ «Коростенський завод теплотехнічного обладнання», ТОВ «Ліка-Світ» (рис. 11.17), ТОВ МПВФ «Енергетик».

Одним із прикладів впровадження такого проєкту є котельня потужністю 4 МВт в м. Івано-Франківськ (рис. 11.18), побудована в 2017 р. литовською компанією ENERSTENA на кредитні кошти ЄБРР та грантові кошти Шведської агенції міжнародного розвитку (Sida). Особливістю цього проєкту є застосування конденсаційного



Рис. 11.19. Котел Vynske (18 т пари на годину, тиск пари 20 бар, температура 250 °С)

економайзера, що підвищує ККД виробництва теплової енергії, та системи очищення конденсату.

Серед інших котелень на трісці, де впроваджено сучасні технологічні рішення, можна згадати проекти у Вінниці (вул. Баженова, 15, 5,2 МВт) та Луцьку (вул. Боженка, 32, 5 МВт).

Біомасу для енергетичних потреб широко використовують у деревообробній, меблевій та паперово-целюлозній промисловості, на підприємствах з виробництва ДСП та ДВП, при цьому значну частку палива становить некондиційна сировина та виробничі відходи. Отримане тепло використовують для опалення приміщень, а також у виробничому процесі, як, наприклад, на підприємстві ТЗОВ «Уніплит» в с. Вигода Івано-Франківської обл., де з 2009 р. працює паровий котел Vynske тепловою потужністю 13 МВт (рис. 11.19).



Рис. 11.20. Обертові печі ПАТ «Ватутінський комбінат вогнетривів» (Черкаська обл.)

Серед інших котельнь галузі можна відзначити котельні на трісці Броварського меблевого комбінату та Мотовилівського меблевого заводу потужністю відповідно 7,5 та 4,5 МВт.

Енергетичне використання біомаси запроваджується не лише в тих галузях, де біомаса є сировиною. Так, на заводі ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг»¹²⁸ лушпиння соняшнику як паливо використовують на двох промислових печах для випалювання вапна, де пальники для біопалива було встановлено поряд з газовими пальниками. Схоже технічне рішення ще в 2010 р. було впроваджено і на обертовій печі ПАТ «Ватутінський комбінат вогнетривів» у Черкаській області (рис. 11.20), що дає змогу заощаджувати до 40 % природного газу та істотно зменшувати собівартість продукції¹²⁹.

Постійно зростає кількість проєктів енергетичного використання біомаси в сільському господарстві та на

¹²⁸ <https://ukraine.arcelormittal.com/index.php?id=10&pr=535>

¹²⁹ <http://www.st.ck.ua/sy201012012.pdf>



Рис. 11.21. Котельня на біомасі для опалення теплиць потужністю 7 МВт (ТОВ «Камелія», 2014 р.). Установлено 2 котли «Крігер» тепловою потужністю по 3,5 МВт. Паливо – тріска, гранули

підприємствах з переробки сільськогосподарської сировини.

Значний потенціал використання теплової енергії з біомаси мають тепличні господарства України. Прикладом впровадження відповідного проекту в цій галузі є котельня ТОВ «Камелія» встановленою потужністю 7 МВт, що з 2014 р. забезпечує опалення теплиць, використовуючи як паливо деревну тріску та гранули (рис. 11.21).

Одним із прикладів застосування високотехнологічного обладнання для енергетичного використання тюкованої соломи є проект, впроваджений на птахокомплексі «Дніпровський» у м. Нікополь, де встановлено два водогрійні котли Vesko-S компанії TTS (рис. 11.22) сумарною тепловою потужністю 10 МВт.

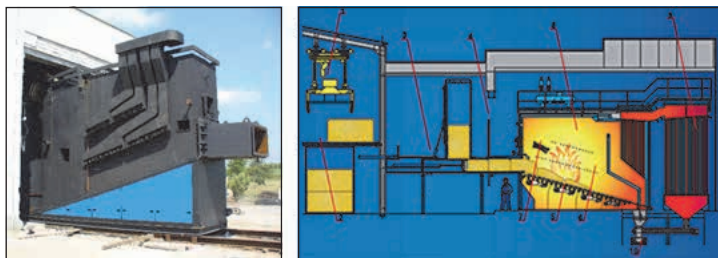


Рис. 11.22. Водогрійні котли на тюкованій соломі TTS Vesko-S потужністю до 5 МВт

Джерело: [https:// www.ttsboilers.cz/ru/produkt/vesko-s/](https://www.ttsboilers.cz/ru/produkt/vesko-s/)

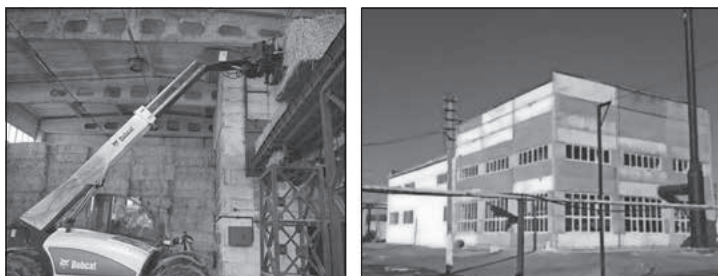


Рис. 11.23. Котельня на соломі птахокомплексу «Дніпровський»

Птахокомплекс «Дніпровський» є одним з найкращих проєктів використання біомаси аграрного походження. Проєкт реалізовано в с. Першотравневе Дніпропетровської обл. в 2012 р. В результаті опалення пташників «Першотравневий» і «Нетельне» птахокомплексу «Дніпровський» переведено з природного газу на біопаливо (рис. 11.23). В котельнях встановлено котли, які працюють на власній тюкованій соломі, що дає змогу підприємству заощаджувати до 3,5 млн м³ газу щороку (табл. 11.6).

Дві котельні потужністю 5 МВт кожна було укомплектовано твердопаливними котлами Vesko-S виробництва компанії TTS Group (Чехія). Основне паливо – прямокутні тюки соломи шириною 1,2 м, висотою 0,7–1,2 м та довжиною 2,2–2,5 м. Вага одного такого тюка

Таблиця 11.6. **Характеристики котелен**

Характеристика	Птахокомплекс «Дніпровський»	Компанія «Нива Переяславщини»
Оператор	Агропромислова група компаній «Дніпровська»	Група компаній «Нива Переяслав- щини»
Місцезнаходження	с. Першотравневе Дніпропетровської обл.	с. Переяславське, Київська обл.
Теплова потужність	2 × 5 МВт	2,5 т/год, 2 МВт
Котел	TTS Group (Чехія)	Danstoker, Linka-H
Вид палива	Солома тюкована	Солома тюкована
Рік будівництва	2012	2017

становить від 200 до 420 кг. Годинна витрата соломи – 5 тюків. Солому заготовляють на власних полях із використанням техніки та персоналу підприємства.

Тюк соломи подається без великих витрат електроенергії, практично безшумно і без пилу, розділяється на менші частини і, за потреби, подається на колосникову решітку камери спалювання. Загальна споживана електрична потужність кожної котельні становить до 215 кВт. Димові гази фільтруються у рукавному фільтрі, що забезпечує необхідні екологічні показники роботи котла.

На котельні працюють дві особи, що стежать за роботою котла та вчасно подають паливо зі складу. Загальна тривалість будівництва з урахуванням проектування становила 7 місяців.

У 2017 р. компанія «Нива Переяславщини» збудувала парову котельню на тюкованій соломі¹³⁰. Кошти на-

¹³⁰ https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/09/Analitika_UABIO_energetychno-vykorystannia_agrovidhodiv.pdf



Рис. 11.24. Парова котельня компанії «Нива Переяславщини»

дано в рамках програми ЄБРР – FINTESS. Котельня працює на соломі та виробляє технологічну пару для виробничого майданчика в с. Переяславське (табл. 11.6). Солому заготовлюють на власних полях підприємства.

В котельні встановлено паровий котел Danstoker паропродуктивністю 2,5 т/год із системою паливоподачі компанії Linka (Данія) (рис. 11.24). Конструктивні особливості та автоматика котла забезпечують регулювання процесу згоряння палива і високий показник ККД, завдяки чому в ньому згорають практично всі рештки. Для очищення димових газів встановлено фільтр циклонного типу. Починаючи з 2009 р. компанія встановила котли на соломі на всіх дев'яти свинокомплексах підприємства.

Значні обсяги відходів, що утворюються внаслідок очищення зерна на елеваторах, використовують як паливо для сушіння зерна, для чого впроваджуються топкові пристрої різних конструкцій на біомасі (рис. 11.25). Деякі з цих топкових пристроїв можуть спалювати і тюковану соломку зернових.

На сьогодні встановлена теплова потужність зерносушарок на біомасі становить близько 500 МВт, а їх кількість – приблизно 200 штук. Це переважно зерносушарки невеликої продуктивності, що використовуються у фермерських господарствах. Проте є низка при-



Рис. 11.25. Зерносушарки на біомасі: а – теплогенератор компанії TEFF (м. Одеса) потужністю 6 МВт до зерносушарки Vopfanti; б – зерносушильний комплекс КС-16 компанії «Бриг»
 Джерело: (<http://www.brig-zerno.com.ua/produktsiya/zernosushilnoe-oborudovanie-na-biomasse/zernosushil-nyj-kompleks-ks-16>)

кладів, коли на сушіння біомасою переводять потужні зерносушарки, що потребує встановлення теплогенераторів потужністю від 4 МВт.

Потужні теплогенератори працюють за принципом безперервності подачі палива та його спалювання і обладнані топками, що реалізують або циклонний принцип спалювання (рис. 11.26), або спалювання на колошниках, коли коксозольний залишок догоряє в першій частині топки, а леткі речовини та продукти піролізу – у другій частині, при подачі додаткового повітря. При цьому згоряння летких речовин у другій частині топки також можна організувати за циклонним принципом.

Теплогенератори меншої потужності, доступні на ринку України, можуть бути як безперервної, так і періодичної дії.

Найвні теплогенератори для спалювання соломи потребують періодичного відкриття топки та завантаження тюків соломи після кожного циклу спалювання. Вони можуть вміщувати щонайбільше 2–4 циліндричні

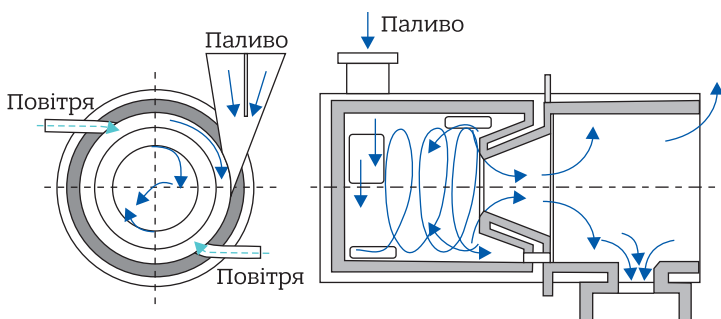


Рис. 11.26. Циклонний принцип спалювання сипких палив

тоуки, а їх максимальна встановлена потужність, за даними виробників, не перевищує 2,2 МВт. Деякі виробники встановлюють по два таких теплогенератори для однієї зерносушарки.

Серед компанії, що пропонують найширший асортимент теплогенераторів, у тому числі обладнання з найбільшою встановленою потужністю, а також мають список впроваджених проєктів, можна відзначити такі:

1. Компанія TEFF¹³¹, м. Одеса пропонує обладнання для дрібного палива з топками вихрового та циклонного типу. Випускається теплогенеруюче обладнання для застосування в різних галузях промисловості.

¹³¹ <http://teff.com.ua>

Модельний ряд теплогенераторів, які можна використувати із зерносушарками, включає одиничну потужність до 20 МВт. Крім того, компанія має вагомий список впроваджених проєктів у різних областях України, що доступний на її вебсайті. Зокрема, на зерносушарках у період з 2013 по 2018 р. було встановлено більш як 20 теплогенераторів одиничною потужністю від 3 до 11 МВт. Перший проєкт на зерносушарці реалізовано ще в 2009 р.

2. Компанія «НВТ-Технологія»¹³², м. Чернігів. Компанія пропонує теплогенеруюче обладнання для спалювання як дрібного палива, так і для тюків соломи. Крім того, у компанії є своя конструкція зерносушарки типу СБЦ, що комплектується теплогенераторами на твердому паливі потужністю до 1,5 МВт.

Модельний ряд теплогенераторів, які можна використувати із зерносушарками, включає одиничну потужність до 8 МВт. Таку потужність мають теплогенератори для спалювання дрібного палива з його автоматичною подачею, в яких реалізовано принцип спалювання на колосникових решітках. Обладнання використовують у комплекті з іскрогасником, якщо сушіння здійснюється сумішшю димових газів і повітря, або теплообмінником – у разі використання як сушильного агента лише повітря. Теплогенератори для спалювання тюкованої соломи мають потужність до 1 МВт, для спалювання дров – до 2 МВт.

Компанія має список з більш ніж 100 впроваджених проєктів у різних областях України, що доступний на її вебсайті. Впровадження стосуються різних галузей промисловості, проте, скільки проєктів реалізовано на зерносушарках, не зазначається.

3. Об'єднання «Енерго-Спектр»¹³³, м. Харків. Компанія пропонує обладнання для спалювання дрібного

¹³² <https://nvt-tehno.com.ua/karta-klientov.html>

¹³³ <http://energy-spectrum.com.ua/release-projects/teplogenerator-vozdushnye/>

палива з топками циклонно-вихрового типу. Принцип спалювання подібний до того, який використовує компанія TEFF, проте конструктивно він реалізований дещо інакше. Випускається теплогенеруюче обладнання для застосування в різних галузях промисловості.

Модельний ряд теплогенераторів, які можна використовувати із зерносушарками, включає одиничну потужність до 7,5 МВт. Компанія має список впроваджених проєктів у різних областях України (24 проєкти), в тому числі 7 проєктів переобладнання зерносушарок, серед яких – імпортні зерносушарки Petkus, Bonfanti з теплогенераторами потужністю 4,5–5 МВт. Перший проєкт на зерносушарці реалізовано в 2013 р.

4. ТОВ «Агроспецмонтаж ЛТД»¹³⁴, Черкаська обл.

Компанія пропонує теплогенератори, які можна використовувати із зерносушарками, з потужністю топки до 5 МВт. Принцип спалювання – на колосниках. Також підприємство виготовляє зерносушарки власної конструкції потужністю до 37 т/год (при сушінні сировини з вологістю від 14 до 25 %), що можуть комплектуватися пропонованими теплогенераторами.

Підприємство має понад 20 реалізованих проєктів у різних областях України, в тому числі зі встановлення твердопаливних теплогенераторів.

5. Компанія «Елеватор Будмаш»¹³⁵, м. Івано-Франківськ. Компанія пропонує топкові агрегати для зерносушарок під назвою «Горинич» на дровах, брикетах, відходах деревини потужністю до 3,6 МВт та на тюкованій соломі потужністю 1,6 МВт. Обидва типи теплогенераторів передбачають періодичне завантаження палива, однак їх можна обладнати системами безперервної подачі. Компанія має кілька впроваджених проєктів на зерносушарках.

¹³⁴ <https://agrosin.ua/>

¹³⁵ <https://www.elevatorbudmash.com/teplogeneratoru>

6. ТОВ «Дунаєвецький ливарно-механічний завод»¹³⁶, Хмельницька обл. Підприємство пропонує теплогенератори одиничною потужністю до 3 МВт, що виготовляються за ліцензією польської компанії AG-Projekt, а також виробляє зернові сушарки спільно з AG-Projekt. Впроваджено 4 проекти встановлення теплогенераторів на біомасі.

11.3. Питання утилізації золи від котелень на біомасі в Україні

Зола біомаси містить низку важливих макро- та мікроелементів, що були увібрані рослинами з ґрунту та залишилися в золі після спалювання, зокрема фосфор та калій, які входять до переліку ключових макроелементів, необхідних рослинам, і мають значний вплив на врожайність сільськогосподарських культур. У табл. 11.7 наведено середній вміст основних хімічних елементів у золі різних видів біомаси^{137, 138}, при цьому бралися до уваги показники загальної золи.

Характерно, що найважливіші з екологічної точки зору важкі метали (Zn та Cd) переважно містяться в леткій золі (табл. 11.8), оскільки ці елементи в процесі спалювання випаровуються та осідають на частинках леткої золи у вигляді аерозолів, тоді як поживні елементи (K, Mg, P) та вапняні складові (Ca) здебільшого потрапляють у подову золу.

Державна статистика не виокремлює обсяги утворення золи від спалювання біомаси. За усталеною практикою золу біомаси зазвичай відносять до відходів за групою 90 (відходи вторинні від надання послуг зі зби-

¹³⁶ <http://dulmz.com/product?id=123>

¹³⁷ *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. Eds: S. van Loo, J. Koppejan. Earthscan, 2008.

¹³⁸ ТУ У 15.4-36813695-002:2010. Гранули паливні з лушпиння соняшнику.

рання, видалення та оброблення відходів). За Державним класифікатором України «ДК 005-96. Класифікатор відходів», для золи біомаси відповідно до класу застосовують коди: 9010.2.9.01 – залишок нелеткий та шлак; 9010.2.9.04 – зола летка. За цими кодами обліковуються й інші відходи, не пов'язані зі спалюванням біомаси.

Значно рідше трапляються випадки віднесення золи біомаси до групи 40 (відходи виробництва і розподілу енергії електричної, газу, пари та води гарячої) та при-

Таблиця 11.7. Типовий хімічний склад золи після спалювання деяких видів біомаси (% до маси сухої речовини)

Елемент	Тріска хвойних порід	Кора деревини хвойних порід	Солома зернових (пшениця, жито, ячмінь)	Лушпиння соняшнику
Ca	26,0–38,0	24,0–36,0	4,5–8,0	3,7
K	4,9–6,3	5,0–9,9	10,0–16,0	28,8
Mg	2,2–3,6	2,4–5,6	1,1–2,7	1,2
Na	0,3–0,5	0,5–0,7	0,2–1,0	0,8
P	0,8–1,9	1,0–1,9	0,2–6,7	0,3
Si	4,0–11,0	7,0–17,0	16,0–30,0	21,3
C _{орг}	0,2–3,1	0,2–1,1	9,0–16,6	н.д.

Таблиця 11.8. Приклад розподілу вмісту важких металів у зольних фракціях

Вміст елементів, мг/кг сухої речовини	Cd	Pb	Zn	Cr	Cu	Ni	Hg	As
Подова зола	1	22	500	40	100	45	0.03	3
Летка зола	9	85	1150	70	130	62	0.23	4

Джерело: *Recycling of biomass as hesincrop production*. Eds: H. In-sam, B.A. Knapp. Springer. 2011.

своєння їй кодів 4010.2.3.04 – відходи тверді процесу очищення газів топкових інші (зола, вловлена циклонами та фільтрами на виході з котла) та 4010.2.8.01 – шлак паливний. До групи 40 переважно належать відходи енергетичних станцій на вугіллі й торфі.

Тому загальну кількість золи, утвореної в Україні від спалювання біомаси (табл. 11.9), було оцінено на основі аналізу даних Держстату («Використання та запаси палива у 2019 році» та «Енергетичний баланс України за 2019 рік (продуктовий)») з урахуванням припущень щодо зольності та теплотворної здатності різних видів паливної біомаси.

Враховуючи те, що найчастіше використовують шарове спалювання біомаси, а також те, що циклонами та іншими системами очищення димових газів обладнані лише великі установки, можна прийняти, що в 2019 р. потребувало утилізації чи розміщення на звалищах близько 131,8 тис. т золи від спалювання біомаси, або

Таблиця 11.9. Оцінка кількості золи від спалювання біомаси в Україні в 2019 р.

Сектор	Тверде біопаливо, ТДж	Питомий вихід золи, т/ТДж	Вихід золи, з урахуванням недопалу 10 %, т
Перетворення	50 658	1,65	83 432
Власне споживання енергосектором	1	1,65	2
Кінцеве споживання в т. ч.:	83 839		81 309
промисловість	3 095	1,65	5 097
побутовий сектор	77 807	0,92	71 374
торгівля та послуги	1 781	1,65	2 933
сільське господарство	1 156	1,65	1 904
Разом: перетворення + кінцеве споживання			164 742

80 % всього обсягу такої золи, включно з тією, що утворюється від практикованого населенням індивідуального опалення.

За даними Держстату, в 2019 р. орієнтовна кількість відходів ТЕС та ТЕЦ на викопних паливах (відходи групи 40 за найменуваннями «шлак паливний» та «пил зольний вугільний») становила 5,89 млн т. Таким чином, на сьогодні обсяги щорічного утворення золи біомаси становлять близько 2,2 % від обсягів утворення золошлакових відходів ТЕС і ТЕЦ. У майбутньому це співвідношення може змінитися внаслідок зміни частки використання біомаси та вугілля в тепловій та електричній генерації.

Якщо взяти до уваги можливі перспективи розвитку біоенергетики в Україні, зокрема запропоновані в Дорожній карті розвитку біоенергетики до 2050 року¹³⁹, споживання твердих біопалив може зрости в 3,1 раза за період з 2019 до 2035 р. і в 4,6 раза до 2050 р. Враховуючи те, що основним резервом такого зростання є палива з більшою зольністю, а також з огляду на можливе збільшення частки легкої золи, що уловлюється циклонами та фільтрами, можна очікувати, що в 2035 р. в промисловості та енергетиці потребуватимуть утилізації до 785 тис. т, а в 2050 р. – до 1 252 тис. т золи біомаси.

Відповідно до Закону України «Про відходи» від 05.03.1998 № 187, кінцевим результатом поводження з відходами може бути: утилізація – використання відходів як вторинних матеріальних чи енергетичних ресурсів; видалення – здійснення операцій з відходами, що не приводять до їх утилізації; захоронення – остаточне розміщення відходів при їх видаленні у спеціально відведених місцях чи на об'єктах.

¹³⁹ Гелетуха Г.Г., Железна Т.А., Баштовий А.І. Дорожня карта розвитку біоенергетики України до 2050 року. *Теплофізика та теплоенергетика*. 2020. Т. 42, № 2. С. 60–67. <https://doi.org/10.31472/ttpe.2.2020.6>

Відповідно до Державних санітарних правил та норм, подова зола належить до IV класу – «речовини малонебезпечні», а летка зола – до IV або III класу – «речовини помірно небезпечні».

Наразі українське законодавство не містить обов'язкових вимог щодо утилізації золи від теплогенеруючих установок, у тому числі золи від спалювання біомаси. Невідомі також приклади практичного застосування золи біомаси в будівельній чи іншій промисловості.

В Україні розроблено низку державних стандартів, що передбачають використання лише золи від спалювання вугілля на ТЕС¹⁴⁰ як компонента цементних сумішей, бетонів та матеріалів для дорожнього покриття.

Золу, як промислові відходи IV класу небезпеки, можна використовувати на полігонах твердих побутових відходів як ізоляційний матеріал.

На сьогодні основним способом поводження із золою в Україні є захоронення на полігонах. Цьому сприяє досить низький податок за розміщення відходів на полігонах ТПВ (5 грн/т для відходів IV класу небезпеки та 12,84 грн/т для відходів III класу). Якщо з 1 т паливної біомаси утворюється 50 кг золи, витрати на її перевезення та видалення на звалище еквівалентні збільшенню ціни 1 т палива на 5–6 грн (або на 0,15–1 %).

Досить поширене також незаконне вивезення золи в непередбачені для цього місця. Частково золу біомаси використовують як добриво – переважно ту, що утворюється у власних пічках чи котлах у населення і використовується на присадибних ділянках. У ряді випадків місцеве населення безоплатно розбирає золу біомаси з найближчих котелень.

¹⁴⁰ Обґрунтування напрямів утилізації золи від спалювання біомаси. Зола біомаси як добриво в сільському господарстві. Аналітична записка UABIO № 27. https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/12/AZ_Kramar_Zastosuvannya-zoly-biomasy-yak-dobryva_fin_ukr2.pdf

На відміну від України, у низці країн ЄС зола біомаси знаходить більш широке застосування. Цьому сприяють прийняті в ЄС принципи сталого розвитку. Стале використання біомаси передбачає повернення мінеральних речовин, що містяться в золі біомаси, в їх природний цикл.

Основними сферами застосування золи від спалювання біомаси в деяких країнах (рис. 11.27) є сільське та лісове господарство (використання як добрива) і будівельна промисловість (зола як домішка для підвищення вмісту магнію, замітник піску). Першочергового значення надають також питанням безпеки використання золи для людини та навколишнього середовища. Для використання золи біомаси як добрива у деяких країнах встановлено вимоги не лише до максимальної концентрації важких металів, а й до мінімального вмісту основних поживних речовин, таких як калій, кальцій, магній, фосфор та азот.

Як правило, фільтраційну золу, а також золу від спалювання в киплячому чи циркуляційному киплячому шарі, не можна застосовувати як добриво (останню – через високу концентрацію баластних речовин і, відповідно, низький вміст поживних елементів).

Золу біомаси в Україні традиційно розглядають як місцеве добриво, яке слід використовувати там, де воно утворилося. Проте основна її кількість утворюється в промисловості й тепловій енергетиці, і ланцюжок, що має привести її назад у коло природного кругообігу речовин, виявляється розірваним.

Законодавство України протягом багатьох десятиліть було зорієнтоване на штучні мінеральні добрива. Закон України «Про пестициди та агрохімікати» встановлює основні вимоги до сільськогосподарського використання будь-яких препаратів, у тому числі щодо їх обов'язкової державної реєстрації, крім зазначених у відповідному переліку, що є додатком до Закону (зола

11.3. Питання утилізації золи від котелень на біомасі в Україні

Спосіб утилізації	Країна	Австрія	Канада	Далія	Німеччина	Італія	Нідерланди	Швеція
Попілони, звагища		Так (К)	Так (К)	Так (К)	Так (К)	Так (К)	Так (К)	Так (К)
Добавка в цементне сіре борощино		Так (Т)	Так (Т)			Так (Т)		Ні
Заповнювач цементів і бетонів						Можливо (Т)	Так (Т)	
Лісове господарство		Ні		Так (К)			Можливо (Т/З)	Так (К)
Добавка/ покращувач ґрунтів		Так (Т)	Так (К)	Так (К/З)	Так (К)	Так (К)	Так (З)	Ні
Добавка в компост		Так				Можливо	Можливо (Т/З)	
Заповнювач асфальту		Можливо (В)	Ні			Так (Т)	Так (Т)	Ні
Заповнювач шкєтних виробок				Так (К)	Ні	Так (К)	Ні	Ні
Цивільне будівництво		Так (К)	Так (К)	Так (К)	Так (К)	Так (К)	Так (К)	Так (К)
Інші будівельні матеріали		Так (Т/З)				Можливо (Т/З)	Так (Т/З)	Ні
Інше використання (точно не визначене)			Так (Т/З)					
Експорт (точно не визначений)						Так (К/З)		Так (К/З)

Рис. 11.27. Напрями утилізації золи біомаси в деяких країнах: **Так** – застосовується в даній країні; **Так** (виділено жирним шрифтом та жирною рамкою) – є основним способом застосування; **Можливо** – можливість застосування вивчається, досліджується; **К** – кінцеве використання; **Т** – в залежності від технологічних вимог; **З** – в залежності від законодавчих вимог

Джерело: Options for increased use of ash from biomass combustion and co-firing. IEA Bioenergy: Task 32: Biomass Combustion and Cofiring. Deliverable D7. <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2019/02/IEA-Bioenergy-Ash-management-report-revision-5-november.pdf>

біомаси до цього переліку не входить). Порядок державної реєстрації передбачає досить складну й довготривалу процедуру, яка вимагає розроблення технічних умов, проведення серії експертиз, а також державних випробувань протягом двох повних вегетаційних періодів. У разі невстановлення або непідтвердження біологічної ефективності нового препарату порівняно з тими, що вже застосовуються, може бути прийнято рішення про його зняття з подальших державних випробувань. Таким чином, на відміну від низки європейських країн, де зола має законодавчо закріплені умови

використання в сільському господарстві та лісовій галузі, в Україні вона повинна конкурувати з мінеральними добривами.

Наразі до Державного реєстру пестицидів і агрохімікатів, дозволених до використання в Україні, внесено лише два препарати на основі золи біомаси: «Екоплант (зола соняшника)» від компанії ТОВ «Орій» та «Екосойл» від компанії ТОВ «Лігнін». Низка підприємств пропонують як добриво фасовану золу соняшнику чи деревини, що не має державної реєстрації для використання в сільському господарстві, а отже, може використовуватися переважно населенням на присадибних ділянках.

Попри історичний досвід використання золи біомаси як добрива, її агрономічна ефективність в умовах сучасного інтенсивного аграрного виробництва потребує додаткового підтвердження. Звертає на себе увагу дуже мала кількість сучасних вітчизняних експериментальних робіт та польових досліджень ефективності золи біомаси як добрива порівняно з кількістю таких робіт за кордоном. Зокрема, немає експериментально обґрунтованих вітчизняних рекомендацій щодо масових співвідношень, відповідно до яких можна заміщувати золою біомаси традиційні мінеральні добрива.

Бар'єрами для використання золи біомаси в сільському господарстві є низка її характеристик, зокрема невелика, порівняно зі штучними мінеральними добривами, концентрація поживних елементів, відсутність у її складі такого важливого для рослин елемента, як азот, суперечливі дані щодо розчинності сполук кальцію та доступності для рослин сполук фосфору, надто швидке розчинення сполук калію через малий розмір частинок золи, висока лужність, зниження ефективності в разі одночасного застосування разом з азотними та фосфорними добривами, великий вміст інертного матеріалу, можливість перевищення дозволеного вмісту важких металів, гігроскопічність та здатність до злежу-

вання при тривалому зберіганні, незручності при внесенні в ґрунт через низьку насипну щільність, пилоутворення, «зависання» в бункерах тощо. Нестабільність хімічного складу та складність рівномірного розподілу по площі заважає правильному дозуванню, яке є однією з основ сучасної практики удобрення, орієнтованої на внесення заданих співвідношень речовин для збалансованого живлення рослин.

Є низка технологій та прийомів для подолання цих недоліків. Деякі з них давно відомі, наприклад використання водної витяжки золи, внесення золи разом з перегноем, додавання в компости з торфу або рослинних залишків, контрольоване зволоження та тривале зберігання для зменшення лужності. Інші технології є відносно новими: гранулювання, виробництво органомінеральних добрив, гуматів, застосування як сировини для виробництва інших видів добрив. Вибір найкращих технологій має забезпечувати досягнення оптимальних результатів агротехнічного застосування та прийнятний рівень витрат на виробництво для забезпечення конкурентних переваг порівняно з традиційними мінеральними добривами. Ці питання потребують теоретичного і практичного опрацювання, важливе значення мають польові дослідження нових продуктів, розроблення обґрунтованих рекомендацій з їх застосування. Слід також враховувати сучасні тенденції розвитку ринку добрив: орієнтацію на висококонцентровані добрива, як односторонні, так і складні, а також на їх суміші, що містять задану кількість діючих речовин у необхідному співвідношенні залежно від величини запланованого урожаю; поширення рідких комплексних добрив, що актуально для посушливих регіонів; розроблення нових органомінеральних та гумінових добрив.

Слід взяти до уваги і зростання популярності в Україні та всьому світі органічного виробництва, що прагне звести до мінімуму використання штучних мінераль-

них добрив. Внесення золи різних видів біомаси у список речовин, дозволених в органічному виробництві, могло б стати додатковим драйвером її використання.

Доцільність використання золи біомаси визначається залежністю України від імпорту калійних та фосфорних добрив, а також тим, що за нинішніх цін на добрива сума діючих речовин золи в 3–18 разів дешевша, ніж у традиційних мінеральних добривах. Ринкова ціна на золу біомаси сьогодні становить 800–1000 грн/т, використання 1 т золи в перерахунку на вміст діючих речовин у середньому дозволяє зекономити на традиційних добривах близько 1300 грн, або 56 % вартості фосфорно-калійного добрива.

В 2020 р. в Україні було використано 302 тис. т фосфорних і калійних добрив. Для теоретичного максимального заміщення цих добрив золою біомаси, відповідно до співвідношень вмісту діючих речовин, знадобилось би близько 1 300 тис. т золи. Це значно перевищує не тільки оцінені поточні обсяги утворення золи (близько 132 тис. т), а й перспективні в 2035 р. (близько 785 тис.т). Отже, зважаючи на кількість необхідних поживних речовин у її складі, аграрний сектор міг би утилізувати всю золу біомаси, що утворюється в промисловості та енергетиці.

Найбільший економічний ефект від заміщення золою біомаси традиційних добрив можна очікувати при її застосуванні для культур, найбільш вимогливих до калійно-фосфорного живлення, з найбільшою інтенсивністю внесення цих добрив на одиницю площі.

Для розширення можливостей корисної утилізації золи біомаси пропонуються такі заходи:

1. Стандартизація золи біомаси як добрива. Визначення критеріїв якості та походження золи для відокремлення тієї, що не може бути використана як добриво.

2. Внесення стандартизованої золи до Переліку агрохімікатів, дозволених до ввезення на митну територію.

рію України, виробництва, торгівлі, застосування та рекламування без їх державної реєстрації.

3. Обґрунтування найбільш раціональних способів утилізації в інших галузях промисловості тієї золи, що не відповідає вимогам її використання в сільському господарстві.

4. Розгляд можливості внесення золи різних видів біомаси до переліку речовин, дозволених до використання в органічному виробництві.

5. Дослідження та розвиток технологій поліпшення споживчих якостей золи як добрива.

6. Заохочення проведення польових досліджень ефективності золи біомаси як добрива. Розроблення різних видів добрив на основі золи біомаси під різні типи ґрунту та різні види сільськогосподарських культур та рекомендацій щодо їх застосування.

7. Підвищення обізнаності серед потенційних груп споживачів щодо можливостей і технологій застосування золи біомаси як добрива з підтвердженою ефективністю. Популяризація успішного досвіду агровиробників як України, так і інших країн.

8. Подальша гармонізація нормативних вимог України та ЄС щодо виробництва добрив та їх застосування. Наприклад, впровадження національного регламенту, адаптованого до регламенту ЄС Fertilising Products Regulation (EU) 2019/1009.

11.4. Особливості розроблення ТЕО та бізнес-плану проєктів енергетичного використання біомаси

Реалізація будь-якого проєкту, в тому числі проєкту енергетичного використання біомаси, поділяється на кілька етапів. Так, підготовчий етап полягає в розробленні ідеї проєкту та його техніко-економічного обґрунтування (ТЕО). Основним завданням ТЕО є оцінка можливості та

доцільності реалізації проєкту, визначення його інвестиційної привабливості. Зазвичай ТЕО містить такі складові: вихідні дані, цілі проєкту, оцінка наявної ситуації, оцінка ресурсів та можливостей забезпечення паливною біомасою, ціна палива та можливі постачальники. Необхідно також спрогнозувати обсяги виробництва, збуту чи власного використання теплової енергії з урахуванням поточної ситуації та можливих змін, пов'язаних із загальними тенденціями зміни потреб у тепловій енергії в певній системі теплопостачання або на промисловому підприємстві. Слід проаналізувати наявні плани реконструкції, розширення чи скорочення виробництва, перспективи впровадження енергоефективних заходів тощо. Ці дані є основою для визначення виробничої програми, результатом якої є календарний план обсягів виробництва теплової енергії протягом року. Далі потрібно визначитися щодо основних технологічних та схемних рішень, складу необхідного обладнання та його характеристик, оцінити капітальні витрати на впровадження проєкту, орієнтовні строки впровадження з урахуванням часу, необхідного для постачання основного та допоміжного обладнання. Як правило, опрацьовують кілька варіантів впровадження, що можуть відрізнятися за встановленою тепловою потужністю, видом палива, що використовується, складом основного та допоміжного обладнання.

Важливо також проаналізувати необхідність створення окремого підприємства, визначити його правову форму та відносини між сторонами проєкту, сформулювати вимоги щодо досягнення необхідних екологічних показників, забезпечення належних побутових умов для персоналу та безпечних умов праці під час будівництва та експлуатації об'єкта, дотримання правил пожежної безпеки тощо. На наступному етапі для кожного з варіантів впровадження розглядають потреби в персоналі та обсяги витрат матеріальних ресурсів, не-

обхідних для забезпечення виробничої програми. Визначаються ціни і тарифи реалізації теплової та/або електричної енергії. Далі розробляють інвестиційну програму, що визначає джерела забезпечення інвестиційних витрат, потребу в кредитних коштах, умови їх надання та використання. Слід також скласти план доходів і витрат, що інтегрує результати опрацювання всіх аспектів проєкту у грошовому виразі, визначити грошовий потік та фінансові результати, в тому числі показники інвестиційної привабливості впровадження кожного з варіантів. Остаточний варіант визначають на основі аналізу стійкості фінансових показників та ризиків впровадження.

Розроблення ТЕО проєктів енергетичного використання біомаси має такі особливості:

- умови забезпечення паливною біомасою можуть накладати обмеження на планові обсяги виробництва теплової енергії з біомаси;
- наявність спеціальних правил тарифоутворення для реалізації теплової та електричної енергії, вироблених з біомаси ¹⁴¹;
- можливість використання різних підходів під час визначення економічної ефективності проєкту: в разі заміщення викопного палива біомасою у сфері теплопостачання (якщо є продаж теплової енергії) доцільно розглядати окупність проєкту при застосуванні тарифу на теплову енергію з біомаси, визначеного відповідно до вимог законодавства; якщо ж це промислове підприємство, що не продає теплову енергію, або теплопостачальне підприємство, що здійснює перехід з одного виду біомаси на інший, і при цьому обсяги споживання теплової енергії споживачами не змінюються, тоді роз-

¹⁴¹ Маються на увазі вимоги ст. 20 Закону України «Про теплопостачання» для теплової енергії та «зелений» тариф для електричної енергії (Закон України «Про альтернативні джерела енергії»).

глядається окупність проекту за рахунок економії операційних витрат, подібно до проєктів підвищення ефективності виробництва.

11.5. Залучення банківського фінансування для реалізації проєктів енергетичного використання біомаси

Залучення кредитного фінансування є важливою складовою успішної реалізації проєктів енергетичного використання біомаси, особливо для масштабних проєктів (ТЕЦ, ТЕС, великі котельні). Можливість залучення такого фінансування є критичним фактором при впровадженні біомасових проєктів у сфері комунального тепlopостачання, оскільки зазвичай фінансова ситуація на цих підприємствах не дозволяє розраховувати лише на власні кошти. Далі наведено перелік основних джерел фінансування, які можна використати для реалізації біомасових проєктів в Україні.

Програма фінансування альтернативної енергетики в Україні (USELF) ¹⁴². Програма USELF є кредитною лінією в обсязі до 140 млн євро, відкритою Європейським банком реконструкції та розвитку (ЄБРР) для сприяння реалізації проєктів з використання відновлюваних джерел енергії в Україні. Розмір кредиту – від 1,5 млн євро. Цільові проєкти охоплюють усі форми генерування електроенергії з використанням ВДЕ.

Пряме фінансування ЄБРР ¹⁴³. Обсяги фінансування: від 3 млн євро. Ставки кредитування ґрунтуються на поточних ринкових ставках. Банк пропонує як фіксовані, так і плаваючі процентні ставки (наприклад, LIBOR). Маржа визначається з урахуванням ризику для

¹⁴² Програма фінансування альтернативної енергетики в Україні (USELF) ЄБРР за підтримки Глобального екологічного фонду.
<https://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/uselfiii.html>

¹⁴³ <https://www.ebrd.com/work-with-us/project-finance/loans.html>

країни та конкретного ризику для проєкту. Як правило, необхідний власний внесок клієнта. Умови обговорюються окремо для кожного проєкту.

Програма фінансування проєктів ЄБРР – FINTECC ¹⁴⁴.

Програма надає грантове фінансування, а також технічну та інституційну допомогу у впровадженні ресурсоефективних проєктів. Грантова складова надається додатково до фінансування ЄБРР і може становити до 25 % капітальних витрат.

Програма фінансування IFC ¹⁴⁵. IFC фінансує проєкти та компанії за допомогою позик строком, як правило, на 7–12 років, віддаючи перевагу приватним компаніям та великим проєктам. Також надаються позики банкам-посередникам, лізинговим компаніям та іншим фінансовим установам для надання кредитів. Обсяги фінансування: 5–50 млн дол. США. Є своя технічна експертиза.

Європейський інвестиційний банк (EIB) ¹⁴⁶. Банк надає фінансування та консультації для сприяння зростанню та створенню робочих місць у проєктах малого бізнесу, інноваційних, кліматичних та інфраструктурних проєктах. Кредити розміром від 25 млн євро надаються через місцеві відділення. Суми, менші за 25 млн євро, можна отримати через партнерські банківські установи. В Україні це Укргазбанк, Ощадбанк, Укрексімбанк, Мегабанк, ПроКредит Банк, Таскомбанк, Райффайзен Банк Аваль. З 2007 р. в Україні проінвестовано 42 проєкти на загальну суму 6,4 млрд євро, зокрема близько 21 % цієї суми припадає на проєкти в галузі енергетики.

Північна екологічна фінансова корпорація (NEFCO) ¹⁴⁷.

НЕФКО фінансує широкий спектр екологічних проєктів

¹⁴⁴ <https://fintecc.ebrd.com/ru/about/>

¹⁴⁵ https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/corp_ext_content/ifc_external_corporate_site/solutions/how-to-apply-for-financing

¹⁴⁶ <https://www.eib.org/en/projects/regions/eastern-neighbours/ukraine/index.htm>

¹⁴⁷ <https://www.nefco.org/financing-options/>

у Центральній та Східній Європі, в тому числі і в Україні. Корпорація управляє фондами в розмірі понад 400 млн євро, а її інвестиційний портфель налічує близько 350 малих та середніх проєктів у різних галузях промисловості. Є різні інструменти фінансування для приватних і державних, малих і середніх проєктів, які прагнуть досягти позитивних екологічних чи кліматичних результатів. Кредити – до 5 млн євро на проєкти державного та приватного сектору. Пільгові позики – 100–500 тис. євро для проєктів державного сектору у Східній Європі. Субсидії / підтримка проєктів надаються через цільові фонди.

SUDH¹⁴⁸. SUDH (Sweden-Ukraine District Heating Programme) – це започаткована в 2018 р. фінансова програма, яка підтримує модернізацію централізованого теплопостачання в Україні. Програма надає фінансування та технічну допомогу комунальним теплопостачальним підприємствам у впровадженні проєктів, що сприяють розвитку сучасного енергоефективного централізованого опалення зі значною часткою виробництва на основі відновлюваних та вторинних джерел енергії відповідно до вимог ЄС щодо ефективного централізованого опалення.

В рамках програми обрані проєктні партнери можуть отримати:

- позику NEFCO розміром до 5,0 млн євро;
- інвестиційний грант до 30 % від загальної суми зовнішнього фінансування, але не більш як 1,5 млн євро.

Обрані проєктні партнери повинні надати власне фінансування у розмірі не менш як 10 % загальних проєктних витрат.

Фінсько-український трастовий фонд¹⁴⁹. Мета трастового фонду – сприяти співпраці між Фінляндією

¹⁴⁸ <https://dh-ukraine.nefco.org/sweden-ukraine-dh/>

¹⁴⁹ <https://www.nefco.org/fund-mobilisation/funds-managed-by-nefco/finland-ukraine-trust-fund/>

та Україною щодо реалізації проєктів у сферах енергоефективності, відновлюваних джерел енергії, виробництва енергії з відходів та створення інтелектуальних енергетичних систем.

Трастовий фонд фінансується Міністерством закордонних справ Фінляндії та керується НЕФКО. Місцевий координатор – Держенергоефективності.

Фінансування демонстраційних проєктів може відбуватися у формі грантів українським підприємствам з наданням переваги малим і середнім підприємствам, що реалізують державні й приватні проєкти. Як правило, потрібний внесок з боку власників проєкту, проте технічну допомогу, наприклад консалтинг та програмне забезпечення, можна отримати з покриттям до 100 % вартості.

Закупівлі мають бути прив'язані до фінської частки, тобто кожен проєкт повинен мати інтерес у Фінляндії у формі консалтингу, поставок або інвестицій. Обсяг фінської частки становить щонайменше 30 % від загальної вартості проєкту.

Укргазбанк¹⁵⁰. Банк надає фінансування / рефінансування для інвестпроєктів з використанням відновлюваних джерел енергії. Розмір кредиту – до 70 % від CAPEX в іноземній валюті та у гривні. Строк – до 7 років, але не більше строку окупності проєкту.

Змінювана процентна ставка: UIRD12m + маржа банку, де UIRD12m – Український індекс ставок за депозитами фізичних осіб, а маржа банку встановлюється рішенням кредитної ради банку. Є власна технічна експертиза.

Ощадбанк¹⁵¹. Обсяг фінансування – до 12,5 млн дол. США на строк 24–60 місяців в іноземній валюті та у

¹⁵⁰ http://www.ukrgasbank.com/corporative/credits/financ_eco_invest/

¹⁵¹ <https://www.oschadbank.ua/ua/business/finansuvannya-biznesu>

гривні. Реалізовано низку проєктів, зокрема котелень на біомасі та біогазі. Є власна технічна експертиза. Ощадбанк – державний банк, тому можлива державна гарантія по кредиту.

Укресімбанк. Програми підтримки «зеленої» енергетики спільно з МФО ¹⁵².

ПроКредит Банк ¹⁵³. Банк фінансує проєкти, що мають позитивний вплив на довкілля, за допомогою зелених кредитів. Такі кредити видаються на інвестиції у енергоефективність, відновлювані джерела енергії та захист довкілля. Банк прагне збільшити частку зелених кредитів у своєму портфелі до 20 %.

Умови кредитування проєктів з відновлюваної енергетики:

- відсоткова ставка в євро – від 6 % річних;
- максимальний термін фінансування – 96 місяців;
- інвестиція клієнта – від 20 % вартості проєкту;
- максимальна сума фінансування – 10 млн євро;
- забезпечення – корпоративні права на об'єкт відновлюваної енергетики, а також додаткова застава, що не пов'язана з проєктом (необхідний розмір застави визначає кредитний комітет);
- можливі відстрочення погашення кредиту до 12 місяців та адаптація графіка на весь термін кредиту відповідно до сезонності у виробленні електроенергії.

Райффайзен Банк Аваль ¹⁵⁴. Банк надає фінансування для реалізації проєктів з підвищення ефективності використання енергії чи створення джерел відновлюваної енергії у вигляді кредитів з відсотковою ставкою 21,0 %, термін кредитування – від 1 до 5 років, початковий внесок – від 30 %.

¹⁵² <https://www.eximb.com/ua/bank/press/history/2020-rik-pochatok-sistemnoi-transformacii.html>

¹⁵³ <https://www.procreditbank.com.ua/business-clients/loans/green-finance/>

¹⁵⁴ https://www.aval.ua/storage/files/ee-leaflet-2019_1550236857.pdf



ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

Біоенергетика є і залишатиметься в майбутньому ключовим сектором відновлюваної енергетики України. Розвиток і впровадження біоенергетичних технологій робить значний внесок у декарбонізацію енергетики, допомагає виконанню міжнародних зобов'язань країни зі скорочення викидів парникових газів згідно з Паризькою кліматичною угодою 2015 р., сприяє реалізації «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 р.

Серед першочергових заходів, які необхідні для істотного прискорення темпів розвитку сектору біоенергетики і збільшення частки біомаси в енергетичному балансі країни, слід відзначити такі:

- Впровадження системи електронної торгівлі біопаливом (біопаливної біржі).
- Подовження терміну дії «зеленого» тарифу для електроенергії з біомаси / біогазу щонайменше до 2035 р. Запровадження спеціального «зеленого» тарифу з подовженим періодом дії для установок малої потужності.
- Розвиток технологій заготівлі агробіомаси як палива.
- Розвиток технологій заготівлі порубкових решток для енергетичних потреб.
- Забезпечення умов для зростання виробництва рідких моторних біопалив, у т. ч. біопалив другого покоління.

- Розвиток ринку органічних добрив.
- Визначення стратегічних цілей і запровадження державної підтримки для виробництва та споживання біометану.
 - Надання державної підтримки для виробництва енергетичних культур.
 - Запровадження вуглецевого податку для викопних палив.
 - Створення конкурентного ринку теплової енергії із забезпеченням незалежним виробникам тепла з біомаси рівноправного доступу до теплових мереж.

Реалізація зазначених рекомендацій потребує внесення змін і доповнень до чинного законодавства (зокрема, до законів України «Про альтернативні види палива», «Про альтернативні джерела енергії», «Про тепlopостачання», а також до Лісового кодексу України, Земельного кодексу України) та розроблення низки нових нормативно-правових актів (наприклад, Порядку функціонування реєстру виробництва та споживання біометану, Порядку використання коштів, передбачених у державному бюджеті для підтримки вирощування енергетичних рослин).

Вважаємо за доцільне розробити Енергетичну стратегію України на період до 2050 року з окремим розділом, присвяченим біоенергетиці. Така стратегія має бути орієнтована на досягнення 60–70 % ВДЕ в енергобалансі країни до 2050 р. з одночасним скороченням кінцевого енергоспоживання завдяки підвищенню енергоефективності.

Також необхідно розробити Стратегію тепlopостачання України до 2050 року із зазначенням кількісних цільових показників щодо частки систем ЦТ (у т. ч. ефективних), частки теплової енергії з ВДЕ та інших важливих показників роботи сектору.



АВТОРИ

Гелетуха Георгій Георгійович, ORCID 0000-0002-5249-3092
Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем теплопостачання, завідувач відділу, старший науковий співробітник, доктор технічних наук

Железна Тетяна Анатоліївна, ORCID 0000-0002-9607-3022
Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем теплопостачання, провідний науковий співробітник, старший науковий співробітник, кандидат технічних наук

Матвеев Юрій Борисович, ORCID 0000-0003-2725-5612
Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем теплопостачання, провідний науковий співробітник, старший дослідник, кандидат фізико-математичних наук

Кучерук Петро Петрович, ORCID 0000-0003-1888-0774
Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем теплопостачання, старший науковий співробітник, кандидат технічних наук

Драгнев Семен Васильович, ORCID 0000-0003-3754-4186
Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем теплопостачання, старший науковий співробітник, доцент, кандидат технічних наук

Крамар Володимир Генрієвич, ORCID 0000-0002-8750-6885
Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем теплопостачання, старший науковий співробітник, кандидат технічних наук

Зубенко Віталій Ігорович, ORCID 0000-0001-9917-0971

Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем тепlopостачання, старший науковий співробітник, кандидат технічних наук

Баштовий Анатолій Іванович, ORCID 0000-0002-1510-2945

Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем тепlopостачання, старший науковий співробітник, кандидат технічних наук

Гайдай Ольга Ігорівна, ORCID 0000-0002-6421-3019

Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем тепlopостачання, старший науковий співробітник, кандидат технічних наук

Радченко Світлана Віталіївна, ORCID 0000-0003-0611-5602

Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем тепlopостачання, молодший науковий співробітник

Пастух Анна Володимирівна, ORCID 0000-0003-3235-1529

Біоенергетична асоціація України, юристка, кандидат юридичних наук

Трибой Олександра Володимирівна, ORCID 0000-0002-8824-5074

Інститут технічної теплофізики НАН України, відділ теплофізичних проблем систем тепlopостачання, молодший науковий співробітник

Науково-популярне видання

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ТЕХНІЧНОЇ ТЕПЛОФІЗИКИ НАН УКРАЇНИ

ГЕЛЕТУХА Георгій Георгійович, ЖЕЛЄЗНА Тетяна
Анатоліївна, МАТВЄЄВ Юрій Борисович,
КУЧЕРУК Петро Петрович, ДРАГНЄВ Семен
Васильович, КРАМАР Володимир Генрієвич,
ЗУБЕНКО Віталій Ігорович, БАШТОВИЙ Анатолій
Іванович, ГАЙДАЙ Ольга Ігорівна, РАДЧЕНКО Світлана
Віталіївна, ПАСТУХ Анна Володимирівна,
ТРИБОЙ Олександра Володимирівна

**ВИРОБНИЦТВО
ЕНЕРГІЇ З БІОМАСИ
В УКРАЇНІ**
ТЕХНОЛОГІЇ,
РОЗВИТОК,
ПЕРСПЕКТИВИ

Редактор А.О. Чепиленко

Художнє оформлення Є.О. Ільницького

Технічний редактор Т.М. Шендерович

Комп'ютерна верстка О.А. Бурдік

Підписано до друку 11.11.2022. Формат 84 × 108/32.
Гарн. Vandera Pro. Ум. друк. арк. 19,64.
Обл.-вид. арк. 18,63. Тираж 200 прим. Зам. № 6760.

Видавець і виготовлювач
Видавничий дім «Академперіодика» НАН України
01024, Київ, вул. Терещенківська, 4

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів
видавничої справи серії ДК № 544 від 27.07.2001

