

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
УКРАЇНИ
НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І
ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри інженерії
енергосистем**

К.Т.Н., доц. АНТИПОВ Є.О.
(підпис)

« » 2026 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ БУДІВЛІ
САДИБНОГО ТИПУ З ВИКОРИСТАННЯМ ГАЗОВО-ВОДНЕВИХ
ТЕХНОЛОГІЙ»**

Спеціальність 144 „Теплоенергетика”

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Шеліманова О.В.

(ПІБ)

Керівники кваліфікаційної роботи бакалавра

К.Т.Н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Антипов Є.О.

(ПІБ)

К.Т.Н.

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Франчук Ю.Й.

(ПІБ)

Виконав

(підпис)

Колінько Є.Є.

(ПІБ)

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
УКРАЇНИ
НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І
ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ

**Завідувач кафедри інженерії
енергосистем**

К.Т.Н., доц. /АНТИПОВ Є.О./
(підпис)

« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту

Коліньку Євгенію Євгенійовичу

Спеціальність 144 „Теплоенергетика”

Тема дипломного проекту: «Модернізація системи енергопостачання будівлі садибного типу з використанням газово-водневих технологій» затверджена наказом ректора НУБіП України від 24.10.2025 №2514"С". Термін подання завершеного проекту на кафедру 01.06.2026

Вихідні дані до дипломного проекту бакалавра
Завдання кафедри на дипломне проектування;
Матеріали виробничої практики
Нормативні документи по проектуванню енергетичних об'єктів.

Перелік питань, які необхідно розробити

Дата видачі завдання 28.10.2025 р.

Керівники кваліфікаційної роботи бакалавра

/Антипов Є.О./
(підпис) (ПІБ)

/Франчук Ю.Й./
(підпис) (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

/Колінько Є.Є./
(підпис) (ПІБ)

ЗМІСТ

РОЗДІЛ 1	5
АНАЛІЗ ГАЗОВО-ВОДНЕВИХ ТЕХНОЛОГІЙ У СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ	5
1.1 Розвиток водневої енергетики та її роль у сучасних енергетичних системах	5
1.2 Основні технології отримання та зберігання водню	7
1.3 Використання газово-водневих сумішей у системах енергопостачання	9
1.4 Технічні засоби та обладнання для використання водню в енергетичних системах	11
1.5 Постановка задачі модернізації системи енергопостачання будівлі	14
РОЗДІЛ 2	16
РОЗРАХУНОК ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ ТА НАВАНТАЖЕНЬ БУДІВЛІ САДИБНОГО ТИПУ	16
2.1. Аналіз енергоспоживання будівлі садибного типу	16
2.2. Розрахунок теплового навантаження будівлі	23
РОЗДІЛ 3	30
МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОВО- ВОДНЕВОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ	30
3.1. Розрахунок електричного навантаження будівлі	30
3.2. Розрахункова модель використання газово-водневої суміші	39
РОЗДІЛ 4	49
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ	49
4.1. Визначення витрат на модернізацію системи	49
4.2. Розрахунок економічної ефективності впровадження	51
4.3. Оцінка терміну окупності модернізованої системи	54
4.4. Аналіз екологічного ефекту впровадження водневих технологій	57
ВИСНОВКИ	62
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	63

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ГАЗОВО-ВОДНЕВИХ ТЕХНОЛОГІЙ У СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

1.1 Розвиток водневої енергетики та її роль у сучасних енергетичних системах

Водень розглядається як вторинний енергоносіє, що може використовуватися для виробництва теплової та електричної енергії, акумулювання надлишкової електроенергії від відновлюваних джерел та забезпечення резервного енергоживлення. За даними Міжнародного енергетичного агентства, у 2023 році світове виробництво водню перевищило 95 млн т на рік, причому понад 99 % водню використовується у промисловості, енергетиці та транспортному секторі.

Фізико-хімічні властивості водню визначають його високий енергетичний потенціал. Нижча теплота згоряння водню становить приблизно 120 МДж/кг, що майже у 2,6–3 рази перевищує енергетичну цінність природного газу (близько 46–50 МДж/кг). Температура самозаймання водню становить приблизно 585 °С, швидкість поширення полум'я у повітрі досягає 2,6–3,0 м/с, що значно перевищує відповідні показники для метану (0,35–0,45 м/с). Діапазон вибухонебезпечних концентрацій водню у повітрі становить 4–75 %, що обумовлює підвищені вимоги до безпеки систем його використання. Разом із тим густина водню за нормальних умов становить лише 0,0899 кг/м³, що приблизно у 8–9 разів менше, ніж у природного газу.

Розвиток водневої енергетики відбувався у декілька етапів, починаючи з фундаментальних досліджень властивостей водню та розробки технологій його виробництва. У другій половині ХХ століття основна увага приділялася створенню електролізерів, паливних елементів та систем зберігання водню. Починаючи з 2000-х років розвиток водневих технологій пов'язаний із інтеграцією водню у структуру низьковуглецевої енергетики та використанням

його для балансування енергосистем із високою часткою відновлюваних джерел енергії. Основні етапи формування водневої енергетики та напрями її використання наведено на рисунку 1.1.

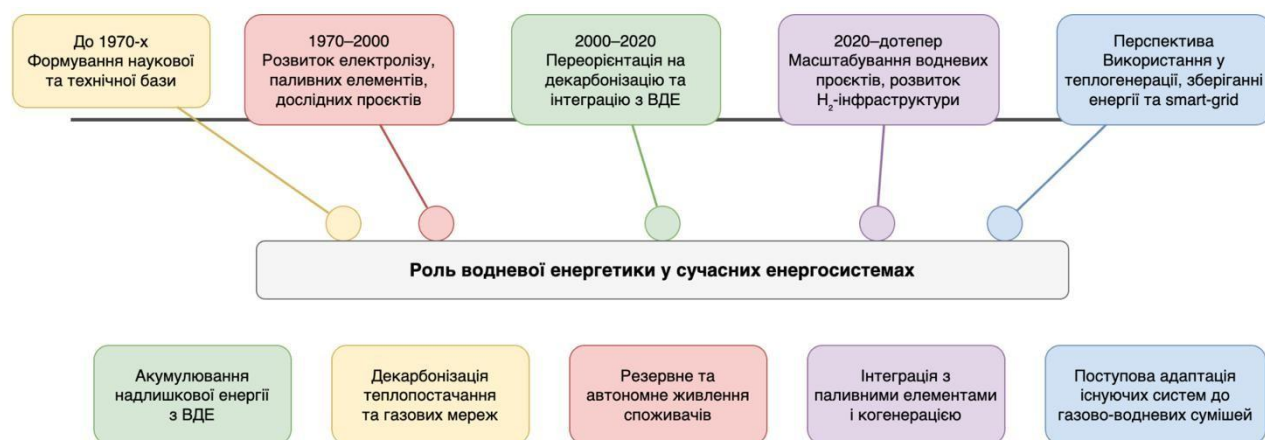


Рис. 1.1. Етапи розвитку водневої енергетики та напрями її використання у сучасних енергетичних системах

У сучасних енергетичних системах водень розглядається як універсальний інструмент інтеграції різних секторів енергетики. Надлишкова електроенергія від сонячних та вітрових електростанцій може використовуватися для виробництва водню методом електролізу води. Коефіцієнт корисної дії сучасних електролізерів становить 65–75 %, а потужність промислових електролізних установок може перевищувати 100 МВт. Отриманий водень може зберігатися у стисненому стані при тиску 350–700 бар, у зрідженому стані при температурі близько $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ або у вигляді металогідридних сполук.

Одним із перспективних напрямів використання водню є застосування газОВО-водневих сумішей у системах газопостачання та теплогенерації. Додавання водню до природного газу дозволяє поступово інтегрувати водневі технології у існуючу газову інфраструктуру. У більшості сучасних досліджень встановлено, що без суттєвої модернізації газових мереж допускається вміст водню на рівні 10–20 % за об'ємом, тоді як при використанні спеціалізованого обладнання частка водню може досягати 30–

40 %. Такий підхід дозволяє зменшити викиди вуглекислого газу приблизно на 7–20 % залежно від складу паливної суміші.

Основні напрями використання водню у сучасних енергетичних системах наведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Основні напрями використання водню у сучасних енергетичних системах

Напрямок використання	Характеристика
Акумулювання енергії	Перетворення надлишкової електроенергії ВДЕ у водень методом електролізу
Газово-водневі суміші	Використання сумішей H_2/CH_4 у системах газопостачання та теплогенерації
Паливні елементи	Електрохімічне перетворення водню у електричну енергію з ККД до 55–60 %
Когенераційні установки	Однотимне виробництво електричної та теплової енергії
Резервне енергоживлення	Використання водню у автономних енергетичних системах

Як видно з таблиці 1.1, водень може використовуватися у різних сегментах енергетичної інфраструктури, включаючи виробництво енергії, її акумулювання та транспортування. Особливу перспективу становить використання газово-водневих сумішей у системах теплопостачання будівель, що дозволяє модернізувати існуючі системи енергопостачання без повної заміни інфраструктури.

1.2 Основні технології отримання та зберігання водню

Залежно від типу первинного енергоресурсу та технологічного процесу отримання водню застосовуються термохімічні, електрохімічні та біохімічні методи. Найбільш поширеними промисловими технологіями є парова конверсія природного газу, електроліз води, часткове окиснення вуглеводнів та газифікація вугілля або біомаси.

Парова конверсія метану (Steam Methane Reforming, SMR) є найбільш розповсюдженим способом виробництва водню у світі. У цьому процесі природний газ реагує з водяною парою при температурі 700–1000 °C та тиску 3–25 бар, утворюючи синтез-газ, що містить водень і оксид вуглецю. Подальша реакція водяного зсуву (Water Gas Shift) дозволяє збільшити вихід водню. Енергетична ефективність даного процесу становить 65–75 %, а на виробництво 1 кг водню витрачається приблизно 3,5–4,5 м³ природного газу.

Альтернативним методом є електроліз води, при якому водень отримується шляхом розкладання води під дією електричного струму. Сучасні електролізні установки мають коефіцієнт корисної дії 65–75 %, а питомі витрати електроенергії становлять 50–55 кВт·год на 1 кг водню. Основними типами електролізерів є лужні електролізери, полімерні електролітні мембранні (PEM) електролізери та високотемпературні твердооксидні електролізери (SOEC).

Після виробництва водень потребує ефективного зберігання та транспортування. Через низьку густину газоподібного водню (0,0899 кг/м³ за нормальних умов) застосовуються спеціальні технології його накопичення. Основні методи зберігання водню наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Основні технології зберігання водню

Метод зберігання	Технічна характеристика
Стиснений водень	Зберігання у балонах або резервуарах при тиску 350–700 бар
Рідкий водень	Зберігання у криогенному стані при температурі –253 °C
Металогідридне зберігання	Поглинання водню металевими сплавами з утворенням гідридів
Підземне зберігання	Використання соляних каверн або пористих геологічних структур

Стиснений водень є найбільш поширеним способом короткострокового зберігання, однак характеризується значними витратами енергії на компресію. Кріогенне зберігання дозволяє суттєво підвищити енергетичну щільність водню, проте потребує підтримання наднизьких температур. Металогідридні системи відзначаються високою безпекою, але мають обмежену масову ємність накопичення водню.

1.3 Використання газОВО-водневих сумішей у системах енергопостачання

Одним із перспективних напрямів розвитку низьковуглецевих енергетичних систем є використання газОВО-водневих паливних сумішей (H_2/CH_4) у системах теплогенерації та газопостачання. Такий підхід дозволяє інтегрувати водневі технології в існуючу інфраструктуру природного газу без повної модернізації газотранспортних мереж і теплогенеруючого обладнання. Застосування водню як домішки до природного газу змінює фізико-хімічні характеристики паливної суміші, зокрема теплоту згоряння, швидкість поширення полум'я, температуру горіння та показники викидів продуктів згоряння.

Основним параметром, що визначає можливість використання газОВО-водневої суміші в енергетичних установках, є об'ємна частка водню у паливі. У більшості сучасних досліджень встановлено, що без суттєвої модернізації газорозподільних мереж та котельного обладнання допускається концентрація водню до 10–20 % об'ємної частки, тоді як при використанні спеціально адаптованих пальникових пристроїв вміст водню може досягати 30–40 %. При збільшенні частки водню у суміші відбувається зменшення об'ємної теплоти згоряння паливного газу, проте одночасно знижується інтенсивність викидів вуглекислого газу.

Залежність основних енергетичних параметрів паливної суміші від концентрації водню наведено на рисунку 1.2.

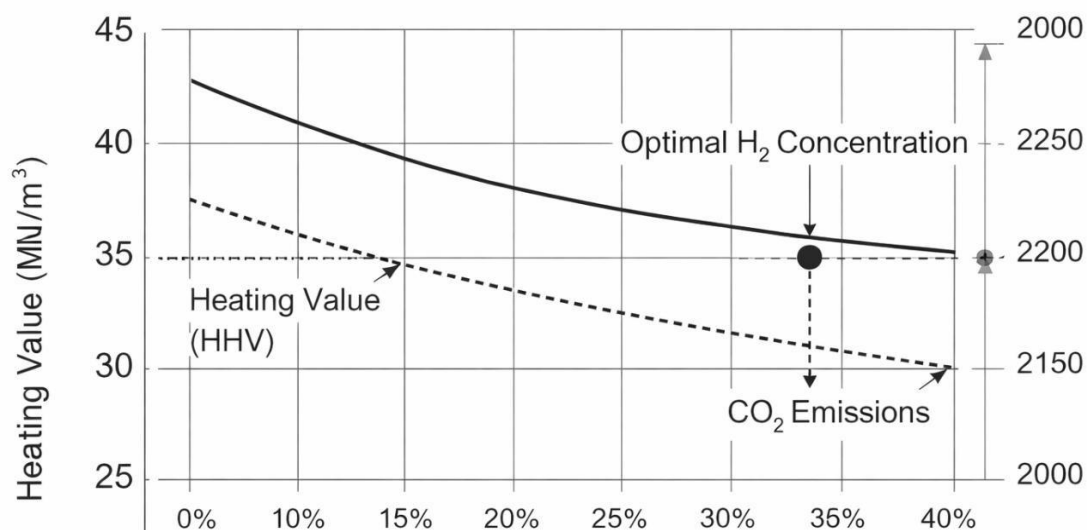


Рис. 1.2. Вплив концентрації водню у газово-водневій суміші на теплоту згоряння та викиди CO₂

Аналіз представленого графіка показує, що зі збільшенням об'ємної частки водню у паливній суміші від 0 % до 40 % спостерігається поступове зменшення об'ємної теплоти згоряння газу приблизно з 42–43 МДж/м³ до 35–36 МДж/м³. Це пояснюється значно меншою об'ємною енергетичною щільністю водню порівняно з метаном. Разом із тим використання водню дозволяє суттєво зменшити викиди діоксиду вуглецю, оскільки під час згоряння водню утворюється лише водяна пара. При концентрації водню близько 20–30 % скорочення викидів CO₂ може становити 10–20 %, що робить використання таких сумішей ефективним інструментом декарбонізації енергетики.

Використання газово-водневих сумішей у системах енергопостачання можливе у різних типах енергетичного обладнання, включаючи газові котли, турбіни, когенераційні установки та системи резервного енергоживлення. Основні технічні напрями застосування таких сумішей наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3

Основні напрями використання газово-водневих сумішей у системах енергопостачання

Напрямок використання	Технічна характеристика
Системи теплопостачання	Використання сумішей H_2/CH_4 у газових котлах та пальниках
Когенераційні установки	Одночасне виробництво електричної та теплової енергії
Газотурбінні установки	Використання водневмісного палива у турбінних генераторах
Системи резервного живлення	Забезпечення автономного енергоживлення споживачів
Газорозподільні мережі	Транспортування газово-водневих сумішей у трубопроводах

Як видно з таблиці 1.3, газово-водневі суміші можуть використовуватися практично у всіх сегментах енергетичної інфраструктури, де застосовується природний газ. При цьому основними технічними проблемами залишаються забезпечення стабільності горіння, адаптація пальникових пристроїв та контроль безпечних концентрацій водню у газових мережах.

1.4 Технічні засоби та обладнання для використання водню в енергетичних системах

Використання водню в енергетичних системах реалізується за допомогою комплексу технічних засобів, які забезпечують виробництво, підготовку, зберігання, транспортування та перетворення водню в електричну або теплову енергію. Типова воднева енергетична система включає електролізні установки, системи підготовки води, компресорні станції, резервуари зберігання водню, вузли змішування газів, теплогенеруюче обладнання та системи автоматизованого керування. Сукупність зазначених елементів формує технологічний ланцюг перетворення електричної енергії у водень та подальшого використання водню як енергоносія.

Структурна схема водневої енергетичної системи наведена на рисунку 1.4.

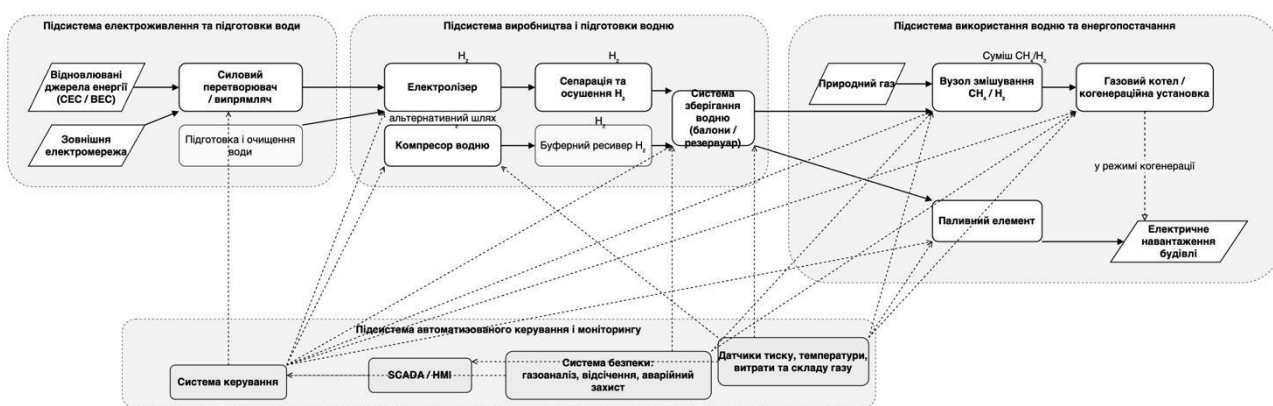


Рис.1.4. Структурна схема водневої енергетичної системи

Як показано на рисунку 1.4, технологічна структура водневої енергетичної системи складається з кількох функціональних підсистем:

- підсистеми електроживлення та підготовки води;
- підсистеми виробництва та підготовки водню;
- підсистеми використання водню та енергопостачання;
- підсистеми автоматизованого керування та моніторингу.

Підсистема електроживлення включає відновлювані джерела енергії (сонячні та вітрові електростанції) або зовнішню електричну мережу, які забезпечують електроенергією процес електролізу. Для узгодження параметрів електроживлення застосовуються силові перетворювачі або випрямлячі, що формують необхідні значення напруги та струму для електролізних установок. Також до складу даної підсистеми входить система підготовки води, яка забезпечує очищення води до рівня, необхідного для стабільної роботи електролізерів.

Підсистема виробництва водню базується на використанні електролізерів, у яких відбувається електрохімічний розклад води на водень і кисень. Сучасні електролізні установки мають коефіцієнт корисної дії 65–75 %, а питомі витрати електроенергії становлять приблизно 50–55 кВт·год на 1 кг водню. Отриманий водень проходить етапи сепарації та осушення, після чого подається у компресорну систему.

Компресори забезпечують підвищення тиску водню до значень 200–700 бар, що необхідно для його подальшого транспортування або зберігання. Для стабілізації параметрів потоку застосовуються буферні ресивери, які виконують функцію вирівнювання тиску у системі.

Зберігання водню здійснюється у високотискових резервуарах або балонних системах, що забезпечують накопичення енергії у хімічній формі. Об'єм та робочий тиск таких резервуарів визначаються необхідною потужністю енергетичної системи та режимами її експлуатації.

У підсистемі використання водню передбачено застосування вузла змішування природного газу та водню, що дозволяє формувати газово-водневу паливну суміш з необхідною концентрацією компонентів. Отримана суміш може використовуватися у газових котлах або когенераційних установках для виробництва теплової та електричної енергії. Альтернативним способом використання водню є застосування паливних елементів, які забезпечують електрохімічне перетворення водню в електричну енергію з коефіцієнтом корисної дії 50–60 %.

Для забезпечення надійної та безпечної роботи водневої енергетичної системи використовується підсистема автоматизованого керування та моніторингу, що включає систему керування, SCADA/HMI-інтерфейс, а також датчики контролю технологічних параметрів. До таких параметрів належать тиск, температура, витрата газу та концентрація водню у паливній суміші. Крім того, система безпеки включає засоби газоаналізу, аварійного відсічення подачі газу та захисту обладнання від аварійних режимів роботи.

Основні технічні засоби, що застосовуються у водневих енергетичних системах, наведено у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4

Основне обладнання водневих енергетичних систем

Тип обладнання	Призначення	Основні технічні параметри
Електролізер	Виробництво водню шляхом електролізу води	ККД 65–75 %, 50–55 кВт·год/кг H ₂
Компресор водню	Стиснення водню перед зберіганням	Робочий тиск 200–700 бар
Система зберігання	Накопичення водню	Балони або резервуари високого тиску
Вузол змішування CH ₄ /H ₂	Формування газово-водневої суміші	Регулювання концентрації водню
Газовий котел / когенераційна установка	Генерація теплової та електричної енергії	Робота на суміші CH ₄ /H ₂
Паливні елементи	Перетворення водню у електричну енергію	ККД 50–60 %
Система керування (SCADA)	Моніторинг та керування системою	Автоматизований контроль параметрів

Воднева енергетична система є комплексною технологічною структурою, що включає обладнання для виробництва, накопичення та використання водню. Інтеграція зазначених технічних засобів дозволяє забезпечити ефективне використання водню як енергоносія, підвищити гнучкість енергетичних систем та створити передумови для впровадження газово-водневих технологій у системах енергопостачання будівель.

1.5 Постановка задачі модернізації системи енергопостачання будівлі

Існуючі системи енергопостачання будівель садибного типу, що базуються на використанні природного газу та електричної енергії, характеризуються обмеженою енергоефективністю, залежністю від викопних палив та наявністю викидів CO₂. У зв'язку з цим виникає необхідність їх модернізації шляхом інтеграції газово-водневих технологій.

Задача модернізації полягає у розробленні технічних рішень щодо впровадження газово-водневої енергетичної системи, яка забезпечує підвищення енергоефективності, зменшення викидів парникових газів та можливість використання відновлюваних джерел енергії. При цьому необхідно забезпечити сумісність модернізованої системи з існуючою інфраструктурою газопостачання та теплогенерації.

Основними технічними завданнями модернізації є:

- визначення структури системи енергопостачання з урахуванням використання водню як додаткового енергоносія;
- обґрунтування вибору обладнання (електролізер, компресор, система зберігання водню, вузол змішування, теплогенераційна установка);
- визначення допустимої концентрації водню у газово-водневій суміші (10–30 % об'ємної частки);
- забезпечення стабільності процесів горіння та безпечної експлуатації системи;
- оцінка енергетичної ефективності та екологічних показників модернізованої системи.

Задача модернізації зводиться до створення енергетичної системи, що забезпечує ефективне використання газово-водневої суміші у процесах теплогенерації з мінімальними змінами існуючого обладнання та підвищенням загальної ефективності енергопостачання будівлі.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ ТА НАВАНТАЖЕНЬ БУДІВЛІ САДИБНОГО ТИПУ

2.1. Аналіз енергоспоживання будівлі садибного типу

Аналіз енергоспоживання будівлі садибного типу є вихідним етапом математичного моделювання системи енергопостачання, оскільки саме річний і помісячний баланс споживання визначає необхідну теплову потужність джерела тепла, параметри вузла змішування газОВО-водневої суміші, потребу в електричній енергії для допоміжного обладнання та очікуваний ефект від модернізації. У межах цього пункту будівля розглядається як теплоенергетичний об'єкт, що споживає природний газ для теплогенерації та електроенергію для роботи побутових і допоміжних споживачів.

Для подальших розрахунків прийнято будівлю садибного типу з опалюваною площею 160 м². У базовому стані теплопостачання забезпечується газовим котлом, а електроспоживання формується побутовими електроприладами, освітленням, циркуляційними насосами, засобами автоматики та допоміжними системами. Початкові дані для аналізу наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Вихідні дані для аналізу енергоспоживання будівлі

Показник	Позначення	Значення	Примітка
Опалювана площа будівлі	A_h	160 м ²	Прийнято для будівлі садибного типу
Будівельний об'єм опалюваної частини	V_b	448 м ³	Висота приміщень 2,8 м
Розрахункова внутрішня температура	t_i	20 °C	Житлові приміщення
Сезонна ефективність газового котла	η_k	0,90	Базовий стан системи

Закінчення таблиці 2.1

Нижча теплота згоряння природного газу	H_u	9,5 кВт·год/м ³	Для енергетичного перерахунку об'єму газу
Річне споживання природного газу	V_r	2780 м ³ /рік	Опалення та гаряче водопостачання
Річне електроспоживання	$E_{ел}$	4190 кВт·год/рік	Побутові споживачі, автоматика, насоси

Річна енергія, що надходить до будівлі у вигляді природного газу, визначається за нижчою теплотою згоряння палива:

$$E_r = V_r \cdot H_u = 2780 \cdot 9.5 = 26410 \text{ кВт·год/рік} \quad (2.1)$$

де E_r - вхідна енергія природного газу, кВт·год/рік; V_r - річне споживання природного газу, м³/рік; H_u — нижча теплота згоряння природного газу, кВт·год/м³.

Корисна теплова енергія, яка фактично передається системі опалення та гарячого водопостачання після перетворення палива в котлі, визначається з урахуванням сезонної ефективності теплогенератора:

$$Q_{кор} = E_r \cdot \eta_k = 26410 \cdot 0.90 = 23769 \text{ кВт·год/рік} \quad (2.2)$$

де $Q_{кор}$ - корисна теплова енергія, кВт·год/рік; η_k - сезонна ефективність газового котла. Отримане значення показує, що основна частина енергоспоживання будівлі припадає на теплову енергію, тому модернізація системи теплогенерації має найбільший вплив на загальну ефективність енергопостачання.

Загальне корисне енергоспоживання будівлі за місяць визначається як сума корисної теплової енергії та електричної енергії:

$$E_{\Sigma,m} = Q_{\text{кор},m} + E_{\text{ел},m} \quad (2.3)$$

де $E_{\Sigma,m}$ - сумарне корисне енергоспоживання за місяць, кВт·год; $Q_{\text{кор},m}$ - корисна теплова енергія за місяць, кВт·год; $E_{\text{ел},m}$ - електроспоживання за місяць, кВт·год. Помісячний баланс енергоспоживання наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Помісячний баланс енергоспоживання будівлі садибного типу

Місяць	Газ, м³	Теплова енергія, кВт·год	Електроенергія, кВт·год	Разом, кВт·год
Січень	520	4446	420	4866
Лютий	455	3890	380	4270
Березень	340	2907	360	3267
Квітень	195	1667	330	1997
Травень	85	727	300	1027
Червень	40	342	280	622
Липень	35	299	300	599
Серпень	35	299	310	609
Вересень	60	513	330	843
Жовтень	205	1753	360	2113
Листопад	335	2864	390	3254
Грудень	475	4061	430	4491
Разом за рік	2780	23769	4190	27959

За даними таблиці 2.2 річне корисне енергоспоживання будівлі становить 27959 кВт·год, з яких 23769 кВт·год припадає на корисну теплову енергію та 4190 кВт·год - на електричну енергію. Найбільше енергоспоживання спостерігається у січні та грудні, що пояснюється збільшенням теплового навантаження системи опалення в холодний період року. У літні місяці споживання природного газу зменшується до рівня, необхідного переважно для гарячого водопостачання.

Питоме корисне енергоспоживання будівлі визначається відношенням річного корисного енергоспоживання до опалюваної площі. Отриманий результат становить 174,7 кВт·год/(м²·рік).

Для оцінки енергетичного навантаження на інженерну інфраструктуру також доцільно визначити питоме кінцеве енергоспоживання, яке враховує енергію природного газу до перетворення в котлі. Питоме кінцеве енергоспоживання дорівнює $191,3 \text{ кВт}\cdot\text{год}/(\text{м}^2\cdot\text{рік})$. Отриманий показник $q_{\text{кін}}$ використовується як базовий рівень для подальшого порівняння з модернізованою системою, у якій частина природного газу заміщується воднем у складі газово-водневої суміші.

Помісячний розподіл енергоспоживання будівлі наведено на рисунку 2.1. Графік демонструє чітко виражений сезонний характер теплового навантаження: у холодний період року тепла складова суттєво перевищує електричну, тоді як у літній період електроспоживання стає співмірним із витратами енергії на гаряче водопостачання.

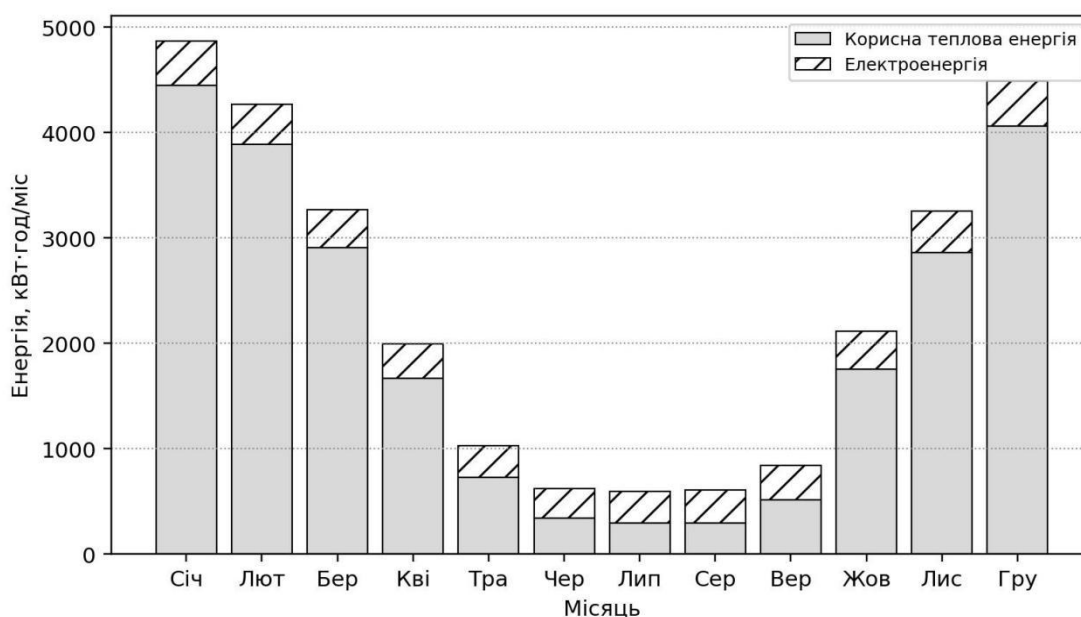


Рис. 2.1. Помісячний розподіл корисної теплової енергії та електроспоживання будівлі

Для кількісної оцінки сезонної нерівномірності енергоспоживання використано коефіцієнт нерівномірності, який визначається відношенням максимального місячного енергоспоживання до мінімального.

Значення $K_n = 8,12$ свідчить про суттєву сезонність роботи системи енергопостачання. Це означає, що під час вибору обладнання необхідно враховувати не лише середньорічне споживання, але й пікові режими роботи, характерні для зимового періоду. Для газово-водневої системи така нерівномірність є важливою, оскільки вузол змішування, палиниковий пристрій і система автоматичного керування повинні забезпечувати стабільну роботу як при мінімальних, так і при максимальних витратах паливної суміші.

Електроспоживання будівлі формується групою споживачів різного призначення. Розрахунково його можна подати у вигляді суми добутків установленої потужності, часу роботи та коефіцієнта використання для окремих груп обладнання:

$$P_{\text{ел}} = \sum_{i=1} P_i \cdot \tau_i \cdot k_i \quad (2.4)$$

де P_i - установлена потужність i -ї групи електроспоживачів, кВт; τ_i - тривалість роботи за розрахунковий період, год; k_i - коефіцієнт використання. Орієнтовну структуру річного електроспоживання наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Структура річного електроспоживання будівлі

Група споживачів	Енергія, кВт·год/рік	Частка, %	Характеристика
Освітлення	680	16,2	Світильники житлових та допоміжних приміщень
Побутові електроприлади	1700	40,6	Холодильник, пральна машина, дрібна техніка
Кухонне та допоміжне обладнання	800	19,1	Електрочайник, мікрохвильова піч, локальні споживачі
Насоси, автоматика та керування	420	10,0	Циркуляційні насоси, контролери, датчики
Вентиляція та інші споживачі	590	14,1	Малі електродвигуни, резервні навантаження
Разом	4190	100,0	Річне електроспоживання будівлі

З таблиці 2.3 видно, що найбільшу частку електроспоживання формують побутові електроприлади та допоміжне обладнання. Частка насосів, автоматики та систем керування становить 10,0 %, однак після модернізації вона може збільшитися за рахунок роботи електролізера, компресора, датчиків контролю концентрації водню та системи автоматизованого моніторингу.

Структуру річного кінцевого енергоспоживання будівлі наведено на рисунку 2.2. Базовий баланс підтверджує домінування газової складової, що обґрунтовує доцільність спрямування модернізації саме на теплогенераційну частину системи енергопостачання.

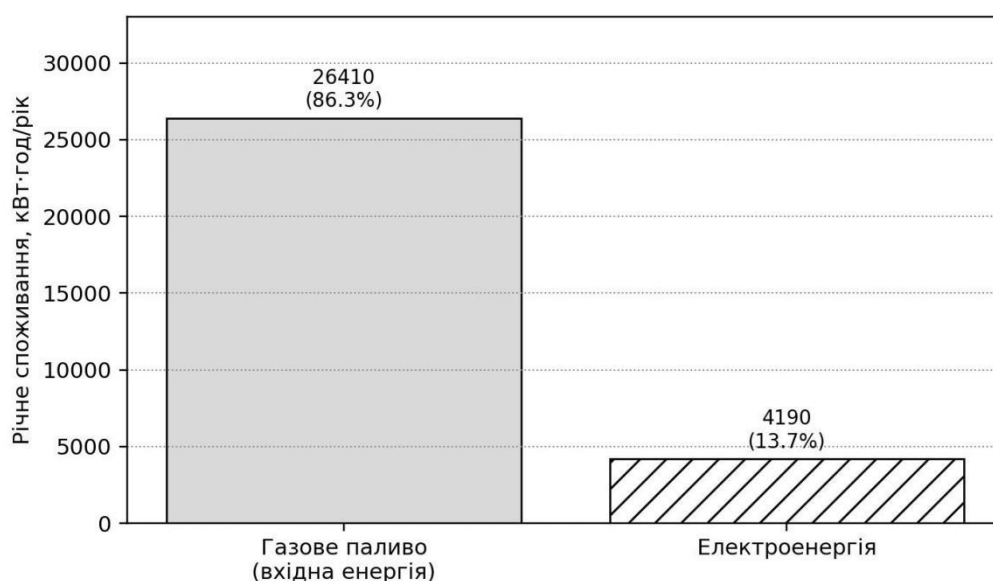


Рис. 2.2. Структура річного кінцевого енергоспоживання будівлі у базовому стані

Узагальнені результати аналізу наведено в таблиці 2.4.

Для попередньої екологічної оцінки базового стану доцільно визначити річну масу викидів діоксиду вуглецю від спалювання природного газу:

$$m_{\text{CO}_2} = V_{\text{r}} \cdot k_{\text{CO}_2} = 2780 \cdot 1.90 = 5282 \approx 5.28 \quad (2.5)$$

де k_{CO_2} - питомий коефіцієнт утворення CO_2 під час спалювання природного газу, $\text{кг}/\text{м}^3$. Числовий результат становить 5282 $\text{кг}/\text{рік}$, або 5,28 т/рік.

Отримане значення використовується як базовий екологічний показник для подальшої оцінки ефекту від часткового заміщення природного газу воднем.

Таблиця 2.4

Узагальнені показники енергоспоживання будівлі

Показник	Значення	Питома частка	Інженерне значення
Вхідна енергія природного газу	26410 кВт·год/рік	86,3 % від кінцевого енергоспоживання	Основне джерело тепlopостачання
Корисна теплова енергія після котла	23769 кВт·год/рік	85,0 % від корисного енергоспоживання	Опалення та ГВП
Електрична енергія	4190 кВт·год/рік	13,7 % від кінцевого енергоспоживання	Освітлення, побутові прилади, насоси, автоматика
Кінцеве енергоспоживання будівлі	30600 кВт·год/рік	100 %	Газове паливо + електроенергія
Питоме кінцеве енергоспоживання	191,3 кВт·год/(м ² ·р ік)	—	Показник для порівняння після модернізації

Аналіз енергоспоживання будівлі садибного типу показав, що основним напрямом витрат енергії є тепlopостачання, яке забезпечується природним газом. Річне кінцеве енергоспоживання будівлі становить 30600 кВт·год, а питоме кінцеве енергоспоживання - 191,3 кВт·год/(м²·рік). Домінування газової складової та значна сезонна нерівномірність навантаження підтверджують доцільність модернізації теплогенераційної частини системи шляхом використання газово-водневої суміші. Отримані результати є вихідною базою для подальшого розрахунку теплового навантаження будівлі, вибору обладнання та оцінки ефективності модернізованої системи енергопостачання.

2.2. Розрахунок теплового навантаження будівлі

Розрахунок теплового навантаження будівлі є наступним етапом математичного моделювання після аналізу енергоспоживання, виконаного у пункті 2.1. Якщо річний баланс енергії характеризує загальну потребу будівлі в паливі та електроенергії, то теплове навантаження визначає розрахункову потужність джерела тепла, параметри теплогенераційної установки, режим роботи вузла змішування природного газу з воднем та вимоги до системи автоматичного регулювання.

Для будівлі садибного типу основними складовими теплового навантаження є тепловтрати через зовнішні огорожувальні конструкції, втрати теплоти на інфільтрацію та вентиляційний повітрообмін, а також теплота, необхідна для підготовки гарячої води. У межах роботи розрахунок виконується для базового стану будівлі, що дає змогу надалі порівняти його з модернізованою системою енергопостачання на газово- водневій суміші.

Таблиця 2.5

Вихідні дані для розрахунку теплового навантаження будівлі

Показник	Позначення	Значення	Прийняте інженерне обґрунтування
Опалювана площа будівлі	A_h	160 м ²	Відповідає пункту 2.1
Будівельний об'єм опалюваної частини	V_β	448 м ³	$A_h \cdot h$, висота приміщень 2,8 м
Розрахункова внутрішня температура	t_i	20 °C	Житлові приміщення
Розрахункова зовнішня температура	t_e	-22 °C	Піковий зимовий режим
Кратність повітрообміну	n	0,5 год ⁻¹	Житлова будівля з природною інфільтрацією
Коефіцієнт запасу теплової потужності	K_z	1,10	Урахування невизначеності та пускових режимів
Кількість мешканців	N	4 особи	Для розрахунку потреби ГВП
Питома витрата гарячої води	g	50 л/(особу·добу)	Побутове водоспоживання
Температура гарячої /холодної води	$t_{ГВ}/t_{ХВ}$	55/10 °C	Розрахунок теплоти на ГВП

Вихідні дані прийнято узгоджено з пунктом 2.1: опалювана площа будівлі становить 160 м², будівельний об'єм опалюваної частини - 448 м³, розрахункова внутрішня температура у житлових приміщеннях - 20 °С. Для холодного періоду року прийнято розрахункову температуру зовнішнього повітря -22 °С, що забезпечує достатній запас для визначення пікового режиму роботи системи теплопостачання.

Розрахунковий температурний перепад між внутрішнім і зовнішнім повітрям визначається за формулою:

$$\Delta t = t_i - t_e = 20 - (-22) = 42 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (2.6)$$

де Δt - розрахунковий температурний перепад, °С; t_i - температура внутрішнього повітря, °С; t_e - розрахункова температура зовнішнього повітря, °С. Отримане значення $\Delta t = 42 \text{ }^{\circ}\text{C}$ використовується для визначення пікових тепловтрат через огорожувальні конструкції та вентиляційний повітрообмін.

Тепловтрати через огорожувальні конструкції визначаються як сума теплових потоків через окремі елементи теплової оболонки будівлі:

$$Q_{o\Gamma} = \Sigma(k_i \cdot A_i \cdot \Delta t \cdot \psi_i) \quad (2.10)$$

де $Q_{o\Gamma}$ - тепловтрати через огорожувальні конструкції, Вт; k_i - коефіцієнт теплопередачі і-го елемента, Вт/(м²·К); A_i - площа елемента, м²; ψ_i - температурний або конструктивний поправний коефіцієнт. Для підлоги над ґрунтом застосовано поправний коефіцієнт 0,70, оскільки температурний перепад між внутрішнім повітрям і ґрунтом є меншим, ніж між внутрішнім і зовнішнім повітрям.

Таблиця 2.6

Розрахунок тепловтрат через огорожувальні конструкції

Елемент теплової оболонки	Площа A_i , м ²	k_i , Вт/(м ² ·К)	ψ_i	Δt , °С	Q_i , кВт
Зовнішні стіни	117,4	0,42	1,00	42	2,07
Віконні заповнення	24,0	1,40	1,00	42	1,41
Зовнішні двері	4,2	1,80	1,00	42	0,32
Горищне перекриття / покриття	160,0	0,32	1,00	42	2,15
Підлога по ґрунту	160,0	0,38	0,70	42	1,79
Разом через огороження	—	—	—	—	7,74

Загальні тепловтрати через огорожувальні конструкції становлять 7.74 кВт. Найбільший внесок формують покриття, зовнішні стіни та підлога над ґрунтом, що є типовим для малоповерхової будівлі з великою площею горизонтальних огорожень.

Втрати теплоти на вентиляцію та інфільтрацію визначаються за об'ємом опалюваної частини будівлі, кратністю повітрообміну та розрахунковим температурним перепадом:

$$Q_v = 0,335 \cdot n \cdot V_{\beta} \cdot \Delta t = 0,335 \cdot 0,5 \cdot 448 \cdot 42 = 3152 \text{ Вт} \quad (2.11)$$

де Q_v - теплова потужність, необхідна для підігріву інфільтраційного та вентиляційного повітря, кВт; 0,335 - коефіцієнт, що враховує густину та теплоємність повітря при перерахунку у Вт; n - кратність повітрообміну, год⁻¹; V_{β} - будівельний об'єм опалюваної частини, м³.

Розрахункова теплова потужність системи опалення з урахуванням резерву визначається як:

$$Q_{\text{оп}} = (Q_{\text{ог}} + Q_v) \cdot K_z = (7,74 + 3,15) \cdot 1,10 = 11,98 \text{ кВт} \quad (2.12)$$

Без урахування запасу сумарні тепловтрати будівлі становлять 10,89 кВт, а з урахуванням коефіцієнта запасу $K_z = 1,10$ розрахункове навантаження системи опалення дорівнює 11,98 кВт. Саме це значення є основним для вибору теплогенераційного обладнання та оцінки режиму роботи пального пристрою при використанні газovo-водневої суміші.

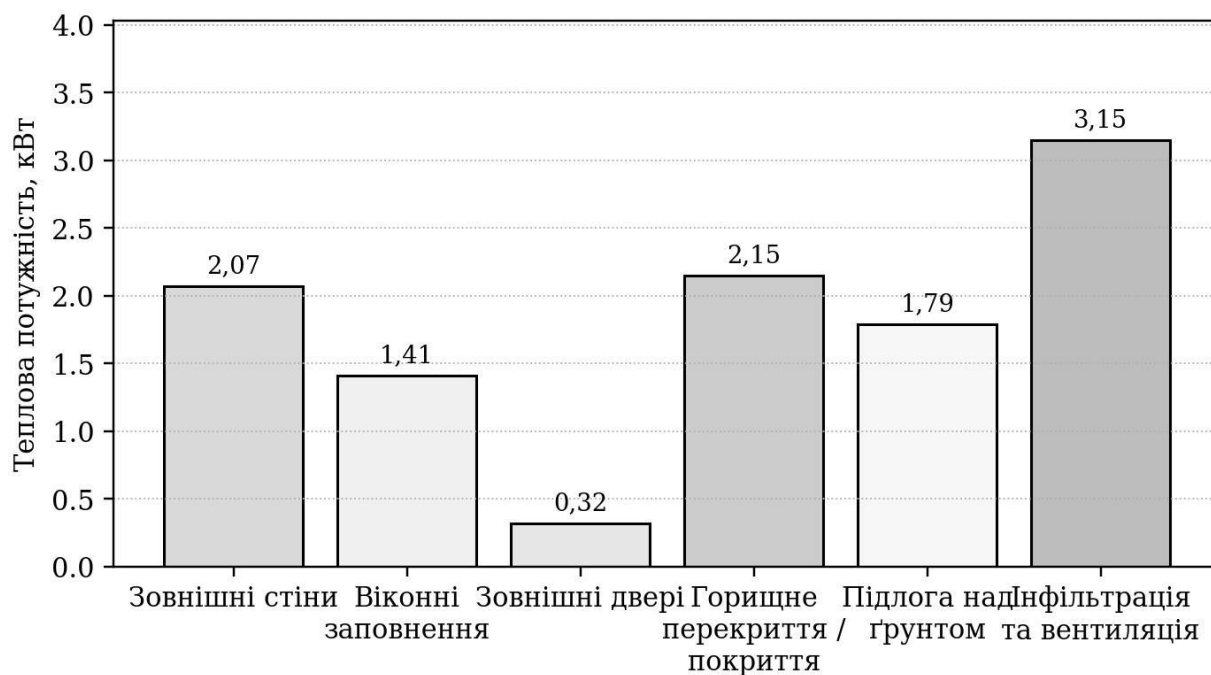


Рис. 2.3. Структура розрахункових тепловтрат будівлі у піковому зимовому режимі

Окремо визначається теплова енергія для підготовки гарячої води. Добова потреба теплоти для ГВП залежить від кількості мешканців, питомої витрати води та температурного перепаду між гарячою і холодною водою:

$$Q_{\text{ГВП,доб}} = m_v \cdot c_v \cdot (t_{\text{ГВ}} - t_{\text{ХВ}}) / 3600 \quad (2.13)$$

Для чотирьох мешканців при питомій витраті 50 л/(особу·добу) маса води становить 200 кг/добу. Тоді добова потреба теплоти на ГВП дорівнює 10,47 кВт·год/добу, а середньодобова теплова потужність становить 0,44 кВт.

Для вибору теплогенератора доцільно враховувати не лише середню, а й експлуатаційну нерівномірність водорозбору, тому у розрахунку прийнято додаткове розрахункове навантаження ГВП 2,0 кВт за умови застосування накопичувального бака або комбінованого теплообмінника.

Сумарне розрахункове теплове навантаження джерела тепла визначається як сума навантаження опалення та прийнятого навантаження на гаряче водопостачання:

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{оп}} + Q_{\text{ГВП}} = 11,98 + 2,00 = 13,98 \text{ кВт} \quad (2.14)$$

Таблиця 2.7

Підсумкові складові розрахункового теплового навантаження

Складова навантаження	Позначення	Значення	Інженерне значення для модернізації
Тепловтрати через огорожувальні конструкції	$Q_{\text{ог}}$	7,74 кВт	Визначають якість теплової оболонки
Втрати на інфільтрацію та вентиляцію	Q_v	3,15 кВт	Впливають на піковий режим опалення
Сумарні тепловтрати без запасу	$Q_{\text{ог}} + Q_v$	10,89 кВт	Базова теплова характеристика будівлі
Розрахункове навантаження опалення	$Q_{\text{оп}}$	11,98 кВт	Використовується для вибору котла
Середня потужність ГВП	$Q_{\text{ГВП,сер}}$	0,44 кВт	Характеризує добову потребу теплоти
Прийняте навантаження ГВП для джерела тепла	$Q_{\text{ГВП}}$	2,00 кВт	Ураховує нерівномірність водорозбору
Сумарне розрахункове теплове навантаження	Q_{Σ}	13,98 кВт	Основа для підбору теплогенератора
Рекомендована номінальна теплова потужність котла	$Q_{\text{к,ном}}$	16–18 кВт	Забезпечує роботу у піковому режимі

Для подальшого моделювання доцільно визначити узагальнений коефіцієнт тепловтрат будівлі, який показує зміну необхідної теплової потужності при зміні температурного перепаду на 1 К:

$$H = (Q_{ог} + Q_v) / \Delta t = 10,89 / 42 = 0,259 \text{ кВт/К} \quad (2.15)$$

Отриманий коефіцієнт використовується для побудови температурної характеристики теплового навантаження:

$$Q_{оп(те)} = H \cdot (t_i - t_e) \cdot K_3 \quad (2.16)$$

За цією залежністю можна оцінити, як змінюється навантаження системи опалення при різних температурах зовнішнього повітря. Це важливо для газОВО-водневої системи, оскільки вузол змішування повинен стабільно підтримувати задану частку водню не лише у піковому зимовому режимі, але й при частковому навантаженні в перехідні періоди.

Таблиця 2.8

Залежність теплового навантаження опалення від температури зовнішнього повітря

$t_e, ^\circ\text{C}$	$\Delta t = t_i - t_e, \text{К}$	$Q_{оп(t_e)}, \text{кВт}$	Характер режиму роботи
10	10	2,85	Перехідний режим
5	15	4,28	Перехідний режим
0	20	5,70	Перехідний режим
-5	25	7,13	Зимовий режим
-10	30	8,56	Зимовий режим
-15	35	9,98	Зимовий режим
-20	40	11,41	Піковий зимовий режим
-22	42	11,98	Піковий зимовий режим
-25	45	12,83	Піковий зимовий режим

Аналіз температурної характеристики показує, що при температурі зовнішнього повітря 0°C тепла потужність системи опалення становить приблизно 5,70 кВт, тоді як у розрахунковому піковому режимі при -22°C вона зростає до 11,98 кВт.

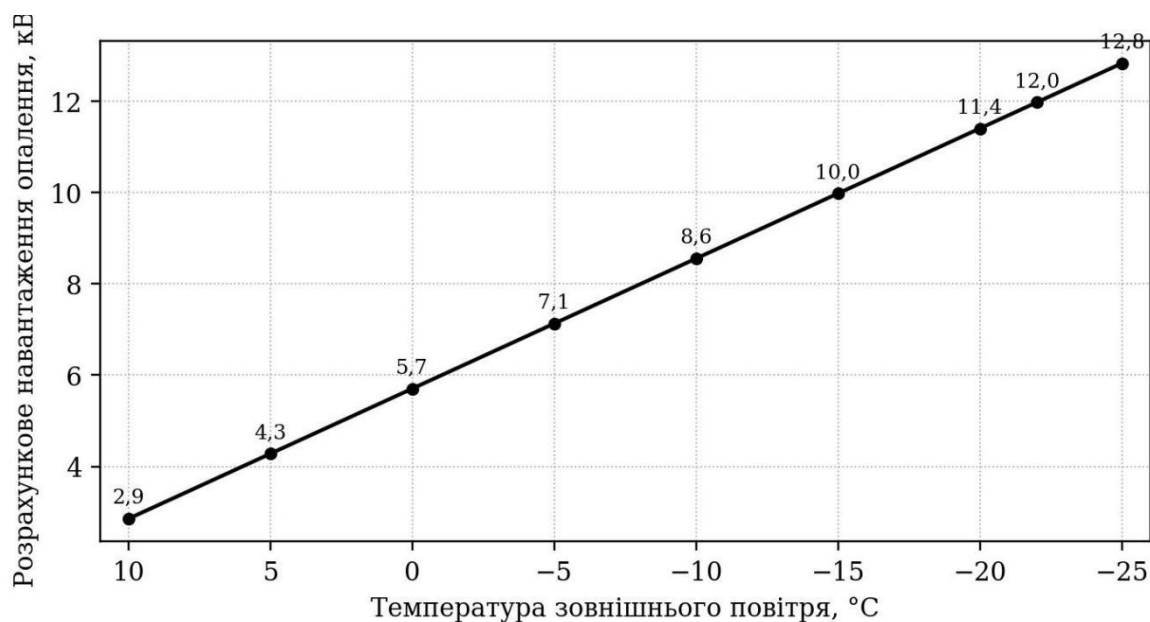


Рис. 2.4. Температурна характеристика розрахункового теплового навантаження будівлі

Отже, теплогенератор повинен мати достатній діапазон модуляції, щоб забезпечувати економічну роботу в перехідний період і стабільне покриття тепловтрат у холодний період року.

Виконаний розрахунок підтверджує, що для будівлі садибного типу з опалюваною площею 160 м² розрахункове навантаження опалення становить близько 12 кВт, а сумарне теплове навантаження з урахуванням гарячого водопостачання - близько 14 кВт. Для подальшого проєктування модернізованої системи енергопостачання доцільно приймати теплогенераційне обладнання номінальною потужністю 16–18 кВт з можливістю роботи на газово-водневій суміші Н₂/СН₄.

РОЗДІЛ 3

МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОВО- ВОДНЕВОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

3.1. Розрахунок електричного навантаження будівлі

Розрахунок електричного навантаження будівлі садибного типу виконується для визначення розрахункової потужності ввідно-розподільного пристрою, струмів у живильній мережі, допустимого резерву для допоміжного обладнання та умов надійної роботи модернізованої системи енергопостачання. На відміну від теплового навантаження, розглянутого у пункті 2.2, електричне навантаження має виражену добову нерівномірність і формується не лише тривалими базовими споживачами, а й короточасними піковими включеннями побутового та кухонного обладнання.

У межах кваліфікаційної роботи електроспоживання приймається узгоджено з енергетичним балансом пункту 2.1: річна витрата електричної енергії становить 4190 кВт·год/рік, опалювана площа будівлі - 160 м², а основними групами електроприймачів є освітлення, побутові прилади, кухонне обладнання, циркуляційні насоси, автоматика та допоміжні системи. Для газОВО-воднеВОї модернізації особливе значення має виділення електричних споживачів, які забезпечують контроль концентрації водню, роботу вузла змішування, газоаналізаторів і системи автоматичного відсічення подачі палива.

Таблиця 3.1

Вихідні дані для розрахунку електричного навантаження будівлі

Показник	Позначення	Значення	Призначення у розрахунку
Опалювана площа будівлі	$A_{\text{н}}$	160 м ²	Визначення питомого електроспоживання
Річне електроспоживання	$E_{\text{ел}}$	4190 кВт·год/рік	Прийнято за результатами пункту 2.1
Номінальна напруга трифазної мережі	$U_{\text{л}}$	0,4 кВ	Розрахунок струму вводу
Коефіцієнт потужності	$\cos\phi$	0,95	Для побутових і допоміжних споживачів

Закінчення таблиці 3.1

Коефіцієнт резерву потужності	K_z	1,10	Урахування короткочасних перевантажень
Кількість мешканців	N	4 особи	Оцінка добової нерівномірності споживання

Середньодобове електроспоживання будівлі визначається діленням річної витрати електричної енергії на кількість діб у році:

$$E_{\text{ел.доб}} = E_{\text{ел}} / 365 = 4190 / 365 = 11,48 \text{ кВт}\cdot\text{год/добу} \quad (3.1)$$

де $E_{\text{ел.доб}}$ - середньодобове електроспоживання, кВт·год/добу; $E_{\text{ел}}$ - річна витрата електричної енергії, кВт·год/рік. Отримане значення характеризує середній рівень енергоспоживання, але не визначає пікову потужність вводу, оскільки одночасне включення електроприймачів у ранкові та вечірні години створює значно більші миттєві навантаження.

Середня електрична потужність за рік визначається за формулою:

$$P_{\text{сер}} = E_{\text{ел}} / 8760 = 4190 / 8760 = 0,478 \text{ кВт} \quad (3.2)$$

Невелике значення середньорічної потужності порівняно з установленою потужністю є характерним для житлових будівель. Це пояснюється тим, що значна частина електроприймачів працює короткочасно, а одночасність їх роботи обмежується побутовим режимом експлуатації.

Розрахункова потужність окремих груп електроприймачів визначається з використанням коефіцієнта попиту, який враховує неповне та неодноразове використання встановленої потужності:

$$P_p = \sum (P_{\text{вст},i} \cdot k_{\text{п},i}), i = 1 \dots n \quad (3.3)$$

де P_p - розрахункова електрична потужність, кВт; $P_{вст,i}$ - установлена потужність i -ї групи електроприймачів, кВт; $k_{п,i}$ - коефіцієнт попиту або одночасності для відповідної групи навантаження; n - кількість груп споживачів.

Результати групового розрахунку наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Розрахункова структура електричного навантаження будівлі

Група електроприймачів	$P_{вст}$, кВт	$k_{п}$	P_p , кВт	E , кВт·год/рік
Освітлення	1,20	0,70	0,84	680
Побутові електроприлади	5,80	0,40	2,32	1700
Кухонне та допоміжне обладнання	7,20	0,45	3,24	800
Насоси, автоматика та керування тепловою установкою	0,75	0,65	0,49	420
Вентиляція та інші електроприймачі	2,10	0,55	1,16	590
Разом	17,05	—	8,05	4190

За даними таблиці 3.2 установлена потужність електроприймачів будівлі становить 17.05 кВт, а розрахункова потужність з урахуванням коефіцієнтів попиту - 8.05 кВт. Найбільший внесок у розрахункову потужність формує кухонне та допоміжне обладнання, оскільки воно має значну установлену потужність і може створювати короткочасні пікові навантаження. Побутові електроприлади мають більшу частку у річному споживанні електроенергії, однак їх одночасність роботи є нижчою.

Розрахункова максимальна потужність вводу з урахуванням експлуатаційного резерву визначається як:

$$P_{\max} = K_3 \cdot P_p = 1,10 \cdot 8,05 = 8,86 \text{ кВт} \quad (3.3)$$

Коефіцієнт попиту для будівлі загалом показує відношення розрахункової потужності до сумарної встановленої потужності:

$$k_{п,\Sigma} = P_p / P_{вст} = 8,05 / 17,05 = 0,47 \quad (3.4)$$

Отримане значення $k_{п,\Sigma} = 0,47$ є технічно обґрунтованим для будівлі садибного типу, оскільки всі побутові електроприймачі не працюють одночасно протягом тривалого часу. При цьому для вибору ввідного апарата захисту необхідно враховувати не середньорічну, а саме максимальну розрахункову потужність.

Таблиця 3.3

Помісячний розподіл електроспоживання будівлі

Місяць	Електроенергія, кВт·год	Середньодобове споживання, кВт·год/добу	Характер навантаження
Січ	420	13,55	Зимовий режим, освітлення та побутові прилади
Лют	380	13,57	Зимовий режим
Бер	360	11,61	Перехідний режим
Квіт	330	11,00	Перехідний режим
Трав	300	9,68	Помірне споживання
Черв	280	9,33	Літній мінімум
Лип	300	9,68	Літній режим
Серп	310	10,00	літній режим
Вер	330	11,00	Перехідний режим
Жовт	360	11,61	Перехідний режим
Лист	390	13,00	Зимовий режим
Груд	430	13,87	Зимовий максимум
Разом за рік	4190	11,48	Річний баланс електроспоживання

Помісячний розподіл електроспоживання має меншу сезонну нерівномірність, ніж теплове навантаження, однак у зимові місяці спостерігається підвищення витрати електроенергії через більшу тривалість роботи освітлення, циркуляційних насосів і автоматики теплогенераційної установки. Графічно цей розподіл наведено на рисунку 3.1.

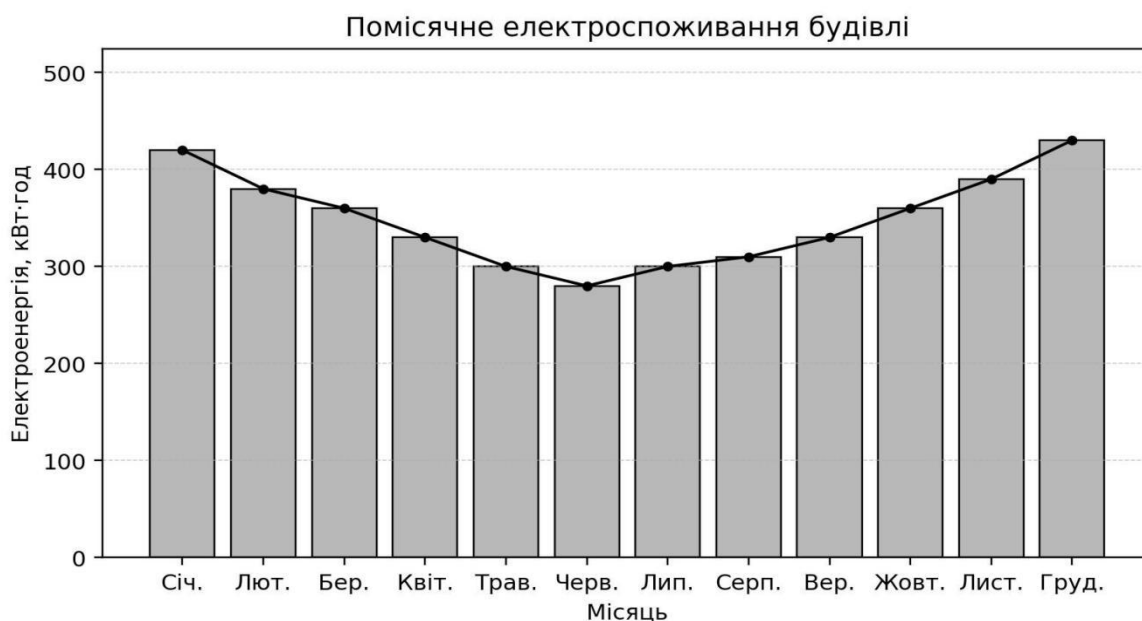


Рис. 3.1. Помісячний розподіл електроспоживання будівлі

З рисунка 3.1 видно, що мінімальне електроспоживання припадає на червень, а максимальне - на грудень і січень. На відміну від теплової енергії, зміна електричного навантаження протягом року є помірною, тому основною проблемою є не сезонність, а короткочасні піки добового навантаження.

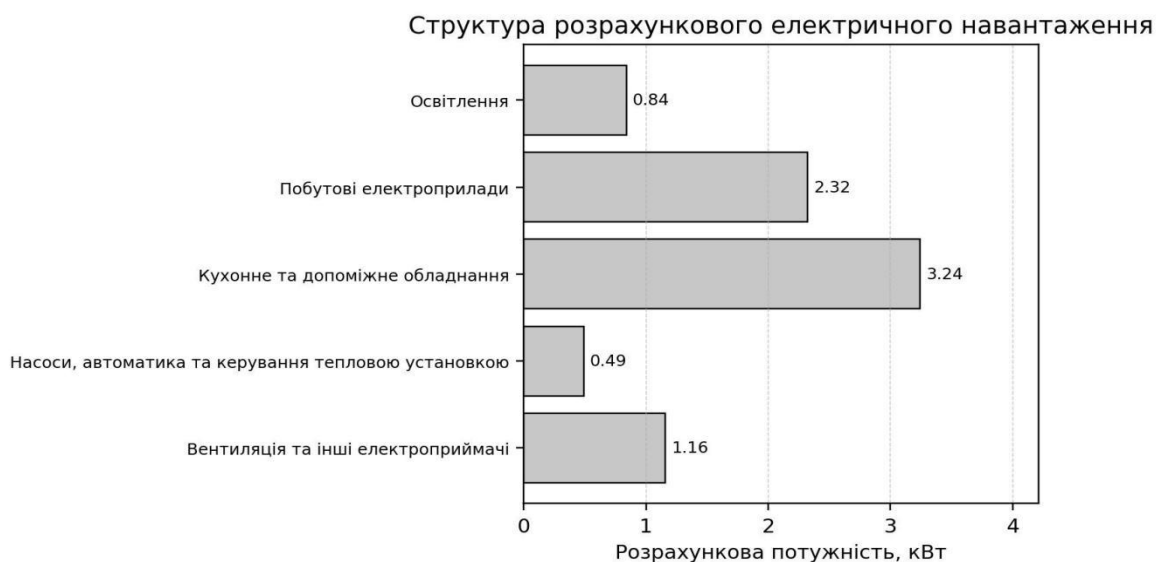


Рис. 3.2. Структура розрахункового електричного навантаження за групами електроприймачів

Аналіз структури навантаження на рисунку 3.2 підтверджує, що при виборі вводу та захисної апаратури необхідно враховувати короточасну роботу кухонного обладнання й побутових електроприладів. Для насосів і автоматики важливо забезпечити безперервність живлення, оскільки від їх роботи залежить стабільність теплогенерації, циркуляція теплоносія та контроль параметрів газОВО-воднеВОї суміші.

Таблиця 3.4

Орієнтовний добовий профіль електричного навантаження

Період доби	Тривалість, год	Середня потужність, кВт	Енергія, кВт·год	Характеристика режиму
00:00–06:00	6	0,25	1,50	Нічний режим
06:00–09:00	3	0,90	2,70	Ранковий пік
09:00–17:00	8	0,35	2,80	Денний базовий режим
17:00–23:00	6	0,70	4,20	Вечірній максимум
23:00–24:00	1	0,28	0,28	Перехід до нічного режиму

Для оцінки добової нерівномірності прийнято типовий профіль середньої активної потужності. Він не замінює розрахунок пікового навантаження, але дозволяє оцінити характер роботи електричних споживачів протягом доби та визначити періоди найбільшої ймовірності одночасного включення обладнання.

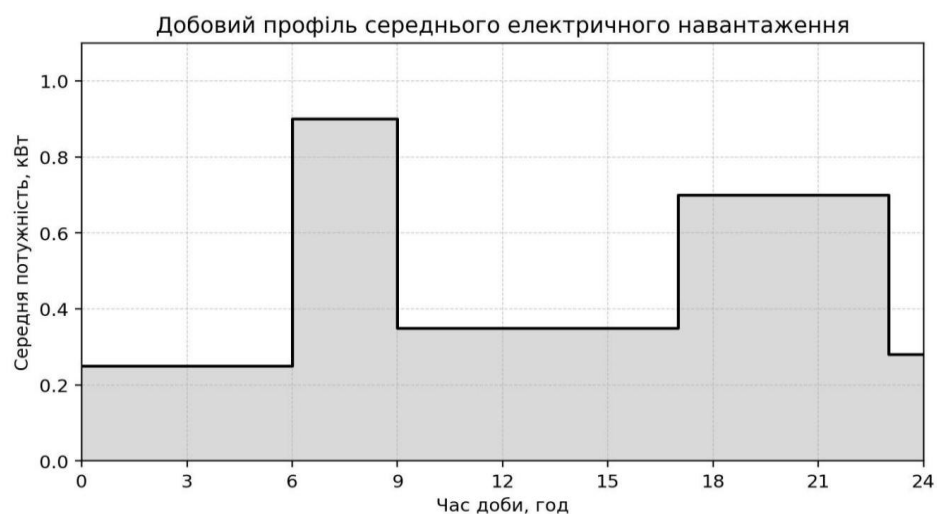


Рис. 3.3. Добовий профіль середнього електричного навантаження будівлі

Добовий графік на рисунку 3.3 показує, що найбільше середнє навантаження формується у ранковий та вечірній періоди. Саме в ці інтервали можливе одночасне ввімкнення освітлення, кухонного обладнання, пральної машини, насосів і систем автоматики. Тому для електричного вводу приймається не середньодобова потужність, а розрахункова потужність із резервом.

Для модернізованої газово-водневої системи додатково враховуються електричні споживачі керування та безпеки. Потужність електролізера у цьому пункті не включається до побутового електричного навантаження будівлі, оскільки електролізна установка є окремим технологічним споживачем і її параметри повинні визначатися за потрібною продуктивністю водню. У розрахунку враховано лише допоміжне обладнання, необхідне для роботи вузла змішування, контролю концентрації водню та безпечної експлуатації теплогенератора.

Таблиця 3.5

Додаткове електричне навантаження модернізованої газово-водневої системи

Елемент системи	$P_{вст}, \text{кВт}$	k_n	$P_p, \text{кВт}$	Призначення
Контролер вузла змішування та SCADA/HMI	0,10	1,00	0,10	Безперервний контроль складу паливної суміші
Газоаналізатори H_2/CH_4 та аварійна сигналізація	0,04	1,00	0,04	Контроль безпеки у зоні обладнання
Електроприводи клапанів і регуляторів	0,08	0,50	0,04	Періодичне регулювання витрати газу
Пальниковий вентилятор / допоміжний компресор малого тиску	0,25	0,50	0,13	Підтримання стійкого режиму горіння
Додатковий циркуляційний насос модернізованого контуру	0,20	0,70	0,14	Забезпечення циркуляції теплоносія
Разом	0,67	—	0,45	Додаткове допоміжне навантаження модернізації

Сумарна розрахункова електрична потужність будівлі після врахування допоміжного обладнання газово-водневої системи визначається за формулою:

$$P_{\Sigma} = P_{\max} + P_{\text{доп}} = 8,86 + 0,45 = 9,31 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

Для трифазного електроживлення розрахунковий струм ввідної лінії визначається з урахуванням лінійної напруги та коефіцієнта потужності:

$$I = P_{\Sigma} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos\varphi) = 9,31 / (1,732 \cdot 0,4 \cdot 0,95) = 14,1 \text{ А} \quad (3.6)$$

Отриманий струм 14,1 А свідчить, що для розглянутої будівлі технічно достатнім є трифазний ввід з номінальним струмом не менше 16 А на фазу. З урахуванням можливого розширення складу обладнання та підключення додаткових допоміжних споживачів доцільно передбачати ввідно-розподільний пристрій із резервом за потужністю та можливістю встановлення захисної апаратури номіналом 16–25 А залежно від прийнятих умов електропостачання.

Питоме річне електроспоживання будівлі визначається як відношення річної витрати електроенергії до опалюваної площі:

$$q_{\text{ел}} = E_{\text{ел}} / A_{\text{н}} = 4190 / 160 = 26,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / (\text{м}^2 \cdot \text{рік}) \quad (3.7)$$

Коефіцієнт використання розрахункової потужності показує відношення середньорічної потужності до максимальної розрахункової потужності після модернізації:

$$k_{\text{вик}} = P_{\text{сер}} / P_{\Sigma} = 0,478 / 9,31 = 0,051 \quad (3.8)$$

Низьке значення коефіцієнта використання потужності є нормальним для житлової будівлі, оскільки максимальна потужність виникає епізодично, тоді як більшу частину часу працюють лише базові споживачі малої потужності.

Для модернізованої системи це означає, що електроживлення допоміжних засобів газОВО-водневої установки не створює критичного збільшення навантаження на ввід, але потребує підвищеної надійності та безперервного контролю.

Таблиця 3.6

Підсумкові показники електричного навантаження будівлі

Показник	Позначення	Значення	Інженерне значення
Річне електроспоживання	$E_{\text{ел}}$	4190 кВт·год/рік	Прийнято за енергетичним балансом будівлі
Середньодобове електроспоживання	$E_{\text{ел,доб}}$	11,48 кВт·год/добу	Характеризує середній побутовий режим
Установлена потужність електроприймачів	$P_{\text{вст}}$	17,05 кВт	Сума паспортних потужностей груп
Розрахункова потужність без резерву	P_p	8,05 кВт	Враховує коефіцієнти попиту
Максимальна потужність з резервом	$P_{\text{мах}}$	8,86 кВт	Основа для вибору вводу у базовому стані
Додаткове навантаження модернізації	$P_{\text{доп}}$	0,45 кВт	Автоматика, газоаналіз, вузол змішування
Сумарна потужність після модернізації	P_{Σ}	9,31 кВт	Розрахункова потужність електроживлення
Розрахунковий струм трифазного вводу	I	14,1 А	Підбір ввідного автомата і кабельної лінії
Питоме електроспоживання	$q_{\text{ел}}$	26,2 кВт·год/(м ² ·рік)	Показник для енергетичної оцінки будівлі

Розрахунок електричного навантаження показав, що для будівлі садибного типу з опалюваною площею 160 м² базова розрахункова потужність електроприймачів становить 8,05 кВт, а з урахуванням експлуатаційного резерву - 8,85 кВт. Після додавання допоміжного обладнання газОВО-водневої системи сумарна розрахункова потужність становить близько 9,3 кВт, що відповідає струму трифазного вводу приблизно 14,1 А.

Отже, для подальшого проєктування модернізованої системи енергопостачання доцільно приймати трифазне електроживлення 0,4 кВ з резервом за потужністю, окремими лініями живлення для автоматики, насосів і засобів газового контролю, а також із можливістю підключення безперебійного живлення для систем безпеки. Отримані результати узгоджуються з тепловим розрахунком пункту 2.2 і будуть використані під час формування математичної моделі газovo-водневої суміші та вибору обладнання у наступних пунктах роботи.

3.2. Розрахункова модель використання газovo-водневої суміші

Математична модель використання газovo-водневої суміші призначена для встановлення зв'язку між часткою водню у паливі, теплотворною здатністю суміші, витратою палива, параметрами повітряного режиму горіння та очікуваним екологічним ефектом. На відміну від попередніх пунктів, у яких було окремо визначено річне енергоспоживання, теплове та електричне навантаження будівлі, у цьому пункті виконується перехід від енергетичної потреби будівлі до параметрів паливної суміші H_2/CH_4 .

Модель узгоджено з результатами пунктів 2.1–2.2, і пункту 3.1 З цього розділу: корисна теплова енергія для опалення та гарячого водопостачання становить 23769 кВт·год/рік, сумарне розрахункове теплове навантаження будівлі - 13,98 кВт, рекомендована теплова потужність котла - 16–18 кВт, а електричне навантаження допоміжних систем модернізації враховується окремо. Основним керованим параметром є об'ємна частка водню у паливній суміші, оскільки саме вона визначає зміну нижчої теплоти згоряння, індексу $W_{обб\epsilon}$, витрат природного газу та водню.

Таблиця 3.7

Вихідні дані для розрахункової моделі газОВО-воднеВОЇ суміші

Показник	Позначення	Значення	Призначення у моделі
Корисна теплова енергія будівлі	$Q_{\text{кор}}$	23769 кВт·год/рік	Прийнято за пунктом 2.1
Сумарне розрахункове теплове навантаження	Q_{Σ}	13,98 кВт	Прийнято за пунктом 2.2
Сезонна ефективність базового котла	η_0	0,90	Базовий режим на природному газі
Нижча теплота згоряння природного газу	H_{u, CH_4}	10,0 кВт·год/м ³	Прийнято узгоджено з пунктом 2.1
Нижча теплота згоряння водню	H_{u, H_2}	3,0 кВт·год/м ³	Об'ємна теплота згоряння за нормальних умов
Густина природного газу	ρ_{CH_4}	0,717 кг/м ³	Розрахунок індексу Воббе
Густина водню	ρ_{H_2}	0,0899 кг/м ³	Розрахунок масової потреби у H_2
Густина повітря	$\rho_{\text{пов}}$	1,293 кг/м ³	Нормальні умови
Питомий викид CO_2 для природного газу	e_{CO_2}	1,94 кг/м ³	Оцінка екологічного ефекту
Коефіцієнт надлишку повітря	λ	1,15	Режим роботи пального пристрою
Питомі витрати електроенергії на електроліз	w_{el}	52 кВт·год/кг H_2	Оцінка потреби у виробництві водню
Діапазон об'ємної частки водню	α	0–0,30	Порівняння сценаріїв модернізації

Об'ємна частка водню у паливній суміші визначається як відношення об'єму водню до сумарного об'єму водню та природного газу:

$$\alpha = V_{\text{H}_2} / (V_{\text{H}_2} + V_{\text{CH}_4}) \quad (3.9)$$

де α - об'ємна частка водню у суміші; V_{H_2} - об'єм водню, м³; V_{CH_4} - об'єм природного газу або метанового компонента, м³. У роботі розглядається діапазон $\alpha = 0\text{--}0,30$, оскільки саме він відповідає технічно реалістичному впровадженню газОВО-водневих сумішей у системах теплогенерації без повної заміни теплогенеруючої інфраструктури.

Нижча теплота згоряння газово-водневої суміші визначається як об'ємно-зважена сума теплоти згоряння її компонентів:

$$H_{u, \text{сум}} = (1 - \alpha) \cdot H_{u, \text{CH}_4} + \alpha \cdot H_{u, \text{H}_2}. \quad (3.10)$$

Оскільки об'ємна теплота згоряння водню є нижчою, ніж у природного газу, збільшення частки H_2 призводить до зменшення енергетичної щільності суміші у розрахунку на 1 м^3 . Це означає, що для забезпечення тієї самої теплової потужності пальник і вузол змішування повинні пропускати більший об'єм паливної суміші.

Густина газово-водневої суміші за нормальних умов визначається за аналогічною об'ємною залежністю:

$$\rho_{\text{сум}} = (1 - \alpha) \cdot \rho_{\text{CH}_4} + \alpha \cdot \rho_{\text{H}_2}. \quad (3.11)$$

Для оцінки сумісності паливної суміші з газовим пальниковим обладнанням використовується індекс Воббе, який характеризує теплову потужність газу при його витіканні через однаковий отвір за однакового перепаду тиску:

$$W = H_{u, \text{сум}} / \sqrt{(\rho_{\text{сум}} / \rho_{\text{пов}})} \quad (3.12)$$

Зміна індексу Воббе є важливою для спеціальності теплоенергетика, оскільки вона безпосередньо впливає на стабільність факела, теплове навантаження пальника та необхідність переналаштування газової арматури. Розрахункова залежність нижчої теплоти згоряння та індексу Воббе від частки водню наведена на рисунку 2.8.

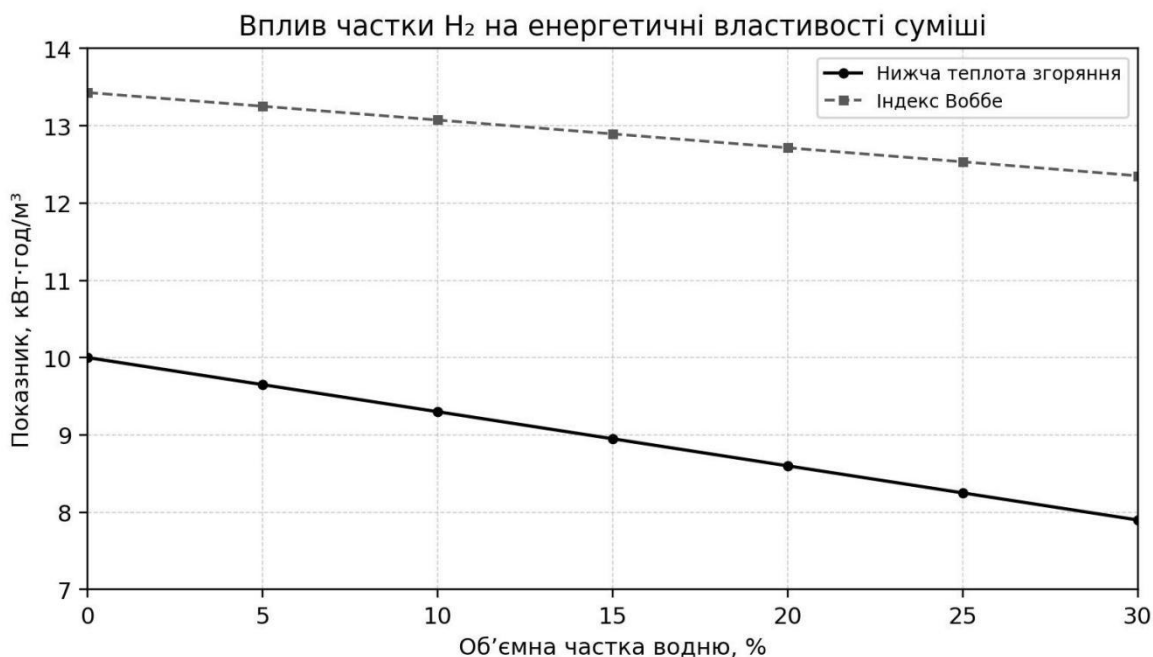


Рис. 3.4. Вплив об'ємної частки водню на нижчу теплоту згоряння та індекс Воббе суміші

Аналіз рисунка 3.4 показує, що при збільшенні частки водню до 20 % нижча теплота згоряння суміші зменшується з 10,0 до 8,6 кВт·год/м³, а індекс Воббе - приблизно з 13,43 до 12,70 кВт·год/м³. Таке відхилення не є критичним для математичної моделі, але у практичній системі потребує контролю тиску газу, складу суміші та параметрів горіння.

Для врахування впливу водню на процес горіння у моделі приймається інженерна залежність сезонної ефективності котла від частки H_2 . Вона не є універсальною характеристикою обладнання, але дозволяє врахувати можливе незначне покращення повноти згоряння при стабільному режимі палника:

$$\eta_{k(\alpha)} = \eta_0 + \Delta\eta \cdot \alpha / \alpha_{\max}, \quad 0 \leq \alpha \leq 0,30 \quad (3.13)$$

де $\eta_0 = 0,90$ - сезонна ефективність базового газового котла; $\Delta\eta = 0,015$ - прийняте граничне прирощення ефективності у розрахунковому діапазоні;

$\alpha_{\max} = 0,30$ - максимальна частка водню у сценарному аналізі. Основним ефектом впровадження H_2 у цій роботі вважається не приріст ККД, а зменшення витрати метанового компонента та викидів CO_2 .

Річний об'єм паливної суміші, необхідний для забезпечення корисної теплової енергії будівлі, визначається за формулою:

$$V_{\text{сум,р}} = Q_{\text{кор}} / (\eta_{\text{к}(\alpha)} \cdot H_{\text{и, сум}}). \quad (3.14)$$

Об'єми окремих компонентів у річному балансі визначаються через об'ємну частку водню:

$$V_{H_2, \text{р}} = \alpha \cdot V_{\text{сум,р}}; \quad V_{CH_4, \text{р}} = (1 - \alpha) \cdot V_{\text{сум,р}} \quad (3.15)$$

Результати сценарного розрахунку річної потреби в паливі та очікуваних викидів наведено в таблиці 3.8

Таблиця 3.8

Річні показники використання газово-водневої суміші

$\alpha_{H_2}, \%$	$H_{\text{и, сум}},$ кВт·год/м ³	$\eta_{\text{к}}$	$V_{\text{сум}},$ м ³ /рік	$V_{CH_4},$ м ³ /рік	$V_{H_2},$ м ³ /рік	$m_{H_2},$ кг/рік	$CO_2, \text{ т/рік}$
0	10,00	0,900	2641	2641	0	0,0	5,12
10	9,30	0,905	2824	2542	282	25,4	4,93
20	8,60	0,910	3037	2430	607	54,6	4,71
30	7,90	0,915	3288	2302	986	88,7	4,47

З таблиці 3.8 видно, що збільшення частки водню зменшує річне споживання природного газу, однак одночасно збільшує загальний об'єм паливної суміші. Для сценарію $\alpha = 20 \%$ річна потреба в суміші становить приблизно 3037 м³/рік, з них 2430 м³/рік припадає на природний газ і 607 м³/рік - на водень. Маса водню у цьому випадку становить близько 54,6 кг/рік.

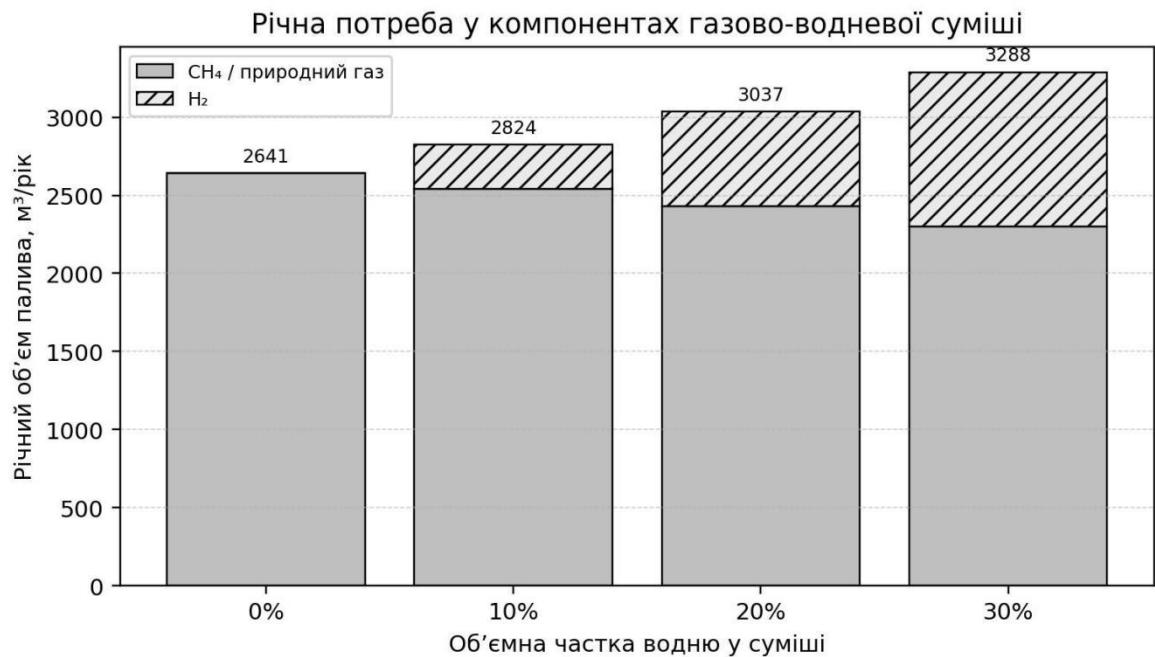


Рис. 3.5. Річна потреба у природному газі та водні залежно від частки H_2 у суміші

Для пікового режиму роботи системи теплогенерації об'ємна витрата паливної суміші визначається за розрахунковим тепловим навантаженням будівлі:

$$V_{\text{сум}} = Q_{\Sigma} / [\eta_{k(\alpha)} \cdot H_{u,\text{сум}}], \quad (3.16)$$

де $V_{\text{сум}}$ - годинна витрата паливної суміші, $\text{м}^3/\text{год}$; Q_{Σ} - сумарне розрахункове теплове навантаження будівлі, кВт . Отримана витрата характеризує режим максимального навантаження у холодний період року та використовується для перевірки пропускної здатності вузла змішування, газової арматури й пальника.

Теоретична кількість повітря для згорання 1 м^3 суміші визначається на основі стехіометричних реакцій горіння метану та водню. Для $1 \text{ м}^3 \text{ CH}_4$ потрібно $2 \text{ м}^3 \text{ O}_2$, а для $1 \text{ м}^3 \text{ H}_2$ - $0,5 \text{ м}^3 \text{ O}_2$. З урахуванням об'ємної частки кисню у повітрі теоретична витрата повітря становить:

$$L_0 = 4,76 \cdot [2 \cdot (1 - \alpha) + 0,5 \cdot \alpha]. \quad (3.17)$$

Дійсна витрата повітря через пальниковий пристрій з урахуванням коефіцієнта надлишку повітря визначається за формулою:

$$L = \lambda \cdot L_0 \cdot V_{\text{сум}}. \quad (3.18)$$

Таблиця 3.9

Пікові витрати паливної суміші та повітря для розрахункового навантаження

$\alpha_{H_2}, \%$	$V_{\text{сум}}, \text{м}^3/\text{год}$	$V_{\text{CH}}, \text{м}^3/\text{год}$	$V_{H_2}, \text{м}^3/\text{год}$	$L_0, \text{м}^3/\text{м}^3$	$L, \text{м}^3/\text{год}$	Зміна $V_{\text{сум}}$ до бази, %
0	1,553	1,553	0,000	9,52	17,01	0,0
10	1,661	1,495	0,166	8,81	16,82	6,9
20	1,786	1,429	0,357	8,09	16,62	15,0
30	1,934	1,354	0,580	7,38	16,41	24,5

За даними таблиці 3.8, при $\alpha = 20 \%$ пікова витрата паливної суміші зростає до $1,785 \text{ м}^3/\text{год}$, тобто приблизно на 15% порівняно з базовим режимом на природному газі.

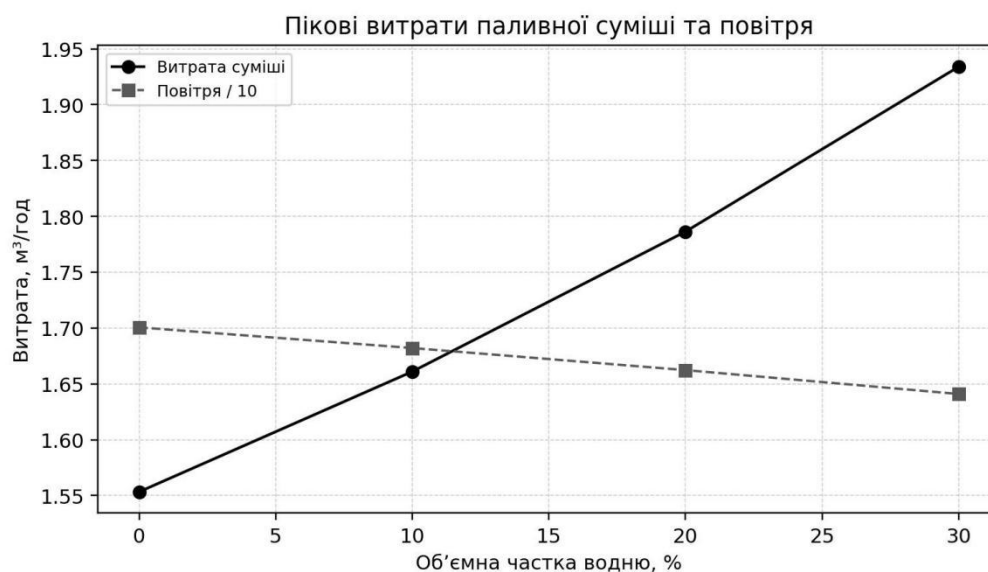


Рис. 3.10. Пікові витрати паливної суміші та повітря залежно від частки

H_2

Водночас витрата метанового компонента знижується до 1,428 м³/год, а теоретична потреба повітря на 1 м³ суміші зменшується. Це означає, що модернізований пальниковий пристрій повинен забезпечувати більшу об'ємну витрату газу, але не потребує пропорційного збільшення витрати повітря.

Екологічний ефект моделі оцінюється за зменшенням річних викидів CO₂ від спалювання метанового компонента. Оскільки під час згоряння водню утворюється водяна пара, у розрахунку прями викиди CO₂ пов'язуються лише з об'ємом природного газу:

$$M_{CO_2(\alpha)} = V_{CH_4, p(\alpha)} \cdot e_{CO_2}. \quad (3.19)$$

Відносне скорочення викидів порівняно з базовим режимом на природному газі визначається за формулою:

$$\delta_{CO_2} = [M_{CO_2(0)} - M_{CO_2(\alpha)}] / M_{CO_2(0)} \cdot 100 \%. \quad (3.20)$$

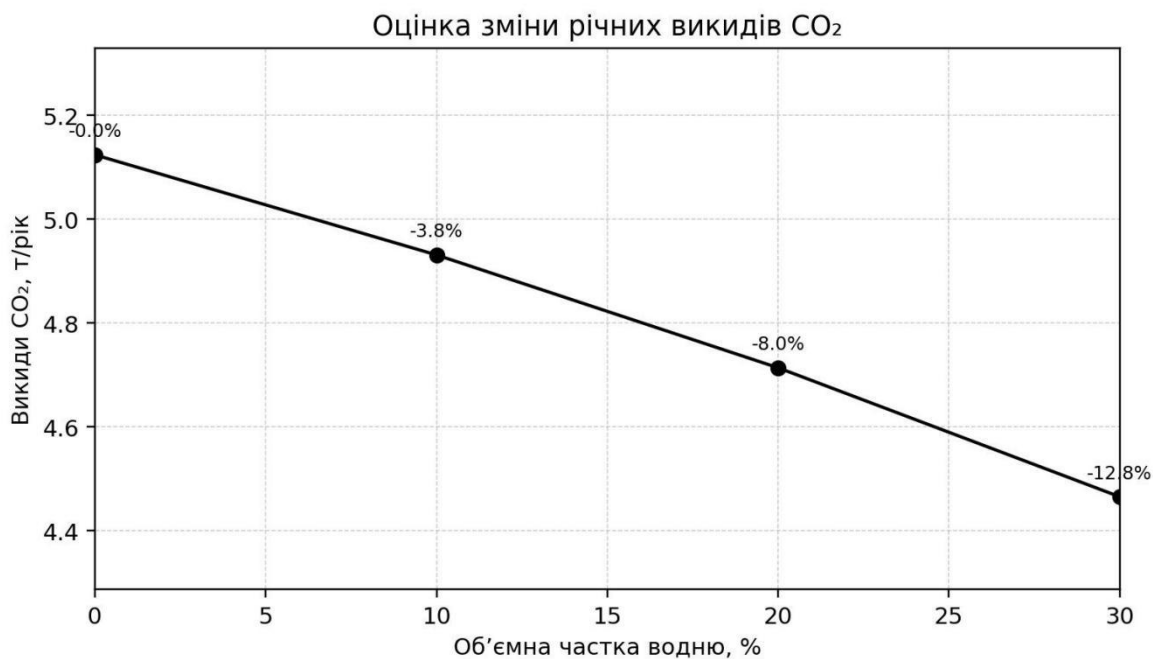


Рис. 3.11. Залежність річних викидів CO₂ від частки водню у паливній суміші

При частці водню 20 % річні викиди CO_2 зменшуються приблизно з 5,12 до 4,71 т/рік, тобто на 8,0 %. Отриманий результат нижчий за саму об'ємну частку водню, оскільки водень має значно меншу об'ємну теплоту згоряння, а для забезпечення тієї самої теплової енергії потрібний більший сумарний об'єм паливної суміші. Тому під час техніко-економічної оцінки не можна ототожнювати 20 % H_2 за об'ємом із 20 % скороченням викидів CO_2 .

Для оцінки технологічної потреби у виробництві водню визначається його маса у річному балансі:

$$m_{\text{H}_2} = V_{\text{H}_2, \text{p}} \cdot \rho_{\text{H}_2}. \quad (3.21)$$

Якщо водень виробляється локально електролізером, орієнтовна річна потреба електроенергії на електроліз визначається за формулою:

$$E_{\text{el}, \text{H}_2} = m_{\text{H}_2} \cdot w_{\text{el}}. \quad (3.22)$$

Для прийнятого сценарію $\alpha = 20$ % маса водню становить 54,6 кг/рік, а орієнтовна потреба електроенергії на його локальне виробництво дорівнює 2840 кВт·год/рік. Це значення не включається до побутового електричного навантаження пункту 2.3, оскільки електролізер є окремим технологічним споживачем. Його доцільно розглядати у розділі вибору обладнання разом із можливістю живлення від відновлюваних джерел енергії або зовнішньої електричної мережі.

На основі виконаних розрахунків для подальшого проєктування приймається сценарій $\alpha = 20$ %. Він забезпечує помітне зменшення споживання природного газу та викидів CO_2 , але не призводить до надмірного зниження індексу Воббе й об'ємної теплоти згоряння. Для цього сценарію річна потреба у водні становить близько 607 м³ або 54,6 кг, а пікова витрата водню у режимі розрахункового теплового навантаження - 0,357 м³/год.

Таблиця 3.10

Порівняльна оцінка сценаріїв використання газОВО-воднеВОї суміші

Сценарій	Технічна характеристика	Енергетичний ефект	Обмеження	Доцільність для роботи
$\alpha = 0 \%$	Базовий режим на природному газі	Найвища об'ємна теплота згоряння	Відсутній ефект декарбонізації	Використовується як база порівняння
$\alpha = 10 \%$	Мала домішка водню	Незначне зменшення VCH_4 та CO_2	Ефект модернізації обмежений	Придатний для початкового впровадження
$\alpha = 20 \%$	Компромісний газОВО- водневий режим	CO_2 зменшується приблизно на 8 %, витрата CH_4 на 211 м ³ /рік	Потрібний контроль складу суміші та пального	Приймається як основний розрахунковий сценарій
$\alpha = 30 \%$	Підвищена частка водню	Більше скорочення CO_2 та природного газу	Помітне зменшення H_2 і W, вища вимога до пального	Доцільний лише для адаптованого обладнання

Математична модель показала, що використання газОВО-воднеВОї суміші у теплогенераційній установці будівлі садибного типу є технічно можливим за умови контролю частки водню, підтримання стабільної витрати суміші, регулювання повітряного режиму горіння та наявності газоаналізу. Отримані залежності будуть використані у наступному пункті для розрахунку енергетичної ефективності використання водню та у розділі 3 для вибору вузла змішування, пального пристрою, системи контролю й допоміжного обладнання модернізованої системи енергопостачання.

РОЗДІЛ 4

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ

4.1. Визначення витрат на модернізацію системи

Витрати на модернізацію системи енергопостачання будівлі садибного типу визначено для рішення з використанням газово-водневої суміші H_2/CH_4 у теплогенерацийній частині. У розрахунку враховано опалювану площу 160 м^2 , сумарне теплове навантаження 14 кВт , теплогенератор $16-18 \text{ кВт}$ та електричне навантаження автоматики, газового контролю і вузла змішування $0,45 \text{ кВт}$.

Кошторис сформовано укрупненим методом. Електрична принципова схема живлення щита автоматики, датчиків, виконавчих механізмів і UPS наведена у додатку А, а схема автоматизації вузла змішування H_2/CH_4 - у додатку Б. Вартість обладнання і матеріалів визначається за формулою:

$$C_{об} = \sum(N_i \cdot C_i), \text{ грн}, \quad (4.1)$$

де $C_{об}$ - сумарна вартість обладнання і матеріалів, грн; N_i - кількість елементів; C_i - одинична вартість, грн. Розрахунок наведено у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Орієнтовна вартість обладнання та матеріалів для модернізації системи

№	Найменування обладнання або матеріалів	Од. вим.	К-сть	Вартість, грн
1	Теплогенератор або пальниковий вузол H_2/CH_4	компл.	1	64000
2	Вузол змішування, редуктори, витратоміри та блок подавання H_2	компл.	1	137000
3	Газопроводи, зворотні клапани, фільтри, регулятори	компл.	1	38000
4	Газоаналізатори H_2/CH_4 , сигналізація та електромагнітний клапан	компл.	1	46000
5	Контролер, HMI/SCADA, шафа керування та комплект датчиків	компл.	1	70000
6	Щит, кабельні лінії, автомати, ПЗВ та UPS	компл.	1	34000

Закінчення таблиці 4.1

7	Циркуляційний насос, гідравлічна арматура та засоби безпеки	компл.	1	30000
	Разом обладнання і матеріали			419000

За таблицею 4.1 вартість обладнання і матеріалів становить 419000 грн. Повна заміна внутрішніх мереж опалення і будівельні роботи не враховуються, оскільки модернізація стосується теплогенераційного вузла, автоматики, газового контролю та безпечного формування паливної суміші.

Монтажні роботи приймаються у розмірі 15 %, проєктно-технічна підготовка - 6 %, пусконаладжувальні роботи - 5 %, резерв на непередбачені витрати - 8 % від суми основних складових:

$$C_m = 0,15 \cdot 419000 = 62850 \text{ грн.} \quad (4.2)$$

$$C_{пр} = 0,06 \cdot 419000 = 25140 \text{ грн.} \quad (4.3)$$

$$C_{пн} = 0,05 \cdot 419000 = 20950 \text{ грн.} \quad (4.4)$$

$$C_{рез} = 0,08 \cdot 527940 = 42235 \text{ грн.} \quad (4.5)$$

Загальна кошторисна вартість модернізації системи визначається як сума наведених складових:

$$K_{мод} = 570175 \text{ грн} \approx 570,2 \text{ тис. грн.} \quad (4.6)$$

Питома вартість модернізації на 1 м² опалюваної площі будівлі становить:

$$k_A = 570175 / 160 = 3564 \text{ грн/м}^2. \quad (4.7)$$

Отже, орієнтовні капітальні вкладення у модернізацію системи енергопостачання становлять 570,2 тис. грн, або близько 3564 грн/м². Отримане значення використовується у пунктах 4.2 і 4.3 для розрахунку економічної ефективності та строку окупності.

4.2. Розрахунок економічної ефективності впровадження

Економічна ефективність впровадження модернізованої системи енергопостачання визначається порівнянням базового режиму роботи на природному газі та розрахункового режиму із використанням газово-водневої суміші H_2/CH_4 . Розрахунок виконано для прийнятого у розділі 3 сценарію $\alpha = 20\%$, який забезпечує зменшення витрати природного газу без надмірного зниження теплоти згоряння паливної суміші. Капітальні вкладення прийнято за результатами пункту 4.1, а електричне живлення допоміжного обладнання та автоматики відповідає схемам, наведеним у додатках А і Б.

Для економічного порівняння використано річні показники паливного балансу, отримані у математичній моделі газово-водневої суміші. У базовому режимі річна витрата природного газу для забезпечення корисної теплової енергії становить $2641 \text{ м}^3/\text{рік}$, а для режиму $\alpha = 20\%$ - $2430 \text{ м}^3/\text{рік}$. Річна потреба у водні становить 607 м^3 , або $54,6 \text{ кг}$. Розрахункові тарифи на енергоносії прийнято як вихідні економічні припущення для техніко-економічного обґрунтування.

Таблиця 4.2

Вихідні дані для розрахунку економічної ефективності

Показник	Позначення	Значення	Обґрунтування
Капітальні вкладення	$K_{\text{мод}}$	570175 грн	п. 4.1
Частка водню у суміші	α	20 %	Розд. 3
Витрата CH_4 у базовому режимі	$V_{CH_4,0}$	$2641 \text{ м}^3/\text{рік}$	Табл. 3.8
Витрата CH_4 після модернізації	$V_{CH_4,м}$	$2430 \text{ м}^3/\text{рік}$	Табл. 3.8
Потреба у водні	m_{H_2}	$54,6 \text{ кг}/\text{рік}$	Табл. 3.8
Додаткова потужність автоматики	$P_{\text{доп}}$	0,45 кВт	п. 4.1
Вартість природного газу	$C_{\text{г}}$	$8,0 \text{ грн}/\text{м}^3$	Розрахунково
Вартість електроенергії	$C_{\text{ел}}$	$4,32 \text{ грн}/(\text{кВт} \cdot \text{год})$	Розрахунково

Річна економія природного газу визначається як різниця між витратою метану у базовому та модернізованому режимах:

$$\Delta V_{CH_4} = V_{CH_4,0} - V_{CH_4,M}. \quad (4.8)$$

Після підстановки даних:

$$\Delta V_{CH_4} = 2641 - 2430 = 211 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Грошова економія від зменшення споживання природного газу становить:

$$E_T = \Delta V_{CH_4} \cdot C_T = 211 \cdot 8,0 = 1688 \text{ грн/рік}. \quad (4.9)$$

Додаткові експлуатаційні витрати пов'язані з роботою контролера, газоаналізаторів, електромагнітних клапанів, UPS, датчиків та виконавчих механізмів вузла змішування. Оскільки обладнання працює не постійно з номінальним навантаженням, у розрахунку прийнято коефіцієнт використання $k_v = 0,05$:

$$E_{\text{доп}} = P_{\text{доп}} \cdot \tau \cdot k_v = 0,45 \cdot 8760 \cdot 0,05 = 197,1 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}. \quad (4.10)$$

$$C_{\text{доп}} = E_{\text{доп}} \cdot C_{\text{ел}} = 197,1 \cdot 4,32 = 851,5 \text{ грн/рік}. \quad (4.11)$$

Упровадження автоматизованого контролю складу паливної суміші, тиску, температури та аварійного відсічення газу також зменшує витрати на позапланове обслуговування і пошук несправностей. Для укрупненого розрахунку прийнято річне зниження витрат на технічне обслуговування ЕТО = 4500 грн/рік. Тоді експлуатаційний економічний ефект дорівнює:

$$E_{\text{експ}} = E_{\text{Г}} - C_{\text{доп}} + E_{\text{ТО}} = 1688 - 851,5 + 4500 = 5336,5 \text{ грн/рік.} \quad (4.12)$$

Екологічний складник економічного ефекту враховує зменшення викидів CO₂. За розрахунками розділу 3, для сценарію α = 20 % викиди зменшуються з 5,12 до 4,71 т/рік:

$$\Delta M_{\text{CO}_2} = M_{\text{CO}_2,0} - M_{\text{CO}_2,\text{м}} = 5,12 - 4,71 = 0,41 \text{ т/рік.} \quad (4.13)$$

$$E_{\text{CO}_2} = \Delta M_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} = 0,41 \cdot 1000 = 410 \text{ грн/рік.} \quad (4.14)$$

$$E_{\Sigma} = E_{\text{експ}} + E_{\text{CO}_2} = 5336,5 + 410 = 5746,5 \text{ грн/рік.} \quad (4.15)$$

Таблиця 4.3

Узагальнення річного економічного ефекту

Складник ефекту	Позначення	Значення	Одиниця
Економія природного газу	$E_{\text{Г}}$	1688	грн/рік
Додаткові витрати на електроенергію	$C_{\text{доп}}$	851,5	грн/рік
Зниження витрат на обслуговування	$E_{\text{ТО}}$	4500	грн/рік
Умовний екологічний ефект	E_{CO_2}	410	грн/рік
Сумарний річний ефект	E_{Σ}	5746,5	грн/рік

Коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень визначається відношенням сумарного річного ефекту до вартості модернізації:

$$K_{\text{еф}} = E_{\Sigma} / K_{\text{мод}} = 5746,5 / 570175 = 0,010. \quad (4.16)$$

Окремо перевірено умову виробництва водню за рахунок електроенергії з мережі. Для потреби 54,6 кг/рік і питомих витрат електролізу 52 кВт·год/кг додаткова потреба в електроенергії становить:

$$E_{\text{H}_2} = m_{\text{H}_2} \cdot w_{\text{ел}} = 54,6 \cdot 52 = 2839,2 \text{ кВт·год/рік.} \quad (4.17)$$

За ціни електроенергії 4,32 грн/(кВт·год) витрати на таке виробництво становлять близько 12265 грн/рік. Тому без власного відновлюваного джерела або доступного зовнішнього водню прямий паливний ефект не покриває витрати на його виробництво. Економічно доцільним є сценарій, у якому водень отримується від надлишкової електроенергії ВДЕ, зовнішньої водневої інфраструктури або використовується як демонстраційний низьковуглецевий енергоносіє.

Отже, сумарний річний економічний ефект модернізації для прийнятого сценарію $\alpha = 20 \%$ становить 5746,5 грн/рік. Основний результат впровадження полягає не лише у прямій економії природного газу, а й у підвищенні рівня автоматизації, безпеки, екологічності та готовності системи енергопостачання до подальшої інтеграції низьковуглецевих технологій. Отримані показники використовуються для оцінки терміну окупності у пункті 4.3.

4.3. Оцінка терміну окупності модернізованої системи

Оцінка терміну окупності модернізованої системи енергопостачання виконується на основі капітальних вкладень, визначених у пункті 4.1, та річного економічного ефекту, розрахованого у пункті 4.2. Для прийнятого рішення передбачено використання газово-водневої суміші з об'ємною часткою водню 20 %, вузла змішування, датчиків концентрації водню, виконавчих клапанів, шафи керування та допоміжних електричних кіл. Електричні схеми живлення і автоматизації наведені в додатках А і Б.

У розрахунку використано капітальні вкладення $K_{\text{мод}} = 570175$ грн і сумарний річний економічний ефект $E_{\Sigma} = 5746,5$ грн/рік. Цей ефект включає економію природного газу, додаткові витрати на електроенергію, зниження витрат на технічне обслуговування та умовний екологічний ефект від скорочення викидів CO_2 .

Простий термін окупності капітальних вкладень визначається за формулою:

$$T_{\text{ок}} = K_{\text{мод}} / E_{\Sigma}, \text{ років} \quad (4.18)$$

де $T_{\text{ок}}$ - простий термін окупності, років; $K_{\text{мод}}$ - капітальні вкладення у модернізацію системи, грн; E_{Σ} - сумарний річний економічний ефект, грн/рік.

$$T_{\text{ок}} = 570175 / 5746,5 = 99,2 \text{ року} \quad (4.19)$$

Для перевірки результату визначено також термін окупності без урахування екологічного складника. У цьому випадку до розрахунку входить лише експлуатаційний ефект $E_{\text{експ}} = 5336,5$ грн/рік.

$$T_{\text{ок.експ}} = 570175 / 5336,5 = 106,8 \text{ року} \quad (4.20)$$

Таблиця 4.4

Результати оцінки терміну окупності модернізованої системи

Показник	Позначення	Значення	Одиниця
Капітальні вкладення у модернізацію	$K_{\text{мод}}$	570175	грн
Річний експлуатаційний ефект	$E_{\text{експ}}$	5336,5	грн/рік
Умовний екологічний ефект	E_{CO_2}	410,0	грн/рік
Сумарний річний економічний ефект	E_{Σ}	5746,5	грн/рік
Термін окупності без екологічного ефекту	$T_{\text{ок.експ}}$	106,8	років
Термін окупності з урахуванням екологічного ефекту	$T_{\text{ок}}$	99,2	років

Отримані значення свідчать, що для окремої будівлі садибного типу газово-воднева модернізація не належить до заходів із коротким строком повернення інвестицій. Це пояснюється високою вартістю обладнання водневого контуру та систем безпеки порівняно з невеликим річним споживанням природного газу. Разом із тим прямий термін окупності не відображає повністю технологічну, екологічну та безпекову цінність такого рішення.

Для додаткової оцінки використано дисконтований накопичений ефект за розрахунковий період експлуатації. Приведений економічний ефект за n років визначається за формулою:

$$P_{Vn} = E_{\Sigma} \cdot k_d \quad (4.21)$$

де P_{Vn} - приведений накопичений економічний ефект за n років, грн; k_d - коефіцієнт приведення для заданої ставки дисконту та строку експлуатації. Для розрахунку прийнято $r = 0,10$, $n = 20$ років, $k_d = 8,5136$.

$$P_{V20} = 5746,5 \cdot 8,5136 = 48908 \text{ грн} \quad (4.22)$$

Порівняння приведенного ефекту з капітальними вкладеннями показує, що за прийнятих тарифних і технічних умов дисконтована окупність протягом 20 років не досягається. Економічна привабливість рішення зростає за умови здешевлення водневого обладнання, використання власної електроенергії від ВДЕ, централізованого постачання водню або застосування програм підтримки низьковуглецевих технологій.

Таблиця 4.5

Оцінка терміну окупності за різних розрахункових умов

Розрахунковий варіант	Капітальні вкладення, грн	Річний ефект, грн/рік	Окупність, років
Лише експлуатаційний ефект	570175	5336,5	106,8
Базовий варіант з екологічним ефектом	570175	5746,5	99,2
Зростання річного ефекту на 30 %	570175	7470,5	76,3
Зменшення капітальних витрат на 40 %	342105	5746,5	59,5

За даними таблиці 4.5 видно, що найбільший вплив на строк окупності мають початкові капітальні витрати та величина річного економічного ефекту. Тому практичне впровадження доцільно виконувати поетапно: спочатку встановлювати автоматику, газоаналізатори, вузол безпеки та підготовлені електричні кола, а підключення водневого контуру виконувати за наявності доступного джерела водню або власної генерації електроенергії.

Простий термін окупності модернізованої системи за базовим варіантом становить 99,2 року, а без урахування екологічного ефекту - 106,8 року. Отриманий результат підтверджує, що для будівлі садибного типу воднева модернізація має переважно техніко-екологічне значення: вона зменшує споживання природного газу, скорочує викиди CO₂, підвищує рівень автоматизації та створює основу для подальшої інтеграції відновлюваних джерел енергії.

4.4. Аналіз екологічного ефекту впровадження водневих технологій

Аналіз екологічного ефекту модернізації системи енергопостачання будівлі садибного типу виконується на основі результатів розрахунку паливного балансу, отриманих у розділі 3, та техніко-економічних показників, визначених у пунктах 4.1-4.3. Для розрахункового варіанта прийнято використання газово-водневої суміші з об'ємною часткою водню 20 %. Такий режим відповідає умові обмеженої модернізації теплогенераційної частини та дає змогу зменшити використання природного газу без повної заміни існуючої інфраструктури. Екологічний ефект у межах даної роботи оцінюється за прямим скороченням викидів CO₂ під час спалювання паливної суміші. Оскільки продуктом згоряння водню є водяна пара, прямі викиди діоксиду вуглецю формуються лише метановою складовою палива. Водночас під час проєктування необхідно враховувати не тільки зменшення CO₂, а й вимоги до стабільності горіння, контролю концентрації водню, герметичності газових з'єднань та роботи захисної автоматики.

Зазначені заходи реалізуються через електричні та автоматизовані схеми, наведені у додатках А і Б.

Маса річних викидів CO_2 у базовому та модернізованому режимах визначається за формулою:

$$M_{\text{CO}_2} = V_{\text{CH}_4} \cdot e_{\text{CO}_2} / 1000, \text{ т/рік} \quad (4.23)$$

де M_{CO_2} - річна маса викидів діоксиду вуглецю, т/рік; V_{CH_4} - річний об'єм природного газу, $\text{м}^3/\text{рік}$; e_{CO_2} - питомий коефіцієнт утворення CO_2 під час спалювання природного газу, $\text{кг}/\text{м}^3$.

За результатами моделювання, наведеного у розділі 3, у базовому режимі річні викиди CO_2 становлять $M_{\text{CO}_2,0} = 5,12$ т/рік, а після впровадження газово-водневої суміші з часткою водню 20 % - $M_{\text{CO}_2,\text{м}} = 4,71$ т/рік. Абсолютне скорочення викидів визначається за формулою:

$$\Delta M_{\text{CO}_2} = M_{\text{CO}_2,0} - M_{\text{CO}_2,\text{м}}, \text{ т/рік}. \quad (4.24)$$

$$\Delta M_{\text{CO}_2} = 5,12 - 4,71 = 0,41 \text{ т/рік}. \quad (4.25)$$

Відносне скорочення викидів порівняно з базовим режимом роботи системи енергопостачання визначається за формулою:

$$\delta_{\text{CO}_2} = \Delta M_{\text{CO}_2} / M_{\text{CO}_2,0} \cdot 100,0 \%. \quad (4.26)$$

$$\delta_{\text{CO}_2} = 0,41 / 5,12 \cdot 100 = 8,0 \%. \quad (4.27)$$

Отримане значення підтверджує, що використання 20 % водню за об'ємом не забезпечує пропорційного 20-відсоткового скорочення викидів CO₂. Це пояснюється меншою об'ємною теплотою згоряння водню порівняно з метаном: для забезпечення тієї самої корисної теплової енергії потрібний більший сумарний об'єм паливної суміші. Тому екологічний ефект доцільно оцінювати не за об'ємною часткою водню, а за фактичним зменшенням метанової складової паливного балансу.

Таблиця 4.6

Екологічні показники базового та модернізованого режимів роботи системи

Показник	Базовий режим	Модернізований режим	Зміна	Одиниця
Частка водню у паливній суміші	0	20	+20	% об.
Річні викиди CO ₂	5,12	4,71	-0,41	т/рік
Відносне скорочення CO ₂	0	8,0	+8,0	%
Питомі викиди CO ₂ на площу будівлі	32,0	29,4	-2,6	кг/(м ² ·рік)
Розрахункова площа будівлі	160	160	0	м ²

Для порівняння екологічного навантаження будівлі доцільно визначити питомі викиди CO₂, віднесені до опалюваної площі. Такий показник дає змогу оцінити не лише загальну масу викидів, а й екологічну інтенсивність енергоспоживання об'єкта.

$$q_{CO_2} = M_{CO_2} \cdot 1000 / A_h, \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{рік}) \quad (4.28)$$

$$q_{CO_2,0} = 5,12 \cdot 1000 / 160 = 32,0 \quad (4.29)$$

$$q_{CO_2,м} = 4,71 \cdot 1000 / 160 = 29,4 \quad (4.30)$$

Зменшення питомих викидів становить 2,6 кг/(м²·рік), що є помірним, але стабільним екологічним результатом для автономної будівлі садибного типу. Найбільший ефект від такої модернізації може бути отриманий при поєднанні газово-водневого вузла з власними відновлюваними джерелами енергії, оскільки у цьому випадку зменшується не лише споживання природного газу, а й залежність від зовнішніх вуглецевмісних енергоносіїв.

Накопичений екологічний ефект за період експлуатації визначається за формулою:

$$\Delta M_{\text{CO}_2, n} = \Delta M_{\text{CO}_2} \cdot n, \text{ т.} \quad (4.31)$$

$$\Delta M_{\text{CO}_2, 10} = 0,41 \cdot 10 = 4,10 \text{ т.} \quad (4.32)$$

$$\Delta M_{\text{CO}_2, 20} = 0,41 \cdot 20 = 8,20 \text{ т.} \quad (4.33)$$

Таблиця 4.7

Накопичений екологічний ефект від використання газово-водневої суміші

Період оцінювання	Річне скорочення CO ₂ , т/рік	Накопичене скорочення CO ₂ , т	Інженерна оцінка результату
1 рік	0,41	0,41	Початковий екологічний ефект
5 років	0,41	2,05	Стабільне зниження викидів за період експлуатації
10 років	0,41	4,10	Помітне скорочення викидів для локальної системи
20 років	0,41	8,20	Довгостроковий ефект за умови справної роботи обладнання

Окремої уваги потребує джерело отримання водню. Якщо водень виробляється електролізом із використанням електроенергії з відновлюваних джерел або з надлишкової електроенергії, екологічний ефект зберігається як пряме скорочення викидів від спалювання природного газу. Якщо ж водень виробляється за рахунок електроенергії з мережі з високою вуглецевою інтенсивністю, частина екологічного ефекту може бути компенсована непрямыми викидами, пов'язаними з виробництвом цієї електроенергії.

Потреба електроенергії для виробництва розрахункової маси водню визначалась у пункті 4.2 і становить 2839,2 кВт·год/рік. Тому практичне впровадження модернізованої системи доцільно орієнтувати на використання водню, отриманого від відновлюваних джерел, або на підключення до майбутньої водневої інфраструктури. У такому випадку екологічний ефект буде пов'язаний не лише зі зменшенням прямих викидів CO₂, а й із підвищенням частки низьковуглецевих енергоносіїв у загальному балансі будівлі.

Крім скорочення CO₂, модернізація має додатковий екологічний та експлуатаційний результат. Автоматизований контроль концентрації водню, тиску, температури та роботи виконавчих клапанів знижує ризик аварійних режимів, витоків палива та неефективного горіння. Разом із тим підвищена швидкість поширення полум'я водню потребує точного регулювання складу суміші й контролю пального пристрою, оскільки за несприятливих умов можливе зростання температури горіння та утворення оксидів азоту. Тому екологічний ефект водневих технологій повинен розглядатися разом із технічними заходами безпеки, передбаченими схемами автоматизації.

Таким чином, впровадження газово-водневої суміші з часткою водню 20 % забезпечує зменшення річних викидів CO₂ на 0,41 т/рік, або приблизно на 8,0 %. Питомі викиди знижуються з 32,0 до 29,4 кг/(м²·рік), а накопичене скорочення за 20 років може становити близько 8,2 т CO₂. Отримані результати підтверджують, що модернізація системи енергопостачання має переважно екологічне та технологічне значення: вона зменшує залежність від природного газу, підвищує готовність будівлі до використання низьковуглецевих енергоносіїв і створює основу для подальшої інтеграції відновлюваних джерел енергії.

ВИСНОВКИ

У роботі розглянуто питання модернізації системи енергопостачання будівлі садибного типу з використанням газово-водневих технологій. Зокрема встановлено наступне:

Потреба електроенергії для виробництва розрахункової маси водню визначалась у пункті 4.2 і становить 2839,2 кВт·год/рік. Практичне впровадження модернізованої системи доцільно орієнтувати на використання водню, отриманого від відновлюваних джерел, або на підключення до майбутньої водневої інфраструктури. У такому випадку екологічний ефект буде пов'язаний не лише зі зменшенням прямих викидів CO₂, а й із підвищенням частки низьковуглецевих енергоносіїв у загальному балансі будівлі.

Крім скорочення CO₂, модернізація має додатковий екологічний та експлуатаційний результат. Автоматизований контроль концентрації водню, тиску, температури та роботи виконавчих клапанів знижує ризик аварійних режимів, витоків палива та неефективного горіння. Разом із тим підвищена швидкість поширення полум'я водню потребує точного регулювання складу суміші й контролю пального пристрою, оскільки за несприятливих умов можливе зростання температури горіння та утворення оксидів азоту. Тому екологічний ефект водневих технологій повинен розглядатися разом із технічними заходами безпеки, передбаченими схемами автоматизації.

Таким чином, впровадження газово-водневої суміші з часткою водню 20 % забезпечує зменшення річних викидів CO₂ на 0,41 т/рік, або приблизно на 8,0 %. Питомі викиди знижуються з 32,0 до 29,4 кг/(м²·рік), а накопичене скорочення за 20 років може становити близько 8,2 т CO₂. Отримані результати підтверджують, що модернізація системи енергопостачання має переважно екологічне та технологічне значення: вона зменшує залежність від природного газу, підвищує готовність до використання низьковуглецевих енергоносіїв і створює основу для подальшої інтеграції відновлюваних джерел енергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Global EV Outlook 2023. International Energy Agency. Report. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/525aa16b-7a9d-40f9-a89f-5e613f019220/GEVO2023_WEB.pdf (accessed 21 September, 2023).
2. Policy Database—Data & Statistics. International Energy Agency URL: <https://www.iea.org/policies> (accessed 02 September, 2023).
3. Nikola celebrates commercial launch of its first hydrogen truck — almost seven years after faking a working prototype. Insight. Transport. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/transport/nikola-celebrates-commercial> (accessed 01 September, 2023).
4. Our vessel. Energy Observer Development URL: <https://www.energy-observer.org/about/vessel/> (accessed 21 September, 2023).
5. Petrović, S.; Diachuk, O.; Podolets, R.; Semeniuk, A.; Bühler, F.; Grandal, R.; Boucenna, M.; Balyk, O. (2021). Exploring the Long-Term Development of the Ukrainian Energy System. *Energies*, 14, 7731. URL: <https://doi.org/10.3390/en14227731> (accessed 01 September, 2023).
6. Record run' Daimler's Mercedes-Benz green hydrogen truck drives over 1,000km on a single tank. URL: <https://www.hydrogeninsight.com/transport/-record-run> (accessed 31 August, 2023).
7. Водневе майбутнє логістики: перспективи в Україні та світі. Green deal. URL: <https://greendeal.org.ua/vodneve-majbutnye-logistyky-perspektyvy-v-ukrayini-ta-sviti/> (дата звернення: 22.09.23).
8. Водневі авто – транспорт майбутнього, але поки їх мало. Ліга Tech. URL: <https://tech.liga.net/ua/technology/article/> (дата звернення: 10.09.23).
9. Водневі технології зберігання енергії: стан та перспективи розвитку. Колективна монографія за ред. В. А. Яртіся, Ю. М. Солоніна, І. Ю. Завалія URL: <https://doi.org/10.15407/materials2021> (дата звернення: 11.09.23).
10. Гайдуцький І. П. Низьковуглецевий розвиток: глобальні інструменти мотивації. Інвестиції: практика та досвід. 2017. № 2. С. 22-26

11. Геєць В.В. Економіка України в імперативах низьковуглецевого розвитку. Вісник НАН України. 2022. №3. С.8–17. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2022.03.008>
12. Колешня Я.О. Енергетична складова економічної безпеки підприємств агропромислового комплексу. Дисертація на здобуття наук. ст. к. е. н. 08.00.04—економіка та управління підприємствами. Київ. 2019. 245 с.
13. Міненерго завершило обговорення Водневої стратегії. Урядовий портал. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/minenerho-zavershylo-obhovorennia-vodnevoi-stratehii-iuliia-pidkomorna> (дата звернення: 26.09.23).
14. Офіційний сайт Hyundai. URL: <https://www.hyundai.news/> (дата звернення: 9.09.23).
15. Офіційний сайт Mercedes-Benz. URL: <https://mercedes-benz-kyev.com/> (дата звернення: 30.08.23).
16. Офіційний сайт Nikola Motor. URL: <https://www.nikolamotor.com/> (дата звернення: 25.08.23).
17. Офіційний сайт Toyota Україна URL: <https://www.toyota.ua/new> (дата звернення: 25.08.23).
18. Про енергетичну ефективність. Закон України. Відомості Верховної Ради України (ВВР). 2022. № 2. ст.8). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text> (дата звернення: 1.10.23).
19. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року. Розпорядження КМУ. URL: https://mepr.gov.ua/wp-content/uploads/2023/07/LEDS_ua_last.pdf (дата звернення: 12.09.23).
20. Стратегія екологічної безпеки та адаптації до зміни клімату на період до 2030 року. Розпорядження КМУ. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1363-2021-%D1%80#Text> (дата звернення: 15.09.23).
21. Українська воднева стратегія. Асоціації «Українська Воднева Рада». URL: https://rea.org.ua/wp-content/uploads/2020/11/ukrainian-hydrogen-strategy_ua_rjepkin_181120.pdf (дата звернення: 5.09.23).

22. Шрайбер О.А. Дубровський В.В Тесленко О.І. Сучасний стан і перспективи розвитку водневої енергетики у світі. Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки. 2021. Том 32 (71). № 5. С. 199-209.
23. Global EV Outlook 2023. International Energy Agency. Report. Available at: https://iea.blob.core.windows.net/assets/525aa16b-7a9d-40f9-a89f-5e613f019220/GEVO2023_WEB.pdf (accessed 21 September, 2023).
24. Policy Database—Data & Statistics. International Energy Agency. Available at: <https://www.iea.org/policies> (accessed 02 September, 2023).
25. Nikola celebrates commercial launch of its first hydrogen truck — almost seven years after faking a working prototype. (2023). Insight. Transport. Available at: <https://www.hydrogeninsight.com/transport/nikola-celebrates-commercial> (accessed 01 September, 2023).
26. Our vessel. Energy Observer Development Available at: <https://www.energy-observer.org/about/vessel/> (accessed 21 September, 2023).
27. Petrović, S.; Diachuk, O.; Podolets, R.; Semeniuk, A.; Bühler, F.; Grandal, R.; Boucenna, M.; Balyk, O. (2021). Exploring the Long-Term Development of the Ukrainian Energy System. *Energies*, 14, 7731. Available at: <https://doi.org/10.3390/en14227731> (accessed 01 September, 2023).
28. Record run' Daimler's Mercedes-Benz green hydrogen truck drives over 1,000km on a single tank. Available at: <https://www.hydrogeninsight.com/transport/-record-run> (accessed 31 August, 2023).
29. Vodneve maibutnie lohistyky: perspektyvy v Ukraini ta sviti. [Hydrogen future of logistics: prospects in Ukraine and the world]. Green deal. Available at: <https://greendeal.org.ua/vodneve-majbutnye-logistyky-perspektyvy-v-ukrayini-ta-sviti/> (accessed 22 September, 2023).
30. Vodnevi avto – transport maibutnoho, ale poky yikh malo. [Hydrogen cars are the transport of the future, but there are still few of them]. Liha Tech. Available at: <https://tech.liga.net/ua/technology/article/> (accessed 10 September, 2023).

31. Vodnevi tekhnolohii zberihannia enerhii: stan ta perspektyvy rozvytku. (2021). [Hydrogen energy storage technologies: status and development prospects]. Collective monograph edited by V. A. Yartysia, Yu. M. Solonina, I. Yu. Zavaliia Available at: <https://doi.org/10.15407/materials2021> (accessed 26 September, 2023).
32. Haidutskyi I. P. (2017). Nyzkovuhletsevyi rozvytok: hlobalni instrumenty motyvatsii. [Low-carbon development: global tools of motivation]. Investytsii: praktyka ta dosvid. № 2. Pp. 22-26.
33. Heiets V.V. (2022). Ekonomika Ukrainy v imperatyvakh nyzkovuhletsevoho rozvytku. [The economy of Ukraine in the imperatives of low-carbon development]. Visnyk NAN Ukrainy.. №3. Pp.8-17. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2022.03.008>
34. Koleshnia Ya.O. (2019). Enerhetychna skladova ekonomichnoi bezpeky pidpriemstv ahropromyslovoho kompleksu.[The energy component of the economic security of enterprises of the agro-industrial complex]. Kyiv. 245 p.
35. Minenerho zavershylo obhovorennia Vodnevoi stratehii. [The Ministry of Energy completed the discussion of the Hydrogen Strategy]. Uriadovyi portal. Available at: <https://www.kmu.gov.ua/news/minenerho-zavershylo-obhovorennia-vodnevoi-stratehii-iuliia-pidkomorna> (accessed 26 September, 2023).
36. Official website of Hyundai. Available at: <https://www.hyundai.news/> (accessed 09 September, 2023).
37. Official website of Mercedes-Benz. Available at: <https://mercedes-benz-kiev.com/> (accessed 30 August, 2023).
38. Official website of Nikola Motor. Available at: <https://www.nikolamotor.com/> (accessed 25 August, 2023).
39. Official website of Toyota Ukraina. Available at: <https://www.toyota.ua/new> (accessed 25 August, 2023).
40. Pro enerhetychnu efektyvnist (2022). [About energy efficiency]. Vidomosti Verkhovnoi Rady Ukrainy (VVR).. № 2. Available at: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text> (accessed 01 October, 2023).

41. Stratehiia nyzkovuhletsevoho rozvytku Ukrainy do 2050 roku. [Low-carbon development strategy of Ukraine until 2050]. KМУ. Available at: https://mepr.gov.ua/wp-content/uploads/2023/07/LEDS_ua_last.pdf (accessed 12 September, 2023).

42. Stratehiia ekolohichnoi bezpeky ta adaptatsii do zminy klimatu na period do 2030 roku. [Strategy for environmental security and adaptation to climate change for the period up to 2030]. KМУ. Available at: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1363-2021-%D1%80#Text> (accessed 15 September, 2023).

43. Ukrainska vodneva stratehiia. [Ukrainian hydrogen strategy]. Asotsiatsii «Ukrainska Vodneva Rada». Available at: https://rea.org.ua/wp-content/uploads/2020/11/ukrainian-hydrogen-strategy_ua_riepkin_181120.pdf (accessed 05 September, 2023) (in Ukrainian).

44. Shraiber O.A. Dubrovskyi V.V Teslenko O.I. (2021). Suchasnyi stan i perspektyvy rozvytku vodnevoi enerhetyky u sviti. [The current state and prospects for the development of hydrogen energy in the world]. Vcheni zapysky TNU imeni V.I. Vernadskoho. Serii: Tekhnichni nauky. Tom 32 (71). № 5. Pp. 199-209. (in Ukrainian).