

АНАЛІТИЧНА ЗАПИСКА

UABIO

№ 29 | 2022



Георгій Гелетуха, Петро Кучерук, Юрій Матвеев

ПЕРСПЕКТИВИ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ В УКРАЇНІ

Аналітична записка № 29 Біоенергетичної асоціації України присвячена аналізу перспектив виробництва біометану в Україні.

Представлено ситуацію з розвитку виробництва біогазу та біометану в Україні та світі. Наведено оцінки потенціалу біометану в світі, ЄС та в Україні. Розглянуто існуючі механізми підтримки біометану в країнах ЄС. Структуровано сировинну базу для виробництва біогазу/біометану, характерну для України. Описано сировинні, проєктні та продуктові концепції біометанових проєктів. Наведено аналіз потенційних ринків споживання біометану та техніко-економічні показники біометанових проєктів. Описано поточне законодавче регулювання ринку біометану в Україні, а також прогноз та бачення UABIO щодо плану дій для розвитку ринку біометану в Україні до 2050 року.

ПЕРСПЕКТИВИ ВИРОБНИЦТВА БІОМЕТАНУ В УКРАЇНИ

Аналітична записка UABIO № 29

Гелетуха Г.Г., Кучерук П.П., Матвеєв Ю.Б.

Вересень 2022

© Біоенергетична асоціація України, 2022

Жодна частина цієї публікації не має бути відтворена, розповсюджена або передана в будь-якій формі або будь-якими способами, зокрема шляхом фотокопіювання, запису чи іншими електронними або механічними методами, без прямого індексованого посилання на першоджерело чи письмової згоди. Письмову згоду можна отримати за контактами, наведеними нижче.

Публікація доступна на: <https://uabio.org/materials/uabio-analytics/>

Для відгуків та коментарів: matveev@uabio.org

Біоенергетична асоціація України

вул. Марії Капніст, 2-А, оф. 116,

м. Київ, Україна, 03057

+38 (044) 453-28-56

info@uabio.org

www.uabio.org

Подяка

При підготовці даної Аналітичної записки, було частково використано матеріали, напрацьовані авторами в рамках проєкту “Biomethane Zoning” [1], профінансованого Європейським Банком Реконструкції та Розвитку (ЄБРР) за підтримки фонду GEF [2], а також проєкту REGATRACE [3], профінансованого Єврокомісією [4].

UABIO висловлює щирю вдячність Олексію Епіку, Максиму Сисоєву та Євгену Олійнику за підготовлені та надані матеріали, які було використано при підготовці даної Аналітичної записки.

Також висловлюємо окрему подяку координатору програми ЄБРР/GEF “Україна: сталі інновації у ланцюжках створення вартості в біоенергетиці” Кирилу Томляку за координацію та менеджмент проєкту “Biomethane Zoning”.

¹ “Biomethane zoning and assessment of the possibility and conditions for connecting of biomethane producers to the gas transmission and distribution systems of Ukraine” (<https://saf.org.ua/library/1548/>)

² Global Environment Facility

³ <https://www.regatrace.eu/>

⁴ Проєкт Horizon 2020 “REnewable GAs TRAdE Centre in Europe” (<https://cordis.europa.eu/project/id/857796>)

Зміст

Перелік скорочень.....	5
Вступ	6
Розділ 1. Ринок біометану в світі: потенціал, виробництво, технології	8
1.1 Потенціал виробництва біометану.....	8
1.2 Обсяги виробництва біометану	9
1.3 Плани та прогнози розвитку ринку біометану.....	13
1.4 Технології виробництва біометану.....	15
1.5 Використання біометану	16
Розділ 2. Механізми підтримки виробництва та споживання біометану.....	19
2.1 Механізми підтримки, прийняті у провідних європейських країнах.....	19
2.2 Фіксований тариф на електричну енергію або біометан	21
2.3 Механізми підтримки для розвитку транспортного сектору	22
2.4 Добровільний ринок.....	22
Розділ 3. Потенціал виробництва біометану в Україні	23
3.1 Сировинна база для виробництва біометану.....	23
3.2 Структура використання сировини для виробництва біогазу в Україні.....	26
3.3 Енергетичний потенціал виробництва біометану.....	27
Розділ 4. Концепції біометанових проєктів	31
4.1 Проєктні концепції.....	31
4.2 Сировинні концепції	32
4.3 Продуктові концепції.....	34
Розділ 5. Потенційні ринки споживання біометану.....	36
5.1 Ринкові передумови для виробництва та споживання біометану в Україні.....	36
5.2 Біометан на ринку природного газу. Нормативні вимоги при подачі в ГТС / ГРС	39
5.3 Можливості газотранспортної та газорозподільної системи України для прийому біометану.....	40
5.4 Пріоритетні зони будівництва біометанових проєктів в Україні	45
5.5 Передумови використання біометану на ринку моторних палив	47
Розділ 6. Економіка біометанових проєктів	50
6.1 Собівартість виробництва біометану	50
6.2 Вартість приєднання до мережі.....	53
6.3 Вартість транспортування біометану мережею	53
6.4 Вартість зберігання біометану в підземних сховищах газу (ПСГ).....	54
6.5 Ціна реалізації біометану	54
Розділ 7. Законодавчі аспекти розвитку ринку біометану	56
7.1 Розвиток ринку біометану.....	56
7.2 Дорожня карта розвитку сектора біогазу/біометану в Україні	56
Попередні публікації UABIO.....	58

Перелік скорочень

АГНКС	–	Автомобільна газонаповнювальна компресорна станція
АЗС	–	Автозаправна станція
UABIO	–	Біоенергетична асоціація України
БМ	–	Біометан
БМЗ	–	Біометановий завод
ВРХ	–	Велика рогата худоба
ГТС	–	Газотранспортна система
ГРС	–	Газорозподільна система
ДВЗ	–	двигун внутрішнього згорання
ЄБА	–	Європейська біогазова асоціація
КВВП	–	коефіцієнт використання встановленої потужності
КГУ	–	когенераційна установка
МЕА		Міжнародне енергетичне агентство
МРХ	–	Мала рогата худоба
НКРЕКП	–	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
ОГТСУ	–	Оператор газотранспортної системи України
ПГ	–	природний газ
ПДВ	–	податок на додану вартість.
ПСГ	–	підземні сховища природного газу
СБМ	–	стиснений біометан
СПГ	–	скраплений природний газ
ТЕС	–	Теплова електростанція
ТЕЦ	–	теплоелектроцентраль
ТПВ	–	тверді побутові відходи
ЦТ	–	централізоване тепlopостачання
CAPEX	–	капітальні витрати
EUR	–	Євро
CNG	–	Compressed natural gas (Стиснений природний газ)
Bio CNG	–	Стиснений біометан
FIT	–	Фіксований тариф
LNG	–	Liquefied natural gas (скраплений природний газ)
Bio LNG	–	Скраплений біометан
LPG	–	Liquified Petroleum Gas (зріджений нафтовий газ (пропан - бутан))
OPEX	–	Операційні витрати
PSA	–	адсорбція при змінному тиску
USD	–	Доларі США

Вступ

У 2020 році в ЄС вироблено 15 млрд м³ біогазу та 3 млрд м³ біометану. У 2021 році Європейська Комісія розробила план REPowerEU [5], який передбачає диверсифікацію поставок природного газу за рахунок більшого імпорту скрапленого природного газу (СПГ) і трубопровідного імпорту природного газу (ПГ) від неросійських постачальників, а також більших обсягів виробництва та імпорту біометану та відновлюваного водню. Згідно з планом європейський сектор біометану планує виробити 7 млрд м³ біогазу та 35 млрд м³ біометану в 2030 році. Таким чином планується, що виробництво біометану буде перевищувати виробництво біогазу.

В Україні на кінець 2021 року були побудовані та мали досвід експлуатації принаймні 77 біогазових підприємств, з них 31 - системи збирання та утилізації біогазу на полігонах ТПВ, решта – класичні біогазові установки, що працюють на сільськогосподарських та промислових відходах. Загалом протягом 2021 року було отримано близько 260 млн м³ біогазу. Майже весь біогаз був використаний для виробництва електроенергії. Станом на серпень 2022 року виробництво біометану було відсутнім. Анонсовані плани компанії Галс-Агро виробити перший в Україні біометан до кінця 2022 р. Перша черга будівництва передбачає виробництво до 330 м³/год біометану. Пізніше Галс-Агро планує збільшити виробництво біометану до 1100 м³/год [6]. Відомі плани інших виробників біогазу щодо переходу на виробництво біометану.

Біометан, як близький аналог природного газу може використовуватися для виробництва теплової та електричної енергії, у якості транспортного моторного палива, а також в побуті та як сировина для хімічної промисловості. Виробництво біометану відповідає ідеї циркулярної економіки, оскільки воно перетворює потоки побічної продукції сільського господарства або промислових та побутових відходів в енергію, одночасно забезпечуючи рециркуляцію поживних речовин до сільськогосподарських угідь. Загальноприйнята думка експертів – «біометан це майбутнє біогазу».

Біометан може вироблятися як для внутрішнього споживання (подача в газову мережу з подальшим використанням для виробництва електричної та/або теплової енергії, або в якості моторного палива для транспортних засобів), так і потенційно для експорту в європейські країни.

Україна має потужну транзитну газову систему, яка підключена до газової мережі Європи. Основними структурними елементами газотранспортної системи України є магістральні та газорозподільні трубопроводи, газоперекачувальні та газорозподільні станції, а також підземні сховища природного газу. Європа також має розгалужену газову мережу загальною площею 2,2 мільйони кілометрів, до якої наразі підключено принаймні дві третини існуючих європейських біометанових установок [7]. Об'єднана європейська газова інфраструктура та працююча міжнародна модель ринку газу потенційно дозволяють торгувати біометаном фізично або віртуально.

Природний газ - одне з головних джерел енергії для промисловості та домогосподарств в Україні. Біля 65% споживаного природного газу в Україні забезпечується власними ресурсами (20,2 з 30,9 млрд м³ у 2020 році), решта 35% - за рахунок імпорту [8]. Загальна кількість споживання

⁵ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511

⁶ <https://biz.liga.net/ua/all/tek/novosti/v-ukraine-do-kontsa-goda-zapustyat-pervyy-zavod-po-proizvodstvu-biometana?fbclid=IwAR0238w2RNiaP-4-pqWDvj3v2HMkfrVTGqTV26qT9WWfRmwe3-m-7Wn0ocI>

⁷ EBA 2021. "Statistical Report of the European Biogas Association 2021." Brussels, Belgium, November 2021.

⁸ Енергетика України 2021. <https://businessviews.com.ua/energy-of-ukraine-2021/>

природного газу протягом останніх 15 років постійно зменшувалась. Заміна споживання природного газу альтернативами є питанням національної безпеки, особливо в умовах військового конфлікту та можливого повного припинення транзиту російського газу. Одна з можливостей заміщення імпортного природного газу полягає у виробництві та використанні біометану.

Розділ 1. Ринок біометану в світі: потенціал, виробництво, технології

1.1 Потенціал виробництва біометану

За оцінками Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) потенціал виробництва біогазу в світі складає 570 млн т н.е. (майже 680 млрд м³) (рис. 1.1). Загальний потенціал виробництва біометану складає 730 млн т н.е. і перевищує потенціал виробництва біогазу за рахунок потенційного використання процесів термічної газифікації та метанації водню, отриманого з допомогою електролізу (процеси power-to-gas – P2G).



Рис. 1.1 – Потенціал виробництва біогазу та біометану в світі
Джерело: Міжнародне енергетичне агентство, 2018 [9]

У новому дослідженні [10] консорціум Gas for Climate продемонстрував, що в ЄС-27, а також у Норвегії, Швейцарії та Великобританії можливо виробляти до 41 млрд м³ біометану в 2030 році та вже 151 млрд м³ у 2050 році.

Обрахований у дослідженні потенціал анаеробного зброджування становить 38 млрд м³ у 2030 році та має збільшитися до 91 млрд м³ у 2050 році. Основною сировиною у 2030 році буде гній (33%), сільськогосподарські рештки (25%) та покривні культури, вирощені після або до отримання основного врожаю (21%). У 2050 р. домінуватимуть покривні культури (47%), важливе значення матиме гній (19%) та сільськогосподарські відходи (17%). При цьому промислові стічні води будуть формувати понад 10% потенціалу як у 2030, так і у 2050 роках.

⁹ Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth

<https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>

¹⁰ 2022 Biomethane production potentials in the EU <https://gasforclimate2050.eu/publications/>

Потенціал термічної газифікації для виробництва синтетичного метану оцінений як 2,9 млрд м³ у 2030 р. та до 60 млрд м³ у 2050 р. Основною сировиною як у 2030, так і в 2050 році, будуть залишки лісового господарства та деревні відходи, які разом становитимуть понад 60% потенціалу.

Світове виробництво біогазу та біометану у 2018 році становило близько 35 млн т н.е.) [11], тобто займало лише невелику частину (до 5%) від існуючого потенціалу. Повне використання потенціалу відповідало б заміщенню близько 20% наявного попиту на природний газ в усьому світі.

1.2 Обсяги виробництва біометану

У 2017 році світове виробництво біометану досягло майже чотирьох млрд м³ (рис. 1.2). Основне виробництво біометану було зосереджено в Європі та США. Китай та Індія також нещодавно започаткували виробництво біометану. Обидві країни поставили амбітні цілі з виробництва біометану і є величезними ринками, що розвиваються. У Центральній та Південній Америці Бразилія також вживає системних заходів для використання свого величезного потенціалу виробництва біометану [12].

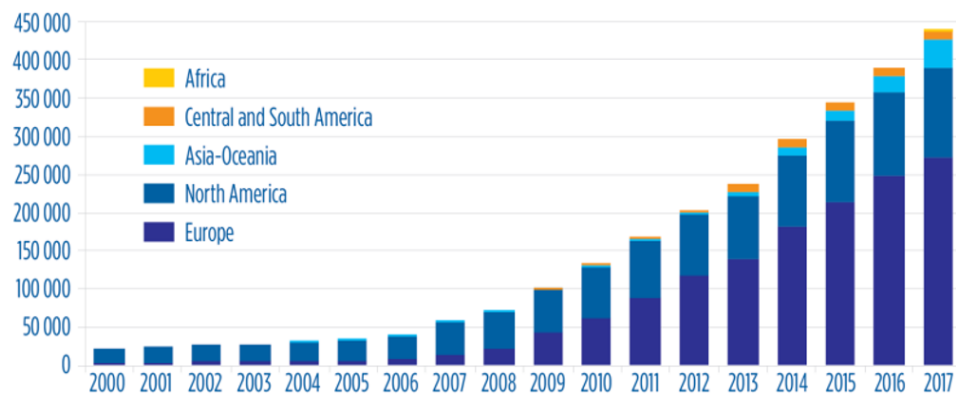


Рис. 1.2 – Виробництво біометану в світі, м³/год (Cedigaz)

За даними компанії Shell, у 2021 році виробництво біометану в світі становило 4,3 млрд м³/рік (3,0 млн т/рік). Близько 60% біометану було вироблено у Європейських країнах. Але навіть у ЄС використовується лише 2% від наявного потенціалу (рис. 1.3). В інших регіонах використовується трохи більше 0,5% наявного потенціалу. При цьому загальний потенціал виробництва біометану у світі за даними Shell складає 825 мільйонів метричних тон (1,15 трлн м³/рік).

¹¹ World Energy Outlook. IEA. www.iea.org/weo

¹² <https://www.cedigaz.org/global-biomethane-market-green-gas-goes-global/>

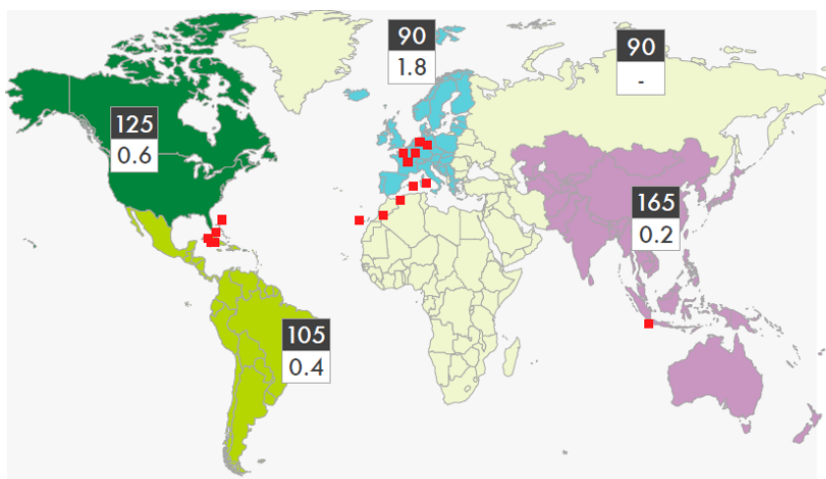


Рис. 1.3 – Виробництво біометану в світі, млн т/рік (чорний фон - потенціал виробництва біометану, білий фон - актуальне виробництво, червоні квадрати – місця бункерування) [13]

Європейська біогазова асоціація (ЕВА) у листопаді 2021 року опублікувала черговий статистичний звіт, у якому зібрана інформація щодо розвитку виробництва біогазу та біометану в ЄС до 2020 року включно. У 2020 році виробництво біометану в Європі існувало вже в 20 країнах – Австрії (AT), Бельгії (BE), Швейцарії (CH), Чеської Республіці (CZ), Німеччини (DE), Данії (DK), Естонії (EE), Іспанії (ES), Фінляндії (FI), Франції (FR), Ірландії (IE), Італії (IT), Латвії (LT), Нідерландах (NL), Норвегії (NO), Швеції (SE), Великобританії (UK), Угорщини (HU), Ісландії (IS) та Люксембурзі (LU).

Загальна кількість біометанових заводів (БМЗ) у ЄС на кінець 2020 року досягла 880 одиниць (рис. 1.4). Всього протягом 2020 року було запущено 163 біометанових виробництв, це майже у 2 рази більше, ніж у 2019 р. Можна бачити, що будівництво біометанових заводів реалізується темпами, що прискорюються. Очікується, що на кінець 2021 року загальна кількість заводів становитиме близько 1000 одиниць. За останніми даними ЕВА, за перші вісім місяців 2021 року було запущено 115 біометанових заводів.

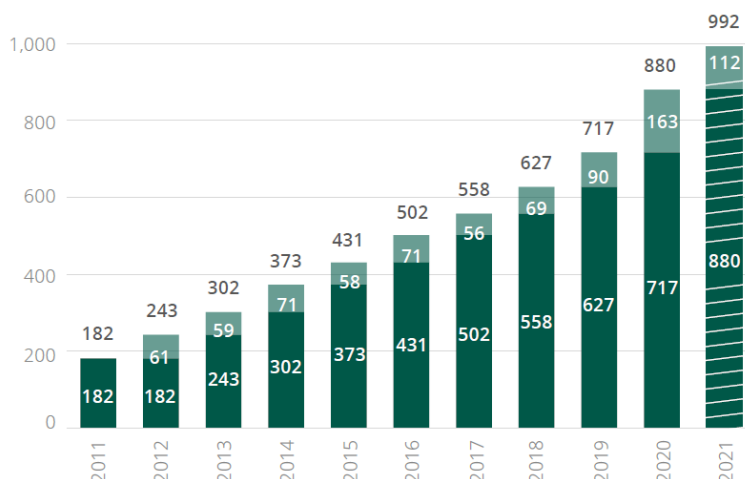


Рис. 1.4 – Кількість біометанових заводів у ЄС [14]

¹³ Shell LNG Outlook 2022. <https://www.shell.com/promos/energy-and-innovation/v1/lng-outlook-2022-report/>

¹⁴ EBA 2021. "Statistical Report of the European Biogas Association 2021." Brussels, Belgium, November 2021. <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2021/>

Кількість біометанових заводів у країнах ЄС в 2011-2020 роках наведена у таблиці 1.1 та на рисунку 1.5.

Таблиця 1.1 – Кількість біометанових заводів у країнах ЄС (EBA, 2011-2020)

Країна	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Німеччина	86	125	157	186	202	214	219	226	232	242
Франція	3	3	4	8	17	26	44	76	123	214
Велика Британія	5	13	20	36	54	85	89	93	99	107
Швеція	47	53	54	59	61	71	70	72	70	70
Нідерланди	16	19	23	21	21	21	34	39	51	60
Данія		1	3	6	12	17	25	34	42	52
Швейцарія	13	15	19	24	27	29	32	35	37	39
Італія		1	2	5	6	5	1	1	12	23
Фінляндія	2	4	5	9	10	11	14	15	17	22
Австрія	10	10	11	14	13	14	15	15	15	15
Норвегія	4	6	7	10	10	10	11	13	13	13
Люксембург	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Угорщина	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Іспанія	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Ісландія					2	2	2	2	2	2
Естонія								2	2	4
Чехія									2	2
Бельгія									1	5
Ірландія										1
Латвія										1

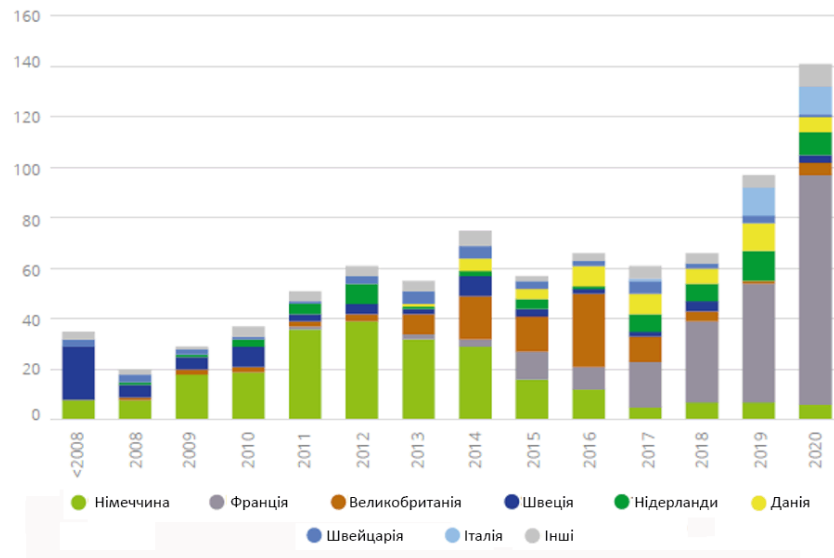


Рис. 1.5 – Кількість біометанових заводів у країнах ЄС (EBA 2021)

За дев'ять останніх років річне виробництво біометану зросло в ЄС у 6,5 разів - з 4,9 до 32 ТВт*год (з 0,52 до 3.4 млрд м³/рік) (рис. 1.6). [15]

¹⁵ Прийнята нижча теплотворна здатність біометану 9,4 кВт*год/м³ (34 МДж/м³)

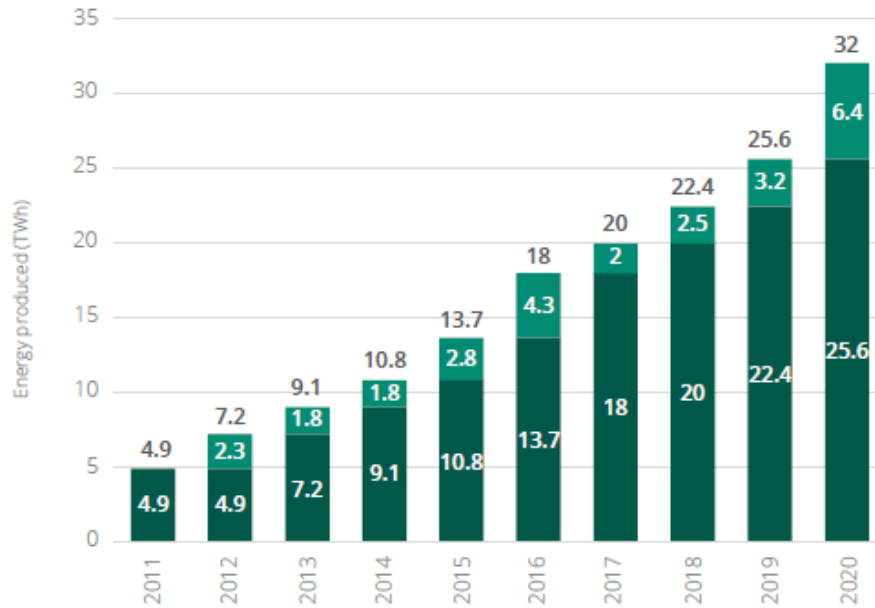


Рис. 1.6 – Виробництво біометану в ЄС, ТВт·год (EBA 2021)

У середньому один біометановий завод виробляє 36 ГВт·год/рік біометану (400 м³CH₄/год). Завдяки ефективній системі підтримки у Європі більшість біометанових заводів має відносно невелику середню потужність у діапазоні 50–400 м³ CH₄/год (рис. 1.7).

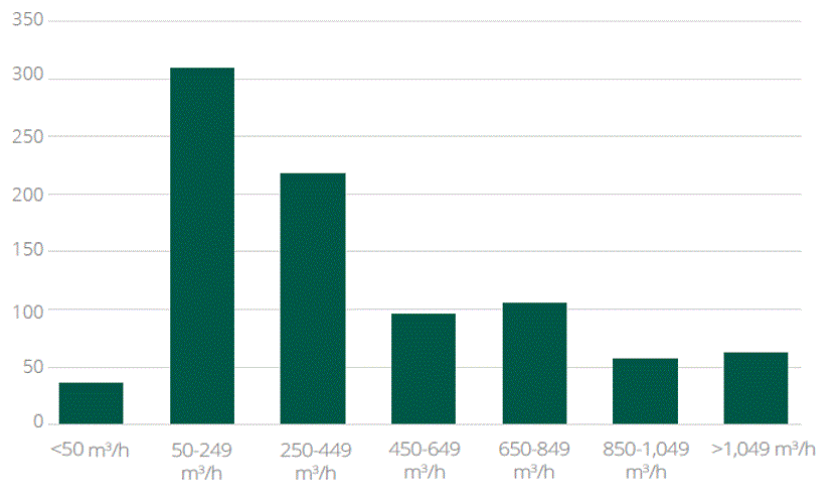


Рис. 1.7 – Загальна кількість активних біометанових заводів у ЄС залежно від встановленої потужності

Найбільшими виробниками біометану в 2020 році були Німеччина (11,2 ТВт·год), Велика Британія (6,9 ТВт·год), Данія (4,0 ТВт·год), Франція (2,2 ТВт·год) і Нідерланди (2,2 ТВт·год).

Країнами з найбільшим зростанням виробництва біометану у 2020 році були Великобританія (1689 ГВт·год), Данія (1374 ГВт·год), Франція (972 ГВт·год), Італія (805 ГВт·год) та Нідерланди (698 ГВт·год).

На даний момент **Франція** є країною з найбільш швидкозростаючим сектором виробництва біометану в Європі. На кінець 2020 року в країні функціонували 861 біогазових заводів і 214 заводів з виробництва біометану. Загалом 91 біометановий завод розпочав роботу у 2020 році, а ще 81 завод було побудовано в період з січня по липень 2021 року. Ще 950 проектів знаходяться на різних стадіях розробки, сумарна потужність яких становить 22,6 ТВт·год/рік.

З 1710 діючими біогазовими установками та загальним виробництвом біогазу у 23 ТВт·год у 2020 році Італія поступається лише Німеччині, як за кількістю біогазових установок, так і за загальним виробництвом біогазу. Італія є другим за темпами зростання ринком біометану в Європі, слідом за Францією. Італійський біометановий сектор виріс з 12 заводів у 2019 році до 23 заводів наприкінці 2020 року. Італія встановила цільовий показник у 2,6 млрд CH_4 m^3 /рік до 2026 року. Прогнози показують, що Італія стане однією з провідних країн-виробників скрапленого біометану (біо-LNG) в Європі. У 2021 році в Італії почали працювати чотири заводи біо-LNG, а ще 32 заводи знаходяться на різних стадіях розробки; усі вони мають запрацювати між 2021 та 2023 роками. Маючи 1466 заправних станцій на стисненому природному газі (CNG), 103 станції на скрапленому природному газі (LNG) та понад 1 мільйон транспортних засобів, що працюють на CNG у 2020 році, Італія є європейською країною з найрозгалуженішою мережею газозаправних станцій та найбільшим ринком транспортних засобів, що працюють на газі.

1.3 Плани та прогнози розвитку ринку біометану

За оцінками MEA річне виробництво біометану в світі може досягти 200 млн т н.е. (240 млрд m^3 /рік) в 2040 році в разі реалізації стратегії сталого розвитку (рис. 1.8). Збереження існуючих політик може призвести до виробництва 75 млн т н.е. біометану. При цьому ЄС може втратити роль світового лідера у виробництві біометану, оскільки більш ніж 50% біометану може бути отримано й використано в Китаї та Індії. Сумарне виробництво біометану в Китаї та Індії може становити від 25–55 млн т н.е. у 2030 та до 40–110 млн т н.е. у 2040 році.

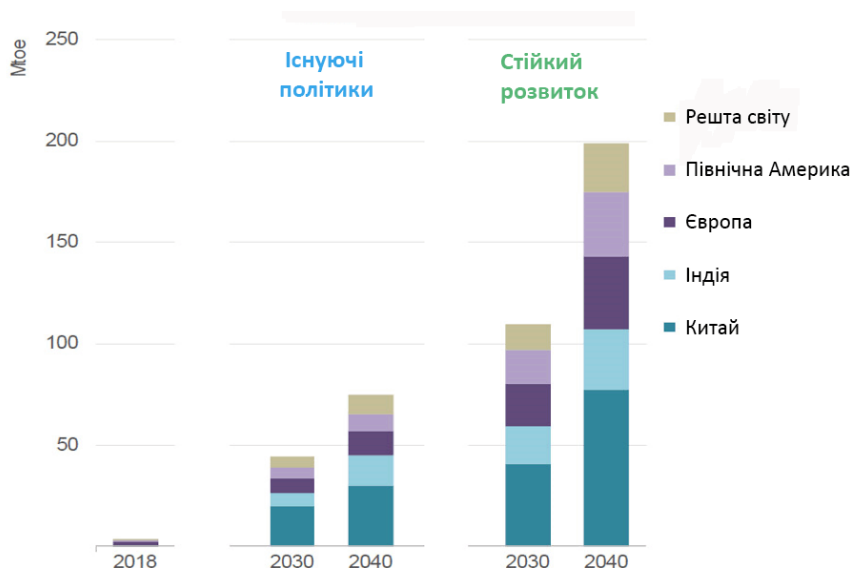


Рис. 1.8 – Прогноз розвитку біометанового ринку в світі до 2040 року (МЕА, 2018) ^[16]

¹⁶ Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth
<https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>

Проте, Європа залишається регіоном з швидким розвитком біометанової промисловості. ЄВА проаналізувала потенційне виробництво біогазу та біометану до 2050 року з різних існуючих джерел. Потенційний обсяг виробництва біогазу та біометану, розрахований на 2030 рік за даними різних джерел, коливається від 35 до 42 млрд м³ СН₄. На 2050 рік Eurogas і консорціум Gas for Climate прогнозують 95 млрд м³. МЕА розраховує потенціал виробництва біометану в ЄС як 125 млрд м³, який може бути досягнутий до 2040 року.

Наразі Європейська комісія розробила план REPowerEU, який має підвищити стійкість енергетичної системи в усьому ЄС на основі двох стовпів - диверсифікації поставок газу за рахунок більшого імпорту скрапленого природного газу (СПГ) і трубопровідного імпорту від неросійських постачальників та більших обсягів виробництва та імпорту біометану і відновлюваного водню [17]. План RePowerEU охоплює невідкладні дії щодо пом'якшення впливу зростання цін на енергоносії, диверсифікації постачання газу в ЄС та прискорення переходу до чистої енергії.

У 2020 році в ЄС вироблено 18 млрд м³ біогазу та біометану. Згідно плану REPowerEU європейський сектор біогазу та біометану буде постачати 35 млрд м³ біометану до 2030 року, підтримуючи ЄС у досягненні кліматичних цілей та енергетичної безпеки (рис. 1.9).

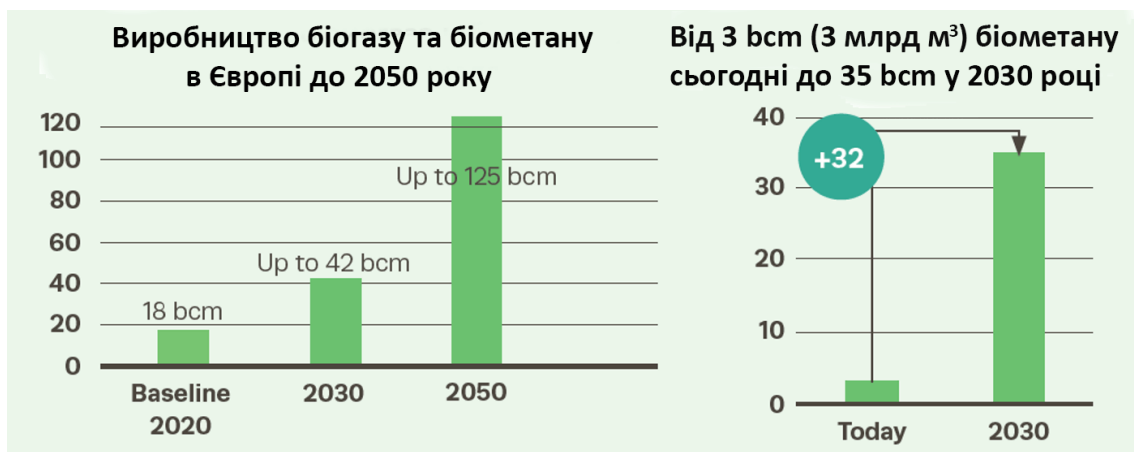


Рис. 1.9 – Візуалізація плану REPowerEU

Сумарне виробництво біометану та біогазу у 2030 році має становити 42 млрд м³, а у 2050 році вже 125 млрд м³. Таким чином, вже у 2030 році частка біометану має перевищити 80% у загальному виробництві біогазу і біометану. Модернізація існуючих біогазових установок для виробництва більшої кількості біометану та розширення виробничих потужностей власно біометану забезпечить ЄС більш стійкою енергетичною системою.

Капітальні витрати на виробництво біометану до 2030 року можуть скласти 83 млрд євро. Зокрема будуть збудовані:

- 4000 підприємств середнього розміру (середня одинична потужність – 4 млн м³ СН₄ на рік, капітальні витрати на одне підприємство – 12 млн євро, середня вартість виробництва біометану – 80 євро/МВт·год)
- 1000 великих підприємств (середня одинична потужність – 16 млн м³/рік, капітальні витрати – 35 млн євро, середня вартість виробництва біометану – 55 євро/ МВт·год).

¹⁷ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511

1.4 Технології виробництва біометану

Наразі біометан отримують більшою мірою шляхом очищення та збагачення біогазу, що виробляється біологічними методами з різних видів органічних матеріалів. За даними ЄБА, більше 75% активних біометанових установок використовують мембранне розділення (39%), водяний скруббер (22%), або хімічний скруббер (18%) для збагачення біогазу. В інших випадках використовується адсорбція зі зміною тиску (12%), кріогенне розділення (1%) і фізичний скруббер (1%). Слід зазначити, що для 7% європейських біометанових заводів у базі даних ЄБА немає даних щодо технології збагачення.

Якщо раніше (2008–2012 рр.) хімічний скруббер був найбільш використовуваною технологією, то з 2013 р. спостерігається зсув у бік мембранного розділення. Відомо, що 76 установок, які почали роботу в 2020 р. (47% від загальної кількості), використовують мембранне розділення.

Додаткові можливості виробництва біометану охоплюють термічну газифікацію твердої біомаси та метанацію синтез-газу, а також метанацію водню, отриманого з допомогою електролізу (процес P2G) з використанням відновлюваної електроенергії.

Термічна газифікація дозволяє розширити перелік сировини, яка придатна для отримання біометану, та включити в нього тверду біомасу з високим вмістом лігніну.

Шляхом об'єднання виробництва біометану з виробництвом водню можна отримати вигоди від зменшення викидів вуглецю, оскільки CO₂, який залишається після збагачення біогазу, може бути використаний у процесі метанації. Таким чином, можна значно підвищити загальну ефективність обох процесів, а також кількість виробленого біометану.

Приблизно 53% біометану в Європі виробляється на біогазових установках з використанням сільськогосподарської сировини. Другим за величиною джерелом виробництва біометану є органічна фракція твердих побутових відходів (11%);

У європейських країнах прослідковується чітка тенденція у зміні сировини для виробництва біометану. У 2016 році почався перехід від використання енергетичних культур (силосу кукурудзи), які були популярні у Німеччині, до сільськогосподарських залишків, комунальних відходів та осаду стічних вод. З 2017 року майже не було створено нових заводів для роботи на енергетичних культурах. У 2019 році 60% сировини було забезпечено за рахунок сільськогосподарських залишків, 13% - осаду стічних вод, 10% - комунальних відходів, і тільки 4% за рахунок силосу кукурудзи.

На рис. 1.10 видно, що основним джерелом сировини для виробництва біометану в останні роки є відходи та вторинні продукти сільського господарства. Другим за значенням джерелом є тверді побутові відходи та комунальні стічні води. Роль полігонів ТПВ незначна (0,8%). Енергетичні культури (силос кукурудзи) активно використовувались у період у 2008 по 2016 роки, переважно у Німеччині. Наразі їх використання для нових біогазових проектів обмежене.

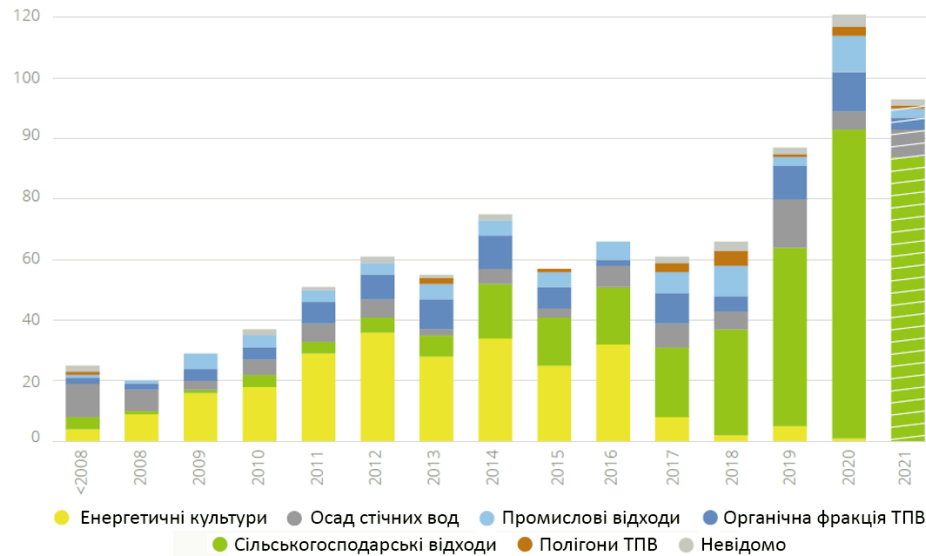


Рис. 1.10 – Кількість нових біометанових проектів в ЄС з розбивкою за видами сировини (EBA 2021)

Однак, незважаючи на поступову відмову від використання силосу кукурудзи, його роль залишається значною. Так, наприклад, у Німеччині частка біогазу із силосу склала у 2020 році трохи менше 50%, а у таких країнах, як Хорватія та Сербія – 50-60%.

1.5 Використання біометану

Біометан можна використовувати для виробництва електроенергії, в промисловості, для опалення/охолодження та у всіх видах транспорту від легкових автомобілів до вантажівок та морських суден. Він може вироблятися як для внутрішнього споживання (подача в газову мережу з подальшим використанням для виробництва електричної та/або теплової енергії, або в якості моторного палива для транспортних засобів), так і потенційно для експорту в інші країни. Виробництво біогазу зі збагаченням до якості біометану дозволяє подавати його у газову мережу, легко зберігати та доставляти безпосередньо споживачеві.

Відомо, що 47% біометанових заводів, які зараз діють в Європі, підключені до газорозподільної мережі, а 20% – до газотранспортної мережі [18]. Крім того, 10% європейських біометанових заводів не мають підключення до мережі, а щодо решти 23% інформації немає.

У Німеччині, головному ринку виробництва і споживання біометану, 88% виробленого в 2017 році біометану було використано для комбінованого виробництва електроенергії і тепла, 5% - для теплопостачання і тільки близько 5% на транспорті [19]. Використання біометану в хімічній промисловості і для експорту в інші європейські країни відіграло в Німеччині другорядну роль (2%), але мало високий потенціал розвитку (рис. 1.11).

¹⁸ EBA 2021. "Statistical Report of the European Biogas Association 2021." Brussels, Belgium, November 2021. <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2021/>

¹⁹ Dena, Berlin, July 2018

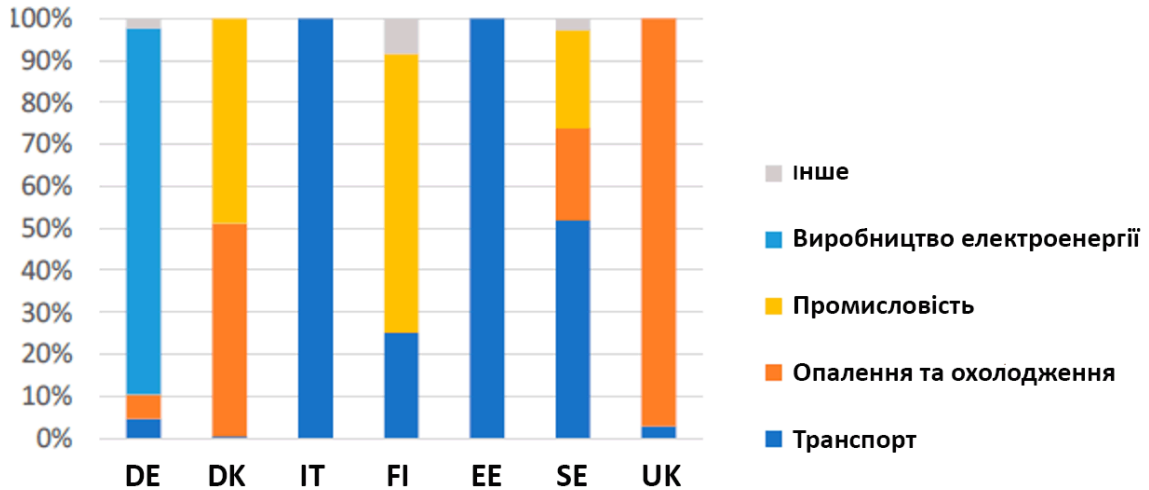


Рис. 1.11 – Споживання біометану в ЄС з розбивкою по секторам (REGATRACE) [20]

У Данії більшість біометану експортується до Швеції та Німеччини. Залишок використовується для опалення та в промислових цілях (тепло промислових процесів та сировина для хімічної промисловості).

Приблизно 14% виробленого в ЄС біометану у 2020 році використовувалось у якості моторного палива в таких країнах, як Італія, Швеція, Німеччина, Фінляндія та Естонія.

Найбільш швидкими темпами зростало використання біометану на транспорті в Італії, де майже весь біометан застосовується як моторне паливо. Італія вже випередила колишнього європейського лідера цього бізнесу - Швецію в абсолютному вираженні. Крім Італії, практично весь обсяг біометану по даним ЄБА використовується на транспорті у таких країнах, як Фінляндія та Естонія.

За останні роки частка використання біометану на транспорті у Німеччині практично подвоїлася (табл. 1.2) і досягла 9%.

Таблиця 1.2 – Країни з великою часткою використання біометану на транспорті (2020) [21]

Країна	Використання БМ на транспорті, ГВт-год	Частка використання БМ на транспорті, %	Кількість заправних станцій			
			Bio-CNG	Bio-LNG	CNG	LNG
Швеція	1163	83	265	23	265	25
Італія	2100	100	?	?	1466	103
Німеччина	1000	9	533	15	810	86
Фінляндія	109	~ 100	67	11	67	11
Естонія	97	100	23	-	23	2

²⁰ REGATRACE. Mapping the state of play of renewable gases in Europe

²¹ EBA Statistical Report 2021

Біометан можна використовувати в усіх двигунах, що працюють на природному газі. На ринку представлено значна кількість сучасних газових двигунів для автомобілів, важких транспортних засобів, кораблів і поїздів, які можуть працювати на біометані. Більшість виробників автомобілів пропонують моделі, що працюють на стисненому або скрапленому метані. Існує також можливість переобладнати автомобіль з бензиновим двигуном для роботи на газі. Важливою умовою для розвитку є наявність необхідної інфраструктури – достатньої кількості газових заправних станцій (CNG або LNG).

Розділ 2. Механізми підтримки виробництва та споживання біометану

2.1 Механізми підтримки, прийняті у провідних європейських країнах

Виробництво біометану у ЄС особливо активно розвивалося протягом останнього десятиліття. У цей період собівартість виробництва біометану перевищувала вартість природного газу на ринку. Тому розвиток виробництва біометану був результатом політичної волі та ефективних механізмів фінансової підтримки та інвестиційних субсидій, оскільки в ринкових умовах біометан не завжди міг конкурувати з природним газом. Необхідно відзначити, що за існуючих наразі високих цінах на природний газ значення механізмів підтримки зменшується.

Виробництво біометану в **Німеччині** було сформовано за допомогою фіксованого тарифу на вироблену з біогазу та біометану електроенергію (0.13-0.24 €/кВт·год). Ще у 2009 році виробники отримували спеціальну надбавку до тарифу за збагачення біогазу до якості природного газу (0.03 €/кВт·год). У 2014 році надбавка була скасована, але до цього часу в країні вже працювало 175 біометанових виробництв. Після цього через скорочення законодавчої підтримки розвиток ринку біометану в країні істотно сповільнився.

Великобританія пропонує схему підтримки, що розроблено в рамках схеми RHI (Renewable Heat Incentive). Схема пропонує пільговий тариф (FiT) для біометану анаеробного зброджування у разі закачування в мережу природного газу. Біометан оплачується за кількість поставленої енергії, тариф залежить від розміру проекту та року введення в експлуатацію. Схема була впроваджена в 2011 році, що пояснює збільшення кількості біометанових установок у країні з цього року.

У **Данії** існує премія до ринкової ціни ПГ, кінцевий тариф на біометан дорівнює принаймні 0,0735 €/кВт·год. Країна розглядає біометан як повноцінний замінник природного газу. Планується, що вже в 2025 році виробництво біометану і природного газу в країні зрівняються, а в 2035 році біометан повністю замінить природний газ. Крім того, Данія розвиває концепцію стійких енергетичних мереж, які об'єднують електричні та газові мережі, а також систему централізованого теплопостачання. Біометан - відновлюване джерело енергії з можливістю накопичення в газових мережах. Ці особливості дозволяють розглядати його в якості важливого компонента енергетичної системи і регулятора енергії сонця і вітру.

Існуюча у **Франції** система субсидування ціни на біометан, що подається в газові мережі (0.045 - 0.135 €/кВт·год), перетворила країну у найбільш успішний ринок біометану в Європі. Тариф на біометан у Франції залежить від величини проекту та виду сировини для виробництва біометану. Франція підтримує виробництво і подачу біометану в газові мережі незалежно від його подальшого використання. Передбачається, що в 2023 році виробництво біометану в країні складатиме 8 ТВт·год (0,8 млрд м³), а в 2030 році – вже 90 ТВт·год (9,0 млрд м³) або третину споживання природного газу. При цьому 7,0 млрд м³ має бути забезпечене за допомогою процесів ферментації, 2,0 млрд м³ за допомогою термічної газифікації і подальшої метанації синтез-газу, а ще близько 0,2 млрд м³ за рахунок отримання водню за допомогою електролізу з подальшим виробництвом метану з водню і вуглекислого газу.

Італія також є потенційним європейським лідером біометанового ринку, де державою різноманітними методами стимулюється використання стисненого та скрапленого біометану в якості моторного палива на транспорті. На початку 2019 року в країні було подано 900 заявок на

підключення біометану до газових мереж загальною потужністю 2,2 млрд м³/рік. Очікується, що в 2023 році в Італії транспортним сектором буде споживатися 2 млрд м³ газу, з яких 25% буде забезпечено за допомогою стисненого біометану (bio-CNG).

Швидке зростання в Італії забезпечене комбінацією декількох факторів. Уже сьогодні в Італії існує розвинена інфраструктура використання газу в якості моторного палива. Понад мільйон легкових автомобілів і 3300 автобусів використовують метан. В Італії функціонує більш ніж 1400 заправних станцій на стисненому (CNG) і 100 станції на зрідженому (LNG) метані. Національна енергетична стратегія країни передбачає будівництво 2400 станцій CNG і 800 станцій LNG до 2030 року.

Отже, національні схеми підтримки включають такі заходи, як фіксовані тарифи на вироблений біометан або електроенергію з нього, інвестиційну підтримку, системи квот або стимулюючу податкову політику. Крім фінансової підтримки, можливі стимулюючі заходи щодо ліцензування та правових аспектів для зменшення ризиків впровадження (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 - Національні схеми підтримки біометану в ЄС

Виробництво	Споживання
Пряма фінансова підтримка <ul style="list-style-type: none"> • Гранти на будівництво станцій • Знижені ставки кредитування 	«Зелені» тарифи, наприклад, для: <ul style="list-style-type: none"> • Відновлюваної електроенергії від ТЕЦ • Відновлюваного газу
Покриття затрат на приєднання до мережі	Обов'язкові квоти, напр., на споживання: <ul style="list-style-type: none"> • Відновлюваного палива • Відновлюваного тепла • Відновлюваної електроенергії
Пріоритетність (принаймні недискримінаційний підхід) доступу до мережі	Фінансова підтримка, напр., для <ul style="list-style-type: none"> • Когенераційних установок • Автомобілів на СПГ • Автобусів та вантажівок на СПГ
Прозорість процедури приєднання до мережі з точки зору технічних вимог	Стимулююча податкова політика, звільнення або відшкодування, напр., в частині: <ul style="list-style-type: none"> • Податку на енергію • Податку на пальне • Податку на електричну енергію • Податку на прибуток
Стандартизація процедур отримання ліцензії на будівництво станції	Дохід від продажу одиниць скорочення викидів парникових газів

Рисунок 2.1 узагальнює основні національні схеми підтримки біометану в країнах ЄС за даними проекту REGATRACE.

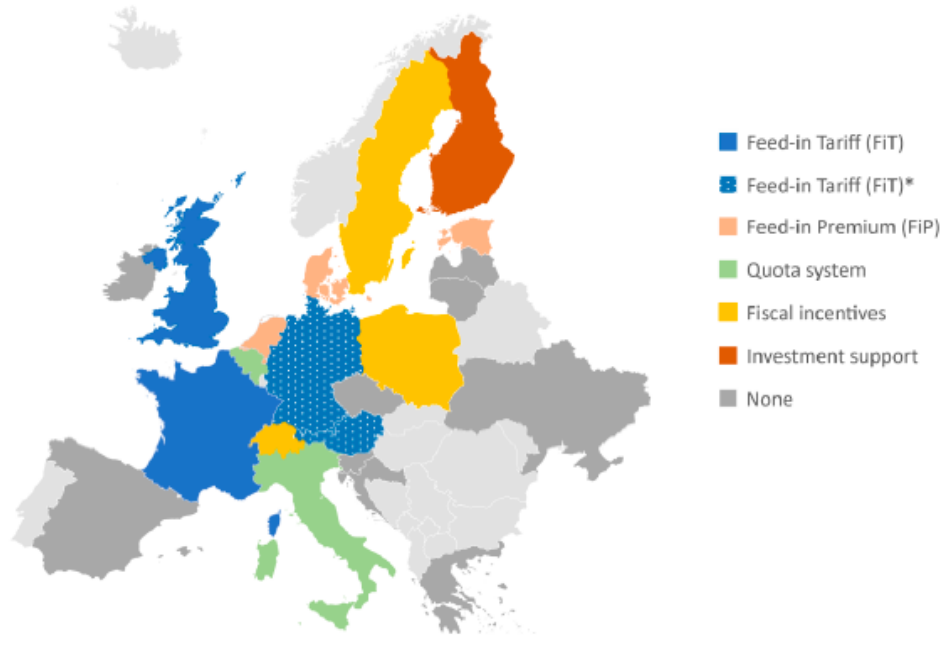


Рис. 2.1 – Національні схеми підтримки виробництва та використання біометану в ЄС (REGATRACE) [22]

2.2 Фіксований тариф на електричну енергію або біометан

Фіксований тариф (FIT) це найпопулярніший інструмент для збільшення виробництва біометану, цю систему пропонують принаймні 18 країн ЄС. Різні системи підтримки використовують різні підходи: FIT на біометан або на електроенергію, що вироблена з біометану, бонуси до ринкової ціни та ін. Кожна країна має власну національну систему підтримки, наприклад, у Німеччині до 2014 року працював закон про відновлювані джерела енергії (EEG), який різко збільшив обсяг ринку. Приклади деяких країн щодо тарифів на електроенергію та біометан наведені в табл. 2.2.

²² REGATRACE. Mapping the state of play of renewable gases in Europe

Таблиця 2.2 - Приклади FIT для електроенергії та біометану в країнах ЄС

Країна	Тариф на електричну енергію	Тариф на біометан
Німеччина (до 2014 року)	Базовий тариф для біогазу плюс бонуси за збагачення біогазу: біогаз 0,134 – 0,237 €/кВт·год, технологічний бонус за біометан 0,03 євро/кВт·год	
Данія	-	Премія до ринкової ціни ПГ, кінцевий тариф на біометан 0,0735 €/кВт·год
Велика Британія	Тариф на е/е з біогазу/ біометану понад ринкову ціну на е/е: 0.100-0.116 €/кВт·год	Премія до ринкової ціни ПГ, тариф на біометан по групах: T1: 0,086 €/кВт·год, T2: 0.056 €/кВт·год, T3: 0.039 €/кВт·год
Нідерланди	-	Схема SDE+ : поділ на п'ять категорій, тариф від 0.483 €/м ³ до 1.035 €/м ³
Австрія	Базовий тариф на біогаз 0,156 – 0,186 €/кВт·год, технологічний бонус за збагачення біогазу 0,02 €/кВт·год	-
Франція	«Зелений» тариф на е/е з біогазу 0,150 – 0,175 €/кВт·год	Біометан з полігонів ТПВ - 0,045-0,095 €/кВт·год, аграрний біометан - 0,085-0,125 €/кВт·год, стічні води - 0,065-0,135 €/кВт·год

2.3 Механізми підтримки для розвитку транспортного сектору

Швейцарія, Австрія та Швеція надають звільнення від сплати податку на природний газ у разі використання біометану в якості моторного палива. Великобританія та Нідерланди використовують квоти на основі енергетичної цінності палива. Німеччина є країною, яка має запроваджену систему контролю зниження викидів ПГ на моторному паливі з біометану.

Новий указ Міністерства Італії щодо заохочення використання біометану та сучасного (advance) біопалива на транспорті на період 2018-2022 рр. (Указ про біометан) спрямований на просування біометану та сучасних біопалив для збільшення частки відновлюваних видів палива у транспортній галузі.

Указ запроваджує схему підтримки біометану, що подається в мережу для використання в транспортній галузі. За період з 2018 по 2022 рік він виділяє 4,7 мільярда Євро і покриває максимальну кількість 1,1 млрд м³/рік виробництва біометану. Ця схема фінансується за рахунок постачальників моторного палива під їх зобов'язання щодо обов'язкової частки біопалива (9% біопалива до 2022 року, включаючи 1,39% біометану та 0,46% іншого сучасного біопалива). Таким чином, біометан займає 75% у структурі сучасного біопалива.

2.4 Добровільний ринок

Обсяги добровільного продажу сертифікатів біометану зростають в усій Європі з 2016 року. Найбільш значні обсяги торгуються на добровільному ринку dena-Registry (Німеччина, Швейцарія, Данія, Швеція, Угорщина). Іншим прикладом є торгівля Вертогас (Vertogas) між Нідерландами та скандинавськими країнами.

Розділ 3. Потенціал виробництва біометану в Україні

3.1 Сировинна база для виробництва біометану

Сировинна база для виробництва біометану може охоплювати широкий перелік видів органічних матеріалів. Загалом можна виділити 12 окремих категорій видів сировини, як показано в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Категорії видів сировини, придатної для виробництва біогазу

№	Категорія	Об'єкти збору сировини	Приклади сировини
1	Гнойові відходи тваринництва	<ul style="list-style-type: none"> - ферми ВРХ (молочні ферми) - свиноферми - птахофабрики - ферми МРХ, інші ферми 	<ul style="list-style-type: none"> - гній підстилковий - гноївка рідка - послід
2	Пожнивні рештки сільсько-господарських культур	<ul style="list-style-type: none"> - підприємства рослинництва 	<ul style="list-style-type: none"> - солома зернових (насамперед пшениці) - стебла та початки кукурудзи - стебла та кошики соняшнику - ботвина буряків
3	Побічні продукти та відходи харчової переробної промисловості	<ul style="list-style-type: none"> - цукрові заводи - спиртні заводи - пивні заводи - крохмале-патокові виробництва - борошномельні та круп'яні заводи - олійно-екстракційні заводи - м'ясопереробні заводи - забійні цехи - консервні заводи - виноробні підприємства - інші виробництва 	<ul style="list-style-type: none"> - жом буряковий - меляса (патока) - дробина пивна - спиртова барда (зернова, післямелясна) - вичавки та відходи фруктів - вичавки та відходи овочеві - вичавки виноградні - жмих та фуз олійні - лушпиння соняшнику - лушпиння зернових - полова, висівки та інші відходи зернових - побічні продукти тваринного походження, згідно [23], тощо
4	Відходи виробництва біоетанолу та біодизелю	<ul style="list-style-type: none"> - біоетанольні заводи - біодизельні заводи 	<ul style="list-style-type: none"> - спиртова барда - шрот/макуха ріпаковий - гліцерин
5	Енергетичні культури	<ul style="list-style-type: none"> - підприємства рослинництва 	<ul style="list-style-type: none"> - кукурудза на силос - сорго на силос - сільфій пронизанолистий - цукровий буряк - жито озиме, інші
6	Фітобіомаса водних об'єктів	<ul style="list-style-type: none"> - природні водні об'єкти - штучні водні об'єкти та системи 	<ul style="list-style-type: none"> - вища водна рослинність - мікрородорості
7	Відходи садово-паркових господарств	<ul style="list-style-type: none"> - комунальні паркові господарства - аеропорти - великі спортивні майданчики з природним покриттям 	<ul style="list-style-type: none"> - скошені трави з газонів - листя опале

²³ Закон України 287-VIII «Про побічні продукти тваринного походження, не призначені для споживання людиною»: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/287-19#Text>

№	Категорія	Об'єкти збору сировини	Приклади сировини
8	Відходи сфери торгівлі та громадського харчування	<ul style="list-style-type: none"> - комунальні та приватні заклади громадського харчування - продуктові ринки та магазини 	<ul style="list-style-type: none"> - залишки готової їжі - некондиційна харчова продукція - залишки та відходи продуктів харчування - відпрацьована олія
9	Тверді побутові відходи	<ul style="list-style-type: none"> - сміттесортувальні станції - підприємства комплексної механо-біологічної обробки ТПВ - сміттєві баки з роздільним збором органічних відходів 	<ul style="list-style-type: none"> - органічна фракція ТПВ
10	Стічні води та їх осади	<ul style="list-style-type: none"> - міські очисні споруди - локальні очисні споруди промислових підприємств 	<ul style="list-style-type: none"> - первинні осади станцій аерації - вторинні осади (активний мул) станцій аерації - жирові флотошлами - висококонцентровані виробничі стічні води
11	Покривні культури (зелені добрива)	<ul style="list-style-type: none"> - підприємства рослинництва 	<ul style="list-style-type: none"> - вика - жито - ріпа / редька - бобові - конюшина, інші
12	Рослинність луків	<ul style="list-style-type: none"> - природні луки, які не використовують для ведення господарства та які не занесені до природно-заповідного фонду 	<ul style="list-style-type: none"> - скошені з луків мультिवидові багаторічні трави

Доцільність та потенційний масштаб залучення тих чи інших видів сировини для виробництва біометану визначається рядом факторів. Серед основних факторів впливу – питома вартість одиниці енергії в сировині з урахуванням доставки до біогазової станції (грн/МДж), рівень технологічної складності переробки у біогаз, доступність в доцільному радіусі доставки.

При виробництві біометану на експорт в країни, де впроваджено системи обігу гарантій походження відновлюваних біопалив на транспорті, вид сировини, з якої він буде вироблятися, може впливати на контрактну ціну на біометан. Доцільним в даному випадку буде використання тих видів органічних матеріалів, яким згідно затверджених списків встановлюється 2-кратне зарахування виробленої енергії. На рівні ЄС такий список матеріалів наведено в Додатку IX Директиви ЄС RED II [24].

З точки зору сталості сировини, перший пріоритет при виробництві біометану повинен надаватись відходам, що за своєю природою не мають ніякого іншого альтернативного використання, окрім як кінцеве захоронення, спалювання, перетворення в енергію чи використання їх як органічних добрив чи покращувачів ґрунту. До таких видів відносять, наприклад, гнойові відходи, некондиційні продукти харчування, органічну фракцію ТПВ, осади стічних вод, скошені трави штучних газонів, побічні продукти тваринного походження, не придатні до вживання людиною, тощо (табл.3.1, №1, 3, 7-10). До цього ж списку відносяться також пожнивні рештки

²⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

сільськогосподарських культур, що не використовуються на корм тваринам, наприклад, солома зернових, стебла кукурудзи, тощо (табл. 3.1, №2).

Одним з перспективних видів сировини для біогазу, що не конкурує з харчовими продуктами та кормами, є покривні культури [25], що вирощують в проміжку між двома однорічними харчовими культурами. Використання зібраної маси таких культур на біогаз, з подальшим поверненням дигестату на ці ж поля, дозволяє суттєво розширити потенціал залучення ресурсів ріллі в енергетичний сектор без шкоди агровиробництву. За даними ЕВА [26] понад чверть потенціалу виробництва біометану може бути забезпечено за рахунок використання для цієї мети покривних культур.

В наступну чергу пріоритет повинен віддаватись побічним продуктам різних виробництв, які або втратили свої товарні властивості для альтернативного використання, або на які на даний час в певному місці не існує альтернативного попиту як на продукти харчування чи корма тварин. До списку таких продуктів можна віднести, наприклад, жом цукрових буряків, відходи обробки зернових, фуз та шрот олійних культур, тощо.

Використанню спеціально вирощених енергетичних культур при виробництві біометану в країнах ЄС віддається чим далі менший пріоритет. Починаючи з 2018 року в Європі не будувалися нові біометанові виробництва, основною сировиною для яких був би силос кукурудзи. Тому, при виробництві в Україні біометану на експорт з силосу кукурудзи треба мати на увазі, що контрактна ціна на нього може бути обмежена.

Втім, використання силосу кукурудзи на біометан в поточних умовах України все ж можна розглядати як технологічно та економічно доцільну опцію, принаймні для внутрішнього споживання. Позиція UABIO полягає в тому, що подальше збільшення обсягів використання силосу кукурудзи на біогаз в Україні ще досить тривалий час не буде призводити до суттєвої конкуренції з продуктами харчування та кормами для тварин у межах країни. Відтак більш жорсткі кліматичні вимоги та питання забезпечення сталості харчових ланцюгів, які останнім часом вводяться в країнах ЄС, для України могли б бути відтерміновані або пом'якшені. Це особливо набуває актуальності в світлі критичної необхідності диверсифікації постачання енергоресурсів, як у ЄС так і в Україні. Але при цьому необхідно враховувати важливу роль України в якості експортера зернових для забезпечення продовольчої безпеки деяких країн Азії та Африки.

Серед аргументів щодо доцільності подальшого використання силосу кукурудзи на біогаз в Україні можна навести наступні:

1. Україна має одну з найбільших площ орних земель в світі. За даним показником Україна посідає перше місце серед країн Європи та 8 місце серед країн світу.
2. В Україні одна з найбільших у світі питома площа ріллі, що припадає на 1 жителя – 0,74 га/особу [27,28]. За даним показником Україна посідає 3 місце серед країн Європи (після Литви та Латвії) та 7 місце серед країн світу.
3. В Україні, у порівнянні з окремими країнами ЄС, використання силосу кукурудзи на біогаз є неспівставне меншим. Так, наприклад, в Німеччині ще в 2012 році для вирощування

²⁵ Sequential crops (eng.)

²⁶ EBA 2021. "Statistical Report of the European Biogas Association 2021." Brussels, Belgium, November 2021.

²⁷ https://uk.wikipedia.org/wiki/Список_країн_за_населенням

²⁸ https://uk.wikipedia.org/wiki/Список_країн_за_використанням_землі

кукурудзи на силос для біогазу використовувалось близько 1 млн га, що складало 8,3% з 11,57 млн га загальної площі ріллі [29]. В 2019 році загальне використання земельних ресурсів для вирощування сировини на біогаз в Німеччині складало вже 1,55 млн га, а сумарно для всіх видів енергетичних культур – взагалі 2,67 млн га [30]. За оцінкою UABIO, в Україні в 2020 році силос кукурудзи на біогаз вирощувався на площі 14-20 тис. га, що складає лише 0,4-0,6% загальної площі ріллі.

4. Існує значний потенціал збільшення урожайності основних харчових і кормових культур в Україні, а відтак і можливість збільшення частки земель для енергетичного використання при збереженні поточного рівня валового виробництва основних харчових та кормових культур.

3.2 Структура використання сировини для виробництва біогазу в Україні

В Україні перелік видів сировини, що використовується для виробництва біогазу, обмежується 5-ма основними видами, а саме: гній свиней, гній ВРХ, послід курячий, жом цукрових буряків та силос кукурудзи. За оцінкою UABIO, сумарне споживання даних видів сировини складає близько 97% за свіжою масою (Рис. 3.1), а сумарна частка виробленого біогазу з них – біля 92% (Рис. 3.2). Найбільший обсяг біогазу виробляється наразі з жому цукрових буряків (39,8%) та силосу кукурудзи (38,4%). У порівняно незначних кількостях також використовується полова зернових, меляса, жилові флотошлами та деякі інші види сировини.

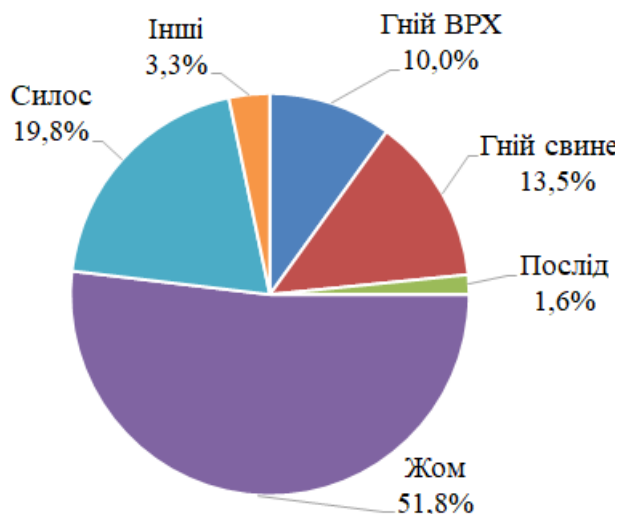


Рис. 3.1 – Структура споживання свіжої маси сировини для виробництва біогазу, 2020 р.

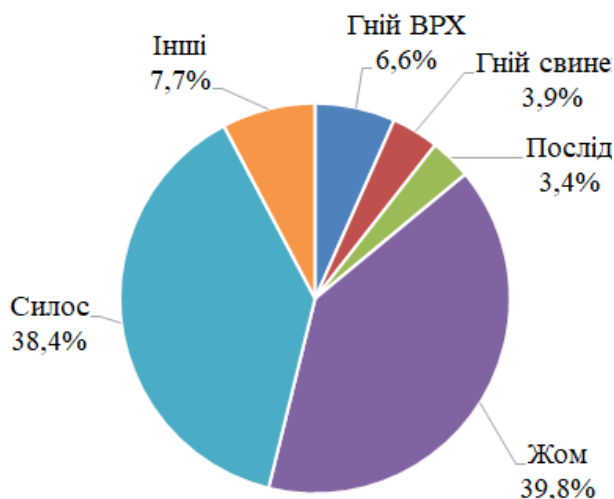


Рис. 3.2 – Структура обсягів виробництва біогазу за видами сировини, 2020 р.

²⁹ Гелетуца, Г. Г., Кучерук, П., Матвеев, Ю., Науменко, Д., Станев, А., & Матіюк, Л. (2013). Развитие биогазовых технологий в Украине и Германии: нормативно-правовое поле, состояние и перспективы. *Киев-Гюльцов: FNR*.

³⁰ BASISDATEN BIOENERGIE DEUTSCHLAND 2021. FNR: <https://mediathek.fnr.de/broschuren/basisdaten-bioenergie.html>

Останнім часом з'являються приклади використання соломи зернових та стебел кукурудзи, що є перспективним напрямком. Є також приклади виробництва біогазу зі стічних вод промислових підприємств (стічні води від виробництва чіпсів, дріжджів, пива, картону). Осади комунальних очисних споруд використовуються частково лише на Бортницькій станції аерації, хоча розробляються також проекти виробництва біогазу на ряді інших великих станцій аерації (наприклад, КОС м. Харків та м. Львів). Наразі все ще відсутні приклади використання органічної фракції твердих побутових відходів для виробництва біогазу або біометану.

За оцінкою UABIO, загальний потенціал гною ВРХ використовується орієнтовно на 4%, гною свиней – на 6%, посліду – на 1%, жому – на 20%. Використання потенціалу інших видів сировини для виробництва біогазу не перевищує 1-2%, а більшість видів досі не використовуються взагалі. Таким чином, існує досить значний потенціал збільшення використання практично всіх видів сировини для виробництва біогазу та біометану.

3.3 Енергетичний потенціал виробництва біометану

В основу оцінки енергетичного потенціалу виробництва біометану в Україні покладено аналіз поточного (2020 рік) рівня виробництва основних культур сільськогосподарськими підприємствами, продукції харчової переробної промисловості, наявного поголів'я ВРХ, МРХ, свиней та птиці на підприємствах тваринництва, а також обсягів утворення твердих побутових відходів та стічних вод в комунальному господарстві. Види сировини, враховані в оцінці потенціалу, а також враховані частки загальної маси на виробництво біометану показано на рис. 3.3.

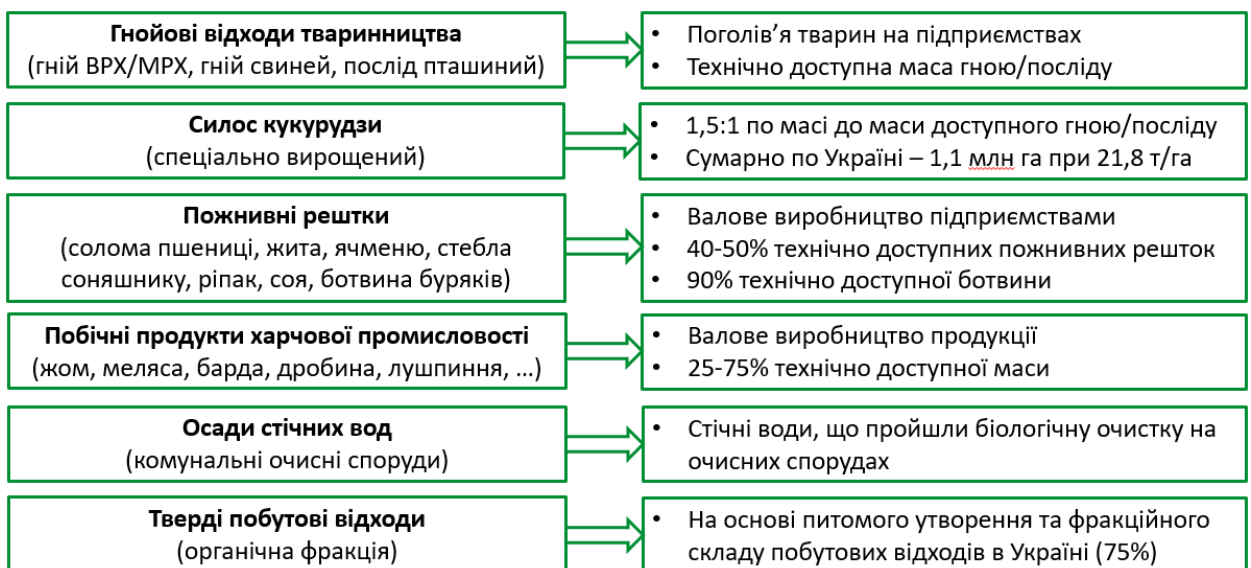


Рис. 3.3 – Види сировини, враховані в оцінці потенціалу виробництва біометану

Потенціал виробництва CH_4 із зазначених видів сировини оцінено до рівня окремих областей і враховує тимчасово окуповані та анексовані території України (ТОТ), які об'єднують ОРДЛО та АР Крим. Більш детально з методикою розрахунку потенціалу можна ознайомитись за посиланням ^[31].

³¹ Geletukha, G., Kucheruk, P., Matveev, Y. (2022). Prospects and Potential for Biomethane Production in Ukraine. Ecological Engineering & Environmental Technology, 23(4), 67-80. <https://doi.org/10.12912/27197050/149995>

Загальний оцінений потенціал виробництва CH_4 складає 9,7 млрд m^3 CH_4 на рік, що відповідає майже 50% всього обсягу добування ПГ в Україні (19,5 млрд m^3) та перевищує обсяг імпорту ПГ (9,1 млрд m^3) станом на 2020 рік [32].

Половина цього потенціалу пов'язана з рослинними рештками, ще третина – із вирощуванням кукурудзи на силос (Рис. 3.4). Сумарний внесок усіх гнойових відходів тваринництва складає лише 9,2%. Усі побічні продукти та відходи харчової промисловості додають сумарно 6,7%. Органічна фракція ТПВ та осади стічних вод збільшують потенціал ще на 6,1%. Частка потенціалу, що припадає на ТОТ України, станом на 23 лютого 2022 р., складає 4,8%.

Серед гнойових відходів тваринництва найбільша частка потенціалу 53,5% припадає на послід курячий (Рис. 3.5). Серед поживних решток найбільша частка пов'язана з соломою пшениці (34,7%) та стебловою масою кукурудзи на зерно (34,7%) (Рис. 3.6). І нарешті, серед побічних продуктів харчової промисловості найбільший потенціал припадає на жом цукрових буряків (31,3%) та макуху/шрот соняшниковий (31,0%) (Рис. 3.7).

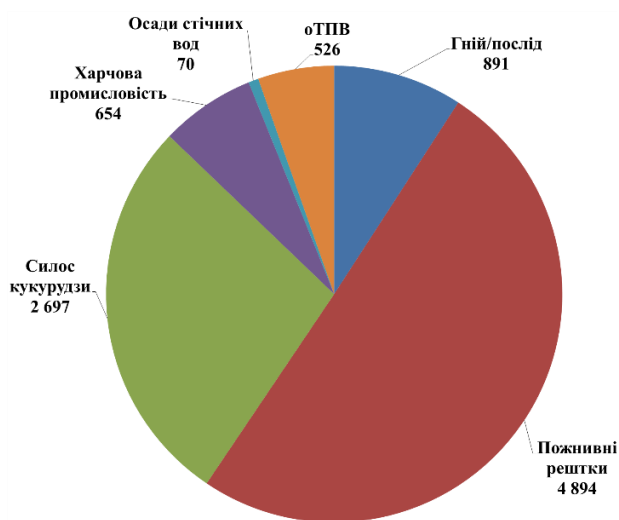


Рис. 3.4 – Загальна структура потенціалу виробництва CH_4 в Україні (2020), млн нм CH_4 /рік

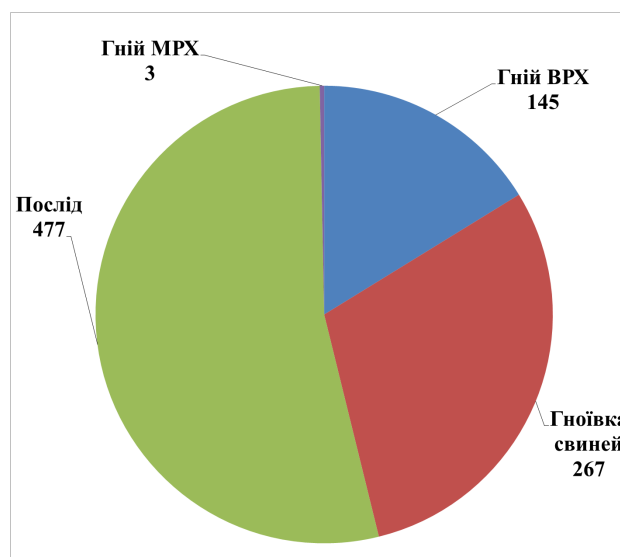


Рис. 3.5 – Структура потенціалу виробництва CH_4 з гнойових відходів (2020), млн нм CH_4 /рік

³² Енергетичний баланс України за 2020 рік. Державна служба статистики України, 2021.
<http://www.ukrstat.gov.ua/>



Рис. 3.6 – Структура потенціалу виробництва СН₄ з поживних решток с/г культур (2020), млн нмСН₄/рік

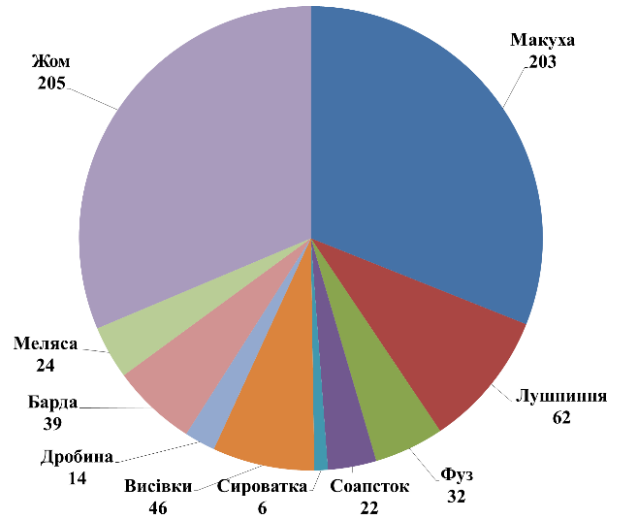


Рис. 3.7 – Структура потенціалу виробництва СН₄ з побічних продуктів харчової переробної промисловості (2020), млн нмСН₄/рік

На регіональному рівні, майже половина потенціалу виробництва СН₄ зосереджена у шести областях України, а саме: Вінницькій, Київській, Черкаській, Полтавській, Дніпропетровській та Донецькій областях (Рис. 3.8). Найвищий потенціал оцінено у Вінницькій області, найнижчий – у Закарпатській області. Потенціал виробництва СН₄ за регіонами коливається від 38 до 846 млн м³СН₄/рік.

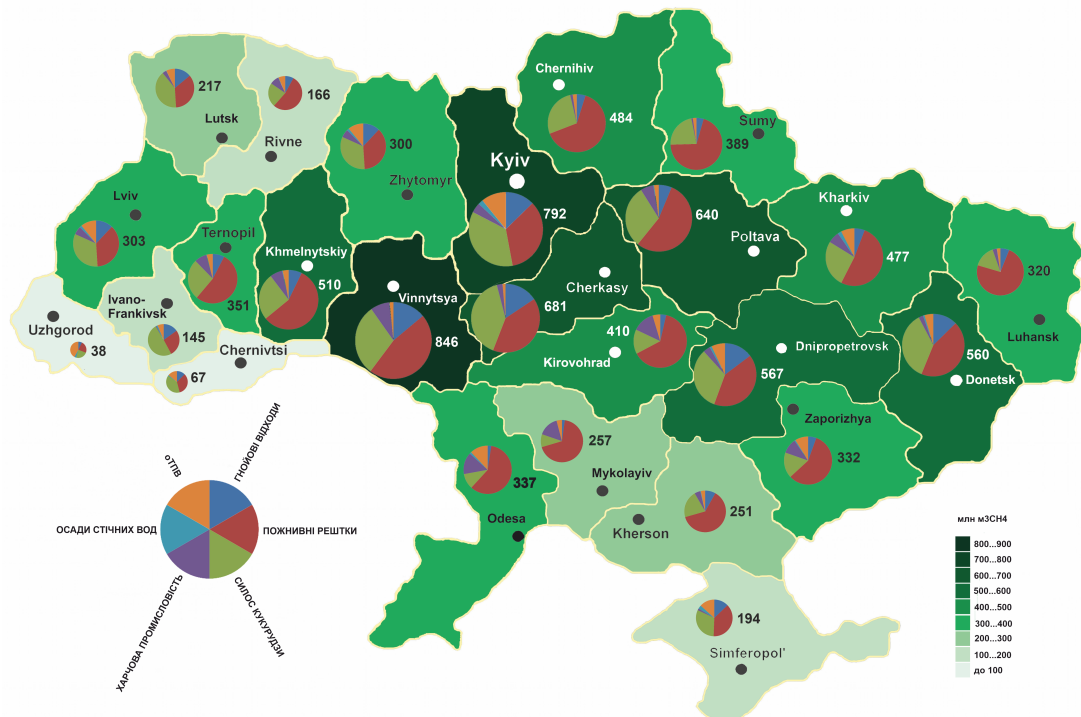


Рис. 3.8 – Регіональний розподіл потенціалу виробництва біометану (2020)

Слід зауважити, що оцінений потенціал виробництва CH_4 не є абсолютним і може змінюватись як в більшу так і в меншу сторони. Ключовими факторами, що можуть впливати на потенціал, є:

- зміна обсягів та структури валового виробництва продукції рослинного та тваринного походження в Україні;
- зміна площ та структури використання ріллі під вирощування харчових, кормових, технічних та енергетичних культур;
- зміна чисельності населення.

Фактичний потенціал виробництва товарного біометану є меншим на величину фізичних втрат CH_4 при очистці та збагаченні біогазу (до 3%, в залежності від технології збагачення) та на величину споживання енергії біогазу на власні потреби біометанової станції (як правило до 15-20%, якщо не буде використано інші джерела енергії).

За прогнозом UABIO, загальний потенціал виробництва біометану в 2050 році, за умов росту урожайності культур, збільшення валового виробництва продукції, а також розширення використовуваних видів та обсягів сировини, побічних продуктів та відходів, може зрости принаймні в 1,5 рази у порівнянні з 2020 роком і досягти біля 15 млрд m^3 /рік.

Дорожня карта розвитку біоенергетики в Україні до 2050 року передбачає впровадження та зростання виробництва біогазу та біометану в Україні. За оцінками UABIO, фактичне виробництво біометану в Україні може досягти 1 млрд m^3 у 2030 році та 4,5 млрд m^3 у 2050 році [33].

³³ Георгій Гелетука, Тетяна Железна, Семен Драгнев, Ольга Гайдай. Десять кроків України для відмови від російського природного газу. Аналітична записка UABIO №28. – 2022. <https://uabio.org/materials/12834/>

Розділ 4. Концепції біометанових проєктів

4.1 Проєктні концепції

Існують дві базові концепції проєктів виробництва біометану з біогазу. Перша концепція передбачає будівництво нового комплексу з виробництва біометану «з нуля», включно з біогазовою станцією та станцією збагачення біогазу. Друга концепція передбачає повне або часткове перепрофілювання діючих біогазових станцій з виробництва електричної та/або теплової енергії на виробництво біометану, з добудовою станції збагачення біогазу та, за необхідності, реконструкції біогазової станції. У таблиці 4.1 представлено порівняння переваг на недоліків цих двох концепцій.

Таблиця 4.1 – Переваги та недоліки проєктних концепцій біометанових заводів

	Концепція 1	Концепція 2
Переваги	<ul style="list-style-type: none"> • гнучкість щодо вибору місця будівництва заводу в залежності від наявності сировини та можливостей подачі біометану в мережу або альтернативного його споживання • економічна модель роботи може заздалегідь враховувати потенціал споживання товарного біометану та прийнятну собівартість його виробництва в залежності від масштабу проєкту • можливість вибору ще на стадії проєктування оптимального поєднання сировинної концепції та відповідних технологічних рішень 	<ul style="list-style-type: none"> • суттєво нижчі інвестиційні витрати • використання вже напрацьованих логістичних та сировинних ланцюгів • прогнозованість складу та обсягів біогазу • менший період часу до вироблення перших обсягів біометану
Недоліки	<ul style="list-style-type: none"> • суттєво більші інвестиції в проєкт • необхідність пошуку/створення стійких ланцюгів постачання сировини 	<ul style="list-style-type: none"> • часткова або суттєва зношеність основних вузлів та обладнання біогазової станції • обмеженість по вибору точки підключення до мережі ПГ з необхідними технічними параметрами • можливі значні інвестиційні витрати на логістику біометану

Базовою концепцією, що дозволить досить швидко нарощувати обсяги виробництва біометану в Україні, звісно є *концепція 1*. Втім, враховуючи наявність вже 68 збудованих біогазових виробництв (станом на кінець 2020 року), що сумарно виробляли біля 125 млн м³CH₄/рік [34], а також хронічні проблеми з виплатами за діючим «зеленим» тарифом в Україні, *концепція 2* також має право на життя. Для оцінки доцільності переходу на виробництво біометану діючим операторам біогазових установок потрібно знайти відповіді принаймні на наступні питання [35]:

- які заходи та кошти необхідні для продовження терміну служби біогазової станції?
- чи існує можливість збільшити потужність виробництва біогазу? якщо так, то які додаткові інвестиції необхідні в додаткові потужності?

³⁴ “Statistical Report of the European Biogas Association 2021.” Brussels, Belgium, November 2021.

³⁵ Attila Kovacs, Mieke Decorte, et al. (2022) Guidance for feasibility analysis covering biomethane investment projects. REGATRACE project. Task D6.4. (to be published by the end of 2022)

- чи задовольняє існуюче рішення з десульфуризації біогазу вимогам системи збагачення біогазу до біометану? якщо ні, то які додаткові інвестиції необхідні в новий блок десульфуризації?
- чи є достатньою територія, де можна розмістити станцію збагачення біогазу та додаткові потужності з виробництва біогазу? Обмеження простору може вплинути на вибір технології збагачення біогазу.
- яка частина обладнання для виробництва електроенергії (ТЕЦ) залишиться в експлуатації для забезпечення електроенергією як біогазової станції, так і станції збагачення біогазу?
- які технічні умови підключення до мережі природного газу на місці (тиск, мінімальна витрата, тощо)?

4.2 Сировинні концепції

Питання забезпечення сировиною є ключовим для будь-якого біогазового проекту. Реалізація оціненого потенціалу виробництва біометану в Україні також потребуватиме особливої уваги у питанні забезпечення окремих проектів достатніми обсягами сировини. Такі можливості обмежені, з однієї сторони, наявною структурою та концентрацією сировини, а з іншої – наявними технічними можливостями подачі біометану в мережі ПГ або альтернативного використання в районі потенційного будівництва біометанового заводу (див. детальніше розділ 5). Економічна доцільність обумовлює необхідність будівництва більш масштабних проектів, що може загострювати проблему забезпечення проекту достатньою кількістю сировини.

Загальний обсяг сировини в економічно доцільному радіусі доставки визначає потенційну потужність біометанового заводу. Разом з тим, потужність біометанового проекту є одним з ключових факторів, що визначають його інвестиційну привабливість. Очевидно, що нижній поріг інвестиційної привабливості за масштабом також визначатиметься вартістю сировини, витрати на яку в собівартості біометану можуть сягати від декількох відсотків до 50% і вище (див. детальніше розділ 6).

З точки зору забезпечення найменшої собівартості біометану, проект повинен орієнтуватись насамперед на дешеві види сировини, наприклад, гній, послід, жом. Це визначає також прив'язку проекту до об'єкту походження сировини. Наразі в Україні практично всі біогазові установки в агросекторі побудовано на базі тваринницьких ферм та цукрових заводів.

Аналіз наявних потужностей тваринницьких комплексів та підприємств харчової переробної промисловості в Україні показує, що потенційне число великих біометанових проектів потужністю від 1000 м³/год біометану або 8,5 млн м³/рік, орієнтованих лише на сировину окремо взятого підприємства, є обмеженим. За оцінками НТЦ «Біомаса» [36], виробництво такого обсягу біометану на основі лише власної сировини окремо взятого підприємства можна було б організувати на 12 тваринницьких підприємствах з 4611 діючих в 2020 році [37], 15 цукрових заводах з 30-31 працюючих в сезонах 2019/2020 та 2020/2021 [38,39], 15 олійно-екстракційних заводах (на основі макухи/шроту та лушпиння соняшнику), одному пивному заводу (на основі пивної дробини). Очевидно, що перелік

³⁶ Biomethane zoning and assessment of the possibility and conditions for connecting of biomethane producers to the gas transmission and distribution systems of Ukraine: <https://saf.org.ua/en/library/1548/>

³⁷ Тваринництво України, 2019. Статистичний збірник. Держстат, 2020.

³⁸ <https://agronews.ua/news/v-ukraini-nazvano-kil-kist-pratsiuiuchykh-tsukrovyykh-zavodiv/>

³⁹ <http://ukrsugar.com/uk/post/pusk-cukrovih-zavodiv-20202021-mr-onovleno>

потенційних об'єктів для впровадження біометанових проєктів необхідно розширяти за рахунок пошуку додаткових видів та обсягів сировини, а також менш масштабних проєктів.

Для реалізації планів щодо виробництва біометану в Україні на рівні 1,0 млрд м³/рік у 2030 році необхідно збудувати 230 біометанових заводів середньою потужністю 500 м³/год біометану (4,25 млн м³/рік біометану або еквівалент біогазової станції з КГУ потужністю 2,4 МВт_{ел}) або 115 проєктів середньою потужністю 1000 м³/год біометану. Це означатиме будівництво протягом 12 років орієнтовно 30 або 15 заводів в рік, відповідно. Зменшення середнього масштабу проєктів потребуватиме ще більшого їх числа. Варто зазначити, що за останні 12 років в агросекторі загалом збудовано та введено в експлуатацію лише 22 біогазові установки.

Широке використання рослинних видів сировини, таких як силос кукурудзи, пожнивні рештки та покривні культури, бачиться нами як ключовий напрямок в розвитку біометанових проєктів. Залучення таких видів сировини є виправданим як з технологічної точки зору (збалансовує нітрогеннасичені гнойові відходи), так і з точки зору можливостей збільшення числа великих проєктів. Досить рівномірний розподіл ріллі по території України, на якій можна зібрати чи виростити такі види сировини, дозволить суттєво розширити сировинний та продуктивний потенціал окремого біометанового проєкту.

Логістичні рішення організації біометанового виробництва можна представити у вигляді 3-х базових опцій, як показано на рис. 4.1.

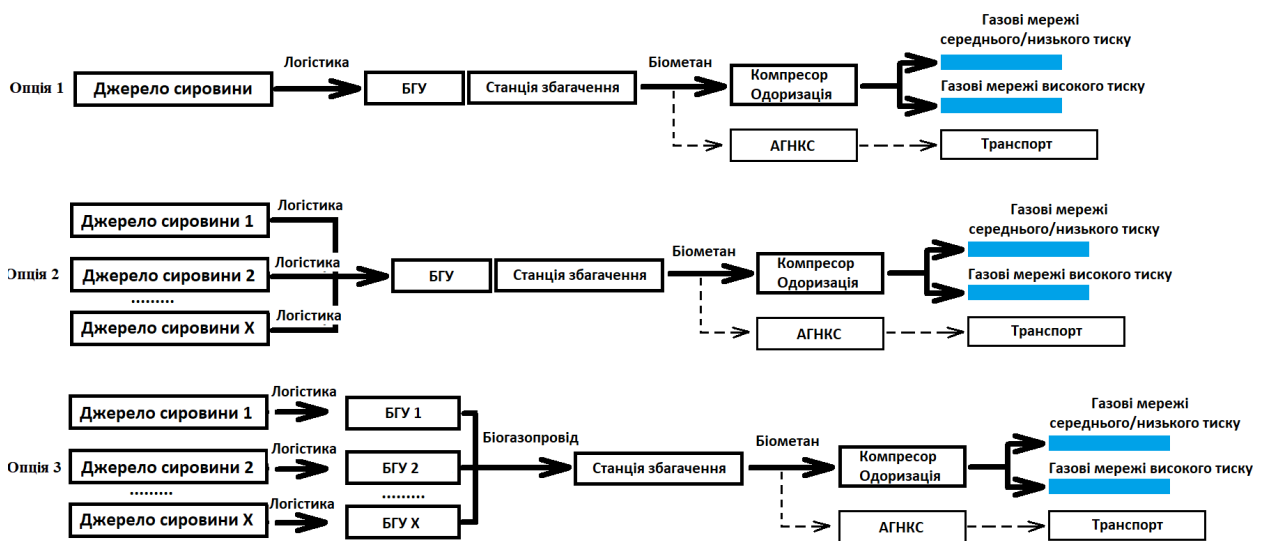


Рис. 4.1 – Схемні рішення організації виробництва та споживання біометану

Перший варіант передбачає виробництво біометану з використанням сировини одного підприємства (наприклад, цукрового заводу). Доцільність реалізації такої схеми обмежується досить великими підприємствами та технологічною придатністю сировини до моно-зброджування.

Другий варіант є більш гнучким і передбачає постачання сировини для виробництва біогазу з різних джерел. Базовим місцем для будівництва біогазової установки може бути обраний найбільш відповідний об'єкт, як з точки зору логістики сировини, так і з точки зору подальшої логістики біометану. Наприклад, базовим об'єктом може бути свиноферма, де утворюється рідка гноївка, транспортування якої на значні відстані буде економічно недоцільним. Додавання різних видів

сировини дозволяє також оптимізувати компонентний склад, найбільш придатний для ефективного виробництва біогазу.

Третій варіант передбачає подачу сирого біогазу з окремо розташованих біогазових установок в певному обмеженому радіусі на централізовану станцію збагачення біогазу. Така схема може застосовуватись, наприклад, при доцільності локальної переробки сировини на біогаз на окремо розташованих виробничих потужностях компанії (окремі бригади пташників, свинокомплексів).

4.3 Продуктові концепції

Концепція виробництва та застосування біометану та похідних продуктів технології визначається зазвичай економічною доцільністю. Визначальними чинниками є, насамперед, потреби ринку окремих країн чи регіонів в тому чи іншому виді продукту, ринкові ціни на окремі продукти технології, а також існуючі схеми фінансового заохочення.

Не існує універсальних концепцій, здатних швидко реагувати на ринкові зміни. З точки зору економічної ефективності найбільш доцільним є виробництво визначених видів продуктів на станції, що працює рівномірно протягом року на повну потужність. Будь-яка зміна продуктової концепції біометанового заводу потребуватиме як часу, так і значних фінансових ресурсів.

Наразі відомо про 3 основні способи енергетичного та матеріального застосування виробленого біометану, а саме:

- товарний біометан як замітник ПГ в газових мережах;
- стиснений біометан (bio CNG) як моторне пальне;
- скраплений біометан (bio LNG) як моторне пальне.

При цьому, до якості та фізичних параметрів кожного типу біометану існують окремі вимоги (див. детальніше розділ 5), що потребуватиме встановлення різних типів обладнання.

На виході зі станції збагачення біогазу сирий біометан має певний тиск залежно від технології збагачення. Величина цього тиску, відстань від станції до точки підключення до газової мережі, а також тиск в мережі ПГ, будуть визначати потребу в будівництві дотискальної станції.

Виробництво bio CNG в будь-якому разі потребуватиме будівництва дотискальної станції на 200-230 бар. Зрідження біометану до bio LNG, додатково до стиснення, потребуватиме ще будівництва потужної холодильної установки.

Похідними продуктами технології виробництва біометану можуть бути також:

- сирий дигестат та його фракції після механічного розділення як покращувач ґрунту;
- збагачений дигестат та його похідні продукти як органічне добриво чи покращувач ґрунту;
- вуглекислий газ харчової якості;
- вуглекислий газ для промислового використання (крім харчової промисловості).

За поточного (2022 рік) рівня комерційних цін на природний газ для промислових підприємств та моторні палива, можна прогнозувати, що всі 3 напрямки застосування біометану можуть бути інвестиційно привабливими, принаймні для великих проектів на відносно дешевій сировині. З огляду на одночасний ріст цін та дефіцит окремих видів мінеральних добрив, перспективним виглядає також напрям комерціалізації продуктів на основі дигестату. Комерціалізація вуглекислого

газу як продукту для різних галузей промисловості, з урахуванням його відновлюваної складової, також може розглядатись як доцільна опція.

Наразі можливо розглядати 4 основні моделі реалізації товарного біометану, а саме:

- Реалізація на внутрішньому газовому ринку України за прямими договорами;
- Реалізація у якості моторного пального на внутрішньому ринку;
- Віртуальний експорт на ринок ЄС із забезпеченням гарантій походження (використання ГТС/ГРС та реєстру біометану);
- Фізичний експорт з використанням ГТС або без нього (наприклад, скраплений біометан).

Можна бачити, що однією з імовірних моделей є обмін гарантіями походження з європейськими трейдерами напряму або через систему віртуального експорту на основі гарантій походження. Для можливості віртуального експорту в Україні треба впровадити реєстр біометану, синхронізований та гармонізований з реєстром країн реципієнтів. Це дозволить проводити взаємний залік фізичного та віртуального обсягу біометану, що експортується. При цьому передбачається, що фізичні молекули біометану будуть надходити в українські газорозподільні мережі, а еквівалентний фізичний обсяг природного газу транзитом буде прокачано до умовної точки відбору в країні реципієнті.

Дана модель передбачає можливість отримання додатково до поточної біржевої ціни на ПГ ще й надбавки/премії за відновлюваність біометану. З огляду на відсутність будь-яких механізмів фінансової підтримки таких проєктів в Україні, це робить таку схему інвестиційно привабливою. При цьому слід мати на увазі, що отримання максимально можливого розміру цієї премії потребуватиме відповідності директиві ЄС RED II, тобто переважного використання відходів та меншого використання силосу кукурудзи.

Розділ 5. Потенційні ринки споживання біометану

5.1 Ринкові передумови для виробництва та споживання біометану в Україні

Біометан можна вважати майбутнім біогазу, яке вже наступило, принаймні в ЄС. З прийняттям Закону України 1820-IX ^[40] відкрилась практична можливість розвитку ринку біометану і в Україні. Є всі підстави очікувати появу перших обсягів виробленого біометану в Україні вже найближчим часом. Уже відомо про перший біометановий проєкт ^[41] компанії Галс-Агро, що має бути запущено до кінця 2022 року. Для цього існують принаймні наступні ринкові передумови, як зі сторони попиту, так і зі сторони пропозиції:

- Необхідність диверсифікації джерел постачання енергоресурсів та зміцнення енергетичної незалежності економіки України;
- Політична доцільність заміщення споживання природного газу з РФ;
- Необхідність підтримання функцій ГТС України із забезпечення населення та промисловості достатніми обсягами газу в разі зменшення або повної зупинки його транзиту територією України;
- Внесок в зобов'язання України зі скорочення викидів парникових газів за Паризькою кліматичною угодою 2015 року;
- Подальша інтеграція з енергоринком ЄС, і, відповідно, покладання зобов'язань мати певну частку енергії з відновлюваних джерел;
- Участь на ринку ЄС з торгівлі відновлюваними газами, що дає можливість отримати додаткову фінансову мотивацію;
- Економічна доцільність заміщення викопних видів енергоресурсів біометаном при ціні на ПГ більше 600-700 євро/1000 м³;
- Наявність розвиненої ГТС з можливістю накопичення газу в ПСГ;
- Наявність значного парку автомобільної техніки (сільськогосподарської, комунальної), яку можна перевести на споживання стисненого біометану;
- Наявність власного флоту та портів зі значним товаропотоком, які є потенційними споживачами скрапленого біометану.

Україна є країною, залежною від імпорту всіх видів палив, хоча і в різній мірі. Так, в 2018 році частка імпорту моторних палив у загальному постачанні складала від 77% (зріджений нафтовий газ LPG) до 86% (бензин та дизель). Залежність від імпорту природного газу складала 32%, а від вугілля – 20% (Рис. 5.1).

⁴⁰ Закон України 1820-IX від 21.10.2021 р. «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку виробництва біометану»: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1820-20#Text>

⁴¹ <https://ukragroconsult.com/news/agroholdyng-gals-agro-stane-pershym-postachalnykom-biometanu-do-gazorozpodilnyh-merezh/>

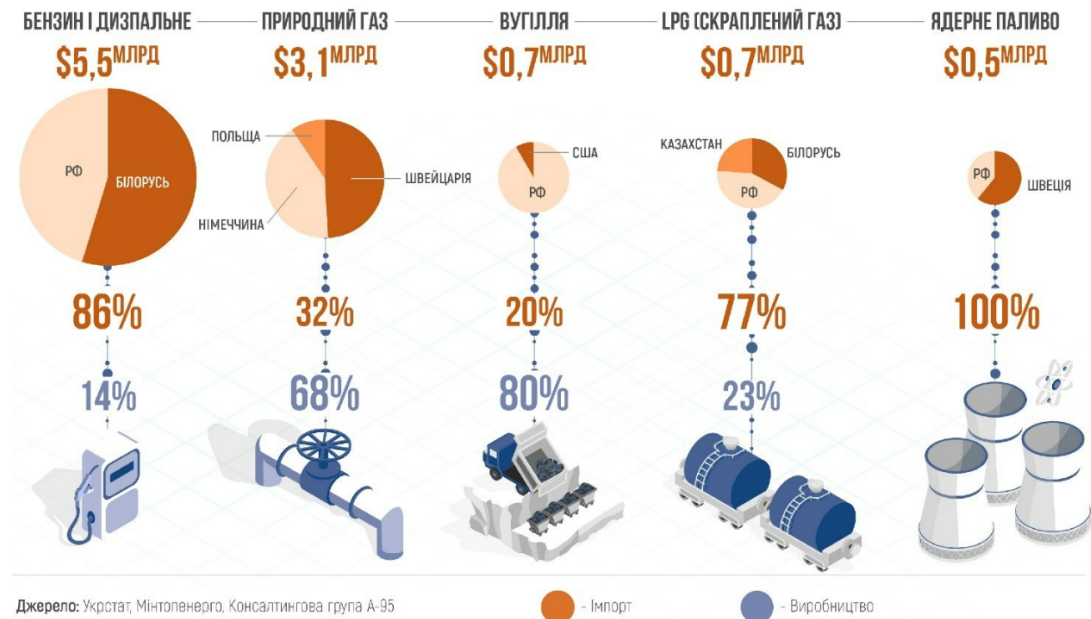


Рис. 5.1 – Залежність України від імпорту палива [42]

Біометаном можна фізично замінювати як безпосередньо природний газ, так і практично всі види моторних палив – стиснений природний газ (CNG), скраплений природний газ (LNG), дизпаливо, бензин, зріджений нафтовий газ (LPG). Біогаз / біометан також може бути сировиною для виробництва відновлюваного технічного метанолу, необхідного при виробництві біодизелю.

До 2014 року імпорт природного газу забезпечувався переважно з РФ, потім – з країн ЄС (Словаччина, Угорщина, Польща). Очевидно, що такий імпорт з ЄС був переважно реекспортом природного газу, що походив з РФ. Втім, з початком війни РФ проти України, та кардинального перегляду країнами ЄС енергетичної політики та їх власної залежності від викопних палив з РФ, можливість такого реекспорту для України в майбутньому виглядає дискусійною. Враховуючи також високий ризик повного припинення транзиту ПГ з РФ територією України до кінця 2022 року [43], питання заміщення обсягів імпортованого ПГ стає критичним. Питання заміщення моторних палив, які до 2022 року постачались переважно з недружніх країн, також є актуальним.

Оцінений потенціал виробництва біометану близько 10 млрд м³/рік є достатнім, щоб повністю покрити довоєнні потреби в імпортованому ПГ та частково потреби в моторних паливах, в залежності від пріоритетів та економічної доцільності. Втім реалізація цього потенціалу вимагатиме значного періоду часу, а відтак ринок біометану в Україні повинен стартувати невідкладно.

Біометан є універсальним газоподібним енергоносієм, який може бути використаний у різних сферах. Незаперечною перевагою біометану є його відновлюваність та сталість (при використанні сталих видів сировини). Нижче показано основні можливі застосування біометану та відповідні потенційні ринки.

⁴² Український інститут майбутнього (2018). Україна через 5 років – енергонезалежна країна. Через 10 – постачальник енергії в Європу. - <https://strategy.uifuture.org/ukraine-через-5-rokiv-energonezalezna-kraina.html>

⁴³ <https://news.lviv-company.in.ua/gazprom-zmenshiv-obsyagi-tranzitu-через-ukra%D1%97nu-rizik-obstriliv-gts-zrostaye-makogon.html>

- **Заміна природного газу біометаном.** Біометан може використовуватися в будь-яких цілях у якості заміни природного газу. Таким чином можна замінити імпортований природний газ і рідкі нафтопродукти, а також виконувати зобов'язання України щодо скорочення викидів парникових газів в рамках Паризької угоди.
- **Використання біометану як моторного палива для автомобільного транспорту, в сільському господарстві, в авіації та морському транспорті.** Ця опція дозволяє замінити викопне моторне паливо – бензин, дизель, авіаційні палива, CNG, LNG, LPG. Це відмінна можливість для сільгоспвиробників отримувати паливо за рахунок відходів і вторинних продуктів власного виробництва. Використання біометану як палива для громадського транспорту може значно зменшити забруднення повітря у великих містах. Використання біометану легковими автомобілями також можливе, воно популярне в деяких, в тому числі розвинених, країнах (європейський приклад - Італія).
- **Експорт біометану в ЄС з використанням національного реєстру виробництва і споживання біометану.** Використання можливостей газотранспортної системи України, яка пов'язана з європейською газовою системою, через механізм віртуального експорту може підвищити економічну привабливість виробництва біометану в Україні.
- **Виробництво електроенергії та тепла з біометану з використанням газової мережі.** Цей варіант дозволяє виробляти електрику та теплову енергію в безпосередній близькості від споживача і, таким чином, підвищити ефективність використання палива за рахунок ефективного використання теплової енергії, принаймні в міських системах централізованого теплопостачання. Наразі біогаз в Україні використовується з ефективністю, що не перевищує 50%.
- **Зберігання біометану в мережі природного газу для виробництва електроенергії при піковому навантаженні.** Цей варіант дозволяє використовувати біометан в періоди максимального навантаження на енергосистему і тим самим знизити потребу в регулюванні електричної потужності, яке в Україні забезпечується переважно вугільними електростанціями. Використання біометану для цієї мети може значною мірою компенсувати обмежені можливості регулювання відновлюваних джерел енергії, що швидко розвиваються, - сонця і вітру.
- **Біометан як відновлювана сировина для хімічної промисловості та інших видів промисловості.** Споживання природного газу в хімічній промисловості пов'язане з виробництвом похідних продуктів, як то азотні мінеральні добрива, метанол, аміак, тощо. Можливі експортні обмеження щодо продуктів з використанням викопних видів палив, зокрема через механізм вуглецевого оподаткування (CBAM ^[44]), в перспективі можуть стимулювати вітчизняних виробників переходити на споживання відновлюваної сировини, якою в хімічній промисловості, на заміну природному газу, може стати біометан.

⁴⁴ Carbon Border Adjustment Mechanism

5.2 Біометан на ринку природного газу. Нормативні вимоги при подачі в ГТС / ГРС

Виробник біометану, що постачатиме біометан в газотранспортну або газорозподільну мережі, стає суб'єктом ринку природного газу України і вважатиметься газовидобувним підприємством. Відтак його діяльність буде регулюватись, зокрема, чинними Законом про ринок природного газу [45], Кодексом ГТС [46], Кодексом ГРС [47] та відповідними підзаконними актами та нормативними документами.

Подача біометану в ГТС або ГРС можлива, якщо він за своїми фізико-хімічними характеристиками відповідатиме вимогам до природного газу, наведеним в Кодексі ГТС або ГРС (Табл. 5.1).

Після затвердження 2 серпня 2022 року Постановою НКРЕКП змін до Кодексу ГТС та ГРС щодо вимог до вмісту O_2 в природному газі, що подається в ГРС на рівні не більше 1%, можна очікувати, що біометан, отриманий в процесі збагачення біогазу з використанням різних технологій, відповідатиме вимогам для подачі в ГРС. При цьому слід мати на увазі, що різні технології збагачення біогазу до біометану, як правило не розраховані на ефективне зниження концентрації кисню в біогазі, а тому його вміст в біометані буде майже на тому ж рівні, що і в сирому біогазі. Відтак, процес виробництва біогазу та його подальшого транспортування в межах біогазової станції до станції збагачення вже сам по собі повинен забезпечувати допустимий рівень концентрації O_2 . Також потрібно врахувати, що при видаленні CO_2 обсяг біометану буде практично вдвічі меншим, а отже концентрація кисню, який не видалятиметься станцією збагачення, може відповідно зрости вдвічі від значення в сирому біогазі.

Зважаючи на вимогу вмісту CO_2 в ПГ на рівні не більше 2% об., вміст CH_4 в збагаченому біогазі не повинен бути меншим 97-98%. За однією з технологій водяного скрубера виробник гарантує вміст CO_2 в біометані не більше 2,0%. А от за однією з технологій мембранної сепарації виробник гарантує вміст CO_2 не більше 2,5%. Відповідність якості біометану за даним показником необхідно буде підтверджувати в кожному окремому проєкті за узгодженням з відповідним оператором ГРС. Наприклад, у технічних умовах приєднання до газорозподільної системи, що пропонується одним з облгазів, вміст CO_2 допускається не більше 2,5%.

Норма вмісту сірководню не більше $0,006 \text{ г/м}^3$ (еквівалент 4,4 ppm) також є цілком досяжною для збагаченого біогазу. Наприклад, за однією з технологій водяного скрубера вміст сірководню в збагаченому біогазі декларується на рівні не більше 0,1 ppm, а за однією з технологій мембранної очистки – не більше $0,005 \text{ г/м}^3$.

Таким чином біометан, отриманий з використанням сучасних технологій збагачення біогазу, за своїми характеристиками може повністю відповідати вимогам для його подачі в газові мережі в Україні, зокрема в газорозподільні системи.

⁴⁵ Закон України 329-VIII від 01.05.2022 р. «Про ринок природного газу»:

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/329-19#Text>

⁴⁶ Постанова НКРЕКП №2493 «Про затвердження Кодексу газотранспортної системи України» від 30.09.2015 р.: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15#Text>

⁴⁷ Постанова НКРЕКП №2494 «Про затвердження Кодексу газорозподільних систем України» від 30.09.2015 р.: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1379-15#Text>

Таблиця 5.1 – Вимоги до вмісту газу за Кодексом ГТС та ГРС

Параметр	Значення
Вміст метану (C ₁), мол. %	≥ 90
Вміст етану (C ₂), мол. %	≤ 7
Вміст пропану (C ₃), мол. %	≤ 3
Вміст бутану (C ₄), мол. %	≤ 2
Вміст пентану та більш важких вуглеводнів (C ₅ +), мол. %	≤ 1
Вміст азоту (N ₂), мол. %	≤ 5
Вміст вуглецю (CO ₂), мол. %	≤ 2
Вміст кисню (O ₂) [48], мол. %	≤ 0,2 [49] (1,0) [50]
Вища теплота згоряння (25 °C/20 °C)	≥ 36,20 МДж/м ³ (10,06 кВт·год/м ³) ≤ 38,30 МДж/м ³ (10,64 кВт·год/м ³)
Вища теплота згоряння (25 °C/0 °C)	≥ 38,85 МДж/м ³ (10,80 кВт·год/м ³) ≤ 41,10 МДж/м ³ (11,42 кВт·год/м ³)
Нижча теплота згоряння (25 °C/20 °C)	≥ 32,66 МДж/м ³ (9,07 кВт·год/м ³) ≤ 34,54 МДж/м ³ (9,59 кВт·год/м ³)
Температура точки роси за вологою °C при абсолютному тиску газу 3,92 МПа	≤ мінус 8 (-8)
Температура точки роси за вуглеводнями при температурі газу не нижче 0 °C	≤ 0°C
Вміст механічних домішок:	Відсутні
Вміст сірководню, г/м ³	≤ 0,006
Вміст меркаптанової сірки, г/м ³	≤ 0,02

Подача біометану в газотранспортну систему України в більшості випадків потребуватиме доочищення біометану від кисню, а відповідно збільшення капітальних та експлуатаційних витрат на очистку та на стиснення біометану до 50-55 бар.

5.3 Можливості газотранспортної та газорозподільної системи України для прийому біометану

В Україні функціонує досить розгалужена мережа постачання природного газу, що об'єднує в собі газотранспортну систему (ГТС), газорозподільну систему (ГРС), підземні сховища природного газу (ПСГ), газовидобувні підприємства та усю необхідну інфраструктуру (компресорні станції, газорозподільні станції, тощо). За даними Оператора ГТС України [51], загальна довжина газопроводів складає 33,4 [52] тис. км, з них: 21,1 тис. км магістральних газопроводів, 12,1 тис. км

⁴⁸ Згідно Постанови НКРЕКП №827 від 2 серпня 2022 року «Про внесення змін до Кодексу газотранспортної системи та Кодексу газорозподільних систем»: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vnesennya-zmin-do-kodeksu-gazotransportnoyi-sistemi-ta-kodeksu-gazorozpodilnih-sistem>

⁴⁹ При подачі біометану до газотранспортної системи

⁵⁰ При подачі біометану до газорозподільних систем

⁵¹ ПЛАН РОЗВИТКУ ТОВ "ОПЕРАТОР ГТС УКРАЇНИ" 2020 – 2029

⁵² Без врахування тимчасово окупованих АР Крим та ОРДЛО станом на 23 лютого 2022 р.

газопроводів-відводів та 0,2 тис. км розподільних газопроводів (Рис. 5.2). Загальна кількість газорозподільних станцій складає 1390 од.

З технічної точки зору, уся ця система є повністю сумісною для прийому та транспортування біометану. З точки зору загальної пропускної здатності, газова мережа в Україні здатна прийняти принаймні такий обсяг біометану, що є еквівалентним обсягам імпортованого природного газу, що використовується для внутрішнього споживання.

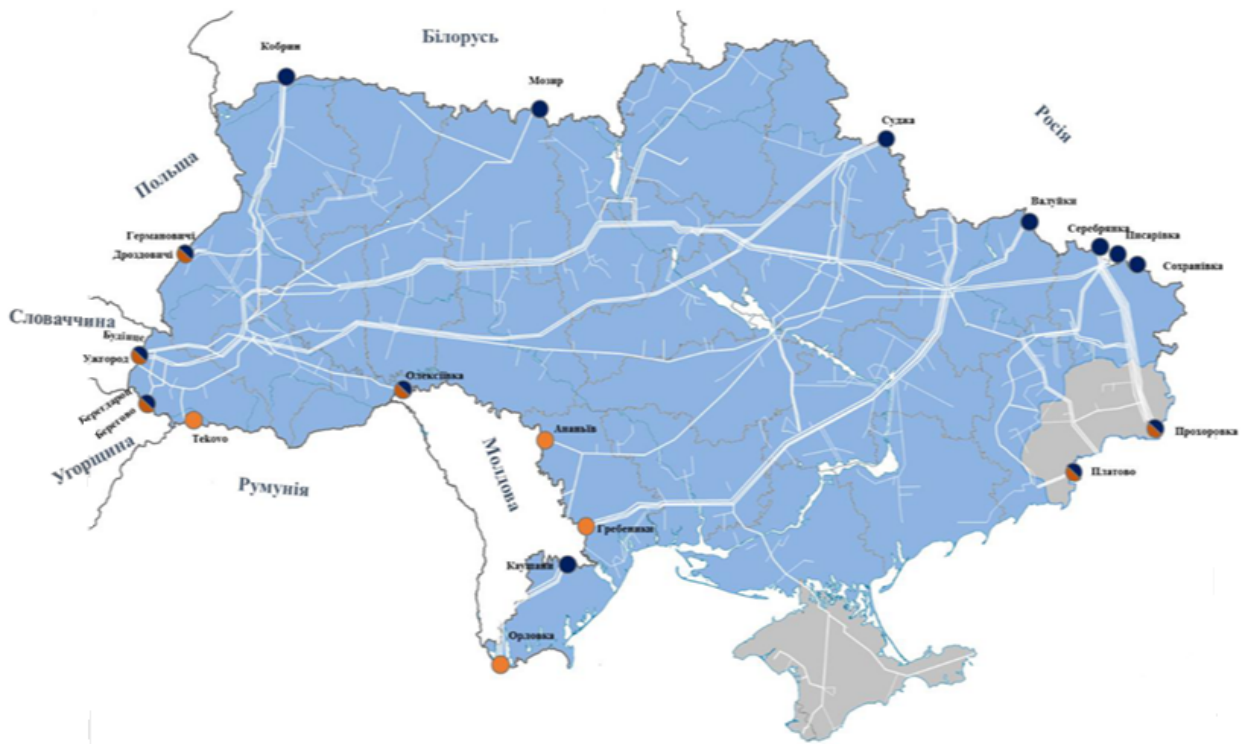


Рис. 5.2 – Карта газотранспортної системи України [53]

За даними Оператора ГТС України, в 2021 році споживання природного газу (без урахування виробничо-технологічних витрат операторів газорозподільних мереж та ОГТСУ, а також частини постачання всередині мереж газодобувачів) в Україні складало 27,306 млрд м³, у 2020 – 28,946 млрд м³ [54]. Більше 80% цього обсягу ПГ (22,609 млрд м³ у 2021 р.) розподіляється споживачам через газорозподільні мережі (в управлінні Оператора ГТС), решта (3,74 млрд м³) – надходить прямим споживачам безпосередньо з магістральних газопроводів.

Обсяги власного видобутку ПГ Україною складають 20,0 - 21,5 млрд м³ на рік. Обсяг імпорту ПГ в останні роки складає 9-10 млрд м³/рік. Це власне той обсяг, який цілком можливо замінити лише біометаном, не враховуючи інші можливості заміщення ПГ біомасою в котельних та ТЕС/ТЕЦ, а також заходи з енергоефективності. Можна констатувати, що потенціал заміщення імпортованого ПГ є співставним з оціненим UABIO потенціалом виробництва біометану в Україні (9,7 млрд м³/рік),

⁵³ Оператор ГТСУ

⁵⁴ <https://finbalance.com.ua/news/minenerho-spozhyvannya-hazu-v-ukrani-v-2021-rotsi-skorotilosya-na-94---do-28-mlrd-kubiv>

а значить можна очікувати, що проекти з виробництва біометану матимуть довготривалі перспективи приєднання та подачі його в ГРС/ГТС України.

Аналіз регіонального розподілу показує, що в переважній більшості областей України обсяги споживання ПГ істотно перевищують потенціал виробництва біометану (Рис. 5.3). Відтак слід очікувати, що газові мережі будуть здатні фізично прийняти практично увесь обсяг біометану в межах потенціалу його виробництва, оціненого UABIO станом на 2020 рік. Більш детальний аналіз технічного потенціалу заміщення ПГ біометаном в газових мережах України можна зробити на основі повних даних Оператора ГРС та Оператора ГТС щодо режимів подачі та відбору ПГ в часі протягом року.

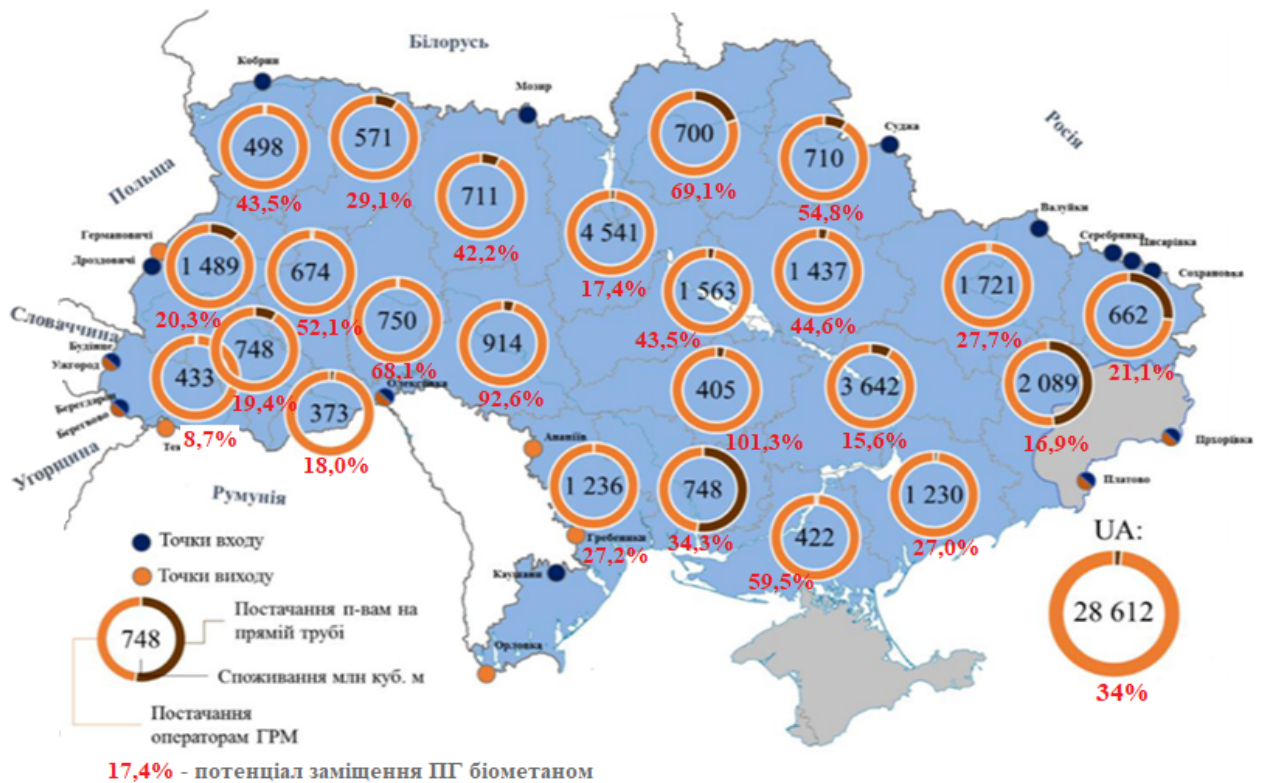


Рис. 5.3 – Потенціал заміщення ПГ [55] біометаном в Україні: регіональний розподіл

З технічної точки зору, подача визначеного обсягу біометану в газову мережу є можливою при виконанні одночасно принаймні трьох умов, а саме:

- відповідність якості біометану вимогам Кодексу ГТС/ГРС та іншим нормативним документам;
- фізична можливість газової мережі прийняти даний обсяг біометану у визначеній точці підключення (в тому числі протягом літнього періоду);
- достатній тиск біометану в точці входу в газову мережу.

⁵⁵ Споживання ПГ в областях України в 2018 р., без врахування ВТВ газовидобувних компаній та транспортних компаній. Джерело: Оператор ГТС.

Як вже зазначалось вище, практично всі комерційні технології збагачення біогазу до біометану здатні забезпечити належну його якість для подачі в газорозподільну систему України, а тому дана умова наразі не є стримуючою для впровадження біометанових проєктів.

Фізична можливість визначеної ділянки газової мережі прийняти певний обсяг біометану може бути обмеженою фактичним режимом споживання природного газу в ній. Так, середній по Україні рівень споживання ПГ в зимовий період перевищує такий для літнього періоду в 3 рази (Рис. 5.4).



Рис. 5.4 – Сезонне коливання споживання ПГ в Україні в 2018 році (дані Оператора ГТС)

Як видно з рисунку, мінімальне добове споживання природного газу в літній період становить біля 40 млн. м³/добу. Якщо весь цей об'єм споживання буде заміщено біометаном при його рівномірній виробці протягом року, річне споживання біометану складе: 40 млн. м³/добу * 365 діб/рік = 14,6 млрд м³/рік. При заміщенні цього споживання на 80% біометаном, річне споживання біометану складе 11,6 млрд м³/рік. Обидві цифри потенційного споживання біометану перевищують оцінений раніше потенціал виробництва біометану в Україні (9,7 млрд м³/рік). Тобто, весь біометан вироблений в Україні потенційно може бути поданий до ГРС/ГТС України.

Суттєве перевищення зимового споживання ПГ над літнім буде характерним для більшості ділянок газорозподільної системи, хоча співвідношення може бути різним. Більш рівний графік споживання ПГ характерний для мереж, до яких підключені промислові споживачі ПГ з відносно рівномірним споживанням протягом року.

Отже на загальнонаціональному рівні, фактор різниці літнього та зимового споживання ПГ не є лімітуючим для постачання біометану, втім, на локальному рівні окремої ділянки газорозподільної системи можливі суттєві обмеження щодо подачі біометану в ГРС, особливо у літній період. Слід також брати до уваги, що фактичний обсяг біометану, який Оператор ГРС зможе прийняти в літній період, буде ще меншим, ніж споживання ПГ, оскільки Оператор повинен забезпечити необхідний

рівень диверсифікації. В першому наближенні біометановий проєкт може розраховувати на щонайбільше 80% літнього споживання ПГ на конкретній ділянці газорозподільної системи.

Існують також можливості по збільшенню потужності подачі біометану в мережу. Такі можливості пов'язані, насамперед, з виконанням Оператором ГРС редизайну мереж, з їх кільцюванням та підключенням додаткових споживачів до відповідних ГРС/ГРП. Рішення щодо редизайну мереж Оператор прийматиме в кожному конкретному випадку індивідуально, в т.ч. зважаючи на масштаб біометанового проєкту, перспективи приєднання інших подібних проєктів, а також власні плани щодо такого редизайну.

Можливість збільшення потужності прийому біометану в мережу існує також при виборі іншої точки підключення, з відповідно більшим споживанням ПГ. Оскільки біометановий проєкт є територіально прив'язаним до джерела сировини, вибір точки підключення з більшим споживанням ПГ вимагатиме, як правило, збільшення довжини трубопроводу біометану, а в окремих випадках і необхідного тиску біометану на вході в мережу. Слід мати на увазі, що всі витрати, пов'язані з доведенням трубопроводу подачі біометану до точки підключення з усіма необхідними інженерними спорудами та обладнанням, лягатимуть на інвестора біометанового проєкту. Орієнтовна вартість 1 км газової магістралі складає 1,0 - 1,5 млн грн, еквівалент 26 - 40 тис. євро.

Як показано на рис. 5.5, принцип функціонування розгалуженої газової мережі в Україні полягає в поступовому зниженні пропускної здатності та тисків по мірі віддалення гілки газорозподільної системи від гілки газотранспортної системи.

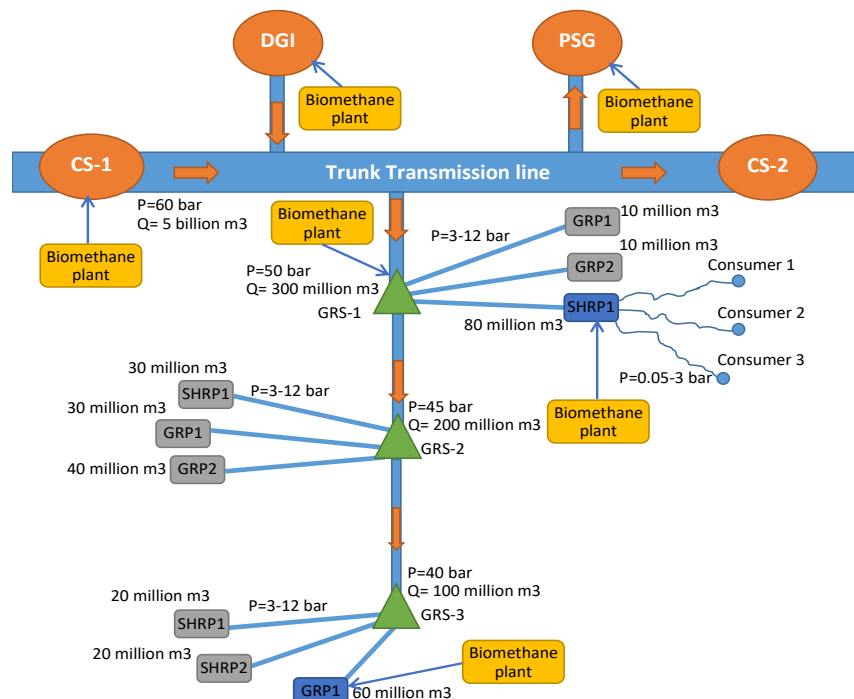


Рис. 5.5 – Схематичне зображення принципу функціонування газової мережі та можливих точок підключення біометанових заводів [56]

⁵⁶ Джерело: Biomethane zoning and assessment of the possibility and conditions for connecting of biomethane producers to the gas transmission and distribution systems of Ukraine (<https://saf.org.ua/library/1548/>)

Таким чином, в точках підключення з більшою потужністю споживання ПГ відповідно буде більшим і тиск. З точки зору рентабельності виробництва біометану, тиск в точці підключення в мережу має бути якомога меншим, з тим, щоб уникнути додаткових витрат на дотискальну станцію та електричну енергію. Втім, за економічної доцільності, особливо для великих проєктів (10 млн м³ СН₄ на рік і більше) будівництво дотискальної станції для біометану може бути виправданим.

Тиск в кінцевих відгалуженнях газорозподільної мережі складає, як правило, 3-12 бар. В залежності від обраної технології збагачення біогазу, тиск біометану на виході зі станції збагачення може бути достатнім для подачі в такі ділянки газової мережі. Так, за технологіями адсорбції під тиском (PSA) та органічного скрубера тиск біометану на виході забезпечується на рівні 4-7 бар, за технологіями водяного скрубера та мембранних фільтрів – 5-10 бар, а от за технологією хімічного скрубера – лише 0,1-4 бар [57]. За необхідності, біометановий проєкт повинен передбачити будівництво дотискальної станції біометану.

5.4 Пріоритетні зони будівництва біометанових проєктів в Україні

На основі аналізу споживання газу точками/зонами/кущами/агломераціями ГРП/ГРС, окремими споживачами, за встановленою методикою на рівні кожного регіону України створено інтерактивну карту пріоритетних зон розміщення біометанових установок (рис. 5.6)

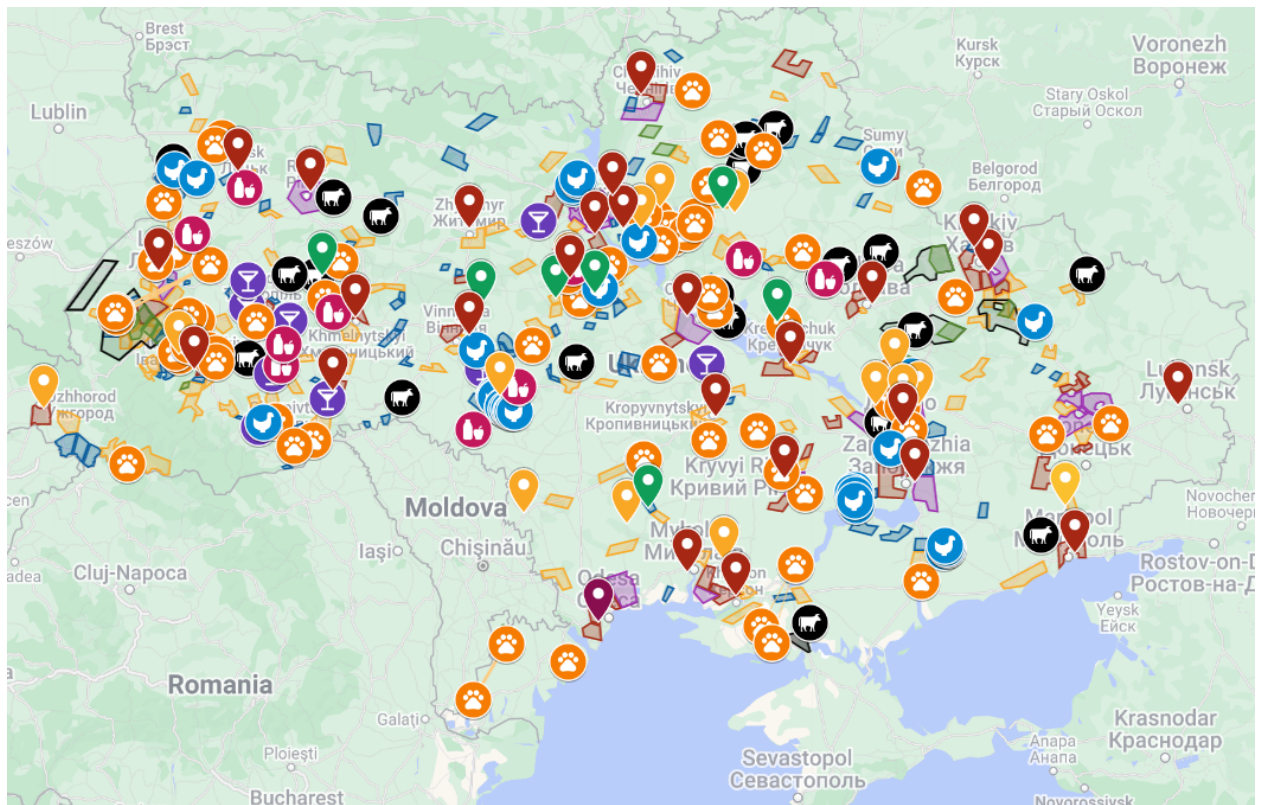


Рис. 5.6 – Інтерактивна мапа розташування пріоритетних зон для підключення біометанових станцій та найбільших потенційних об'єктів для впровадження біометанових проєктів в Україні [58]

⁵⁷ Biomethane/ FNR, 2013 (<https://mediathek.fnr.de/broschuren/fremdsprachige-publikationen/english-books/biomethane.html>)

⁵⁸ https://www.google.com/maps/d/u/0/edit?mid=1ttZ12uWjd2NxxH-xc3Lin61fN_4JrE1D&usp=sharing

Карта включає понад 300 зон по всій Україні, відсортованих відповідно до річного споживання та мінімального місячного споживання для кожної зони. На карті також показано зони вздовж газотранспортної мережі (шириною 10-15 км) без прив'язки до будь-якого споживання (рожевий колір), а також зони ПСГ і родовищ видобутку нафти/газу. На карті також позначено місця розташування найбільших підприємств тваринництва (свинокомплекси, ферми ВРХ, птахофабрики), спиртових та цукрових заводів, а також діючі станом на 2021 рік біогазові установки в агросекторі та на полігонах ТПВ.

Основні висновки, які можна зробити з проведеного зонування, наступні:

- 1) Загальний потенціал підключення для визначених зон становить 8,7 млрд м³/рік (або 2,4 млрд м³/рік на основі мінімального місячного споживання);
- 2) Розбивка зон споживання газу за масштабами та географічним положенням є досить нерівномірною в межах України та дуже високою залежністю від місцевих умов;
- 3) Найменша з позначених на карті зона споживання має потенціал 2,7 млн м³/рік, найбільша – 800 млн м³/рік;
- 4) Найбільші зони споживання зосереджені поблизу великих індустріальних міст (Харків, Дніпро, Черкаси, Одеса, промислова агломерація Донецької області, Київ), навколо кушів ГРС та мереж ГРП (Рівне, Київ, Хмельницький, Івано-Франківськ та Львівські регіональні кільця), а також охоплюють окремі регіональні індустріальні парки/приватні підприємства;
- 5) Великомасштабні зони концентрованого споживання розташовані в промислово розвинених і густонаселених агломераціях (Дніпровська, Харківська, Донецька, Запорізька, Одеська, Черкаська, Львівська, Київська області); для інших регіонів (переважно Центр та Захід України) характерний менший та більш децентралізований масштаб, але в той же час більш щільний розподіл зон (10-50 млн м³/рік на один куш споживання) є більш типовим.
- 6) Найнижча концентрація споживання спостерігається в Кіровоградській, Черкаській, північній частині Миколаївської та Одеської областей, північній частині Волинської, Рівненської, Житомирської, Київської областей (зона Полісся).
- 7) Споживання за мінімальний місяць (переважно літній час) є ключовим параметром, що визначає масштаб біометанового проекту: для всіх 300 зон середнє співвідношення місячного мінімального та річного обсягу споживання становить 1/44 (тобто якщо річне споживання становить 10 млн/рік, середньомісячне мінімальне споживання становить 227 тис. м³/місяць), а для зон із великою часткою промислових споживачів це співвідношення коливається від 1/14 до 1/36; для інших зон (велика частка централізованого опалення або сезонної промисловості (наприклад, елеватори, сільське господарство, сушка зерна, зернові термінали, порти, цукрові заводи, і т.д.), коефіцієнт змінюється від 1/36 до 1/76 (у деяких рідкісних випадках для найменших зон або поселень як 1/100).

5.5 Передумови використання біометану на ринку моторних палив

Згідно даних Держстату України [59] у 2020 році було спожито всього близько 8,3 млн т рідких моторних палив, основну частку з яких становить дизельне пальне (5,16 млн т або 62,1%) та бензини – 1,69 млн т (20,4%) (Табл. 5.2). Близько 24,5 млн м³ природного газу було спожито автомобільним транспортом як CNG, що вказує на поки що незначний потенціал даного ринку для виробників біометану.

Близько 80% усіх рідких моторних палив споживається на автомобільному транспорті, близько 14% – в сільському господарстві. Частка рідких біопалив, вочевидь біоетанол та/або біодизель, складала лише 1%. Біогаз/біометан на транспорті в Україні досі не використовується.

Ринок моторних палив в Україні потребує диверсифікації разом з поступовим підвищенням частки відновлюваних видів палив. Поруч з біоетанолом та біодизелем, біометан може забезпечити вагомий внесок в заміщення викопних видів моторних палив. Біометан може бути заміником різних видів моторних палив: стисненого природного газу (CNG або СПГ), бензину, дизелю, скрапленого природного газу (LNG) та зрідженого нафтового газу (LPG).

Таблиця 5.2 - Структура кінцевого споживання моторних палив у 2020 р.

Кінцеве споживання галузями економіки	Газоподібні види палив			Рідкі види палив				
	ПГ	Біогаз	Частка за сектором економіки	ЗНГ (LPG)	Бензин	ДП	Рідкі біопалива	Частка за сектором економіки
	млн м ³		%	тис. т	тис. т	тис. т	тис. т	
ВСЬОГО	17843,4	0,00		1378,9	1690,5	5156,4	77,2	
Промисловість	3799,6	0,00	21,3%	103,3	0	502,3	0	7,3%
Транспорт	892,2	0,00	5,0%	1224	1690,5	3569,7	77,2	79,0%
в т.ч. автомобільний	24,5	0,00	0,1%	1224	1690,5	3547	77,2	78,8%
Інші	10088,2	0,00	56,5%	51,6	0	1083,6	0	13,7%
в т.ч.: сільське господарство	165,4	0,00	0,9%	13,9	0	983,2	0	12,0%
Частка до виду палив	100%	0%		16,6%	20,4%	62,1%	0,9%	

Найбільш очевидним в найближчій перспективі застосуванням біометану як моторного палива в Україні є використання його в стисненому виді на заміну СПГ. Для цього в Україні вже є в значній мірі необхідна інфраструктура та певний ринок споживання даного виду моторних палив. Інтерес до використання СПГ як моторного пального обумовлений цілим рядом експлуатаційних та економічних переваг, які детально описані в публікації УкрАвтоГаз [60].

Загальна кількість АГНКС в Україні складає близько 300 од., вони не рівномірно розміщені по території України (Рис. 5.7). Найбільша кількість станцій знаходиться в Донецькій, Луганській і

⁵⁹ ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БАЛАНС УКРАЇНИ (ПРОДУКТОВИЙ) ЗА 2020 РІК <https://www.ukrstat.gov.ua/>

⁶⁰ <http://ukravtogaz.com/perevagi-metanu>

Дніпропетровській областях [61]. Середня відстань між АГНКС, що розміщені в різних населених пунктах близько 100 км, а в межах населеного пункту – до 15 км.

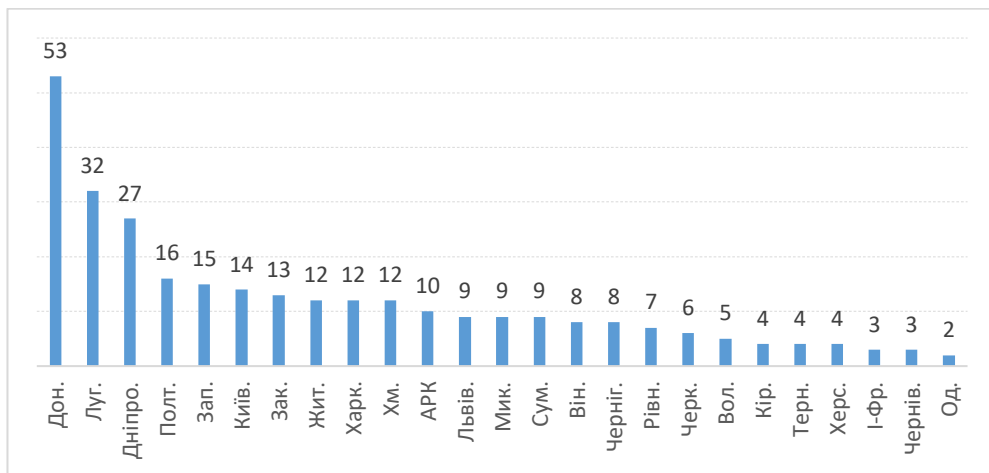


Рис. 5.7 - Кількість АГНКС по областям України

Установками з подачі стисненого біометану можуть бути доукомплектовані як дизельні, так і бензинові авто. Багато автовиробників сьогодні вже мають в своїх модельних рядах транспортні засоби на 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 інші. На ринку представлені також моделі аграрної техніки на метані, наприклад, трактори New Holland та Massey Ferguson.

Виробництво стисненого газу не потребує спеціального ліцензування, проте для облаштування АГНКС має бути розроблена проектна документація з усіма заходами з безпеки експлуатації. До основних вимог при облаштування АГНКС відносяться: мінімальна відстань до об'єктів – 60 м, наявність газопроводу відповідної пропускної здатності та тиском газу, наявність електропостачання з дозволеною потужністю близько 150 кВт. Середній термін реалізації проекту 6-9 міс. Орієнтовна вартість комплексу поставки типу АГНКС-140 продуктивністю 485 м³/год, з розробкою проектної документації, складає близько 200 тис. доларів США.

Використання стисненого або скрапленого біометану в ряді країн ЄС має економічні, екологічні [62] та навіть репутаційні стимули. Зокрема, зобов'язання з впровадження відновлюваних видів палив в країнах ЄС стимулює розвиток даного ринку.

Ринок відновлюваних видів палива у ЄС може розглядатись як перспективний також і для українських виробників біометану, зокрема скрапленого газу (LNG). Ринок LNG на основі природного газу в країнах ЄС складає останні 3 роки від 4 до 12,5 млрд м³ на місяць [63] і показує значне зростання. Так, в 1-му кварталі 2022 р. ріст склав 72%, у порівнянні з 1-м кварталом 2021 року. На відміну від України, в ЄС вже є досить розвинена інфраструктура споживання LNG, що продовжує

⁶¹ Карта АГНКС <https://agnks.org.ua/karta-agnks-ukrainy.html>

⁶² <https://ibbk-biogas.com/cng-mobility-challenges-and-opportunities-for-biomethane/>

⁶³ <https://globalnghub.com/report-presentation/status-of-european-gas-market-q1-review>

розвиватися. Порівняно з викопним LNG, біо-LNG може скоротити викиди ПГ приблизно на 92% та має потенціал досягти навіть негативних викидів парникових газів [64].

Єдиним видом заохочення до споживання біометану на транспорті в Україні є фактор економічної доцільності. З впровадженням в Україні реєстру біометану можна очікувати, що використання біометану з мережі ПГ як моторного палива буде мати шанс на розвиток. При цьому, заміщувати стиснений природний газ біометаном з гарантіями походження можливо буде використовуючи вже наявну інфраструктуру АГНКС.

Очевидною є необхідність розробки та впровадження в Україні механізмів фінансового та інших видів стимулювання виробництва та споживання біометану як моторного палива. Варто скористатись досвідом країн, де біометан на транспорті активно розвивається (Швеція, Італія, Фінляндія, Естонія).

Існуюча Енергетична стратегія України до 2035 р. [65] не містить в собі жодних згадок про біометан як такий, та на транспорті, зокрема. Останнім часом активно лобіюється споживання біометану та біодизелю, без акцентування окремої уваги на біометані.

Державна підтримка розвитку біометану вимагає введення державних цілей і зобов'язань щодо частки використання біометану для транспортного сектору. Національна енергетична стратегія повинна включати цілі розвитку біометану (наприклад, 5 - 10% від споживання природного газу на транспорті до 2030 року), а також визначати кількість заправних станцій, що працюють на біометані.

В рамках цього підходу урядові постанови можуть ввести 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. Схема може працювати з використанням сертифікатів на виробництво / споживання відновлюваного палива. Для впровадження схеми потрібно розробка технічних вимог і державних стандартів на біометан, який використовується в якості моторного палива.

⁶⁴ <https://www.europeanbiogas.eu/reversing-the-trend-with-bio-lng/>

⁶⁵ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>

Розділ 6. Економіка біометанових проєктів

6.1 Собівартість виробництва біометану

У собівартості товарного біометану є чотири основні складові, а саме:

- вартість виробництва біогазу,
- вартість збагачення біогазу до біометану,
- вартість доведення біометану до параметрів, необхідних для подачі в мережу ГРС/ГТС, в т.ч. одоризація, стиснення, корекція теплотворної здатності (за потреби)
- вартість логістики виробленого біометану до точки підключення до ГРС/ГТС, в т.ч. витрати на електричну енергію для перекачування трубопроводом, вартість диспетчеризації, тощо.

Повна собівартість товарного біометану може складати від 300 до більше 1000 євро за 1000 м³ (Рис. 6.1), в залежності від ціни на сировину та масштабу проєкту. Найбільший вплив на собівартість біометану мають витрати на сировину, операційні витрати на збагачення біогазу, інвестиції в станцію збагачення. Високий рівень собівартості біометану буде мати місце при невеликих потужностях проєкту та дорогій сировині.

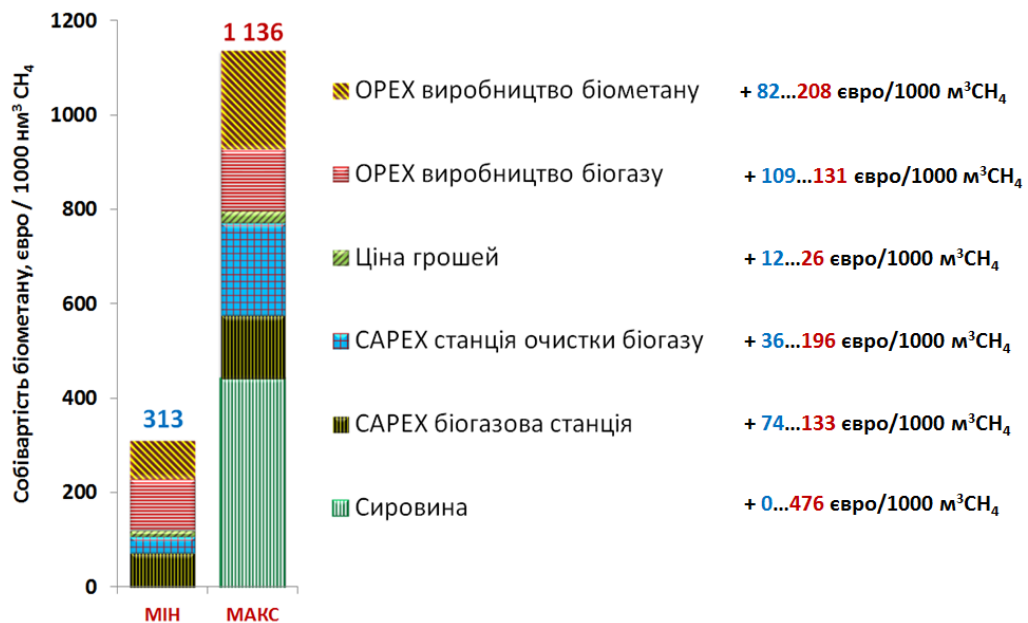


Рис. 6.1 - Структура повної собівартості біометану [66]

У виробництві біогазу найбільш істотне значення для економіки проєкту буде мати вид сировини та ціна на неї, оскільки витрати на сировину можуть сягати 50% та більше у структурі операційних витрат. Подальше виробництво біометану може розглядатись як доцільне, якщо принаймні сировинна складова його собівартості, з урахуванням затрат на логістику даного виду сировини, не перевищує допустимого за даних умов рівня. Так, наприклад, при ціні на силос

⁶⁶ Експертна оцінка UABIO

кукурудзи (в полі) 40 євро/т та відстані транспортування до біогазової станції 30 км, лише сировинна складова собівартості біометану може скласти близько 500 євро/1000 м³. Тому при ціні на біометан 700-800 євро/1000 м³ проекти з використанням такого силосу будуть на межі окупності.

Необхідний ступінь очищення біогазу буде, з однієї сторони, залежати від якості «сирого» біогазу, а з іншої – від вимог до біометану в точці його входу в ГРС чи ГТС. Це визначатиме вибір відповідної технології очистки. На сьогодні існують 4 базові технології збагачення біогазу до біометану: мембранна сепарація, абсорбція (водяна, хімічна, фізична), адсорбція при змінному тиску (PSA) та криогенна очистка. При цьому, собівартість виробництва біометану залежить більшою мірою від потужності очисної установки, меншою – від типу технології.

Як видно з рис. 6.2 питомі інвестиційні затрати досить близько корелюються між собою в широкому діапазоні потужностей для трьох технологій, а саме PSA, абсорбції водою та абсорбції амінами. При невеликих потужностях очистки вигідно відрізняється мембранна сепарація, а при збільшенні потужності очистки (до 900-1000 м³/год) по «сирому» біогазу різниця між вартістю різних технологій практично нівелюється і складає 1700...1850 €/ (м³/год), що в 0,9-1,2 рази відрізняється від інвестицій в когенераційну установку відповідної потужності. Таким чином, інвестиції в завод з виробництва біометану та в класичну біогазову станцію з комбінованим виробництвом електричної/теплової енергії з біогазу є співмірними.

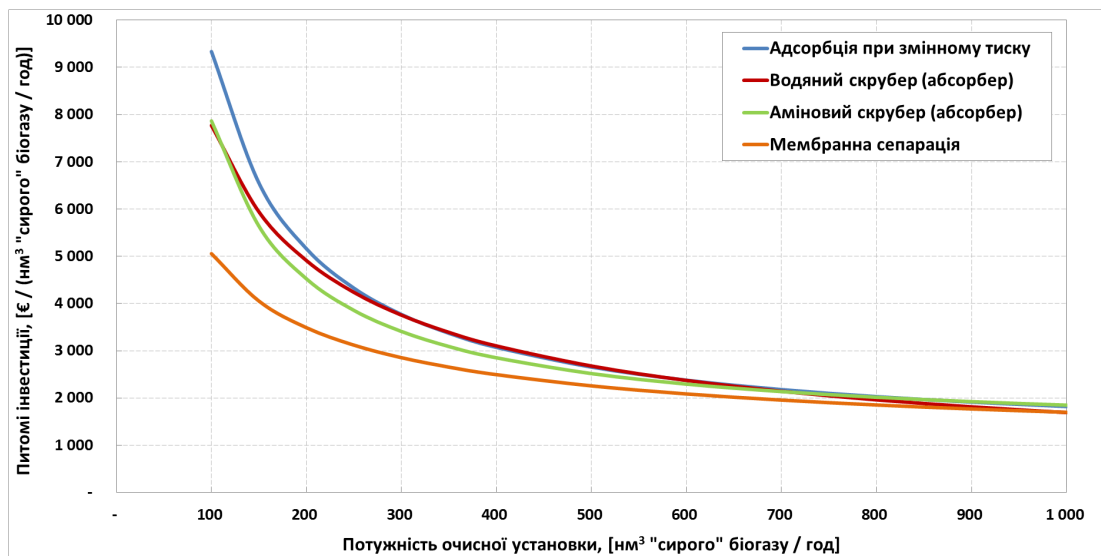


Рис. 6.2 - Питомі інвестиції в установки зі збагачення біогазу до біометану [67]

За операційними витратами абсорбція амінами обійдеться помітно дорожче, інші технології досить добре корелюються за цим показником в широкому діапазоні потужностей (Рис. 6.3). При збагаченні біогазу технологією PSA собівартість виробництва 1 м³ біометану, залежно від потужності очистки, складе від 7.6 до 14.4 євро-центів, при використанні водяного скрубера – від 7.5 до 16.8 євро-центів, амінового скрубера – від 10.3 до 19.0 євро-центів, та від 8.1 до 14.0 євро-центів – при мембранній сепарації.

⁶⁷ Novakovits, P & Doczekal, C (2016) "Biomethane tool for economic analysis of biogas production, gas upgrading and utilization of biomethane"

В перерахунку на 1 кВт·год енергії біометану його собівартість складе 0.79-1.50 €cent/кВт·год (PSA), 0.78-1.75 €cent/кВт·год (водяний скруббер), 1.08-1.98 €cent/кВт·год (аміновий скруббер) та 0.85-1.46 €cent/кВт·год (мембранна сепарація).

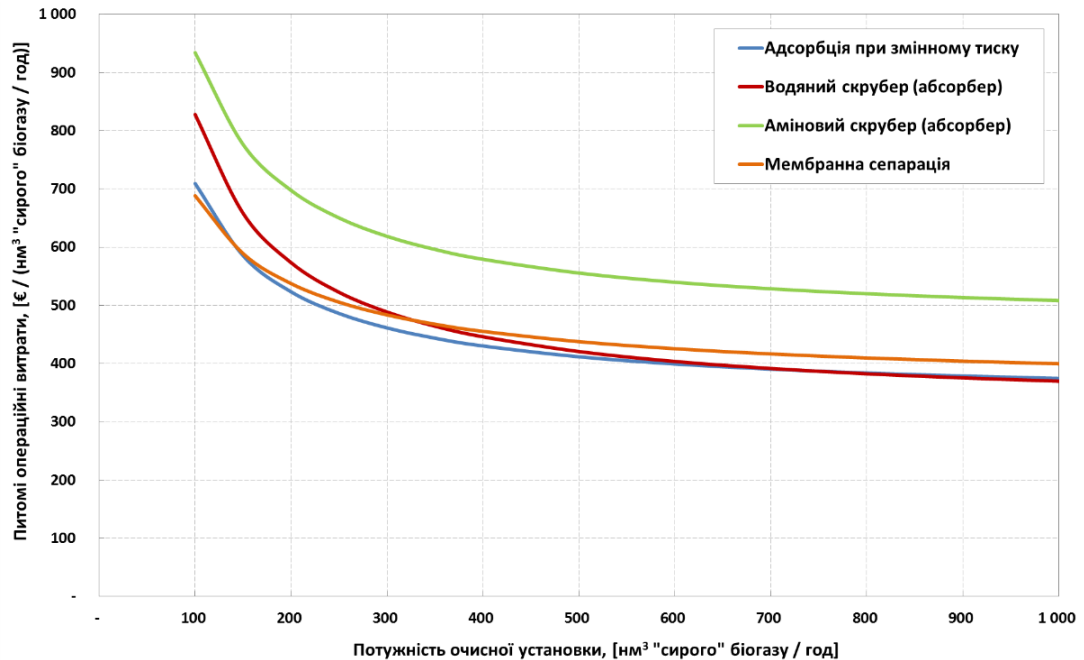


Рис. 6.3 - Питомі операційні витрати на збагачення біогазу до біометану

На кінцевій вартості товарного біометану позначиться також вартість його стиснення до необхідного тиску, одоризації, моніторингу якості (диспетчеризації), коригування теплотворної здатності (у випадку необхідності), а також вартість логістики.

При необхідності подати, наприклад, 10 млн м³/рік біометану в мережі середнього тиску 20-25 бар, витрати на закупівлю компресорних станцій можуть скласти 0,25-0,8 млн євро, високого тиску 40-45 бар – 0,5-1,5 млн євро (Табл. 6.1).

Таблиця 6.1 – Характеристики та вартість компресорів природного газу середнього та високого тиску

Параметр	Розм.	Опція 1	Опція 2	Опція 3
		Закачування в магістральні трубопроводи	Закачування у відгалуження магістральних трубопроводів / ГРС	Закачування в кінцеву гілку / ГРС
Річне виробництво біометану	млн м³/рік	50	10	10
Потужність установки	м³/год	6000	1200	1200
Вхідний тиск	бар	1...3	1..3	1..3
Тиск на виході	бар	60...65	40...45	20...25
Ціна	млн євро	2.5...3	0.5...1.5	0.25...0.8

6.2 Вартість приєднання до мережі

Вартість послуг з приєднання, що надаються Оператором ГРС/ГТС, складається з вартості приєднання об'єкта Замовника до ГРС/ГТС та окремих послуг (робіт), пов'язаних з приєднанням та поточною діяльністю Оператора ГРС/ГТС.

Вартість приєднання об'єкта Замовника визначається Оператором ГРС/ГТС у договорі про приєднання відповідно до Методики формування плати за приєднання до газотранспортної та газорозподільної систем, затвердженої Постановою НКРЕКП № 3054 від 24.12.2015.

Стандартна плата за приєднання включає, зокрема, послугу з встановлення вузла обліку в точці обліку для забезпечення її захисту від несприятливих погодних умов та несанкціонованого доступу, а також послуги з приєднання зовнішніх та внутрішніх мереж газопостачання та початку закачування газу.

Для заохочення приєднання виробників біометану до газорозподільних мереж вартість підключення встановлено компанією РГК на рівні 1 грн [68].

Слід мати на увазі, що всі інші витрати на доведення трубопроводу біометану до точки приєднання до ГРС/ГТС несе інвестор біометанового проєкту. В ці витрати буде входити вартість прокладання трубопроводу, витрати, пов'язані з землевідводом, розробкою проєктної документації на прокладання трубопроводу, будь-які необхідні інженерні споруди.

Для підключення до ГРС інвестор біометанового проєкту повинен звернутись до Оператора ГРС за проєктом та технічними умовами. Вартість проєкту підключення разом з кошторисом витрат для інвестора складе станом на серпень 2022 року 180 000 грн, еквівалент близько 4700 євро. Відповідно до розрахунку, затвердженому Оператором, вартість робіт з розробки та видання технічних умов на приєднання до ГТС у 2021 році становила 19345,32 грн. (приблизно 645 євро).

6.3 Вартість транспортування біометану мережею

При необхідності транспортування біометану газотранспортною системою України виникатимуть транспортні витрати. Тарифи на транспортування природного газу ГТС визначаються Оператором ГТС. Так, станом на 2022 рік тарифи за транспортування ПГ в країні ЄС через кордон України встановлено на рівні 14,5-15,0 доларів США [69] за 1000 м³ на добу, без ПДВ, в залежності від точки виходу. На послуги транспортування встановлено також підвищувальні та понижувальні коефіцієнти.

Таким чином, плата фактично береться за вхідну потужність приєданого газодобувного підприємства, а не за обсяг транспортування газу. Наприклад, для біометанового заводу потужністю 1000 м³/год, вартість транспортування в країні ЄС складе 348-360 тис. доларів США за регуляторний період (календарний рік).

⁶⁸ https://glavcom.ua/new_energy/news/biometanovi-zavodi-zmozhut-prijednatis-do-gazorozpodilnih-merezh-za-1-grn-856498.html

⁶⁹ <https://tsoua.com/kliiyentam/taryfy-na-transportuvannya-gazu/>

Оператором ГТС встановлено також тарифи на транспортування газу в межах України. Так, на вході в ГТС газовидобувному підприємству потрібно буде сплатити 101,93 грн (2,7 євро) за 1000 м³/добу, а в точках відбору газу – 124,16 грн (3,3 євро) за 1000 м³/добу (без ПДВ).

6.4 Вартість зберігання біометану в підземних сховищах газу (ПСГ)

На послуги зі зберігання природного газу (біометану) застосовуються такі тарифи та коефіцієнти:

1) Тарифи на послуги (без ПДВ):

- зберігання природного газу - у розмірі 0,19 грн (приблизно 0,0063 євро) за 1000 м³ на добу;
- закачування природного газу - у розмірі 110,16 грн. (приблизно 3,66 євро) за 1000 м³ на добу;
- відбір природного газу - у розмірі 63,41 грн (приблизно 2,11 євро) за 1000 м³ на добу.

2) Коефіцієнти, що застосовуються до тарифів на послуги із закачування, відбору та зберігання природного газу:

- коефіцієнт, що враховує замовлення окремих послуг із зберігання, закачування, відбору природного газу строком на один місяць - на рівні 1,1;
- коефіцієнт, що враховує замовлення послуг індивідуального закачування, відбору природного газу за добу наперед – на рівні 1,2.

6.5 Ціна реалізації біометану

На сьогоднішній день існує 3 основні можливі схеми реалізації товарного біометану, а саме:

1. Реалізація на внутрішньому ринку за договорами постачання між виробником біометану та іншим суб'єктом господарювання.
2. Потенційна можливість віртуального експорту біометану в країни ЄС з використанням національного реєстру біометану, або за прямими контрактами з трейдерами з використанням гарантій походження біометану.
3. Фізичний експорт за контрактною ціною, в т.ч. експорт скрапленого біометану та біометану, поданого через ГТС.

Ціна на біометан, що буде реалізуватись за схемою віртуального експорту, буде радше за все формуватися за формулою:

$$\text{Ціна біометану} = \text{Біржова ціна ПГ} + \text{Премія}$$

Біржові ціни на природний газ на ринку ЄС ^[70] у першій половині серпня 2022 року коливались в межах 192-206 євро/МВт·год, а до кінця місяця досягли історичного максимуму в 320 євро/МВт·год (еквівалент орієнтовно 3200 євро/1000 м³ біометану) ^[71]. При цьому, наприкінці червня 2022 року ціни були на рівні 134 євро/МВт·год. При такій схемі продажу ціна біометану залежатиме від ціни природного газу і при падінні останньої може знизитися до неприйняттого рівня.

⁷⁰ Day-Ahead Market (ринок на добу вперед)

⁷¹ [Spot market data | Powernext](#)

Премія за гарантію походження біометану озвучується потенційними трейдерами біометану з України на рівні 100-600 євро за 1000 м³ біометану, в залежності від виду сировини, з якої вироблено біометан. Відтак, загальний тариф на біометан в поточних ринкових умовах складав би не менше 2000 євро/1000 м³, а рентабельність проєктів з виробництва біометану в Україні була б досить високою, на рівні не нижче 30% IRR та з терміном окупності менше 3-4 років.



Рис. 6.4 – Біржові ціни на природний газ в ЄС в липні-вересні 2022 року [72]

Прогнозувати зміну цін на природний газ навіть в середньостроковій перспективі складно. Разом з тим, із впровадженням у ЄС рамкової угоди Green Deal, імовірно не слід очікувати того ж низького рівня цін на природний газ, який був, наприклад, в 2020 році. Так, Національний банк України прогнозує, що середньорічна ціна природного газу на хабі TTF у Нідерландах у 2022 році становитиме 1314,5 \$/тис. м³. Про це йдеться у «Інфляційному звіті» НБУ за липень 2022 року. Згідно із прогнозом, ціни на газ у 2023 році становитимуть 1283,5 \$/тис. м³, а у 2024 році - 1007,3 \$/тис. м³.

Частина трейдерів пропонують закупівлю біометану по ціні зафіксованій на довгий період (до 15 років). Ціни, що пропонуються при цьому, становлять 1050 – 1100 Євро/1000 м³. При такій схемі закупівлі ризики падіння ціни природного газу бере на себе покупець.

⁷² <https://www.powernext.com/spot-market-data>

Розділ 7. Законодавчі аспекти розвитку ринку біометану

7.1 Розвиток ринку біометану

Умови воєнного стану в Україні зумовлюють необхідність прискорення пошуку шляхів заміщення імпортованого природного газу. У зв'язку з цим актуальність питання розвитку виробництва біометану в Україні залишається, його значення навіть зросло.

Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку виробництва біометану» [73] було передбачено, що Кабінет Міністрів України протягом шести місяців з дня набрання чинності цим Законом повинен забезпечити прийняття Порядку функціонування реєстру біометану та приведення нормативно-правових актів у відповідність із зазначеним Законом. 22 липня 2022 року КМУ прийняв Постанову №823, якою регулює порядок функціонування реєстру біометану. Після цього протягом шести місяців Держенергоефективності має запустити реєстр біометану.

На думку UABIO, у Порядку функціонування реєстру біометану необхідно передбачити право виробника біометану вносити до реєстру інформацію щодо відповідності біометану критеріям сталості шляхом завантаження копії сертифікату відповідності біометану критеріям сталості, що отриманий відповідно до правил застосування однієї з добровільних схем сертифікації, що визнана Європейською Комісією, та рекомендацій Європейської Комісії щодо застосування добровільних схем. Це забезпечить можливість виробникам біометану підтверджувати дотримання критеріїв сталості відповідно до вимог Директиви ЄС 2018/20013 від 11 грудня 2018 р.

2 серпня 2022 року НКРЕКП прийняла Постанову про зниження вимог до молярної частки кисню в природному газі з 0,02 моль.% до 0,2 мол.%, що має забезпечити доступ біогазу до газотранспортної системи (ГТС) та до 1,0 мол.% - для доступу біогазу до газорозподільних систем (ГРС). Цією постановою Регулятор вносить відповідні зміни до Кодексу газотранспортної системи та Кодексу газорозподільних систем.

7.2 Дорожня карта розвитку сектора біогазу/біометану в Україні

Поточна Енергетична стратегія України встановлює амбітну мету досягти 11 млн т н.е. за рахунок біомаси, біопалива та відходів у загальному обсязі первинної енергії в 2035 році. Це відповідає 11,5% від загального обсягу первинної енергії. Біогаз і особливо біометан відіграватимуть важливу роль у цьому розвитку.

За оцінками експертів, загальне виробництво біогазу і біометану може досягти 1,6 млрд м³ у 2030 році, з них виробництво біометану може досягти 1,0 млрд м³/рік. Очікується, що біометан може частково (0,5 млрд м³) експортуватися до ЄС. Решту можна використати на місцевому рівні для комбінованого виробництва тепла та електроенергії на когенераційних установках (0,2 млрд м³), для опалення та промисловості (0,22 млрд м³) і на транспорті (0,08 млрд м³).

Загальне виробництво біогазу і біометану до 2050 року може скласти на рівні 6,0 млрд м³ СН₄/рік. Прогнозується, що 25% загальної кількості (1,5 млрд м³/рік) буде використано як сирий біогаз для комбінованого виробництва тепла та електроенергії. Решту біогазу буде доведено до

⁷³ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1820-IX#Text>

якості біометану (4,5 млрд м³/рік). Очікується, що біометан буде важливим експортним продуктом (2,3 млрд м³/рік) до ЄС. Решта буде використана для місцевих потреб.

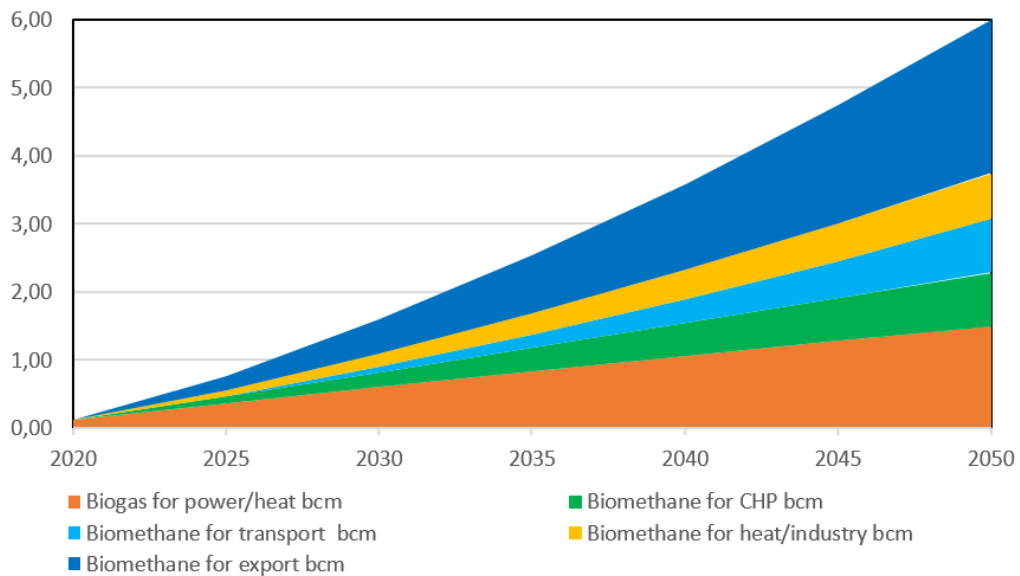


Рис. 7.1 – Річне виробництво біометану та біогазу, млрд м³ CH₄ (прогноз UABIO)

Це бачення коротко- та довгострокових цілей розроблено UABIO та потребує подальшого обговорення всіма зацікавленими сторонами, включаючи профільні міністерства, державні агентства, операторів систем транспортування природного газу та приватний бізнес.

Нове виробництво біогазу буде базуватися, зокрема, на використанні побічних продуктів сільського господарства для анаеробного зброджування, але нові технології та види сировини також відіграватимуть свою роль. Вони можуть включати термічну газифікацію лігноцелюлозної сировини, отриманої в сільському та лісовому господарстві, а також реалізацію процесу перетворення відновлюваної електроенергії у зелений водень. В енергетичних системах з великою часткою ВДЕ надлишок електроенергії може бути використаний для виробництва водню шляхом електролізу води з подальшою його метанацією двоокисом вуглецю, що утворюється у процесі виробництва біометану.

Збільшення виробництва та використання біометану буде включати:

- Перехід існуючих біогазових установок на виробництво біометану.
- Збільшення зусиль щодо використання більшої кількості сільськогосподарських відходів для виробництва біометану.
- Збільшення використання біометану як палива для важкого автомобільного та водного транспорту.
- Приєднання України до Європейської системи торгівлі біометаном та створення відповідних нових ринкових можливостей.

Біометан є альтернативою для використання природного газу або його похідних не тільки для енергетики, а й для хімічної промисловості. Важливо визначити та продемонструвати потенційні можливості біометану в хімічній промисловості.

Короткострокові дії (2022-2023) можуть включати:

1. Започаткування функціонування реєстру біометану (лютий 2023 р.).
2. Підписання договору про взаємне визнання гарантій походження біометану між реєстром біометану України і Європейський реєстром біометану ERGaR.
3. Законодавче врегулювання питання використання дигестату від біогазових установок у якості органічного добрива чи покращувача ґрунту.
4. Запуск в експлуатацію перших в Україні біометанових установок (до 5 на кінець 2023 р.).

Середньострокові дії (2030) можуть включати:

1. Створення середньострокового бачення та законодавчих стимулів для сприяння використанню біометану у транспортному секторі.
2. Виробництво до 1 млрд м³/рік біометану до 2030 р.
3. Започаткування використання біогазу та біометану у маневрених потужностях для регулювання енергосистеми.
4. Розробка та адаптація Дорожньої карти розвитку біоенергетики, включаючи біометан, до 2050 року та Плану дій щонайменше до 2035 року.
5. Запровадження роздільного збору органічної фракції побутових відходів з подальшим виробництвом біогазу/біометану.
6. Початок експлуатації перших в Україні біометанових установок суміщених з установками по виробництву і метанації зеленого водню.
7. Започаткування використання біометану на транспорті (bio CNG і bio LNG).

Довгострокові дії (2050) можуть включати:

1. Адаптацію/редизайн української ГРС/ГТС для використання біометану.
2. Виробництво до 4,5 млрд м³/рік біометану до 2050 р.
3. Розширення мережі заправних станцій bio CNG та bio LNG.
4. Створення законодавчих стимулів для стимулювання використання біометану для хімічної промисловості.

Попередні публікації UABIO**Всі аналітичні записки БАУ доступні посиланням:**

- <https://uabio.org/materials/uabio-analytics/> (українською мовою);
- <https://uabio.org/en/materials/uabio-analytics/> (англійською мовою).

Біоенергетична асоціація України UABIO – це неприбуткова громадська спілка, яка об'єднує бізнес та експертів для розвитку біоенергетики України

9

років

35

провідних
компаній

9

фізичних
осіб

20+

експертів з
біоенергетики
в Україні

Ми беремо участь у розробці законодавства, державних та галузевих програмних документів, які сприяють розвитку біоенергетики; надаємо експертну, консультаційну, інформаційну допомогу партнерам; моніторимо національне та міжнародне законодавство у сфері біоенергетики, відновлюваної енергетики, енергоефективності та щодо питань зміни клімату; співпрацюємо з міжнародними профільними асоціаціями, організаціями, бізнесом, експертами, представниками влади; організуємо публічні заходи: конференції, тренінги, семінари; підвищуємо рівень обізнаності громадян України щодо переваг біоенергетики через сайт, соціальні мережі, дайджест.

www.uabio.org

Члени UABIO:



МИ ГОТОВІ ДО СПІВПРАЦІ!
Цікаво стати спонсором публікації?

 **Сконтакуйте з нами**

UABIO

Біоенергетична асоціація України

вул. Марії Капніст, 2-А, оф. 116
м. Київ, Україна, 03057
+38 (044) 453-28-56
info@uabio.org
www.uabio.org