

УДК 669.2

к.т.н., **Юрій Франчук**

franchuk196405@gmail.com, ORCID: 0000-0002-7910-8705

Національний університет біоресурсів і природокористування

д.т.н., проф. **Віктор Мілейковський**,

mileikovskiy.vo@knuba.edu.ua, ORCID:0000-0001-8543-1800

к.т.н., доц. **Вікторія Коновалюк**,

konovaliuk.va@knuba.edu.ua, ORCID: 0000-0001-5115-7188

Київський національний університет будівництва і архітектури

<https://doi.org/10.32347/2409-2606.2026.56.118-130>

ПРОБЛЕМИ ПЕРЕХОДУ УКРАЇНИ НА ВЛАСНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ГАЗОВИМ РЕСУРСОМ

Анотація. Україна має розвинуту мережу магістральних і розподільчих газопроводів. У цілому газова мережа розрахована для прийняття на сході природного газу до 300 млрд м³, використання в Україні біля 100 млрд м³ та транспортування на захід 200 млрд. На цей час Україна не приймає газ з росії, переходить на власне забезпечення. При цьому частка викопних ресурсів зменшується, а збільшується відсоток відновлювальних і вторинних (біометан, водень тощо). Одночасно замість централізованого входу природного газу газова мережа може отримувати газ з джерел які розміщені у всій території України, що погано вписуються в наявну схему руху газу зі сходу на захід. У роботі виконано аналіз можливостей повного покриття власного газоспоживання та експорту газу з використанням відновлюваних газів. У цілому значна кількість природного газу може бути замінена біометаном (в перспективі до 21,8 млрд м³) та воднем – до 1,5 млрд м³. Проте при заміні газів і непередбачуваному розташуванні джерела альтернативного газопостачання забезпечити кожного споживача конкретним об'ємом є інколи проблематичним. У роботі запропоновано варіанти транспортування відновлюваних газів. Показано доцільність використання скрапленого газу пропан-бутану. Визначено, що скраплення біометану для потреб внутрішнього газопостачання пов'язано зі значними проблемами та затратами енергії на підтримання низької температури протягом тривалого часу.

Ключові слова: природний газ, біометан, водень, вуглекислий газ, метан, біогаз, фізико-хімічні властивості, система газопостачання, надійність газопостачання.

Постановка проблеми. Україна має розвинуту мережу магістральних і розподільчих газопроводів. У цілому газова мережа розрахована для прийняття на сході природного газу до 300 млрд м³, використання в Україні біля 100 млрд

м³ та транспортування на захід 200 млрд. На цей час Україна не приймає газ з росії, переходить на власне забезпечення. При цьому частка викопних ресурсів зменшується, а збільшується відсоток відновлювальних і вторинних (біометан, водень тощо). Одночасно замість централізованого входу природного газу газова мережа може отримувати газ з джерел які розміщені на всій території України, що погано вписуються в наявну схему руху газу зі сходу на захід.

Оновлена стратегія Оператора ГТС України [1] стимулює ринок відновлювальних газів, якими на сьогодні є біометан і водень. Газотранспортна система повинна поєднувати виробника таких газів зі споживачем, що розділені значними відстанями або кордонами країн.

Актуальність дослідження. Актуальність теми дослідження зумовлена з одного боку військовими загрозами для енергетики України, припиненням імпорту російського газу та пошкодженням інфраструктури, а з іншого боку потребою енергоефективної й енергонезалежної післявоєнної розбудови.

Останні дослідження та публікації. До широкомасштабного вторгнення росії в Україну річне споживання природного газу становило біля 30 млрд. м³. З 30 млрд 20 млрд забезпечувалося власним видобутком і 10 млрд м³ імпортом. За останні роки споживання газу ще скоротилось, але видобуток власного газу за 2024 рік в Україні становив 19,12 млрд м³ [2].

Наша держава має значний потенціал виробництва біометану. Він оцінюється у 21,8 млрд м³ в рік [3]. Зазначається, що з огляду на сировину найкращі перспективи для біогазової галузі мають Київська, Вінницька, Полтавська та Черкаська області.

Згідно зі звітом [3], за сприятливих умов виробництво біометану в Україні може сягнути 1 млрд кубометрів на рік у 2030 році, 4,5 млрд кубометрів на рік - у 2040 році та 20 млрд кубометрів на рік у 2050 році. При цьому наприкінці прогнозного періоду половина виробленого біометану може споживатися всередині країни.

Закон №3613-IX від 20 березня 2024 року [4] врегулює процедуру митного оформлення експорту біометану з України, що має сприяти розвитку виробництва цього виду палива та розширити експортні можливості. Він є важливим кроком для стимулювання виробництва біопалива.

Біометан належить до відновлюваних паливних газів, що утворюються в результаті бактеріального перероблення біомаси з подальшим очищенням до параметрів, аналогічних природному газу. У процесі [5] функціонування біогазових установок формується газова суміш, у якій вміст метану зазвичай становить близько 55 %, тоді як частка діоксиду вуглецю сягає приблизно 45 %. Після вилучення діоксиду вуглецю та домішок отримують біометан із концентрацією метану понад 96 %. Європейський Союз суттєво нарощуватиме

обсяги виробництва біометану: з 4,2 млрд м³ на рік у 2023 році до 35 млрд м³ на рік у 2030 році та до 90–125 млрд м³ на рік у перспективі до 2050 року. За наявними оцінками, Україна має значний ресурсний потенціал, що може забезпечити виробництво понад 20 млрд м³ на рік і створити умови для залучення інвестицій обсягом до 40 млрд євро.

Біометан є відновлюваним газом і при його використанні значно скорочуються викиди парникових газів. Саме тому на нього є величезний попит у країнах ЄС, які поставили за мету скоротити викиди парникових газів практично до нуля та стати кліматично нейтральним континентом до 2050 року.

Внесені зміни до Кодексу ГТС [6], затверджені НКРЕКП у 2023 році, уможливили приєднання біометанових установок до ГТС через газорозподільні мережі. Ці зміни надають виробникам доступ до ГТС, дозволяють їм кооперуватись і скорочують відстань до можливої точки приєднання.

Енергетична митниця Державної митної служби повідомила, що 6 лютого 2025 року оформили першу митну декларацію на експорт біометану [7] і що транспортування біометану відкриває нові можливості для агросектору та інвесторів у сфері біоенергетики. Цей газ виробляється з органічних відходів, що стимулює розвиток сільського господарства. Обсяг першого постачання біометану до ЄС становив 67 тис. кубометрів. Проходить закачування біометану в підземні сховища газу. Станом на початок 2025 року в Україні працювали три біометанові заводи. Протягом 2025 року планувався запуск ще кількох заводів, а загальна потужність виробництва біометану становитиме біля 111 млн м³/рік,

Водень також є одним з заміників викопного природного газу. Згідно з вимогами Технічного регламенту природного газу в газових мережах може бути до 5% водню [8]. Таким чином, при споживанні газу до широкомасштабного вторгнення до 30 млрд м³ максимальний об'єм водню буде не вище 1,5 млрд м³.

Проведені дослідження [9] показали що в газові мережі можна додавати водень до 7%. При цьому теплота згоряння, густина газової суміші та число Воббе залишаються в межах нормативних вимог [6]. Дослідження науковців показують ефективну роботу газових плит при концентрації водню в суміші до 20% включно [9, 10]. У різних країнах допустима концентрація водню є відмінною (рис. 1). Попри наведені поточні обмеження, у Німеччині планується нарощувати домішування водню до 20%, а перевищення 25% умісту може призвести до безпекових проблем [11]. Домішування понад 7% водню суттєво змінює енергетичну цінність газу, що вимагає обов'язкового переходу на облік газу в одиницях енергії [12]. Також перехід на 7% концентрації водню вимагає підвищення тиску на 4%. Подальше нарощування частки водню вимагає контролювання тиску газу [13].

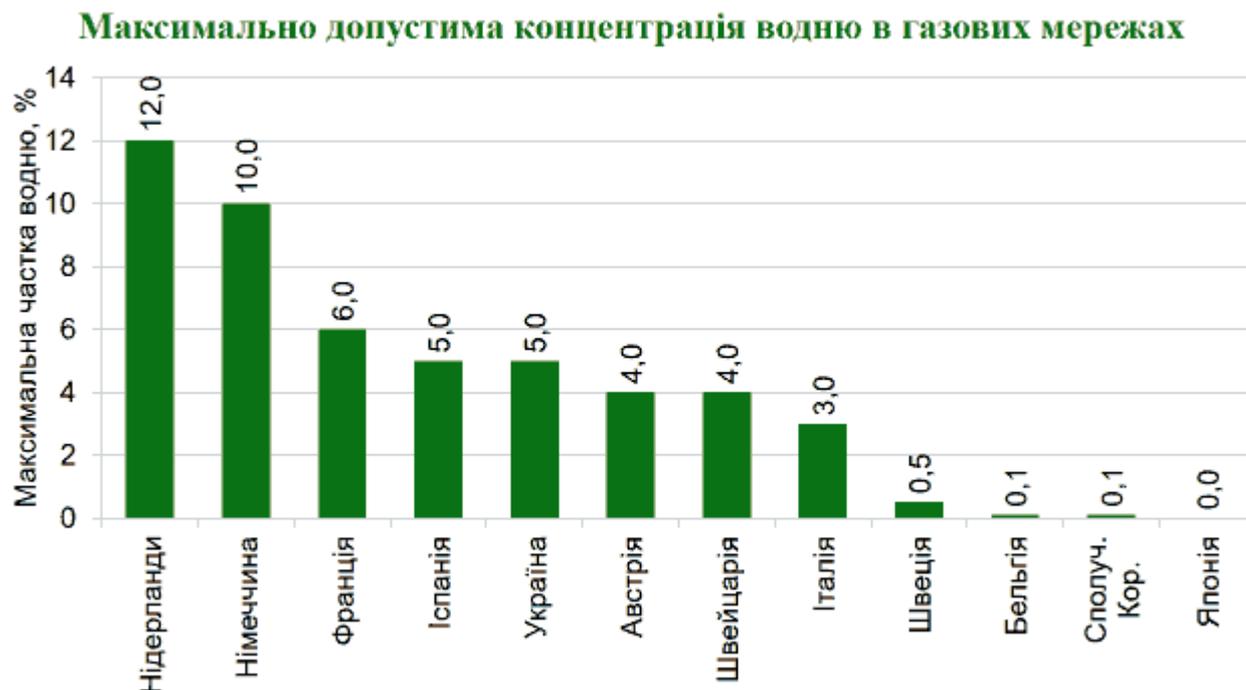


Рис. 1. Допустима частка водню в газових мережах

Воднева стратегія України [14] на період до 2050 року (далі – Стратегія) визначає основні сфери використання водню в Україні, а саме промисловість, електроенергетика, транспорт, теплопостачання, зокрема можливості експорту, які охоплюють процеси його виробництва, зберігання та транспортування.

Іншими заміниками природного газу для мереж є біогаз, синтез-газ (з вугілля або біомаси), водень (зелений водень), зріджений нафтовий газ (ЗНГ/LPG), а також синтетичний метан (SNG), які можуть бути змішані з природним газом або використовуватися самостійно (після адаптування мереж), щоб забезпечити енергією населення та промисловість, особливо в контексті енергонезалежності та декарбонізації.

Формулювання цілей статті. Метою даної роботи є аналіз можливостей повного покриття власного газоспоживання та експорту газу з використанням відновлюваних газів.

Доставлення суміші газу споживачу. У цілому значна кількість природного газу може бути замінена біометаном (в перспективі до 21,8 млрд м куб) та воднем – до 1,5 млрд м³. Проте при заміні газів і непередбачуваному розташуванні джерела альтернативного газопостачання забезпечити кожного споживача конкретним об’ємом є інколи проблематичним. Запропонуємо кілька варіантів транспортування відновлюваних газів.

Першим перспективним варіантом є домішування газів у магістральні газопроводи та підземні сховища газу (рис. 2).

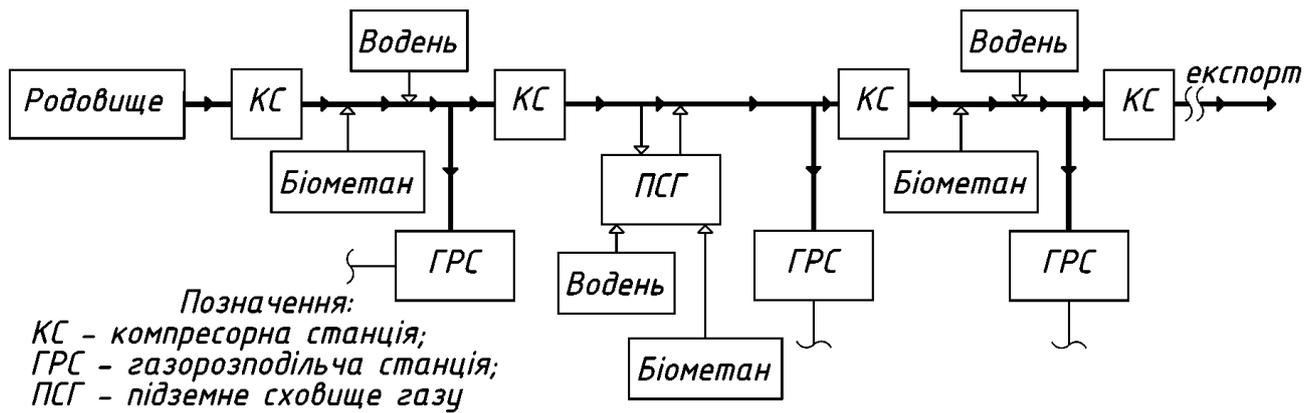


Рис. 2. Запропонована схема газопостачання з підмішуванням водню та біометану до магістральних газопроводів

Також біометан ефективно підмішувати до розподільчих газопроводів, кожен з яких забезпечує мікрорайон або групу сіл з різними видами споживачів (зокрема, заправлення транспортних засобів), де завжди наявне мінімальне споживання газу, а повне припинення використання газу неможливе (рис. 3).

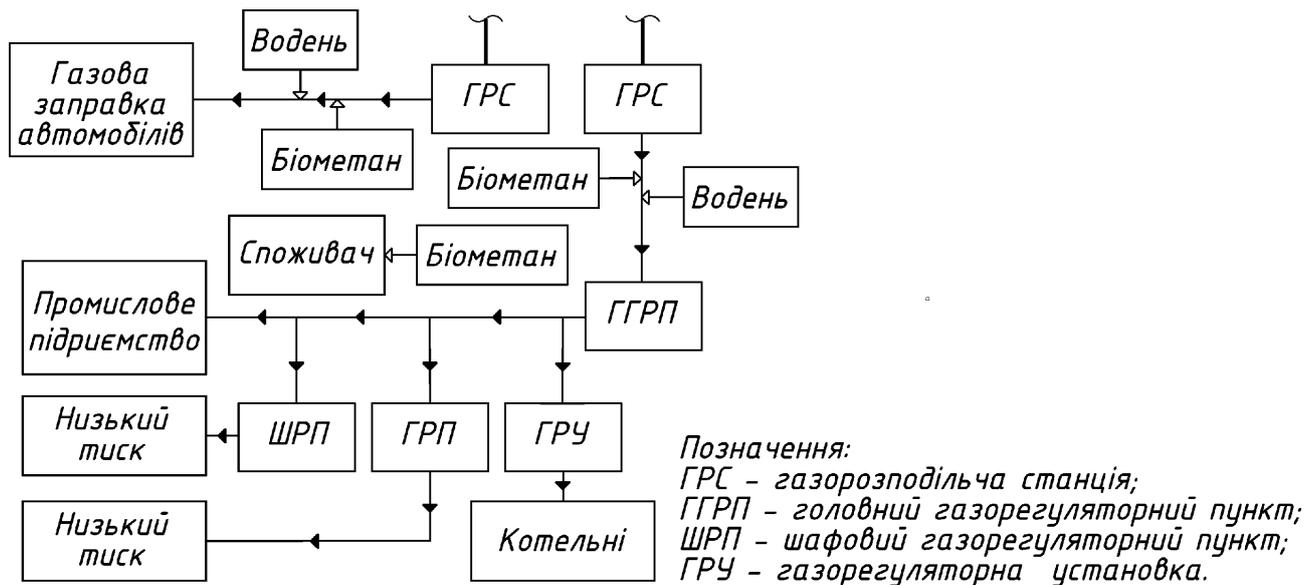


Рис. 3. Запропонована схема газопостачання з підмішуванням водню та біометану до розподільчих газопроводів

Особливістю роботи є те, що об'єми газів, які подаються до розподільчої мережі, мають визначатися так, щоб підмішування водню та біометану під час провалів споживання не перевищувало зазначені найменші обсяги використання газу. Адже під час провалів споживання тимчасово припинити роботу біореактора неможливо. Якщо в різні періоди року мінімальне споживання відрізняється, то можливо вводити в експлуатацію додаткові реактори на окремий сезон. Можливо продовжувати експлуатацію додаткових

реакторів у невідповідний сезон, але без подавання газу до мережі. Виробленим газом можна заправляти балони або транспортні засоби, спалювати його в ко/тригенераційних установках тощо.

Використання місцевих ресурсів та скрапленого газу. Для отримання енергії варто застосовувати не лише газ, але й наявні місцеві ресурси, особливо відходи. В ієрархії управління відходів використання їх як джерела енергії знаходиться на передостанньому місці перед видаленням [15]. Однак, при веденні сільського господарства та управлінні зеленими насадженнями утворюються відходи, які або не можуть бути використані іншим чином або це робити недоцільно через значні логістичні витрати. Наприклад, підрізани гілки дерев можуть бути перероблені на стружку для ДСП/ДВП, але за наявності деревообробних підприємств на достатньо близькій віддалі. В іншому випадку постачання сировини може вимагати спалювання великої кількості палива, і викид вуглецю перевищуватиме вигоду від рециклінгу. Тоді використання подібних ресурсів як енергетичних буде більш виправданим.

Слід звернути увагу, що спалювання біомаси, як і біогазу, не порушує баланс вуглецю в атмосфері, а лише повертає нещодавно захоплений рослинами вуглець у результаті фотосинтезу. Крім того, попіл є цінним органічним добривом – джерелом калію.

Для газифікації місцевостей, віддалених від газопровідних мереж, доцільно використовувати скраплені гази. Для цього можна або використовувати традиційні балони або встановлювати газгольдери, що періодично заповнюються пропан-бутановою сумішшю, яка далі розподіляється локальною газопровідною мережею.

Використання скрапленого метану (біометану) для локальних систем газопостачання. На сьогодні технологія скрапленого природного газу (LNG) швидко розвивається завдяки екстремально високій густині енергії скрапленого метану – у 600 разів більшій за аналогічний показник у газоподібному стані [16]. Такий газ має суттєві переваги при транспортуванні на великі відстані кораблями чи вантажівками, особливо між країнами. Але основними проблемами місцевої газифікації є екстремально низька температура та високий тиск. Критична точка [17] метану відповідає температурі 190,55 К (мінус 82,6 °С) та тиску 4,641 МПа. У вищих алканів температура (рис. 4) у критичній точці [17] перевищує 305,15 К (32 °С). При температурі 308,15 К (35 °С), реальної в теплий період року, метан та етан можуть бути лише в стані газу та суперкритичної рідини. Починаючи з пропану алкани знаходяться в рідкому стані при тисках, адекватних для балонного зберігання. Таким чином, лише метан потребує штучного підтримування низьких температур для тривалого зберігання, що вимагає додаткових витрат енергії на транспортування.

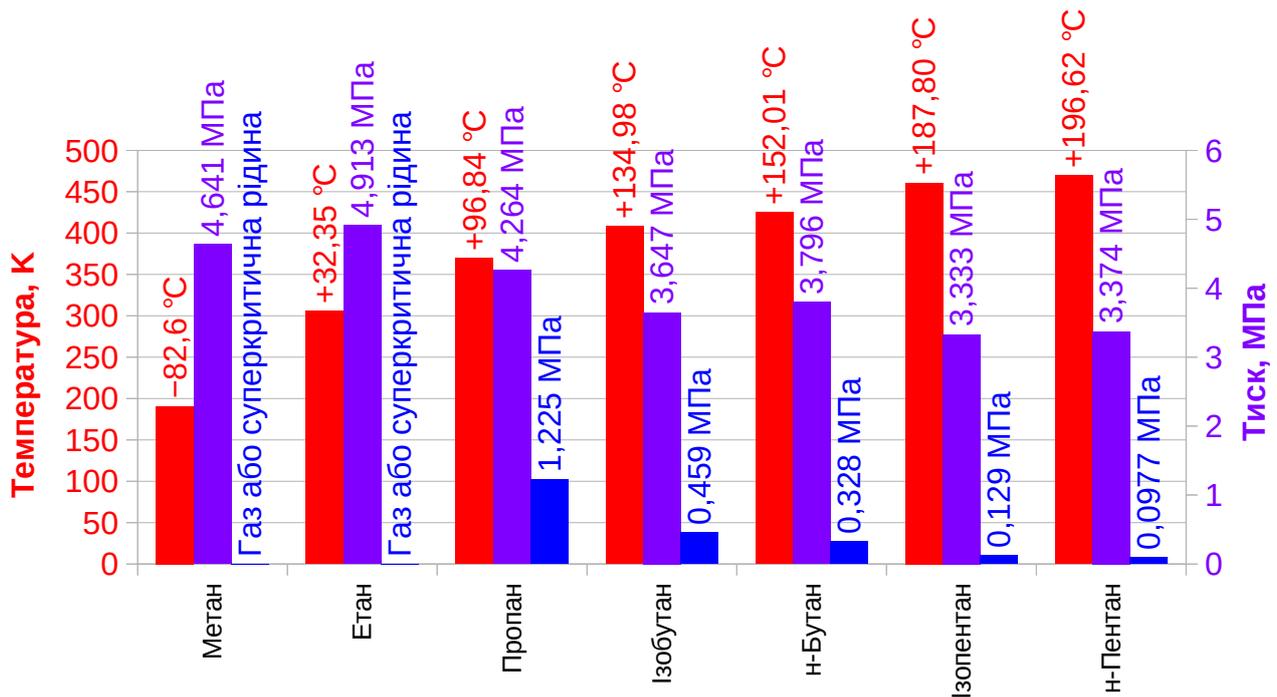


Рис. 4. Параметри алканів:

Червоний – критична температура; фіолетовий – критичний тиск; синій – тиск рівноваги пари та рідини при температурі 308,15 К (35 °C)

Виникає питання доцільності зберігання метану як суперкритичної рідини. Навіть при тиску 5 МПа (що є дуже високим значенням для газопостачання) та температурі 263,15 К (мінус 10 °C) густина суперкритичної рідини [17] становитиме лише 42,37 кг/м³ проти 422 кг/м³ згідно з ISO 16903 [16] у рідкому стані. Отже, при даних параметрах той же об'єм зберігатиме в 10 разів менше маси суперкритичної рідини, аніж скрапленого природного газу. При нижчому тиску та вищій температурі густина ще знижуватиметься, що ставить під сумнів доцільність такого рішення.

Згідно з ISO 16903 [16] скраплення метану або природного газу дозволено здійснювати при температурі не вище 193,15 К (мінус 80 °C) незалежно від способу з міркувань безпеки. Перехід у стан суперкритичної рідини при вищих значеннях температури зі збереженням високої густини за даними [17] вимагає підвищення тиску понад 100 МПа, чого не може витримати жодна посудина. Навіть лабораторні дані [17] щодо такого стану метану відсутні.

Транспортування газу пов'язане з підвищеною небезпекою. При тиску 5 МПа перехід з рідкого до газоподібного стану відбувається при температурі 190...200 К. (мінус 83,15 ... мінус 73,15 °C). Це означає, що без постійного підтримування низької температури тривале зберігання або транспортування неможливе. Необхідна енергія для підтримування такого режиму залежить від

конкретних умов, тому в даній роботі не розглядатиметься.

Навіть без урахування цього, споживання енергії при скрапленні газу становить залежно від способу 0,1965...0,48 кВт·год/кг [18] або 707...1728 кДж/кг. За ISO 16903:2015 вища теплота згоряння скрапленого природного газу (що має мольну частку 99,8 % метану) на одиницю маси, визначена як відношення вищої теплоти згоряння на одиницю об'єму до густини становить $37,75 \cdot 10^3 / 422 = 89,45$ кДж/кг. Таким чином, для скраплення газу потрібна енергія, сумірна з вищою теплотою його згоряння. І це без урахування енергії для підтримання низької температури при зберіганні або транспортуванні. Це ставить під сумнів доцільність скраплення біометану для локального газопостачання. Також для забезпечення енергоефективності необхідно використовувати механічну енергію переходу скрапленого газу в газоподібний стан, що вимагає додаткових енергетичних установок з наявністю додаткових небезпечних факторів.

На сьогодні є проекти використання наявних джерел енергії без додаткового спалювання газу для скраплення. Наприклад, проєкт Національної лабораторії Айдахо (США) передбачає малі заводи, що використовують енергію розширення газу на ГРС для скраплення 20 % його витрати з подальшим постачанням [19]. Але якщо вже використовувати енергію розширення газу, то краще з неї безпосередньо отримувати корисну продукцію, зокрема холод для холодильних установок або електроенергію.

Таким чином, на сьогодні ще не досягнуто того рівня техніки, щоб ефективно та безпечно постачати скраплений природний газ у локальних мережах газопроводів.

Перспективи формування газових сумішей у системах газопостачання.

У 2018-2021 роках 28–30 млрд м³ газоспоживання покривалося 18-20 млрд м³ власного видобутку і 10 млрд м³ імпорту (табл. 1). Через російську агресію та знищення частини промисловості й енергетичних об'єктів споживання газу знижується. На майбутнє достатньо важко прогнозувати споживання. Але, зважаючи на наявні ресурси, до 2050 р. можна наростити видобуток газу до 25...30 млрд м³. Видобуток біогазу може досягти 20 млрд м³.

З урахуванням нормативно дозволеного вмісту водню, його можна домішувати від 2 до 12 млрд м³. Таким чином, при використанні газових сумішей та енергоефективних технологій газоспоживання Україна буде здатна повністю забезпечити власні потреби газу, а також продавати його з отриманням коштів на розбудову та розвиток.

Таблиця 1

**Аналіз та перспективи транспортування газових сумішей
у мережах газопостачання**

Показники	Постачання газу, млрд м ³ /рік (%), за роки:			
	2018- 2021	2050 за дозволеного вмісту Н ₂ , %:		
		7	7-20	понад 20
Видобуток власного газу	18–20	25-30		
Імпорт	10	–		
Біогаз	-	20		
Водень	-	2	6	12
Інші гази (скраплені)	-	4		
Споживання	28–30	–		
Виробництво з власних джерел	18–20	51-56	55-62	61-68
Обсяг газу з відновлюваних і вторинних джерел	-	26 (50)	32 (50)	38 (50)

Висновки. Україна має перспективи переходу від імпортера природного газу до повного самозабезпечення та експортера газових сумішей відповідно до міжнародних стандартів за умови залучення власних ресурсів отримання відновлюваних газів. Запропоновані принципові схеми газопостачання дозволяють забезпечувати різних споживачів газовими сумішами без зниження ККД обладнання. Сучасне законодавство обмежує вміст водню 5 %, хоча законодавство Нідерландів та Німеччини передбачено 10-12 %, а перспективи розвитку газових мереж ЄС передбачають можливість перевищення 20 %, особливо у зв'язку з переходом на поліетиленові газопроводи, які не мають проблеми з убудовуванням водню до кристалічної решітки, як у сталей. Тому необхідно змінювати законодавство України для забезпечення ефективного використання газових сумішей.

Перспектива подальших досліджень. У подальшому необхідно вдосконалити моделі багатофакторного оцінювання якості газу для випадку газових сумішей, що дозволить приймати оптимальні рішення для кожних конкретних умов [20].

References

1. “OHTSU pidpysav pershyi dohovir na transportuvannia z vyrobnykom biometanu.” *Ukrainian Energy*, 24 June 2024, <https://web.archive.org/web/20250812062300/https://ua-energy.org/uk/posts/ohtsu-pidpysav-pershyi-dohovir-na-transportuvannia-z-vyrobnykom-biometanu>, <https://ua-energy.org/uk/posts/ohtsu-pidpysav-pershyi-dohovir-na-transportuvannia-z-vyrobnykom-biometanu>.
2. “Ukraina u 2024 rotsi narostyla vydobutok hazu na 2,2% – premier-ministr.” *Ukrainian Energy*, 13 Jan. 2025, <https://web.archive.org/web/20251014094146/https://ua-energy.org/uk/posts/ukraina-u-2024-rotsi-narostyla-vydobutok-hazu-na-22-premier-ministr>, <https://ua-energy.org/uk/posts/ukraina-u-2024-rotsi-narostyla-vydobutok-hazu-na-22-premier-ministr>.
3. *Potentsial Vyrobnytstva Biohazu v Ukraini Stanovyt 21,8 Miliarda Kubometriv Na Rik - DiXi Group. Zvit.*
4. Pro vnesennia zmin do Mytnoho kodeksu Ukrainy ta inshykh zakoniv Ukrainy shchodo osoblyvostei zdiisnennia mytnoho kontroliu ta mytnoho oformlennia okremykh katehorii tovariv. nos. 3613–IX, 3613–20, 20 Mar. 2024, <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3613-20#Text>.
5. Heletukha, Heorhii. “Chomu ukrainskyi biometan ne mozhe potrapyty do YeS?” *Ekonomichna Pravda*, 5 Jan. 2024, <https://web.archive.org/web/20250324035553/https://epravda.com.ua/columns/2024/01/05/708445/>, <https://epravda.com.ua/columns/2024/01/05/708445/>.
6. National Energy and Utilities Regulatory Commission (NEURC). *Kodeks hazotransportnoi systemy. Kodeks.* Kyiv, 30 Sept. 2015, <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15#Text>.
7. “Ukraina pochala eksport biometanu do Yevrosoiuzu.” Electronic Resource. Ukrinform, 7 Feb. 2025, <https://web.archive.org/web/20251018113421/https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3957460-ukraina-rozpocinae-eksport-biometanu.html>, <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3957460-ukraina-rozpocinae-eksport-biometanu.html>.
8. Ministry of Energy of Ukraine. *Tekhnichni rehlement pryrodnoho hazu.* Ministry of Energy of Ukraine, 18 Mar. 2024, <https://drs.gov.ua/wp-content/uploads/2024/03/1831.pdf>.
9. Franchuk, Yurii, Volodymyr Kosilov, Yuliia Kovalchuk. “Determining the Physical-Chemical Parametere of Fuel Mixtures of Natural Gas with Hydrogen in Gas Networks.” *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 6, no. 6 (132), Dec. 2024, pp. 49–58. <https://doi.org/10.15587/1729->

4061.2024.318930.

10. Kostohryz, K., A. Tsiupiashuk, K. Pianykh, I. Vysochanskyi, D. Kukoba. “Rezultaty Doslidzhennia Roboty Pobutovykh Hazovykh Plyt Na Metanovodnevi Sumishi.” *Oil&gas Industry of Ukraine*, no. 1, 2022, pp. 32–37, <https://www.naftogaz.com/short/8b5438e6>.
11. Franchuk, Yurii, Viktoriia Konovaliuk, Mykhailo Kyrychenko, Oleksandr Liubarets. “Justification of Measures to Improve Stability of Gas Distribution Networks.” 2024, 23rd International Scientific Conference Engineering for Rural Development. <https://doi.org/10.22616/ERDev.2024.23.TF053>.
12. Predun, K., V. Konovaliuk, Yu Franchuk. “Improvement of the Natural Gas Metering System in Energy Units.” *Ventilation, Illumination and Heat Gas Supply*, vol. 37, Apr. 2021, pp. 62–67. <https://doi.org/10.32347/2409-2606.2021.37.62-67>.
13. Konovaliuk, Viktoria, Yurii Franchuk. “Investigation of the Problem of Ensuring Optimal Pressure in Gas Distribution Networks in Front of Household Gas Appliances.” *Ventilation, Illumination and Heat Gas Supply*, vol. 33, no. 0, June 2020, pp. 32–38. <https://doi.org/10.32347/2409-2606.2020.0.32-38>.
14. “Vodneva stratehiia Ukrainy na period do 2050 roku.” Ministry of Energy of Ukraine, <https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/vodneva-strategiya17.05.2024.pdf>. Accessed 09.11.2025.
15. Zakon Ukrainy Pro upravlinnia vidhodamy. nos. 2320–IX, <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2320-20#Text>. Accessed 19 Dec. 2025.
16. ISO. *Petroleum and Natural Gas Industries — Characteristics of LNG, Influencing the Design, and Material Selection*. Version 1, ISO 16903:2015, ISO, 2015, <https://www.iso.org/standard/57891.html>.
17. Vargaftik, N. *Spravochnik Po Teplofizicheskim Svoistvsam Gazov i Zhidkosti*. 2nd ed., Nauka, 1972.
18. Ghorbani, Bahram, Sohrab Zendehboudi, Noori M. Cata Saady. “Advancing Hybrid Cryogenic Natural Gas Systems: A Comprehensive Review of Processes and Performance Optimization.” *Energies*, vol. 18, no. 6, Mar. 2025, p. 1443. <https://doi.org/10.3390/en18061443>.
19. “New LNG Plant Technology.” Idaho National Laboratory, <https://web.archive.org/web/20111027150731/http://www.inl.gov/research/liquefied-natural-gas-plant-technology/d/liquefied-natural-gas-plant-technology.pdf>. Accessed 30 Nov. 2025.
20. Predun, Kostiantyn, Yurii Franchuk, Olha Obodianska. “Model of Multifactorial Assessment of Natural Gas Quality.” *Ventilation, Illumination and Heat Gas Supply*, vol. 30, Sept. 2019, pp. 20–28. <https://doi.org/10.32347/2409-2606.2019.30.20-28>.

УДК 669.2

PhD, Yurii Franchuk

franchuk196405@gmail.com, ORCID: 0000-0002-7910-8705

National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine

Dr. Hab, Prof. Viktor Mileikovskiy,

mileikovskiy.vo@knuba.edu.ua, ORCID:0000-0001-8543-1800

PhD, Assoc. Prof. Viktoriia Konovaliuk,

konovaliuk.va@knuba.edu.ua, ORCID: 0000-0001-5115-7188

Kyiv National University of Construction and Architecture

<https://doi.org/10.32347/2409-2606.2026.56.118-130>

PROBLEMS OF UKRAINE'S TRANSITION TO SELF-SUFFICIENCY IN GAS RESOURCES

Abstract. *Ukraine has a developed network of main and distribution gas pipelines. In general, the gas network is designed to receive up to 300 billion cubic meters of natural gas in the east, use about 100 billion cubic meters in Ukraine and transport 200 billion to the west. At the moment, Ukraine does not import gas from russia, switching to its own supply. At the same time, the share of fossil resources is decreasing, and the percentage of renewable and secondary resources (biomethane, hydrogen, etc.) is increasing. On the other hand, instead of a centralized input of natural gas, the gas network can receive gas from sources located throughout Ukraine, which do not fit well into the existing gas flow pattern from east to west. The paper analyzes the possibilities of fully covering its own gas consumption and exporting gas using renewable gases. In general, a significant amount of natural gas can be replaced with biomethane (up to 21.8 billion cubic meters in the future) and hydrogen - up to 1.5 billion cubic meters. However, when replacing gases and the unpredictable location of the alternative gas supply source, providing each consumer with a specific volume is sometimes problematic. The paper proposes options for transporting renewable gases. The feasibility of using liquefied propane-butane gas is shown. It is determined that the liquefaction of biomethane for domestic gas supply is associated with significant problems, energy consumption for the liquefaction itself, and energy costs for maintaining a low temperature for a long time. Trying to increase the temperature will cause conversion into supercritical liquid or gas with the pressure more than 100 MPa, which is impossible to maintain in a tank. In the future, it is necessary to improve models for multi-factor gas quality assessment for the case of gas mixtures, which will allow making optimal decisions for each specific condition.*

Keywords: *natural gas, biomethane, hydrogen, carbon dioxide, methane, biogas, physicochemical properties, gas supply system, gas supply reliability.*

Received/Надійшла до редакції 08.12.2025
Reviewed/Рецензована 25.12.2025
Accepted/Прийнята 26.12.2025