



ФОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СТРУКТУР ЕНЕРГОНЕЗАЛЕЖНИХ ГРОМАД



ГЕЛЬВЕТИКА
ВИДАВНИЧИЙ ДІМ

Монографія
За загальною редакцією
В.В. Каплуна

**Міністерство освіти і науки України
Національний університет біоресурсів і природокористування України
Інститут загальної енергетики Національної академії наук України**

ФОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СТРУКТУР ЕНЕРГОНЕЗАЛЕЖНИХ ГРОМАД

Монографія

За загальною редакцією В. В. Каплуна



Видавничий дім
«Гельветика»
2024

УДК 620.9,620.91:662.97,621.548;621.311.24,620.92.002.68;620.92.004.8,620.92,338.24,
211.5(091)
Ф57

Авторський колектив:

Каплун В. В., Заблодський М. М., Троханяк В. І., Шворов С. А., Радько І. П.,
Станиціна В. В., Нечаєва Т. П., Тесленко О. І., Макаревич С. С., Сорокін Д. С.,
Ковальчук С. І., Горський В. В., Якименко І. Ю.

Рецензенти:

Кузнєцов Микола Петрович, доктор технічних наук, старший науковий співробітник,
завідувач відділу енергетичних систем, заступник директора з наукової роботи
Інституту відновлювальної енергетики НАН України;

Запорожець Артур Олександрович, доктор технічних наук, старший дослідник,
заступник директора з науково-організаційної роботи Інституту загальної енергетики
НАН України;

Червінський Леонід Степанович, доктор технічних наук, професор, професор кафедри
електротехніки, електромеханіки та електротехнологій Національного університету
біоресурсів і природокористування України

*Рекомендовано до друку Вченою радою
Національного університету біоресурсів і природокористування України
(протокол № 4 від 22.10.2024 р.)*

Формування технологічних структур енергонезалежних громад : монографія /
Ф57 за заг. ред. В. В. Каплуна / Національний університет біоресурсів і природокористу-
вання України ; Інститут загальної енергетики НАН України. – Одеса : Видавничий
дім «Гельветика», 2024. – 312 с.

ISBN 978-617-554-373-3

Монографія присвячена вирішенню важливої проблеми розвитку технологічних структур забезпечення окремих об'єднаних територіальних громад первинними та похідними енергоресурсами для досягнення економічно-доцільної енергонезалежності та мінімізації негативного впливу на довкілля. Монографію призначено для фахівців, що займаються розробкою методів і засобів підвищення ефективності регіонального енергозабезпечення на основі локальних мікроенергосистем, інженерів, науково-технічних працівників, студентів і аспірантів енергетичних спеціальностей. Дослідження виконано за підтримки Національного фонду досліджень України конкурсу «Наука для відбудови України у воєнний та повсенний періоди» гранту № 202/0129 та № 94/0129.

The monograph is dedicated to the solution of the important problem of the development of technological structures of providing certain united territorial communities with primary and derivative energy resources to achieve economically feasible energy independence and minimizing the negative impact on the environment. The monograph is intended for specialists engaged in the development of methods and means to improve the efficiency of regional energy supply based on local microenergy systems, engineers, researchers, students and postgraduates of energy specialties. The research was supported by the National Research Foundation of Ukraine within the framework of the competition "Science for the Restoration of Ukraine in the War and Postwar Periods" under grants № 202/0129 and № 94/0129.

УДК 620.9,620.91:662.97,621.548;621.311.24,
620.92.002.68;620.92.004.8,620.92,338.24,211.5(091)

ISBN 978-617-554-373-3

© Колектив авторів, 2024
© НУБІП України, 2024

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ	6
ПЕРЕДМОВА	8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ЛОКАЛЬНОГО ЕНЕРГОВИРОБНИЦТВА ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ НЕЗАЛЕЖНОСТІ ТЕРИТОРІАЛЬНИХ ГРОМАД.....	11
1.1. Енергетичні ресурси місцевого походження та ВДЕ як чинники формування енергонезалежності громад.....	15
1.2. Технології локального енерговиробництва для підвищення енергонезалежності окремих територіальних громад.....	18
1.3. Порівняння середньозваженої собівартості теплової енергії за життєвий цикл реалізованих та розрахункових проєктів систем теплостачання з різними типами теплових насосів в Україні.....	23
Висновки до розділу 1	40
Список використаних джерел до розділу 1	42
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ЕКОЛОГО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТА ПРИРОДНО-РЕСУРСНИХ ПОТЕНЦІАЛІВ ТЕРИТОРІАЛЬНИХ ГРОМАД.....	51
2.1. Структура енергоспоживання Смілянської територіальної громади.....	51
2.2. Структура енергоспоживання Переяславської територіальної громади.....	57
2.3. Питомі показники профілю енергоспоживання обраних територіальних громад	68
2.4. Техніко-економічні передумови створення біогазових виробництв у Переяславській громаді	69
2.5. Оцінювання перспективного сировинного та виробничого потенціалів для генерації електричної і теплової енергії на біогаз	74
Висновки до розділу 2	94
Список використаних джерел до розділу 2	95
РОЗДІЛ 3. РЕСУРСНО-ПРОЦЕСНА МОДЕЛЬ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЮ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ З ПОЛІГЕНЕРАЦІЄЮ	102
3.1 Ресурсно-процесний аналіз як інструмент підвищення ефективності електрозабезпечення локальних об'єктів	102
3.2 Принципи структурно-функціонального синтезу комбінованих систем електроживлення відновлюваними джерелами.....	104
3.3 Особливості формування енергетичного балансу комбінованих систем електроживлення з відновлюваними джерелами та процесне узгодження електроспоживання на рівні кінцевого струмоприймача ...	106
3.4. Асинхронний режим функціонування мікроенергетичної системи з полігенерацією	109
3.5. Однорідні асинхронні мікроенергетичні системи	116

3.6. Локальні мікроенергетичні системи з неперервною генерацією електричної енергії.....	120
3.7 Умова структурно-алгоритмічного синтезу КСЕ з енергоінформаційним узгодженням формування потоків електроенергії та кількості кінцевих струмоприймачів.....	121
3.8 Умова структурно-алгоритмічного синтезу КСЕ для безперервного електрозабезпечення кінцевих струмоприймачів.....	130
Висновки до розділу 3.	141
РОЗДІЛ 4. ПРИНЦИПИ РЕСУРСНО-ПРОЦЕСНОГО МОДЕЛЮВАННЯ КОМБІНОВАНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТЕРИТОРІАЛЬНИХ ГРОМАД В КОНТЕКСТІ ЗАПОБІГАННЯ ЗМІНАМ КЛІМАТУ	143
4.1. Методи ресурсно-процесного аналізу функціонування локальних мереж.....	143
4.2. Завдання оптимізації на основі ресурсно-процесного підходу в імовірісно-детермінованих даних системи енергозабезпечення	148
4.3. Розробка принципів побудови технологічної структури біогазових виробництв	154
Висновки до розділу 4	167
Список використаних джерел до розділу 4	168
РОЗДІЛ 5. МЕТОДОЛОГІЯ ФОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СТРУКТУР ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГОНЕЗАЛЕЖНОСТІ ГРОМАД.....	170
5.1. Основні положення	170
5.2. Моделювання річних помісячних балансів теплової та електричної енергії громади за умов збільшення енергонезалежності та скорочення викидів парникових газів	172
5.2.1. <i>Модель оптимального завантаження агрегатів технологічної структури комбінованого енергозабезпечення мікроенергетичної системи.....</i>	<i>175</i>
5.2.2. <i>Результати моделювання</i>	<i>181</i>
5.3. Структурування енергетичного балансу територіальних громад з локальними інфраструктурними активами для комбінованого виробництва енергії	192
5.3.1. <i>Передумови створення технології комбінованого виробництва теплової та електричної енергії територіальних громад.....</i>	<i>192</i>
5.3.2. <i>Системи комбінованого енергозабезпечення на регіональному рівні з урахуванням функціональних зв'язків при виробництві електроенергії і тепла.....</i>	<i>198</i>
5.3.3. <i>Ефективність функціонування комбінованих систем енергоживлення на платформі єдиної енергетичної спільноти</i>	<i>204</i>
5.3.4. <i>Формування бази статистичних даних моніторингу параметрів якості електроенергії за допомогою приладу SATEC PM180.....</i>	<i>212</i>
5.4. Нейромережева модель короткострокового прогнозування попиту енергоостровів територіальних громад з комбінованим виробництвом електроенергії і тепла	215

5.4.1. Аналіз існуючих моделей прогнозування попиту на теплову та електричну енергію	216
5.4.2. Електромережева модель короткострокового прогнозування попиту на електроенергію і тепло територіальної громади	219
5.4.3. Результати нейромережевого моделювання з прогнозуванням попиту на теплову та електричну енергію територіальних громад	223
Висновки до розділу 5	231
Список використаних джерел до розділу 5	234
РОЗДІЛ 6. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ОБГРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ БІОПАЛИВ ДЛЯ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ І ТЕПЛА	244
6.1. Математична і імітаційна моделі визначення техніко-економічних показників використання технологій перетворення первинних енергоносіїв біологічного походження у інші види палива	245
6.1.1. Математична модель функціонування біогазової установки з урахуванням процесу отримання біогазу.....	245
6.1.2. Результати дослідження моделі процесу функціонування ферментатора у пакеті Simulink математичної системи MATLAB	249
6.2. Визначення логістичних витрат для перевезень сировини до БГУ.....	254
6.3. Сучасні електротехнології для переробки біомаси	283
6.3.1. Особливості сучасних технологій переробки біомаси.....	285
6.3.2. Технічні аспекти реалізації електротехнологій для переробки біомаси та спалювання збіднених вуглеводневих сумішей з метою забезпечення вуглецевої нейтральності	287
Висновки до розділу 6	297
Список використаних джерел до розділу 6	298
ДОДАТОК А РЕКОМЕНДАЦІЇ ТА ЗАХОДИ З ІНТЕГРАЦІЇ БІОТЕС ТА ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В М. ПЕРЕЯСЛАВ 301	
ДОДАТОК Б ВИХІД ПЕРВИННИХ БІОРЕСУРСІВ МІСЦЕВОГО ПОХОДЖЕННЯ ПЕРЕЯСЛАВСЬКІЙ ОТГ ДЛЯ ВИКОРИСТАННЯ В БГУ У 2020–2022 РОКАХ	308

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ ТА СКОРОЧЕННЯ

ВЕС – вітрова електростанція

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

дСЕС – сонячні установки домогосподарств

МЕС – мікроенергосистема

мініТЕЦ – міні –теплоелектроцентрально

ТЕСТБ – тепла електростанція на твердому біопаливі

ОТГ – об'єднана територіальна громада

ПЕР – паливно-енергетичні ресурси

СЦЕП – система централізованого електропостачання

ТМ – зовнішня тепломережа

СЕС – сонячна електростанція

ТЕС – тепла електростанція

ТН – теплові насоси

ШНМ – штучна нейронна мережа

КГУ – когенераційна установка

БГУ – біогазова установка

СВ – відходи сільськогосподарські

(NetBilling) – механізм чистого вимірювання

СТ – системи теплопостачання

ТН – теплові насоси

LCOH – середньозважена собівартість теплової енергії за життєвий цикл обладнання

COP (Coefficient of Performance) – співвідношення виробленого тепла до спожитої електроенергії

SCOP (Seasonal Coefficient of Performance) – середня ефективність теплового насосу за рік

EROEI – співвідношення отриманої енергії до витраченої, енергетична рентабельність

НЧВ – незернова частина урожаю

ЗВОП – зібрано врожаю основної продукції

ППР – побічна продукція рослинництва

СОР – вміст сухої органічної речовини в субстраті

КЕС – комбінована енергогенеруюча система

LSTM – мережі довгострокової

ARIMA – авторегресійна інтегрована ковзна середня, ARIMA

ПЕРЕДМОВА

Монографія присвячена дослідженню та вирішенню актуальної проблеми розвитку технологічних структур для забезпечення окремих об'єднаних територіальних громад первинними та похідними енергоресурсами для досягнення економічно-доцільної енергонезалежності.

Широке впровадження об'єктів відновлюваної енергетики та сучасний стан розробки новітніх техніко-технологічних рішень конверсії біомаси для комбінованого виробництва електроенергії та тепла створює можливості для управління ефективністю енергозабезпечення територіальних громад за умов збільшення їх енергонезалежності та екологічності. Проголошена на державному рівні стратегічна мета декарбонізації енергетики України до середини поточного століття вимагає подальшого збільшення частки енергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в балансі регіональних енергосистем, які до цього часу традиційно поклалися на генерацію з викопного палива. Зокрема, Національний план дій з відновлюваної енергетики до 2030 року є доповненням до Національного плану з енергетики та клімату (НПЕК) та визначає траєкторії розвитку за секторами.

Бомбрдування рф енергетичної інфраструктури України продемонстрували ризики та недоліки централізованих систем енергозабезпечення територіальних громад. Особливо вразливими є громади з невеликими населеними пунктами та їх комунальними об'єктами, які розсереджені на великих територіях. Тому необхідно шукати нові рішення, які дозволять громадам за рахунок власного ресурсу створювати інфраструктурні об'єкти з економічно доцільними обсягами власного енерговиробництва для комбінованого енергозабезпечення.

Новизна запропонованої стратегії полягає теоретичному та прикладному обґрунтуванні терміну «енергонезалежна громада» з огляду на острівний принцип побудови систем енергозабезпечення окремих

територій з використанням значної частки енергії власного виробництва і з урахуванням технічного та соціального аспектів терміну «енергонезалежні громади».

Запропоновано ресурсно-процесний аналіз функціонування локальних мереж в якості інструмента для підвищення енергоефективності об'єктів з окремим формуванням енергетичних балансів, виконаний на основі запропонованих принципів побудови мікроенергетичних систем, пошуку оптимальних рішень щодо використання місцевих біопалив та відновлюваних джерел для комбінованого енерговиробництва електроенергії і тепла з урахуванням їх приведеної вартості.

В монографії наведено розроблену авторами модель оптимального завантаження установок технологічної структури комбінованого енергозабезпечення громади при покритті добових графіків електричного та теплового навантаження мікроенергетичної системи, використання якої дозволяє формувати структуру річних щомісячних прогнозних балансів теплової та електричної енергії енергонезалежної громади із мінімізацією негативного впливу на довкілля для подальшого прогнозного аналізу та визначення напрямів інноваційного вдосконалення енергосистеми громади за умов запобігання змінам клімату та стійкого розвитку суспільства.

Дана робота торкається питань, пов'язаних з дослідженням взаємодії систем комбінованого енергозабезпечення на регіональному рівні з урахуванням функціональних зв'язків при виробництві електроенергії і тепла для покриття заданого попиту у довготривалій перспективі. У якості складових пропонується розглядати підсистеми виробництва електроенергії і тепла з метою управління енергоефективністю.

У представленій роботі враховано також особливості останніх законодавчих актів у галузі енергетики України, що потребують нових підходів в процесі створення та експлуатації електро-теплоенергетичного обладнання з використанням відновлюваних джерел енергії.

Монографія призначена для наукових та інженерно-технічних працівників, пошуковців та проєктувальників, що спеціалізуються в галузі енергетики та займаються важливою проблемою розвитку технологічних структур забезпечення окремих об'єднаних територіальних громад первинними та похідними енергоресурсами, а також викладачів, аспірантів та студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів і може бути корисною для всіх, хто займається різними напрямками діяльності щодо розвитку відновлюваної енергетики України.

Дослідження виконано за підтримки Національного фонду досліджень України конкурсу «Наука для відбудови України у воєнний та повоєнний періоди» гранту № 202/0129 та № 94/0129.

Список авторів монографії, виконаної за загальною редакцією професора Каплуна В. В., надано нижче:

- д.т.н. Каплун В. В., д.т.н. Заблодський М. М., к.т.н. Станиціна В. В., к.т.н. Троханяк В. І., н.с. Горський В. В. – 1 розділ;
- д.т.н. Шворов С. А., к.т.н. Троханяк В. І., к.т.н. Радько І. П., к.т.н. Сорокін Д. С., PhD Якименко І. Ю. – 2 розділ;
- д.т.н. Каплун В. В., к.т.н. Макаревич С. С. – 3 розділ;
- д.т.н. Каплун В. В., д.т.н. Шворов С. А., к.т.н. Макаревич С. С., к.т.н. Троханяк В. І., – 4 розділ;
- д.т.н. Каплун В. В., д.т.н. Заблодський М. М., д.т.н. Шворов С. А., к.т.н. Троханяк В. І., Радько І. П., к.т.н. Нечаєва Т. П., к.т.н. Тесленко О. І., к.т.н. Макаревич С. С., к.т.н. Сорокін Д. С., PhD Ковальчук С. І. – 5 розділ;
- д.т.н. Заблодський М. М., д.т.н. Шворов С. А., к.т.н. Троханяк В. І. – 6 розділ.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ЛОКАЛЬНОГО ЕНЕРГОВИРОБНИЦТВА ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ НЕЗАЛЕЖНОСТІ ТЕРИТОРІАЛЬНИХ ГРОМАД

Сучасний досвід організації структур територіальних громад в контексті глобального «зеленого» енергетичного переходу [1] та децентралізації систем енергозабезпечення показує повернення до колективної власності і управління ресурсними активами, пов'язаними з власним виробництвом енергії шляхом впровадження розподілених генеруючих потужностей з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) та систем енерговиробництва на основі місцевих видів біопалива [2]. Завдяки раціональному розподілу ресурсів та узгодженню процесів генерації, передачі, акумулювання, розподілу та споживання енергії, стає можливим створення у межах окремої територіальної громади місцевих високотехнологічних інфраструктурних активів для формування незалежного (острівного) енергозабезпечення [3–4].

Сьогоднішня енергетична політика на рівні громади реалізується на основі ринку послуг корпоративних постачальників. Це означає, що такі компанії не беруть участь у наповненні місцевих бюджетів, оскільки прибутки від їхньої діяльності надходять до акціонерів цих компаній, які, у переважній більшості випадків, знаходяться за межами територіальної громади. Це не сприяє надходженню інвестицій в цю сферу та створенню додаткових робочих місць. За таких умов регіональний розвиток є досить проблематичним, оскільки громада не отримує економічної вигоди і постійно несе витрати за енергоспоживання.

Відомий досвід, коли новостворені місцеві кооперативи беруть на себе зобов'язання виробляти екологічну енергію в регіоні шляхом заснування незалежного постачальника [5–6]. У цьому випадку створення нової місцевої енергетичної інфраструктури надає споживачам альтернативу щодо реорганізації технологій енергозабезпечення у такій

спосіб, який би відповідав стратегії розвитку регіону. Децентралізоване управління енергетичними ресурсами допомагає досягти трьох основних цілей: впровадження установок виробництва енергії як на індивідуальному рівні, так і на рівні громади; накопичення фінансових ресурсів у громаді з метою інвестування прибутків у регіональні проекти сталого розвитку; посилення впливу кінцевих споживачів на економічну модель енергозабезпечення територіальної громади.

Нинішнє посилення інтересу до вирішення проблем енергозабезпечення місцевих громад, які б могли використовувати місцеві альтернативні види палива та відновлювані джерела, а також розвиток «розумних» мереж, привертає увагу до проектної діяльності зі створення і удосконалення локальних мікроенергосистем (МЕС). Місцеві громади (особливо це стосується розвинених країн) трансформуються, намагаються змінити свою традиційну ідентичність як пасивних споживачів. Вже є досвід формування, так званих, активних споживачів, які є одночасно споживачами і виробниками енергії. Локальні енергетичні системи потенційно можуть сприяти досягненню загальних енергетичних і кліматичних цілей, допомагаючи змінити тенденції споживання енергії та викидів у всьому світі [7–8].

Локальні мікроенергетичні мережі мають широкі можливості щодо інтегрування ВДЕ шляхом урахування особливостей їх взаємодії при забезпеченні попиту кінцевих споживачів та узгодження використання зовнішньої енергосистеми і потребує нових організаційних підходів при вирішенні завдань управління ними. Нові енергетичні ініціативи спрямовані на використання іншої логіки для структурування місцевого енергопостачання. Це узгоджується з концепцією «масових інновацій», яка спрямована на заміну існуючих соціально-технічних структур. Матеріальними проявами нової структури є об'єкти для місцевого сталого виробництва енергії, такі як сонячні та вітрові електростанції, об'єкти з виробництва біомаси та біопалива. Крім того, місцеві кооперативи

експериментують з такими інноваціями, як накопичення енергії та створення «розумних» мереж [7, 9].

Впродовж останніх років проведена низка фундаментальних і прикладних науково-дослідних робіт, які торкаються структурно-параметричного синтезу комбінованих систем електроживлення енергоефективних будівель на основі Smart-технологій, систем управління мікроенергетичними мережами локальних об'єктів на основі умовного динамічного тарифу і інш. [10]. Політика декарбонізації вимагає подальшого збільшення частки енергії ВДЕ у балансі регіональних енергетичних систем, які традиційно залежали від викопного палива. Це призводить до необхідності пошуку рішень для оптимального поєднання процесів виробництва, передачі та розподілу теплової і електричної енергії. Традиційно такі енергетичні мережі проектували як окремі незалежні системи, але інтеграція між ними у вузлах навантаження означає, що необхідне більш глибоке вивчення тепло-електричних процесів на рівні технологій конверсії первинних палив та управління енергоспоживанням на рівні кінцевого споживача [11, 12].

Теоретичні дослідження процесів утворення динамічних тарифів для формування добових сценаріїв управління на локальних енергетичних об'єктах дозволили встановити закономірності при розробленні та впровадженні комбінованих систем енергозабезпечення [13–15]. Базовим об'єктами в Україні для їх використання на початковому етапі проєктів енергозабезпечення є сонячні електростанції домогосподарств потужністю до 30 кВт, кількість яких станом на 2023 рік сягає майже 40 тис. Ця обставина у значній мірі може впливати на рівні поточної вартості електроенергії впродовж доби та більш довгі інтервали часу (місяць, рік). Для таких систем у літній період характерним є використання значних обсягів електроенергії у структурі споживання на виробництво холоду (кондиціонування).

Саме формування загального енергетичного балансу такої мікроенергосистеми за відсутності дорогих технологій акумулювання електроенергії відкриває можливості для пошуку оптимальних сценаріїв управління енергоефективністю на основі прогнозування поточних витрат на енергозабезпечення. Така концепція може бути теоретичною основою наших підходів формування енергонезалежності територіальних громад.

Відомо кілька методів моделювання інтегрованих енергетичних систем. Такі системи часто називають по-різному, але ключові принципи побудови їх є схожими: наприклад, багатокомпонентні енергетичні мережі (MCEN) [16–17], багатопотокові системи енергії (MEFS) [18], багатовекторні енергетичні мережі і інтегровані енергетичні системи (IES) [19]. Енергетичні мережі з кількома різними носіями енергії мають змогу задовольняти попит та ефективно комбінувати їх використанням, включаючи акумулювання енергії. Навіть у мережах, які не мають чіткої координації роботи джерел (як MCEN), зростає кількість елементів, які створюють додаткові зв'язки усередині локальних мереж та між зовнішніми мережами. Принципово такі мережі не можуть розглядатися як незалежні одна від одної [20].

Російські бомбардування енергетичної інфраструктури України продемонстрували ризики та недоліки централізованих систем енергозабезпечення територіальних громад. Особливо вразливими є громади з невеликими населеними пунктами та їх комунальними об'єктами, які розсереджені на великих територіях. Тому необхідно шукати нові рішення, які дозволять громадам за рахунок власного ресурсу створювати інфраструктурні об'єкти з економічно доцільними обсягами власного енерговиробництва для комбінованого енергозабезпечення.

Регіони, які зазнали руйнувань під час військової агресії росії, розпочали встановлення модульних котелень. Це дозволяє швидкими темпами забезпечити теплопостачання для об'єктів критичної інфраструктури. У м. Ізюм Харківської обл. у серпні 2023 р. встановили 3 такі

котельні, планують встановити 10. У Харкові вже працюють блочно-модульні котельні, потужністю від 3 МВт до 8 МВт. Котельня на 6 МВт здатна забезпечити теплом та гарячою водою сім великих багатоповерхівок, школу та дитсадок. В Житомирі нещодавно презентовано нову сонячну електростанцію (СЕС) на даху лікарні. В Харкові на даху музею астрономії Харківського національного університету ім. Каразіна коштом спонсорів і партнерів побудовано сонячну електростанцію. В багатопрофільній лікарні № 17 Харкова СЕС побудована за кошти міського бюджету. Це демонструє нові сучасні тренди: громади почали інвестувати в свою енергонезалежність [21].

Основними напрямками досягнення енергетичної незалежності громад є збільшення виробництва електро- та теплоенергії з місцевих видів паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), переважно відновлюваних джерел енергії (ВДЕ); впровадження енергозберігаючих заходів та більш енергоефективних технологій виробництва електро- та теплоенергії; впровадження енергозберігаючих заходів у місцевих виробництвах продукції, наданні послуг, сонячних електростанцій у домогосподарствах (дСЕС), комунальних та бюджетних установах.

1.1. Енергетичні ресурси місцевого походження та ВДЕ як чинники формування енергонезалежності громад

Публікація [22] включає огляд практично всіх важливих аспектів переходу громад до енергонезалежності з ощадливим енергоспоживанням та використанням відновлюваних джерел енергії, охоплює управлінські елементи, містить огляд базових технологій, фінансові та правові аспекти.

Автори дослідження [22] наголошують, що перехід на місцеві ресурси є дуже вигідним для громади навіть при тривалому терміну окупності, адже такий перехід розвиватиме громаду.

Енергетичне планування є комплексним питанням, що стосується не тільки енергетики, а й економіки, безпеки та підвищення якості життя. Для

прикладу, заміна газової котельні на твердопаливну вимагає врахування: вартості енергоносіїв, забезпечення ними протягом наступних 10-ти і більше років, видатків на обслуговування, температурного режиму в приміщеннях, викидів парникових газів і цілого ряду інших умов [22]. У глобальному масштабі енергетичне планування громад є одним із ключових елементів протидії зміні клімату та адаптації до її наслідків.

Для успіху енергетичного переходу згідно [22] необхідно реалізувати такі основні елементи:

1. *Розбудова підтримки переходу на ВДЕ у громаді.* Підтримка базується на залученні до процесу всіх місцевих зацікавлених сторін, а також створення команди. Використання ВДЕ означає використання коштів всередині громади замість оплати ними зовнішнього постачання енергоносіїв. Тому політична підтримка виникає у результаті донесення до членів громади розуміння вигод від ВДЕ для місцевого розвитку.

2. *Розробка якісного енергетичного плану.* Такий план має ґрунтуватися на наявних енергетичних ресурсах, забезпечувати потреби громади та стимулювати її розвиток, бути реалістичним з прогнозованим ефектом.

3. *Співпраця у енергетичній сфері з сусідніми громадами.* Кожна громада в плані енергетичного переходу до енергонезалежності має як переваги, так і недоліки. Найбільш значимо це проявляється у відмінностях між сільською та міською інфраструктурами. Перші традиційно мають більші площі та можуть генерувати надлишки енергетичних ресурсів, тоді як міста мають більше фінансових, людських та матеріальних ресурсів. Об'єднуючись, сільські та міські громади можуть підсилувати і допомагати одна одній забезпечити швидший та вигідніший перехід на ВДЕ.

4. *Одночасне підвищення ефективності споживання енергії та розвиток відновлюваних джерел енергії.* Жодна громада неспроможна перейти до 100 % ВДЕ, не забезпечивши максимального ефективного використання енергоресурсів, не позбувшись енергетичного марнотратства.

В процесі переходу на 100 % ВДЕ підвищення енергетичної ефективності має стояти на першому місці.

При плануванні переходу слід враховувати такий чинник як комплексне використання земельних угідь для отримання відновлюваних ПЕР, наприклад, розміщення на межах полів ВЕС, використання відходів сільськогосподарського виробництва як сировини для місцевої енергетики. Базові показники для прийняття рішень в енергетичному секторі [2].

Для налагодження якісного процесу у сфері місцевої енергетики необхідно мати таку інформацію: поточні та прогнозовані дані про постачання та споживання енергії; інвентаризація пов'язаних з енергетикою чинних державних та місцевих програм, планів і політик; інформація про наявні людські та організаційні ресурси, які можуть бути задіяні при розробці та реалізації муніципальних енергетичних планів.

Поточні та прогнозовані дані про постачання та споживання енергії складаються з показників: постачання теплової та електричної енергії споживачам у муніципалітеті; наявність на території громади вільних ділянок, придатних для розміщення об'єктів енергетики (особливо неподалік підстанцій) та для вирощування енергетичних культур; первинні та вторинні відходи сільського господарства, їхні характеристики та об'єми; скидне тепло, що утворюється у технологічних процесах; обсяги та види спожитої енергії у будівлях, основні характеристики цих будівель; види та об'єми споживання енергії у промисловості, сільському господарстві та сфері обслуговування; використання енергоносіїв транспортом, основні характеристики транспортних потоків; плани, майбутні інвестиції та тенденції до зміни всіх цих показників.

Детальна інформація про споживання у будівлях на теперішньому етапі розвитку українських муніципалітетів є ключовою і отримується завдяки запровадженню системи енергетичного моніторингу. Решту показників отримати складніше. Джерелами інформації можуть слугувати

дані управлінь статистики, енергопостачальних компаній, опитування, офіційні звернення.

Інвентаризація пов'язаних з енергетикою чинних державних та місцевих програм, планів і політик включає в себе аналіз: місцевих планів, що впливатимуть на зміни у споживанні енергії (розвиток житлової забудови, спорудження нових та закриття старих громадських закладів, підготовка значимих проєктів); обласних та районних планів соціально-економічного розвитку, на які виділяються програми фінансування; можливостей залучення субвенцій Державного фонду регіонального розвитку та на соціально-економічний розвиток; окремих державних програм фінансування; змін чинного релевантного законодавства.

Інформація про наявні людські та організаційні ресурси є ключовою для збору, аналізу даних та розробки якісних енергетичних планів. Відсутність команд, що здійснюють енергетичні реформи на місцях, є найбільшою проблемою переходу на ВДЕ. Органи місцевого самоврядування мають ідентифікувати всіх місцевих ключових гравців (ними є основні споживачі та постачальники енергії, включно з комерційними підприємствами, лідери думок, люди, що приймають рішення тощо), з'ясувати їх навколоенергетичні плани та інтереси, та намагатися залучити до розробки та реалізації енергетичних планів. Без створення «енергетичної команди», що включатиме представників усіх зацікавлених сторін, діяльність з переходу на ВДЕ буде значно складніша та повільніша.

1.2. Технології локального енерговиробництва для підвищення енергонезалежності окремих територіальних громад

Проєкт Концепції «Стратегії термомодернізації будівель до 2050 року», що розроблений Мінрегіоном, передбачає, що «взаємоузгодження термомодернізації будівель і мереж важливе для декарбонізації, яка на рівнях 80–95 % досягається використанням чистої енергії з місцевих

відновлювальних джерел, скидного тепла, теплових насосів для зон із низькою щільністю теплового навантаження (садибна забудова), та підключення до ефективної системи централізованого теплозабезпечення (СЦТ) для зон із високою щільністю (багатоквартирна)» [23].

Проведено аналіз кожної з вищезазначених технологій з точки зору вартості обладнання, енергетичної ефективності, простоти монтажу та обслуговування. Цей аналіз дав змогу визначити переваги та недоліки кожної технології. Для аналізу та вибору технологій комбінованого енерговиробництва на основі розподіленої електрогенерації та локальних теплових станцій сформовано наступні критерії:

1. Скорочення зовнішнього постачання енергоресурсів для забезпечення енергетичної незалежності громад;

2. Виробництво та використання місцевих паливно-енергетичних ресурсів;

3. Використання відновлюваних джерел енергії;

4. Економічна ефективність (капіталовкладення, вартість паливно-енергетичних ресурсів, собівартість електро- та теплоенергії, термін окупності, наявність механізмів інвестиційної підтримки);

5. Екологічна ефективність (заміщення використання викопного палива, екологічні обмеження, безвуглецеві та низьковуглецеві технології, зменшення викидів, скидів, утворення твердих відходів);

6. Енергетична ефективність (підвищення ефективності використання енергоресурсів, використання вторинних енергоресурсів);

7. Швидкість монтажу.

Згідно з наведеними вище критеріями технології на ВДЕ та місцевих паливах доцільні до впровадження у громадах відповідно до наявності достатніх обсягів відповідних ПЕР. Зокрема, ефективність роботи вітрових та сонячних електростанцій суттєво залежить від місцевих природних та метеорологічних умов і має добову та сезонну залежність. Проведені дослідження щодо вибору оптимальної структури обладнання СЕС в

залежності від її територіального розташування та добової інтенсивності сонячної радіації [24] показали суттєвий вплив цих факторів на обсяги та собівартість відпущеної електроенергії. Тому повне забезпечення споживання цими технологіями практично неможливо, а їх стохастичний характер генерації потребує використання резервного джерела енергії та акумуляційних систем. Для підтримки потужності СЕС в умовах зміни інтенсивності сонячного випромінювання доцільно використовувати акумуляційну систему, основні параметри якої можна отримати в результаті моделювання їх сукупної роботи [25]. Водночас низькі питомі капітальні витрати на впровадження сонячних фотоелектричних станцій та наявність їх державної підтримки відповідно до положень статей 9, 91, Закону України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV за рахунок зелених тарифів, які надаються до кінця 2029 року як об'єктам генерації з ВДЕ, так і генеруючим установкам приватних домогосподарств, споживачів, у тому числі енергетичних кооперативів, сприяють високій окупності таких проєктів [26]. Крім того, статтею 93 цього Закону передбачено стимулювання виробників електричної енергії з альтернативних джерел енергії за участі на аукціонах з фіксацією виплат на рівні цінової пропозиції переможцю протягом 12 років. Для об'єктів ВДЕ, що мають наміри отримати державну підтримку, участь у аукціонах, які мають проводитися до кінця 2029 року, є добровільною, крім ВЕС потужністю більше 5 МВт та СЕС більше 1 МВт. Крім того, Законом України від 30.06.2023 № 3220-IX щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи запроваджено механізм ринкової премії, що передбачає роботу виробника на ринку з компенсацією йому «зеленого» чи аукціонного тарифу в рамках різниці між встановленим тарифом та вартістю електричної енергії, за якою він реалізував вироблену електроенергію, та механізму чистого вимірювання (NetBilling), що дозволяє активним споживачам, у яких встановлено генерацію на ВДЕ для

власного споживання, продавати надлишки на ринкових умовах електропостачальнику за договорами самовиробництва.

Перевагами таких технологій на ВДЕ як ВЕС, СЕС, міні- та мікро-ГЕС є їх безвуглецева екологічна чиста енергія. Електростанції на біомасі мають переваги щодо їх використання у базовому режимі навантаження та можливості диспетчеризації, проте їх недоліком є наявність впливу на довкілля – викидів забруднюючих речовин, утворення відходів.

Технології на викопному паливі доцільно використовувати як джерела базової генерації, резервні та аварійні потужності з урахуванням їх собівартості виробництва електроенергії, на яку впливають як загальні капіталовкладення, так і вартість первинного палива та інших ресурсів, що споживаються, а також екологічних обмежень, які діють як на рівні громад, так і загальнонаціональному рівні.

Всі наведені технології теплопостачання в певній мірі сприяють зниженню викидів: ко- та тригенерація за рахунок підвищення ефективності використання палива, електрокотли – за умови споживання електроенергії від ВДЕ, котли на біопаливі вважаються вуглецевонейтральними, проте в порівнянні з природним газом збільшуються викиди забруднюючих речовин та утворюються тверді відходи, які не завжди можливо утилізувати.

За критерієм економічної ефективності теплові насоси програють в питанні капіталовкладень, проте середньозважена собівартість теплоенергії за життєвий цикл за деяких умов менша, ніж від газових котлів [27].

Переваги технологій електро- та теплопостачання, які можуть бути використані для підвищення енергетичної незалежності окремих територіальних громад [28], представлено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Розподіл технологій енерговиробництва (електроенергії та тепла) за критеріями

Технології	Скорочення зовнішнього постачання енергоресурсів	Використання місцевих або відновлюваних джерел енергії	Економічна ефективність	Швидкий монтаж	Енерго-ефективність	Екологічна ефективність
СЕС	+	+	+	+		+
дСЕС	+	+	+	+		+
ВЕС	+	+	+ –	+		+
Газопоршневі установки	+			+	+	+ –
Газотурбінні установки	+			+	+	–
Дизель-генераторні установки	+			+		–
Акумуляуючі пристрої	+		+ –	+		+ –
Міні-ГЕС	+	+				+
Використання біопалив	+	+	+			+ –
Когенерація та тригенерація	+		+		+	+
ТН ґрунтові	+	+	+ –		+	+
ТН повітряні	+	+	+ –	+	+	+
ТН водяні	+	+	+ –		+	+
Електрокотли	+			+		+

«+ –» технологія має переваги та недоліки в категорії

«–» технологія має гірші показники, ніж широко розповсюджена

Всі технології мають перевагу лише за декількома критеріями, і рішення щодо впровадження конкретних технологій мають прийматись після ретельного аналізу енергоспоживання, наявних в громаді паливно-енергетичних ресурсів і відновлюваних джерел енергії, планів розвитку громади та з урахуванням законодавства та тенденцій щодо охорони навколишнього середовища.

1.3. Порівняння середньозваженої собівартості теплової енергії за життєвий цикл реалізованих та розрахункових проєктів систем тепlopостачання з різними типами теплових насосів в Україні

В Україні розвинуті системи централізованого та децентралізованого тепlopостачання, основою яких є опалювальні котельні та ТЕЦ. Одним з важливих напрямів розвитку систем тепlopостачання є їх децентралізація, впровадження технологій та заходів, що сприятимуть зростанню енергонезалежності громад та зменшенню викидів парникових газів та забруднюючих речовин.

Одним із перспективних напрямів розвитку систем тепlopостачання (СТ) є впровадження теплових насосів (ТН) для опалення та охолодження приміщень, а також гарячого водопостачання. Теплові насоси дозволяють ефективно використовувати енергоносії для забезпечення потреб споживачів.

Теплові насоси це технологія, що дозволяє ефективно використовувати відновлювальну енергію навколишнього середовища для тепло- та холодпостачання. Різниця між корисною енергією, отриманою внаслідок роботи теплового насосу, і енергією, що використовується для приводу агрегату, вважається відновлюваною [29]. В Європі теплові насоси посідають важливе місце в планах щодо більшої енергетичної незалежності та декарбонізації. В Європі у 2023 р. кількість проданих ТН досягла близько 24 мільйонів, результаті їх роботи було вироблено 231,3 ТВт·год відновлюваної енергії, що дозволило уникнути викидів 59,13 Мт CO₂, а це приблизно 7,3 % від загальної абсолютної цілі ЄС щодо скорочення викидів ПГ на 2022 рік [30].

Нажаль, статистичних даних щодо обсягу продажів та виробництва теплоенергії тепловими насосами в Україні не існує. Основну частину ринку складають імпорتنі теплові насоси. Якщо говорити про теплові насоси типу «повітря-вода», то до 2024 року частка імпорتنих пристроїв в цьому

сегменті складала 99 %. Частина виробників виробляє ТН з імпортних складових та матеріалів. Близько 4–5 % ринку геотермальних ТН займають вітчизняні виробники – AiK, BeeGreen, Гайстер, GeoSun та інші. На сьогодні в Україні лише один виробник є членом Європейської асоціації теплових насосів – це компанія Гайстер [31–32].

Дослідження ринку теплових насосів України за 2021 рік побудоване на звітах митниці і стосується лише імпортного обладнання. Наведені дані вказують на загальну кількість імпортованого в Україну обладнання, а не реально встановлених пристроїв. У 2020 р. було імпортовано 1433 ТН, у 2021 р. – 3019. Станом на 2023–2024 рр. кількість встановлених насосів орієнтовно можна оцінити на рівні 1300–1500 пристроїв/рік всіх типів та потужностей. Співвідношення між повітряними та геотермальними тепловими насосами в Україні має схожу тенденцію як і в Європі і складає орієнтовно 85 % на 15 %. Основну частку продажів складають теплові насоси «повітря-вода» потужністю 10–15 кВт. Ринок теплових насосів України на 90 % зосереджений на нових об'єктах і лише до 10 % всіх теплових насосів встановлено під час реконструкції існуючих будівель. В Європі ситуація кардинально інша – 75–80 % складає саме ринок реконструкції. Абсолютна більшість теплових насосів (до 90 %) встановлюється в приватному будівництві, решта це комерційні об'єкти та промисловість [31–33].

За оцінками Національної асоціації України по тепловим насосам в Україні у 2017 р. з використанням ТН було вироблено 2884 ГВт-год теплоенергії, а саме: реверсивні кондиціонери та ТН «повітря-повітря» – 1384 ГВт-год; ТН «грунт-вода» – 898 ГВт-год, ТН «вода-вода» – 540 ГВт-год, ТН «повітря-вода» – 61 ГВт-год, ТН «повітря-повітря» – 22 ГВт-год. Наведені оцінки Асоціації засновані на рекомендованих (типових) значеннях експлуатаційних характеристик теплонасосних установок і відображають скоріше потенційні, ніж фактичні значення [34].

Впроваджені в Україні системи з тепловими насосами. Житловий сектор. Теплові насоси активно встановлюються у приватних домогосподарствах. При новому будівництві приватних будинків, теплові насоси встановлюють до 80 % власників, які бажають отримати в одній системі опалення, охолодження та гаряче водопостачання. Впродовж останніх років було встановлено ТН різного типу та потужності, від 7 до 45 кВт [35–37].

Громадські будівлі. Відновлення зруйнованих медичних закладів ракетними обстрілами росії, в основному, відбувається із використанням ВДЕ. До прикладу, в амбулаторії в Горенці, що на Київщині, було встановлено геотермальний тепловий насос для опалення та гарячого водопостачання потужність 20 кВт [38]. У Костопільській багатопрофільній лікарні на Рівненщині встановлюють тепловий насос потужністю 16 кВт·год, що дозволило не лише знизити витрати на опалення, але і забезпечити енергонезалежність від міських мереж [39]. В попередні роки в країні були впроваджені проекти, в яких ТН працюють на теплоті зовнішнього повітря (невеликі об'єкти соціальної інфраструктури [40–42]), на стічних водах (санаторії Трускавця [43] та Моршина [44], об'єкти інфраструктури [45–46]) тощо.

Промисловість. У промисловому секторі також впроваджуються системи з використанням теплових насосів, наприклад, для адміністративно-виробничої будівлі комплексу фруктосховищ у Чернівецькій області в якості джерела тепла та холоду використовується каскадний тепловий насос «повітря-вода» компанії Waterkotte потужністю 76 кВт [47].

На сьогоднішній день основною групою показників, за якими оцінюється доцільність впровадження нового обладнання, є показники економічної ефективності. Для систем теплопостачання одним з основних показників, який показує доцільність впровадження технології чи обладнання в найближчій перспективі, є собівартість теплоенергії. У [48] виконано оцінку середньозваженої собівартості теплоенергії за життєвий

цикл проектів теплопостачання невеликих об'єктів (приватного будинку, спортивного центру, тощо) з відкритих джерел, в основному з рекламних проектів фірм, що займаються проектуванням та монтажем систем теплопостачання з ТН.

Метою дослідження є порівняння обрахованої середньозваженої собівартості теплової енергії за життєвий цикл обладнання (LCOH) для проектів та для вже працюючих СТ одного типу для умов України. Оцінка реальних економічних показників дозволить більш точно прогнозувати розвиток систем теплопостачання та обсягів споживання паливно-енергетичних ресурсів.

Для визначення перспективності та доцільності впровадження технології чи обладнання для теплопостачання пропонується використовувати математичну та імітаційну модель визначення техніко-економічної ефективності впровадження та використання технологій перетворення первинного енергоносія у похідні види палива та енергії відповідно до сезонів року в цілому.

Модель містить:

- блок вхідних даних (Input Data);
- блок економічної оцінки (визначення собівартості, терміну окупності тощо);
- блок технічної оцінки (визначення технічних показників, таких як температура теплоносія, тиск, ефективність системи тощо);
- блок енергетичної оцінки (визначення показників енергетичної ефективності, таких як енергоємність, енергетичні витрати, EROEI тощо);
- блок екологічної оцінки (визначення обсягу викидів, твердих відходів тощо);
- блок вихідних даних (результати розрахунків);
- блок аналізу результатів.

Математична складова моделі містить рівняння та формули, за якими проводяться розрахунки. Імітаційна складова моделі застосовується для моделювання динамічної поведінки системи в реальному часі або для різних сценаріїв у майбутньому, що дає можливість врахувати складні взаємодії між компонентами системи, що важко описати аналітично.

Особливістю СТ з ТН є велика залежність їх ефективності, в т.ч. й собівартості теплоенергії, від сезону року. Коефіцієнт ефективності (COP) теплових насосів для гарячого водопостачання (ГВП) суттєво змінюється в залежності від сезону, оскільки COP залежить від температури зовнішнього середовища і від характеристик самого теплового насоса. В середньому COP для ТН: «повітря-вода» складає взимку 2–3, весною та восени – 3–4, влітку – 3,5–4,5; «грунт-вода» – взимку 3–4,5, весною, восени та влітку – 4–5 [49].

Для системи тепlopостачання з тепловим насосом математична модель має свої особливості: оскільки така технологія використовує і відновлювані джерела енергії (енергія навколишнього середовища) і традиційні енергоносії (електроенергія), важливими є економічні показники, за якими для порівняння можливо оцінювати і традиційні системи тепlopостачання.

Одним з основних технічних показників такої СТ є Coefficient of Performance (COP), що показує співвідношення виробленого тепла до спожитої електроенергії та Seasonal Coefficient of Performance (SCOP), який показує середню ефективність ТН за рік. Визначається як співвідношення сумарного обсягу виробленої теплоенергії до сумарного обсягу спожитої електроенергії за рік. Від них значною мірою залежить економічна ефективність СТ з ТН. В блоці екологічної оцінки основним показником є зменшення викидів CO₂ та забруднюючих речовин в порівнянні з системою, що використовує викопне паливо. В блоці енергетичної оцінки як основний показник пропонується використовувати коефіцієнт ефективності технології (установки), фізична суть якого полягає у тому, наскільки кількість енергії, що виробляється установкою, перевищує

затрати енергії на створення, функціонування та ліквідацію технології (установки) [50–51], показник, подібний до енергетичної рентабельності (EROEI) [52].

При аналізі ризиків вперш чергу аналізуються вплив коливань ціни на електроенергію, відсоткової ставки банку або ставки дисконту, курсу євро або долару до національної валюти (оскільки більшість ТН або повністю імпорتنі, або виготовляються з використанням імпортних складових), пори року (в зв'язку з суттєвим впливом зовнішньої температури на COP) на економічну ефективність системи.

LCOH є показником, який дозволяє оцінити вартість виробництва теплової енергії протягом життєвого циклу системи, враховуючи як капітальні витрати, так і експлуатаційні витрати, що дозволяє порівнювати різні технології перетворення енергії на основі їхньої вартості. LCOH визначається як постійна вартість генерації одиниці теплоти, яка дорівнює дисконтованим витратам, понесеним протягом усього життєвого циклу інвестиції [53–54]. Основна розрахункова формула даного показника має вигляд:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(I_t + M_t + F_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{H_t}{(1+r)^t}}$$

де: t – поточний вік системи з початку спорудження; N – термін існування проекту; I_t – щорічні інвестиції; M_t – умовно постійні витрати на обслуговування та ремонт; F_t – умовно змінні витрати на ресурси – паливо, електроенергія, вода тощо; H_t – річне виробництво теплоенергії; r – ставка дисконтування.

LCOH можна використовувати для моделювання та оцінки собівартості теплової енергії з урахуванням сезонних змін у обсязі виробництва теплоенергії та зміни COP протягом року. Таким чином, LCOH

можна включити в математичну модель як основний показник, який дозволяє оцінити ефективність впровадження певної технології в умовах сезонних змін у попиті на теплоенергію або вартості первинного енергоносія.

Визначення середньозваженої собівартості теплової енергії за життєвий цикл LCOH проведено для систем тепlopостачання з ТН типу «грунт-вода» і «повітря-вода» для діючих об'єктів (реалізовані проекти з ТН фірм Waterkotte (Німеччина) та Hajster (Україна)) та для проектів, представлених на сайтах фірм, що займаються проектуванням та монтажем таких СТ або для розрахункових проектів на основі останніх (розрахункові проекти).

Розрахунки LCOH приведено для наступних цін, тарифів та умов: усереднений комерційний курс гривні до євро станом на 1 серпня 2024 р. – 44,4 грн/євро; ставка дисконту 0 % та 10 %; термін експлуатації системи з ТН «грунт-вода» – 30 років, з ТН «повітря-вода» – 20 р.; амортизація не врахована; заробітна плата обслуговуючого персоналу відсутня оскільки розглядаються приватні будинки; вартість техобслуговування для СТ приватних будинків – 3000 грн/рік, для комерційних об'єктів з СТ потужністю до 50 кВт – 10 000 грн/рік, понад 150 кВт – 24 000 грн/рік; вартість ремонту – 0,1 % в рік від вартості системи. Таким чином, умовно-постійні витрати складаються лише з вартості ремонтних робіт та техобслуговування.

Тариф на електроенергію з 1 червня 2024 р. – 2,64 грн/кВт-год для індивідуальних та колективних побутових споживачів в будинках та квартирах з електроопаленням у період з 1 жовтня по 30 квітня при споживанні до 2000 кВт-год/міс. та 4,32 грн/кВт-год для інших випадків. Власники двозонних лічильників сплачують вдвічі менше за електроенергію, спожиту з 23:00 до 7:00 [55]. Для бюджетних організацій у липні-серпні 2024 р. вартість електроенергії в оголошеннях у електронній системі публічних закупівель Prozorro [56] коливалась від 7,30 до понад

10 грн/кВт·год, середньозважена ціна на ринку на добу наперед за липень 2024 року становить 5967,11 грн/МВт·год, без ПДВ [57]. Оскільки для приватних підприємств не існує фіксованої ціни на електроенергію, як і публічної системи закупівель, а ціна на енергоресурси, сировину та матеріали часто є комерційною таємницею, для розрахунку LCOH для невеликих комерційних об'єктів прийmemo вартість електроенергії 8,50 грн/кВт·год. Прийнято, що для всіх проектів застосовується двозонний тариф на електроенергію, тобто в нічний час (з 23:00 до 07:00 год.) застосовується тариф, на 50 % менший від діючого [58].

Визначення обсягу теплоенергії, виробленої в нічний період. В Україні за умови підключення двозонного тарифу споживачі сплачують за спожиту з 23:00 до 7:00 електроенергію вдвічі менше [55]. Оскільки відсутня інформація щодо споживання електроенергії СТ погодинно, обсяг спожитої електроенергії в нічні години оцінено так: вважаємо, що в нічні години виробляється вся теплоенергія для ГВП та третина теплоенергії для опалення, що в середньому оцінено як 50 % від спожитої електроенергії.

В розрахунках не було враховано те, що для побутових споживачів з електроопаленням у період з 1 жовтня по 30 квітня при споживанні понад 2000 кВт·год/міс. тариф на електроенергію збільшується до 4,32 грн/кВт·год оскільки відсутні дані щодо помісячного споживання електроенергії. За величиною середньомісячного споживання електроенергії СТ №№ 1–3 можна сказати, що в зимові місяці споживання електроенергії менше 2000 кВт·год/міс. для ТН потужністю 9 та 18 кВт.

Характеристики СТ з ТН. Основні характеристики обраних для розрахунків систем теплопостачання наведено в табл. 1.2.

Приблизний розрахунок вартості проекту СТ з ТН Softenerqi SE 4,5 (Україна, 4,7 кВт) наведено в [59]. Для СТ з ТН Smart Classic 004 BW (Німеччина) потужністю 4,05 кВт [60] структура інвестиційних витрат така ж, як і для попереднього проекту [59].

Проект СТ з ТН VDE 310 потужністю 331 кВт та вартістю 51 тис. євро [61] оцінено наступним чином: вартість облаштування геотермального поля та системи опалення визначено за питомими витратами на 1 кВт потужності, інші складові – пропорційно проекту [59].

Розрахунок вартості проекту СТ з 2 ТН типу «повітря-вода» Mitsubishi Electric Zubadan PUNZ-SHW230YKA, яка має забезпечувати опалення, ГВП протягом року та кондиціонування для фітнес центру наведено у [62]. Вартість всієї системи, включаючи фанкойли, 51823 дол. США (47 855 євро), з них ТН – 33 700 дол. США (31 120 євро).

Річний виробіток теплоенергії СТ в проектах №№ 4–8 визначено згідно типового графіка теплових навантажень для умов м. Києва та Київської обл., побудованого аналогічно [51]. Прийнято, що теплопостачання здійснювалось лише ТН. Характеристики розрахункових проектів детальніше описано у [50].

Проекти №№ 1–4 розташовані у Київській, Львівській та Івано-Франківських областях. Всі СТ обладнані резервним джерелом – електрочотлом, який за досліджуваний рік не працював, оскільки ТН покривав всі потреби у теплоенергії. Відсутність роботи резервного джерела тепла в досліджуваний опалювальний період пов'язана з доволі високими зимовими температурами. Проекти №№ 5–8 обраховувались для умов Київської області, їх детальний опис наведено у [48].

Технічна оцінка. Одним з найважливішим технічних показників СТ з ТН є COP та SCOP, на ефективність та конкурентоспроможність СТ з ТН зрештою впливає SCOP, який визначається як відношення обсягу виробленої за рік теплоенергії до обсягу спожитої електроенергії. Для досліджуваних систем значення SCOP наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Основні параметри систем тепlopостачання

Тепловий насос	Теплова потужність, кВт, режим	Вартість ТН/всього проекту, євро	SCOP опалення/ SCOP ГВП за рік	Річний виробіток теплоенергії всього/для опалення МВт*год	Річне споживання електроенергії, МВт*год	Щільність вартість СТ, євро/кВт	Вартість ТН від вартості СТ, %
Реалізовані проекти [31–32]							
Приватні будинки							
1. ТН «грунт-вода» Waterkotte EcoTouch DS 5018.5	18,5 + ЕК* W10/W35	15079/43147	4,3/3,6	38,2/28,6	9,2	2332	35 %
2. ТН «грунт-вода» Waterkotte EcoTouch DS 5056.5T	56,5 + ЕК W10/W35	33526/138176	4,5/3,1	118,9/95,2	28,8	2446	24 %
3. ТН «грунт-вода» Hajster Grunt 09RST1R32	9 + ЕК W0/W35	10760/21046	4,3/3,6	38,2/28,6	9,2	2098	28 %
<i>Комерційний об'єкт</i>							
4. ТН «повітря-вода» Hajster Velet Split 60IS3R32	60*3 ТН + 45*2 ЕК A-2/W35	26621 / 128586	2,96	433,2	146,3	714	62 %
Розрахункові проекти							
<i>Приватні будинки</i>							
5. ТН «грунт-вода» Softenerqi SE 4,5 (Україна) [59]	4,7 B0/W35	2973/6444	3,92	15,9	4,06	1371	53 %
6. ТН «грунт-вода» Classic 004 BW (Німеччина) [60]	4,05 B0/W35	8496 / 11655	4,09	13,7	3,35	2878	73 %
<i>Комерційні об'єкти</i>							
7. ТН «грунт-вода» VDE 310 (Україна) [61]	331+ГК* B0/W35	51000/270953	4,27	1121,8	262,7	817	22 %
8. ТН «повітря-вода» Mitsubishi Electric Zubadan PUNZ-SHW230YKA (Японія) [62]	23x2 ТН + 25 ГК A-7/W35	15560/47855	2,85	259,4	87,7	1113	65 %

* ЕК – електродкотел, ГК – газовий котел

Економічна оцінка. Аналіз структури фінансових витрат на створення системи тепlopостачання приватного будинку з тепловим насосом та резервним джерелом (електрокотел) виконано на прикладі системи з геотермальним тепловим насосом WaterkotteEcoTouch DS 5045.5T (виробник – Німеччина) та Najster Grunt 30IST3R32 (виробник – Україна) (рис. 1.1) [31–32]. Вартість німецького ТН співставна з вартістю облаштування геотермального поля з вертикальними свердловинами або монтажних робіт. Встановлення вітчизняного ТН зменшує вартість всієї системи на 8 %, найдорожчим у вартості є геотермальне поле – 24 % та монтаж – 21 %, вартість ТН є меншою ніж 20%.

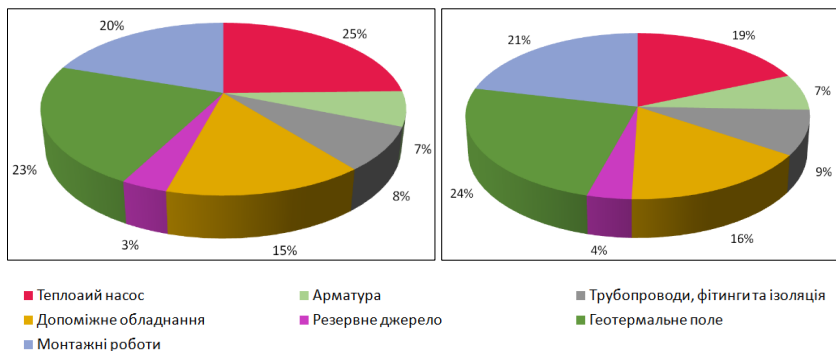


Рисунок 1.1 – Структура вартості системи тепlopостачання з ТН для приватного будинку [1, 32]

При облаштуванні геотермального поля необхідно чітко дотримуватись технологічних вимог. Потрібно використовувати обладнання та матеріали, які мають відповідні технічні характеристики та зможуть зберігати їх протягом всього терміну служби – більше 50 років. Недотримання вимог технології призведе до виходу з ладу геотермального поля та втрати працездатності всієї системи. Слід наголосити, що геотермальне поле практично неможливо відновити у разі його пошкодження внаслідок використання невідповідних матеріалів.

Шляхами здешевлення геотермальних систем є запровадження сучасних бурових технологій та локалізація виробництва, зокрема ґрунтових зондів, теплових насосів та тампонуєчих сумішей.

В реалізованих проєктах №№ 1–2 (табл. 1.2) вартість ТН «ґрунт-вода» з німецьким ТН складала 24–35 %; вартість ТН «ґрунт-вода» з українським ТН в проєкті № 3 (табл. 1.2) складала 28 %, більші значення відносяться до ТН меншої потужності. Українські ТН дешевші приблизно на 30 %. Вартість ТН «повітря-вода» складала 62 % від вартості всієї СТ.

В розрахункових проєктах № 5–6 частка ТН у вартості СТ виявилась суттєво більшою, ніж в реальних проєктах, що говорить про суттєве заниження вартості всього проєкту.

Аналіз роботи СТ з ґрунтовими ТН. Аналіз споживання електроенергії показує, що в реальних умовах обсяг виробництва суттєво залежить від індивідуальних реалій споживачів, в першу чергу від температури теплоносія в СТ та характеристик будинку.

Аналіз роботи СТ №№ 1–3 (табл. 1.2) показує, що з виробленої теплоенергії на опалення витрачається 75–80 %. Річний обсяг виробництва теплоенергії вклав близько 2100 кВт·год/кВт потужності для проєктів №№ 1–3 та 2400 кВт·год/кВт потужності для проєкту № 4.

Варто зазначити що середньорічний COP системи необхідно вираховувати за фактичними даними, оскільки влітку для потреб ГВП ТН працює з COP 4,17–4,63 (режим неповного навантаження, A15/W45, A20/W45), в морозні дні ТН працює з COP близько 2 (COP 2,2 у режимі A-15/W35, COP 1,8 у режимі A-15/W45).

Результати розрахунків LCOH існуючих систем тепlopостачання з ТН та розрахункових проєктів, виконаних за різних тарифів на електроенергію та дисконтних ставок, наведено в табл. 1.3

Таблиця 1.3 – LCOH від систем теплопостачання з різними ТН

Тепловий насос	Тариф на електроенергію (двоблоковий), грн/кВт·год	LCOH, грн/Гкал		Складові LCOH, грн/Гкал			
		Дисконт 0 %	Дисконт 10 %	Умовно-змінні витрати	Умовно-постійні витрати	Інвестиційні витрати дисконт 0 %	Інвестиційні витрати дисконт 10 %
Реалізовані проєкти							
1. Waterkotte EcoTouch DS 5018.5	2,64	2754,7	7215,9	557,8	152,7	2044,2	6505,4
	4,32	3109,7	7570,9	912,8	152,7	2044,2	6505,4
	8,5	3992,9	8454,1	1796,0	152,7	2044,2	6505,4
2. Waterkotte EcoTouch DS 5056.5T	2,64	2425,4	6322,3	556,9	82,9	1785,6	5682,5
	4,32	2779,8	6676,7	911,3	82,9	1785,6	5682,5
	8,5	3661,6	7558,5	1793,1	82,9	1785,6	5682,5
3. Hajster Grunt 09RST1R32	2,64	2554,1	6590,3	557,8	146,9	1849,5	5885,6
	4,32	2909,1	6945,3	912,8	146,9	1849,5	5885,6
	8,5	3792,3	7828,5	1796,0	146,9	1849,5	5885,6
4. Hajster Velet Split 60IS3R32	2,64	1628,2	2662,3	777,9	83,9	766,4	1800,5
	4,32	2123,3	3157,4	1272,9	83,9	766,4	1800,5
	8,5	3354,9	4389,0	2504,6	83,9	766,4	1800,5
Розрахункові проєкти							
5. Softenerqi SE 4,5	2,64	1525,88	3048,27	587,93	240,36	697,58	2219,98
	4,32	1900,02	3422,41	962,07	240,36	697,58	2219,98
	8,5	2830,91	4353,31	1892,97	240,36	697,58	2219,98
6. Classic 004 BW	2,64	2325,6	5520,9	562,89	298,57	1464,14	4659,44
	4,32	2683,81	5879,11	921,1	298,57	1464,14	4659,44
	8,5	3575,05	6770,35	1812,34	298,57	1464,14	4659,44
7. VDE 310	2,64	992,37	1899,67	539,28	37,35	415,74	1323,03
	4,32	1335,55	2242,85	882,46	37,35	415,74	1323,03
	8,5	2189,42	3096,71	1736,33	37,35	415,74	1323,03
8. Mitsubishi Electric Zubadan PУHZ-SHW230YKA	2,64	1411,16	2115,69	828,53	60,45	522,18	1226,71
	4,32	1906,87	2611,4	1324,23	60,45	522,18	1226,71
	8,5	3140,23	3844,76	2557,59	60,45	522,18	1226,71

Аналіз вхідних даних показує, що в рекламних пропозиціях вартість проєктів СТ з ТН «грунт-вода» для приватних будинків суттєво занижена, що призводить до суттєвого заниження оціночної собівартості теплоенергії – для існуючих проєктів середньозважена собівартість більша на 15–30 % для СТ з імпорнтним ТН та на 50–100 % з українським ТН.

Вартість облаштування геотермального поля співставна з вартістю ТН, проте у СТ присутнє і інше обладнання. Монтаж СТ також може коштувати як і сам ТН. Тож вартість ТН «грунт-вода» не може бути більшою ніж 40 % в системах з імпорнтним ТН і 30 % з українськими ТН. Для ТН

«повітря-вода» суттєво інші залежності – вартість ТН складає 60–70 % від вартості СТ.

Оскільки вартість СТ з ТН є недешевою, фактором, який найбільше впливає на LCOH, є *величина ставки дисконту*: при зростанні її з 0 % до 10 % LCOH збільшується для ґрунтових ТН в 2,1–2,6 рази для реалізованих проєктів, в розрахункових проєктах зростання дещо менше – в 1,4–2 рази; для повітряних 1,3–1,6 та 1,2–1,5 рази відповідно для реалізованого та розрахункового проєктів (менше значення відповідає більшому тарифу на електроенергію в усіх випадках).

Інвестиційна складова в проєктах з ґрунтовими ТН для дисконту 0 % складає 50–70 % LCOH (реалізовані ТН) і 20–45 % (український ТН), 41–63 % (німецький ТН) (розрахункові проєкти); для дисконту 10 % відповідно 75–90 %, 43–73 % та 69–84 %. В проєктах з повітряними ТН розбіжність виявилась не настільки великою – для ставки дисконту 0 % – 23–47 % (реалізований проєкт) та 17–37 % (розрахунковий проєкт); для ставки дисконту 10 % – 41–68 % та 32–58 % від LCOH. В усіх випадках менше значення для більшого тарифу на електроенергію.

Умовно-постійні витрати для реалізованих проєктів за ставки дисконту 0 % склали 2–6 % від LCOH, в розрахункових проєктах – 2–4 % для більш потужних та ТН 8–16 % для малопотужних ТН. При ставці дисконту 10 % зазначені витрати в реалізованих проєктах складають 1–2 % та максимум 8 % для розрахункових проєктів.

Застосування тарифу «електроопалення» для приватних будинків дозволяє в СТ з ґрунтовими ТН знизити LCOH на 11–13 % (дисконт 0 %) і на 5 % (дисконт 10 %) для реалізованих проєктів, для розрахункових – на 20–26 % та 11–16 % відповідно. Для повітряних ТН розбіжність знову ж таки не настільки суттєва: 23 % та 26 % для реалізованого та розрахункового проєктів (дисконт 0 %) та 16 % та 19 % відповідно (дисконт 10 %).

Застосування двозонного тарифу призводить до зменшення LCOH в СТ з ґрунтовими ТН на 9–10 % (при 0 % дисконт) та на 4 % (при 10 %

дисконт) для реалізованих проєктів та на 10–18 % (при 0 % дисконт) та на 5–12 % (при 10 % дисконт) для розрахункових проєктів.

В опалювальному сезоні 2023–2024 рр. тариф на опалення для населення в Києві був встановлений 2586,60 грн/Гкал, проте протягом військового стану діє тариф 1654,41 грн/Гкал, для бюджетних установ, релігійних організацій та інших споживачів – 3833,54–4781,21 [35], в Харкові – 1747,57 грн/Гкал для населення, для бюджетних установ, релігійних організацій та інших споживачів – 3703,93–4000,99 грн/Гкал [64].

Результати розрахунків (проєкти №№ 1–4 з табл. 1.3) показують, що системи з ТН для населення можуть бути конкурентоспроможними з централізованими системами опалення, проте за умови застосування деяких преференцій – конкуренція з реальними тарифами на теплоенергію, застосування двозонного тарифу та тарифу «електроопалення», відсутності або мінімальним ставкам по кредитах на створення СТ з ТН. Для невеликих приватних підприємств (наприклад спортивний центр, приватний оздоровчий заклад тощо) СТ з повітряним ТН конкурентоздатна при відсутності або мінімальним ставкам по кредитах на створення СТ з ТН або при застосуванні двозонного тарифу на електроенергію як для населення.

Енергетична оцінка проєкту (блок енергетичної оцінки математичної моделі) з ТН «вода-вода», який по енергетичних затратах співставний з СТ з ґрунтовими ТН і суттєво більш енергозатратний ніж СТ з повітряними ТН, виконана в [51], показує, що енергетична ефективність таких систем вища, ніж газові котельні аналогічної потужності.

Екологічна оцінка. Під час роботи СТ з ТН та піковим джерелом викиди можуть утворюватись лише якщо використовується пікове джерело на викопних видах палива. Оскільки в період, який аналізується в дослідженні, пікове джерело не працювало, то екологічний вплив досліджуваних систем тепlopостачання на довкілля відсутній. Якби пікове джерело (газовий котел) працювало, то для визначення екологічного впливу

необхідно було б визначити обсяг викидів CO₂ та NO_x сумарно за рік та на одиницю виробленої теплової енергії.

В сучасному світі збереження навколишнього середовища стає особливо актуальним завданням, що є фундаментальним фактором сталого розвитку людства. Сьогодні важливо розробляти нові концепції, підходи та методи для своєчасного виявлення, аналізу та прийняття рішень щодо як локальних, так й глобальних кризових процесів [65].

В умовах сучасного техногенного розвитку довкілля піддається значним антропогенним навантаженням, зокрема через викиди парникових газів, що спричиняють «парниковий ефект» і погіршують екологічну ситуацію. У цьому контексті особлива увага приділяється не стільки створенню окремих математичних моделей, скільки розробці симуляційних систем, які забезпечують інструменти для аналізу, оцінки, прогнозування та прийняття управлінських рішень.

Враховуючи неможливість повної нейтралізації негативного впливу антропогенних факторів на довкілля, авторами роботи [65] запропоновано інформаційну технологію прийняття рішень щодо оптимізації техногенного впливу на довкілля. Ця технологія зосереджена на регіональних джерелах викидів парникових газів шляхом прогнозування їх концентрації з використанням різноманітних сучасних технологій для зменшення об'єму або концентрації викидів і, відповідно, для регулювання відповідальності в рамках існуючої правової бази щодо викидів забруднюючих речовин в атмосферу.

Автори [65] пропонують функціонування джерел викидів парникових газів та політику регулювання відповідальності згідно з чинним законодавством щодо викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря розглядати як учасників «системи гри». Модель досліджує взаємодію між антропогенними джерелами викидів та законодавчими регуляціями, концептуалізуючи їх як гру, де підприємства намагаються мінімізувати штрафи, а законодавці регулюють екологічний вплив. Інноваційність

підходу полягає в можливості встановлення глобальних квот і єдиної системи оподаткування викидів. Модель також враховує динаміку генерації атмосферних газів і парникових викидів, включаючи нерегулярність їх утворення. У цьому сценарії оптимальна стратегія для гравця з «джерела викидів» полягає в тому, щоб залишатися в межах встановлених обмежень щодо концентрації або обсягу викидів, де «штраф» від гравця «активного законодавства» є мінімальним. Використовуючи диференціальні рівняння для моделювання процесів, ця методологія дозволяє враховувати динамічну природу атмосферних процесів та їх вплив на стратегії зменшення викидів. Крім того, дослідження пропонує впровадження механізму регулювання, заснованого на оплаті, для стимулювання зниження викидів.

Це дослідження пропонує підхід до управління викидами парникових газів, використовуючи принципи теорії ігор та математичного моделювання. Результати дослідження вказують на необхідність провадження стратегій управління викидами, які передбачають більш гнучкий і оперативний підхід до впровадження технологій для зменшення викидів.

Запропонована модель [65] є інструментом для політиків та науковців, надаючи нові уявлення для стратегічного планування на горизонті 10 років. Вона підкреслює важливість урахування технологічної ефективності в контролі за викидами та необхідність постійної адаптації до нових екологічних викликів. Дослідження пропонує новий та практичний підхід до розуміння та управління викидами парникових газів, надаючи стратегічний шлях для збалансування економічного розвитку з екологічною стійкістю. Воно є доказом сили міждисциплінарних підходів у вирішенні глобальних екологічних проблем, пропонуючи план для майбутніх досліджень та розвитку політики в галузі екологічної науки та управління.

Висновки до розділу 1

Розподілена генерація сприяє енергонезалежності громад та їх економічному розвитку, зростанню кількості робочих місць, зменшує втрати енергії під час передачі та розподілу. Використання технологій на відновлюваних джерелах енергії та більш енергоефективних технологій, в т.ч. на викопних паливах, сприяє зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище як локально, так і вносить вклад в боротьбу зі зміною клімату.

Для заміщення або зменшення використання викопних видів палива, підвищення енергонезалежності та надійності енергозабезпечення територіальних громад можливо використати наступні технології та обладнання: сонячні та вітрові електростанції, газопоршневі та газотурбінні установки, генератори, акумулятори, ко- та тригенераційні установки, біопалива, теплові насоси та електрокотли. Запропоновано критерії для аналізу та вибору технологій розподіленої електрогенерації та теплопостачання такі як економічна, енергетична і екологічна ефективність, використання місцевих та відновлюваних джерел енергії, простота та швидкість монтажу, за яким згруповано перелічені технології.

Технології на ВДЕ та місцевих паливах в більшості випадків не в змозі повністю забезпечити громади електричною та тепловою енергією у зв'язку з недостатньою кількістю зазначених ресурсів та високою вартістю обладнання, наприклад такого як акумулятори та теплові насоси.

Для визначення доцільності впровадження устаткування та обладнання в окремих громадах важливо враховувати наявність ресурсів, плани розвитку громади, їх вартість і здатність забезпечити потребу в електричній та тепловій енергії. Розвиток розподіленої генерації залежить від співвідношення цін на електричну енергію, природний газ та інші види палива, а також від можливості змінювати обсяги виробництва та споживання електричної та теплової енергії відповідно до економічної ситуації.

Технології виробництва електроенергії базуються на використанні сонячних фотоелектричних установок, вітрових електростанцій та електрогенеруючих установок на біопаливі та біогазі. Споживачі, об'єднані у енергетичні спільноти, самостійно споживають вироблену електроенергію і тим самим стають колективними кінцевими споживачами енергії. Будь-яке додаткове виробництво електроенергії з таких джерел можна експортувати в основну (централізовану) мережу, продати третім сторонам або акумулювати. Для підвищення ефективності функціонування локальних енергосистем (насамперед у пікові періоди) необхідне розгортання та експлуатацію систем накопичення електричної та теплової енергії. Системи централізованого теплопостачання ЕТГ на основі біомаси, деревної щепи, гранул, сонячних колекторів, теплових насосів та комбінованих (когенераційних) установок з виробництва тепла і електроенергії можуть бути реалізовані для задоволення потреб у опаленні.

Для всебічного оцінювання проєктів теплопостачання доцільно використовувати математичну і імітаційну модель визначення техніко-економічної ефективності впровадження та використання технологій перетворення первинного енергоносія у похідні види палива та енергії. Для систем з тепловими насосами вона має певні особливості: основним технічним показником пропонується використовувати SCOP – сезонний коефіцієнт ефективності, економічним – середньозважена собівартість теплоенергії за життєвий цикл.

Визначено, що типові проєкти систем теплопостачання з тепловими насосами, які представлено в мережі інтернет, містять не повну інформацію щодо вартості системи теплопостачання. На базі даних розрахункових та існуючих проєктів визначено, що для існуючих проєктів з ґрунтовими середньозважена собівартість більша на 15–100 %. Інвестиційна складова в собівартості складає 25–35 % для СТ з ґрунтовими ТН та 60–65 % для СТ з повітряними ТН. На собівартість теплової енергії для систем з ТН величина дисконту має більший вплив, ніж вартість електроенергії. Середньозважена

собівартість теплоенергії від системи тепlopостачання з повітряним ТН менша ніж з ґрунтовими ТН.

Енергетична ефективність систем з ТН вища порівняно з газовими котельнями, а екологічний вплив значно нижчий за умови використання електроенергії як основного джерела.

Системи тепlopостачання з тепловими насосами є конкурентоспроможними за певних економічних умов, таких як знижені ставки дисконту та застосування пільгових тарифів на електроенергію. Використання пільгових тарифів та двозонних тарифів на електроенергію може суттєво знизити LCOH для теплових насосів, що робить їх привабливими для широкого впровадження в Україні.

Список використаних джерел до розділу 1

1. The European Green Deal – Delivering the Eu’s 2030 Climate Targets: веб-сайт. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_23_4813. (дата звернення: травень 2023)

2. Clean energy for all Europeans package: веб-сайт URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (дата звернення: Май 2023).

3. On common rules for the internal market for electricity. European Directive 2019/944/EU of European Parliament and Council (O.J. 14/06/ 2019).

4. Promotion of the use of energy from renewable energy sources. European Directive 2018/2001/EU of European Parliament and Council (O.J. 21/12/2018).

5. Bagheri, M., Delbari, S.H., Pakzadmanesh, M., Kennedy, C.A. City-integrated renewable energy design for low-carbon and climate-resilient communities. *Applied Energy*. 2019. 239, P. 1212–1225. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.031>

6. Hahnel, U. J. J., Herberz, M., Pena-Bello, A., Parra, D., Brosch, T. Becoming prosumer: revealing trading preferences and decision-making strategies in peer-to-peer energy communities. *Energy Policy*. 2020. 137, 111098. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111098>
7. Ghiani, E., Giordano, A., Nieddu, A., Rosetti, L., Fabrizio, P. Planning of a smart local energy community: the case of Berchidda Municipality (Italy). *Energies*. 2019. 12(24), 4629. <https://doi.org/10.3390/en12244629>
8. Koratz, Y., Gabbar, A. Risk analysis and self-healing approach for resilient interconnect micro energy grids. *Sustainable Cities and Society*. 2017. № 32. P. 638–653. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.05.010>
9. Johnson, M. Controlling and optimizing resilient distributed energy resources and microgrids with a demand-side operation platform. *The Electricity Journal*. 2017. № 30(4). P. 12–15. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.03.010>
10. Bertheau, P., Blechinger, P. Resilient solar energy island supply to support SDG7 on the Philippines: techno-economic optimized electrification strategy for small islands. *Utilities Policy*. 2018. № 54. P. 55–77. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2018.07.005>
11. Soren, A., Shastri, Y. Resilient design of biomass to energy system considering uncertainty in biomass supply. *Computers & Chemical Engineering*. 2019. 131, 106593. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2019.106593>
12. Luthander, R., Nilsson, A.M., Widén, J., Åberg, M. Graphical analysis of photovoltaic generation and load matching in buildings: a novel way of studying self-consumption and self-sufficiency. *Applied Energy*. 2019. № 250. P. 748–759. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.058>
13. Kaplun, V., Shtepa, V., & Makarevych, S. Neural Network Modelling of Intelligent Energy Efficiency Control in Local Polygeneration Microgrid with Renewable Sources. 2020 *Week on Advanced Technology: 2020 рік: матеріали наук.-практ. конф.*, IEEE KhPI. P. 98–102.
14. Kaplun, V., & Osypenko, V. Energy Efficiency Analyses in Polygeneration Microgrids with Renewable Sources 2020. *Матеріали*

наук.-практ. конф., *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems, ESS 2020*, P. 139–143.

15. Osypenko, V., Kaplun, V. Inverse Conversion of Transition Matrices Method for Polygeneration Microgrid Dynamic Electricity Cost Prediction. *International Workshop on Inductive Modeling – IWIM'2022*. Lviv, Ukraine, 568–572.

16. Shabanpour-Haghighi, A., Seifi, A. R. Multi-objective operation management of a multi-carrier energy system. *Energy*. 2015. № 88. P. 430–442. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.063>

17. Maroufmashat, A., Elkamel, A., Fowler, M., Sattari, S., Roshandel, R., Hajimiragha, A., Walker, S., Entchev, E. Modeling and optimization of a network of energy hubs to improve economic and emission considerations. *Energy*. 2015. № 93, P. 2546–2558. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.079>

18. Qin, X., Shen, X., Wan, G., Sheng, T., Sun, H., Guo, Q., Tang, L. (2017, November 26–28). Heating network quasi-dynamic model of multi-energy flow system based on forward method. 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). <https://doi.org/10.1109/EI2.2017.8245604>

19. Pan, Z., Guo, Q., Sun, H. Interactions of district electricity and heating systems considering timescale characteristics based on quasi-steady multi-energy flow. *Applied Energy*. 2016. № 167, P. 230–243. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.095>

20. Geidl, M., & Andersson, G. Optimal power flow of multiple energy carriers. *IEEE Transactions on power systems*. 2007. № 22(1). P. 145–155. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.888988>

21. Ткачук Я. Нові енергорішення проти руйнування: як у громадах протистоять викликам війни. *Kosatka.Media*: веб-сайт. URL: <https://kosatka.media/category/blog/news/novi-energorishennya-proti-ruynuvannya-yak-u-gromadah-protistoyat-viklikam-viyni>. (дата звернення 12.09.2023).

22. Енергетична самодостатність громад: шлях до економічного розвитку та порятунку планети (посібник для органів місцевого

самоврядування)/ Мартинюк А.М., Сакалюк Д.С., Литвин Н.В, Галушко М., Холодова Н.В, Лящук О.О., Головка І.О. // Центр екологічних ініціатив «Екодія»; – К: Типографія Quick Print, ФОП Попов Дмитро Вікторович. 2019. Наклад: 500 примірників. – 79 с.

23. Економічна правда. Теплові насоси – потужна технологія енергетичної трансформації. *Економічна правда*: веб-сайт. URL: <https://www.epravda.com.ua/columns/2023/03/8/697791/> (дата звернення: 23.11.2023).

24. Bilenko M., Buratynskiy I., Leshchenko I., Nechaieva T., Shulzhenko S. Nonlinear Mathematical Model of Optimal Solar Photovoltaic Station Design. In: Zaporozhets A., Artemchuk V. (eds). Systems, Decision and Control in Energy II. Studies in Systems, Decision and Control. Springer, Cham. 2021. Vol. 346. P. 49–61. https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_3.

25. Буратинський І.М., Нечаєва Т.П. Моделювання сукупної роботи сонячної фотоелектричної електростанції та системи акумуляування електроенергії. Проблеми загальної енергетики. 2020. Вип. 3(62). С. 30–36. <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.030> .

26. Маркін Я. Зелений тариф для домашніх СЕС: як заробити у 2022 році. *Kosatka.Media*: веб-сайт. URL: <https://kosatka.media/category/blog/news/zelenyy-tarif-dlya-domashnih-ses-kak-zarabotat-v-2022-godu> (дата звернення 15.09.2023).

27. Станиціна В.В., Артемчук В.О. Перспективи впровадження деяких типів теплових насосів в Україні. *Електронне моделювання*. 2022. том 44, № 6 С. 48–68. <https://doi.org/10.15407/emodel.44.06.048>.

28. Станиціна В., Нечаєва Т., Троханяк В., Горський В., Тесленко О. Технології електрогенерації та тепlopостачання для підвищення енергетичної незалежності окремих територіальних громад. *Системні дослідження в енергетиці*. 2023 № 4 (75), С. 32–44. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.04.032>

29. White Paper: Heat Pumps – Integrating Technologies to Decarbonise Heating and Cooling. URL: https://www.ehpa.org/fileadmin/red/03._Media/Publications/ehpa-white-paper-111018.pdf (дата доступу 1 вересня 2022 р.).

30. European Heat Pump Market and Statistics Report 2024. 102 p.

31. Опалення, охолодження та гаряча вода з мінімальними витратами та без шкоди для навколишнього середовища. Гайстер. URL: <https://hajster.com/> (дата доступу 1 вересня 2024 р.).

32. “Sahara” LTD. URL: <http://www.sahara.com.ua/>

33. Market research. HEAT PUMPS 2021. UKRAINE

34. Басок Б. І., Дубовський С.В. Укрупнена оцінка теплової потужності та обсягів виробництва відновлюваної енергії тепловими насосами в Україні // Теплові насоси в Україні. 2019. № 1. С. 2–6. URL: <http://www.unhpa.com.ua/wp-content/uploads/2019/05/%D0%B6%D1%83%D1%80%D0%BD%D0%B0%D0%BB-%D1%82%D0%BD2019.pdf> (дата доступу 5 травня 2022 р.)

35. Встановлення теплових насосів. ТОВ Сахара. URL: <https://сахара.ua/інформація-объекти-теплови-насоси> (дата доступу 1 вересня 2024 р.)

36. Приклади встановлення теплових насосів. ТОВ СТО Тепла. URL: <https://www.stotepla.com.ua/ustanovka-teplovogo-nasosa/> (дата доступу 1 вересня 2024 р.)

37. Приклади встановлення теплових насосів. Елементум. URL: <https://elementum.com.ua/uk/наші-обекти/> (дата доступу 1 вересня 2024 р.)

38. Зробити краще, ніж було: як на Київщині реалізували зелений проєкт відновлення обстріляної російськими окупантами амбулаторії. Рубрика, 23.07.2023. URL: <https://rubryka.com/article/vidnovlennya-ambulatoriyi-v-gorentsi/> [Дата звернення: 15 08 2024]

39. Медзаклад на Рівненщині встановлює тепловий насос для безперервного гарячого водопостачання. ЕКО.Район. 12.08.2024 URL:

<https://eco.rayon.in.ua/news/731394-medzaklad-na-rivnenshchini-vstanovlyue-teploviy-nasos-dlya-bezperernogo-garyachogo-vodopostachannya> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

40. В Горишних Плавнях отапливают теплом сточных вод. Status Quo. Полтава. 20.02.2017. URL: https://poltava.sq.com.ua/rus/news/novosti/20.02.2017/poltavskiy_detsad_otaplivayut_tepлом_iz_kanalizatsii/ (дата доступу 3 вересня 2024 р.).

41. Новий дитсадок на Масанах завдяки тепловим насосам економить на опаленні. Офіційний веб-портал Чернігівської міської ради. 27 січня 2020 р. URL: <https://chernigiv-rada.gov.ua/news/id-41091/> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

42. Мясникова А., Лептуга И. Как жители села Веселое экономят на энергоресурсах. *Накуніло*. 26 Липня 2019. URL: <https://nakipelo.ua/uk/kak-zhiteli-sela-veseloe-ekonomyat-na-energoresursa-2/> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

43. Тепловий насос у санаторії Карпати (Трускавець): цікаве технічне рішення, максимальна ефективність. Стала енергія. 06 жовтня 2018. URL: <https://stala-energia.ub.ua/analitic/29118-teploviy-nasos-u-sanatoriyi-karpati-truska-vec--cikave-tehniche-rishennya-maksimalna-efektivnist.html> (дата доступу 1 вересня 2024 р.).

44. Санаторій у Моршині щороку економить 39 тис. м³ газу завдяки використанню тепла сонця і тепла стічних вод. ECOTOWN. 31.07.2014. URL: <https://ecotown.com.ua/news/Sanatoriy-u-Morshyni-shchoroku-ekonomyt-39-tys-m3-hazu-zavdyaky-vykorystannyu-tepla-sontsya-i-tepla/> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

45. У Горишних Плавнях використовують каналізаційні стоки для опалення приміщень водоканалу. Інформаційна програма «Сьогодні» на каналі «Україна» за 8 серпня 2017 р. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=tQgE1dobJI4> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

46. У Горішніх Плавнях використовують тепло стічних вод для опалення. Budportal. Головний будівельний портал України. 13.02.2017. URL: <http://budport.com.ua/news/4733-u-gorishnih-plavnyah-vikoristovuyut-teplo-stichnih-vod-dlya-opalennya> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

47. Адміністративно-виробнича будівля. Чернівецька область. САХАРА. URL: <https://сахара.ua/nashi-proekty-teplovi-nasosy-administrativno-vyrobnycha-budivlia-kompleksu-fruktoskhovyshch-chernivetska-oblast> (дата звернення: 15.08.2024).

48. Станиціна В.В., Артемчук В.О. Перспективи впровадження деяких типів теплових насосів в Україні. Електронне моделювання, 2022, том 44, № 6. С.48–68. <https://doi.org/10.15407/emodel.44.06.048>

49. Аналіз продуктивності теплових насосів URL: <https://сахара.ua/kompaniya-statti-teplovij-nasos-stav-najbilsh-zatrebuvanim-opaljuvalnim-obladnannjam-v-jevropi-v-2018-rotsi>

50. Білодід В.Д. Повні енергетичні витрати на електроенергію, що виробляється енергетичними об'єктами. *Проблеми загальної енергетики*. 2017. Вип. 3(50). С. 23–32. <https://doi.org/10.15407/pge2017.03.023>

51. Білодід В.Д., Станиціна В.В. Оцінка ефективності вироблення теплової енергії теплонасосними станціями на основі теплоти низькотемпературних підземних вод за методологією повних енергетичних витрат. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 3 (62). С. 46–52. <https://doi.org/10.15407/pge2020.03.046>

52. Swenson, R. The Solarevolution: Much More with Way Less, Right Now—The Disruptive Shift to Renewables. *Energies* 2016, 9, 676. <https://doi.org/10.3390/en9090676>

53. Baez, M.J., Larriba Martínez, T. Technical Report on the Elaboration of a Cost Estimation Methodology. Creara, Madrid, Spain, 2015, No D.3.1, 28 p.

54. Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency (IEA). 2010. 218 p.

55. Тарифи на електроенергію для побутових споживачів з 01.06.2024 р. https://yasno.com.ua/news/all_news/electricity-tariffs-for-household-consumers-from-01-06-2024

56. Електронна система публічних закупівель Prozorro. URL: <https://prozorro.gov.ua/> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

57. Липень: індекс ціни електроенергії BASE на РДН становить 5 567,20 грн/МВт*год. Оператор ринку. 01.08.2024 URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/newsctr/n/24329> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

58. Перехід на «нічний» тариф. Львівобленерго. URL: https://loe.lviv.ua/page/zony_oblik (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

59. Тепловые насосы Softenergi (Украина). Renevita. URL: <http://renevita.com.ua/тепловые-насосы/тепловые-насосы-softenergi-украина.html> (дата доступу 15 серпня 2024).

60. Теплові насоси (теплонасоси). Контакттор. URL: <https://kontaktor.com.ua/energy-saving/teplovyy-e-nasosy/> (дата доступу 15 серпня 2024).

61. Тепловий насос VDE TH-310 (331,6 кВт). ESTAR. URL: <https://energostar.kiev.ua/ua/p141429470-teplovoj-nasos-vde.html> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

62. Тепловий насос «повітря-вода» Mitsubishi Electric 2x23 кВт (Кейс для будинку від 500 м2). URL: https://nse.com.ua/ru/объекты/тепловые-насосы/puhz-shw230yuka_fitness.html (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

63. Розпорядження Київської міської військової адміністрації від 29 вересня 2023 року № 760 URL: https://kyivcity.gov.ua/npa/pro_vstanovlennya_tarifiv_na_teplovu_energiyu_virobnitstvo_teplovo_energi_transportuvannya_teplovo_energi_postachannya_teplovo_energi_posluzgi_z_postachannya_teplovo_energi_i_postachannya_garyacho_vodi_komunalnomu_pidpriyemstvu_vikonavchogo_organu_k/kmva__760_1/ (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

64. Тарифи. КП «Харківські теплові системи». URL: <https://www.hts.com.ua/%d0%be%d1%81%d0%be%d0%b1%d0%be%d0%b2%d0%b8%d0%b9-%d0%ba%d0%b0%d0%b1%d1%96%d0%bd%d0%b5%d1%82/> (дата доступу 15 серпня 2024 р.).

65. Oleksandr Maevsky, Maya Kovalchuk, Yuri Brodsky, Valentyna Stanytsina, Volodymyr Artemchuk Game-Theoretic Modeling in Regulating Greenhouse Gas Emissions, HELIYON, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e30549>

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ЕКОЛОГО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТА ПРИРОДНО-РЕСУРСНИХ ПОТЕНЦІАЛІВ ТЕРИТОРІАЛЬНИХ ГРОМАД

Регіональний розвиток, відбудова України у воєнний та повоєнний періоди безпосередньо залежить від умов енергозабезпечення. Валивим етапом слід вважати збір емпіричних даних та аналіз екологічних і енергетичних характеристик, природно-ресурсних потенціалів територіальних громад (Переяслівська та Смілянська територіальні громади) з метою формування бази даних енергоспоживання та можливостей використання альтернативних джерел енергії дослідження проведені на прикладі Переяслівської та Смілянської територіальних громад.

2.1. Структура енергоспоживання Смілянської територіальної громади

Смілянська територіальна громада розташована в Україні, в Черкаській області, адміністративний центр – місто Сміла. Місто Сміла засноване 1397 році, загальна площа території – 39,85м². Магістральні залізничні та шосейні дороги мають вихід до Києва, Дніпропетровська, Львова. Відстань до обласного центру – 23 км, асфальтованою дорогою – 30 км. Місто відноситься до міст з переважним значенням промислових та транспортних функцій. Населення громади становить 66 972 особи (2020). Громада створена 17 липня 2020 року постановою Верховної Ради України № 807-ІХ. Перші вибори відбулись 25 жовтня 2020 року (табл. 2.1).

Постачання електричної енергії громади забезпечує ПАТ «Черкасиобленерго». Встановлена потужність 229 812,71 кВт. Загальна кількість побутових 30 356 та юридичних 1836 абонентів.

Таблиця 2.1 – Склад громади

Населений пункт	Населення, осіб (1989)	Населення, осіб (2001)	Населення, осіб (2023)
Ірдинівка, селище	48	39	13
Сміла, місто	77 791	68 671	66 482

На території громади 34 приватних споживачів використовують сонячну енергію для генерації електричної енергії, потужність яких складає 937 кВт. Крім цього, на території громади діє ТОВ «Смілаенергопромтранс», яке забезпечує генерацію електричної і теплової енергії. Товариство засновано в 2005 році. Це перша українська компанія, що реалізує біоенергетичні проекти на дерев'яній трісці в Україні. Потужність електричної генерації 6000 кВт. На даний час станція працює на альтернативному паливі (дерев'яна щепка, відходи сільськогосподарської продукції). Вся вироблена електрична енергія віддається в загальну мережу ПАТ «Черкасиобленерго». Відшкодування ТОВ «Смілаенергопромтранс» за відвантажену електричну енергію здійснюється по існуючому зеленому тарифу. Загальна кількість трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ – 173 шт.

На рис. 2.1. показано споживання електроенергії населенням та юридичними особами по Смілянській ОТГ з 2021 по 2023 роки. Із помісячного графіка споживання електричної енергії видно – пік навантаження побутовими споживачами відбувається в грудні-лютому протягом 2020–2023 р.р., пік навантаження юридичними особами відбувається кожного року у лютому. Загальне споживання електричної енергії по роках представлено в табл. 2.2. На рис. 2.2 для порівняння представлено графіки загального споживання та генерації електроенергії по Смілянській ОТГ з 2021 по 2023 роки.

Мінімальне споживання електричної енергії населенням припадає на літні місяці з червня по серпень, причому кожного року. Це пов'язано також з тим, що на території громади 34 приватних споживачів використовують сонячні панелі для своїх потреб.

Таблиця 2.2 – Загальне споживання електричної енергії по роках

Рік	Енергоспоживання, кВт·год		
	Юридичні споживачі	Побутові споживачі	Всього
2020	51 375 605	55 731 289	107 105 004
2021	52 946 709	57 115 233	110 061 942
2022	43 948 828	56 123 314	100 072 142
2023(січень- липень)	25 469 416	32 930 372	58 399 788

Як видно споживання електричної енергії стабільне в межах 100–110 млн кВт·год в рік, причому побутові споживачі споживають електричної енергії близько 50% від загального споживання (див. рисунки 2.1–2.2).

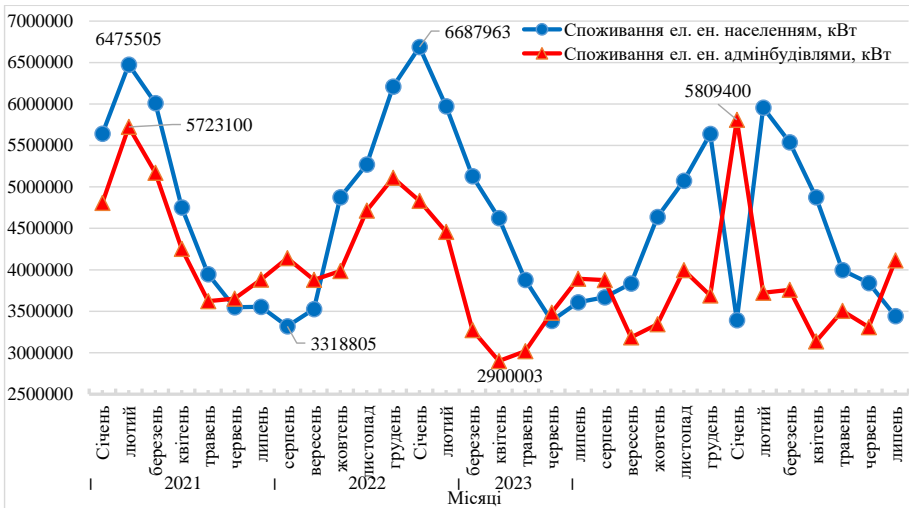


Рисунок 2.1 – Споживання електроенергії населенням та юридичними особами по Смілянській ОТГ з 2021 по 2023 роки

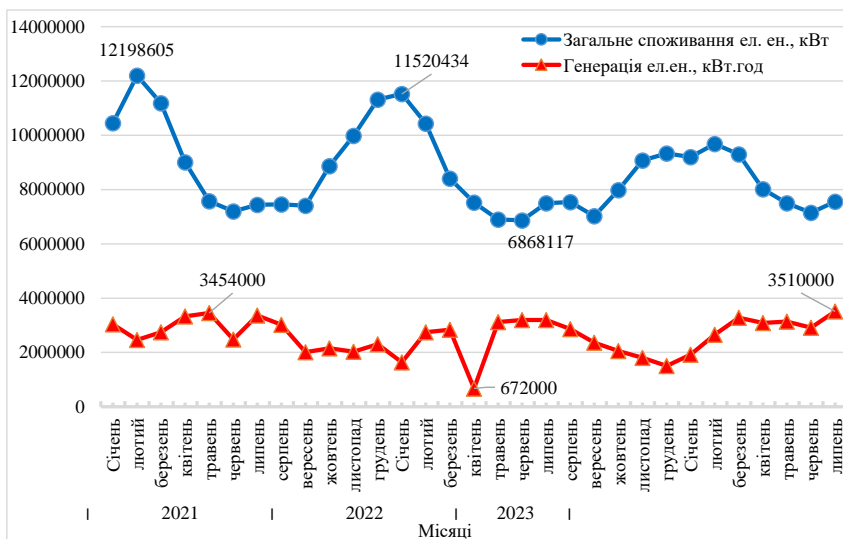


Рисунок 2.2 – Загальне споживання та генерація електроенергії по Смілянській ОТГ з 2021 по 2023 роки

На території громади працює мінітеплоелектростанція (мініТЕЦ) на щепі та відходах сільськогосподарської продукції. ТЕЦ забезпечує потреби громади на 20–31 % електричною енергією. Загальна генерація електричної енергії ТЕЦ «Смілаенергопромтранс» представлена в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Загальна генерація електричної енергії ТЕЦ «Смілаенергопромтранс»

Рік	Енергогенерація, кВт год.
2020	33 257 984
2021	31 727 120
2022	21 523 900
2023 (січень–липень)	26 256 690

Споживання теплової енергії побутовими споживачами (табл. 2.4) стабільне. Це свідчить про те, що міграція населення не значна. Кожний

споживач вводить енергоефективні заходи. Більше стали використовувати твердопаливні котли та сонячні колектори для індивідуального споживання.

Таблиця 2.4 – Загальне споживання теплової енергії по роках

Рік	Теплоспоживання, Гкал.		
	Юридичні споживачі	Побутові споживачі	Всього
2020	32 684,5	26 584,5	59 269,0
2021	35 114,3	30 991,7	66 106,0
2022	29 862,0	26 343,8	56 205,8
2023(січень-липень)	16 822,7	13 958,9	30 781,6

Розподіл споживання теплової енергії по місяцям і рокам представлено на рис. 2.3. Споживання теплової енергії побутовими споживачами стабільне. Це свідчить про те, що міграція населення незначна. Кожний споживач наразі вводить енергоефективні заходи з використанням твердопаливних котлів та сонячних колекторів для індивідуального споживання.

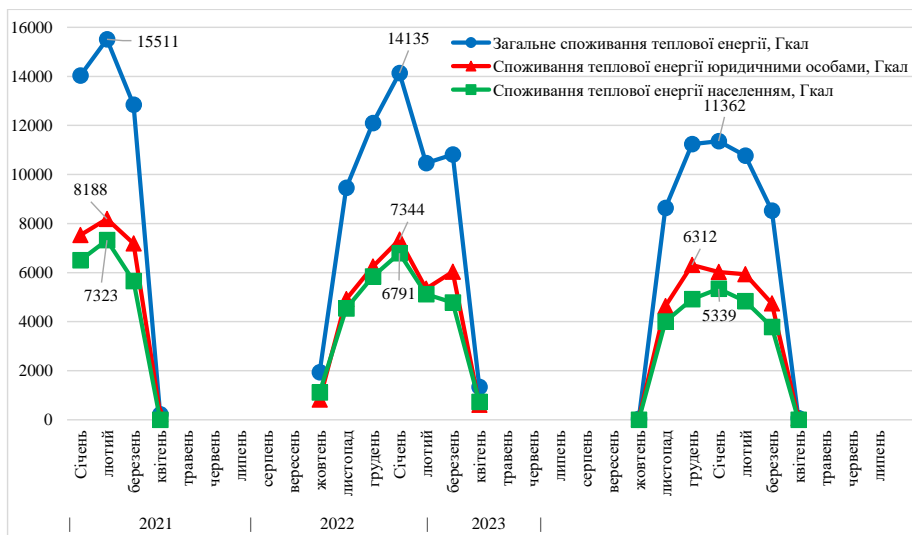


Рисунок 2.3 – Розподіл споживання теплової енергії по місяцям і рокам Смілянській ОТГ з 2021 по 2022 роки

Теплова електрична станція виробляє також теплову енергію, загальна генерація якої представлена в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Загальна генерація теплової енергії ТЕЦ «Смілаенергопромтранс»

Рік	Теплова генерація, Гкал
2020	21 651,7
2021	22 679,6
2022	19 301,4
2023(січень-липень)	10 539

Аналіз споживання теплової енергії і її генерації ТЕЦ ТОВ «Смілаенергопромтранс» показує, що теплова електрична станція забезпечує потреби територіальної громади у теплі на 34 %. Генерація тепла теплової електричної станції 8000 Гкал. Загальні обсяги твердого палива для роботи ТЕЦ «Смілаенергопромтранс» по роках представлені в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Загальні обсяги твердого палива для роботи ТЕЦ «Смілаенергопромтранс»

Рік	Обсяги твердого палива, куб. м.
2020	76 661,7
2021	55 818,8
2022	53 224
2023 (січень–липень)	58 071

Обсяги використання твердого палива залежать від якості палива та його калорійності. Крім цього враховується вартість сировини. Тому підприємство використовує щепу з дерева, кукурудзяні, соняшникові, гречані та інші сільськогосподарські відходи.

Газопостачання територіальної громади здійснює АТ «Черкаси-облгаз» Споживання газу побутовими споживачами газорозподільча організація не надає в зв'язку з ситуацією в Україні. Газоспоживання комунальним підприємством «Смілакомунтеплоенерго» по окремих категоріям споживачів представлено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Газоспоживання КП «Смілакомунтеплоенерго»

Рік	Газоспоживання, куб. м		
	Юридичні споживачі	Побутові споживачі	Всього
2020	6 498 036,615	0	6 498 036,615
2021	7 735 440,47	0	7 735 440,47
2022	6 572 578,59	0	6 572 578,59
2023	2 671 424,19	0	2 671 424,19

Споживання юридичними споживачами стабільне по роках, не зважаючи на те, що громада почала використовувати твердопаливні котли.

2.2. Структура енергоспоживання Переяславської територіальної громади

Переяславська міська територіальна громада розташована в Україні, в Бориспільському районі Київської області. Адміністративний центр – місто Переяслав. Площа громади – 261,1 кв. км. Населення громади 32 256 чол., причому 26 786 чол. проживає у місті, а 5470 чол. – по селах громади. До складу громади входять м. Переяслав та села: Велика Каратуль, Марянівка, Плєскачі, Вовчків, Гайшин, Гребля, Чирське, Гланишів, Довга Гребля, Демянці, Харківці та Мазінки.

Переяслав розташований на південному сході Київської області в зоні лісостепу. Площа міста становить 31,52 кв. км.

Місто Переяслав у фізико-географічному відношенні розташований у західній частині Східно-Європейської рівнини, в межах лісостепової зони, що знаходиться на лівобережній алювіальній терасованій рівнині Дніпра і характеризується такими природно-кліматичними показниками: домінуючий напрямок вітру – північно-східний; середня швидкість вітру – 3,2 м/с; середньорічна температура повітря +7,3 °С; середня температура самого холодного місяця (січня) –9,7 °С; середня температура самого теплого місяця (липня) – +25 °С; абсолютний максимум температури

повітря $-33,4^{\circ}\text{C}$; абсолютний мінімум температури повітря $+38,7^{\circ}\text{C}$; середня річна відносна вологість повітря – 78 %; середньорічна кількість опадів – 524 мм; тривалість безморозного періоду – 180 днів; нормативна глибина промерзання ґрунту 1,1 Ом; температурна зона – 1; сніговий район 5 – ІбООПа; вітровий район 1 – 450 Па; район по ожеледиці 3–16 мм; розрахункова мінімальна температура зовнішнього повітря відповідно до КТМ 204 України 244-94 становить -22°C .

Водопостачання. Система водопостачання міста – централізована. Централізоване водопостачання та водовідведення здійснює Комунальне підприємство «Переяслав-Хмельницьке виробниче управління комунального господарства» (м. Переяслав, провулок Солонці, 1).

Економіка. Промисловість міста представлена підприємствами машинобудування: ТОВ «Костал Україна» (двопозиційні перемикачі та скло підйомники для автомобілів), ВАТ завод «Точмаш» (редуктори усіх модифікацій, металообробка), легкої промисловості: Корпорація «ЕЛТЕКС» (швейні вироби (жіночий верхній одяг), ДП «Фабрика ім. Б. Хмельницького» ВАТ «Укрхудожпром» (швейні вироби, постільна білизна, ткацтво), спеціалізованими виробничими підприємствами ДП «Фабрика промислових спеціалізованих виробів «Захист» (промислові і спеціалізовані вироби захисту), ТОВ „Завод металовиробів «Вертикаль» (виготовлення робочого одягу та інших готових металевих виробів), підприємствами будівельної галузі: КП «Переяслав-Хмельницький цегельний завод» (цегла), меблевої промисловості МПП «Сіміх» (м'які та корпусні меблі), харчової промисловості ВАТ «Завод продовольчих товарів» (питна вода «Переяслав»), ТОВ «Переяслав-Молпродукт» та підприємствами середнього та малого підприємництва.

Соціальна сфера. В місті функціонують Державний педагогічний університет імені Григорія Сковороди, Переяслав-Хмельницька гімназія, загальноосвітні школи (7 шкіл), 3 заклади позашкільного навчання, 5-ть дитячих дошкільних закладів, заклади охорони здоров'я – Центральна

районна лікарня, Стоматологічна поліклініка, фельдшерсько-акушерські пункти (12 ФАПів), заклади культури – дитяча музична школа ім. П. Сениці, дитяча художня школа, Народний центр культури «Зустріч», клуб мікрорайону «Борисівка», клуб мікрорайону «Трубайлівка», Національний історико-етнографічний заповідник «Переяслав», Меморіальний музей архітектора В.Г. Заболотного, Музей історії архітектури давньоруського Переяслава.

Газопостачання. Газопостачання міста здійснює ТОВ «Київоблгаз Збут» через Територіальні відділення в м. Переяслав (м. Переяслав, вул. Б. Хмельницького, 51). На рис. 2.4 предстало графік споживання газу юридичними споживачами, а в табл. 2.8 – загальне споживання газу по територіальні громаді.

Таблиця 2.8 – Споживання газу по територіальні громаді

Рік	Газоспоживання, тис. куб. м		
	Юридичні споживачі	Побутові споживачі	Всього
2020	3765,4		3765,4
2021	5233,3		5233,3
2022	4083,2		4083,2
2023 (січень–липень)			

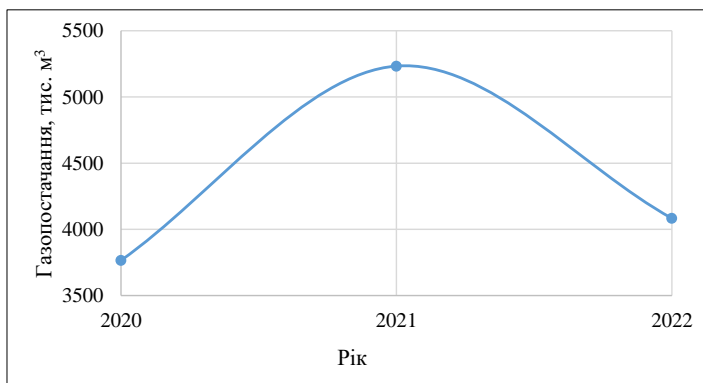


Рисунок 2.4 – Графік споживання газу юридичними споживачами

Даних про споживання газу побутовими споживачами від Київської філії ТОВ «Газорозподільчі мережі України» не отримано у зв'язку з ситуацією в Україні, хоча звернення до філії направлено. Загальна кількість побутових споживачів – 17 319.

Теплопостачання. Система теплопостачання міста комбінована – централізована в зонах багатоповерхової забудови та автономна в місцях садибної забудови та частково в багатоповерхових будинках.

Централізоване теплопостачання міста здійснює Комунальне підприємство Київської обласної ради «Переяслав-Хмельницьктепломережа» (м. Переяслав, вул. Івана Мазепи, 33).

Система теплопостачання міста є помірно централізованою. Частка квартирних систем теплопостачання становить 16,7%. Від системи централізованого теплопостачання забезпечується лише опалювальне навантаження, навантаження гарячого водопостачання та вентиляції відсутнє. Система закрита, частково (від 3 котелень) двотрубна та частково (від 5 котелень) чотиритрубна. Теплоносій – вода. Розрахунковий температурний графік теплопостачання 95/70 °С. Однак, через розбалансованість гідравлічного режиму в абонентських системах опалення та теплових мережах графік не витримується.

Характеристика котелень. Централізоване теплопостачання міста забезпечується від 8 котелень КП КОР «Переяслав-Хмельницьктепломережа». Всі котельні окремостоячі. Котельні працюють на природному газі та на твердому паливі (5 котелень обладнано твердопаливними котлами). Територіально котельні розташовано по всій території міста в районах розташування багатоквартирних будинків та об'єктів бюджетної сфери. Мережі окремих котелень є відокремленими і не сполучені між собою.

Загальна встановлена потужність джерел теплопостачання складає 73,435 Гкал/год, в т.ч. потужність генерації на природному газі – 60,781 Гкал/год (82,8 %) та на твердому паливі – 13,654 Гкал/год (17,2 %).

Загальне приєднане теплове навантаження котельень становить 19,480 Гкал/год. За приєднаним навантаженням котельні мають показники від 0,06 до 5,296 Гкал/год (табл. 2.9).

Таблиця 2.9 – Встановлена потужність та приєднане теплове навантаження по котельнях та ТЕЦ

№	Адреса котельні	Встановлена потужність, Гкал/год	Підключене теплове навантаження на опалення, Гкал/год	Завантаженість встановленої потужності, %
1	пров. Літописний,17	19,5	5,296	27,2
2	вул. І. Мазепи,33	22,514	5,011	22,3
3	вул. Пугачова,24	22,580	5,1	22,6
4	вул. Київська,8	2,42	1,387	57,3
6	вул. Б. Хмельницького,18	0,171	0,06	8,4
7	вул. Героїв Дніпра,31	0,688	0,442	64,0
8	вул. Новокиївське шосе,1	2,32	0,585	25,3
Всього		73,42	19,48	26,5

Приєднані теплові навантаження за видами споживання теплової енергії становлять: теплове навантаження всього – 19,480 Гкал/год; теплове навантаження на опалення – 19,480 Гкал/год; теплове навантаження на вентиляцію – 0,000 Гкал/год; теплове навантаження на гаряче водопостачання – 0,000 Гкал/год. За категоріями споживачів приєднане теплове навантаження становить в Гкал/год: населення – 12,216; бюджет – 6,559; інші – 0,704.

Ступінь завантаження котельень в середньому становить 26,5 % з діапазоном від 8,4 % (котельня № 6 – вул. Б.Хмельницького, 1826) до 64,0 % (котельня № 7 – вул. Героїв Дніпра, 31).

Найбільші котельні по пров. Літописний, 17, вул. Івана Мазепи 33, вул. Пугачова, 24 мають приєднані навантаження на рівні 22,3–27,2 % від встановленої потужності.

Котли. Котельні в якості палива використовують природний газ та на п'яти котельнях – тверде паливо (деревина та брикети з деревини). Котельні

обладнано котлами потужністю 0,083–10,0 Гкал/год, які введено в експлуатацію в 1980–2018 роках (табл. 2.2). Всі котельні обладнано приладами обліку виробництва теплової енергії, споживання природного газу, електричної енергії та води. На котельнях використовуються 30 котлів 9 різних моделей, зокрема водотрубні та жаротрубні водогрійні газові котли та твердопаливні котли (табл. 2.10).

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики котельного обладнання

№	Назва котельні	Котли газові				Котли твердопаливні			
		Модель	Потужність, Гкал/год	Кількість	Рік встановлення	Модель	Потужність, Гкал/год	Кількість	Рік встановлення
1	Літописна	КВГ-7.56	6.5	2	1984	КВГ-7.56	6.5	1	1985
2	І.Мазепи	ДЕВ-10	10	2	1989	Колві-1000	0,838	3	2018
3	Пугачова	КВ-ГМ-11	10	2	1990	Ardenz T-1000	0.86	3	2018
4	Київська	НПСТу-5	0.63	3	1993	НПСТу-5	0,53	1	2001
5	Підварська	КСВа-0.63	0,54	5	2004				
6	Б.Хмельницького	НПСТу-5	0,63	2	2012				
7	Новокиївська	НПСТу-5	0,63	0	1980	НПСТу-5	0,63	2	1980
8	Г.Дніпра	КВ-04	0,344	2	2000				
	Всього			20				10	

Загальне споживання теплової енергії по роках представлено в табл. 2.11 та на рис. 2.4.

Таблиця 2.11 – Загальне споживання теплової енергії по роках

Представлено Рік	Енергоспоживання, Гкал		
	Юридичні споживачі	Побутові споживачі	Всього
2020	12 012,3	18 018,4	30 030,7
2021	12 989,6	22 117,4	35 107,0
2022	11 647,1	19 831,4	31 478,5
2023(січень-липень)			

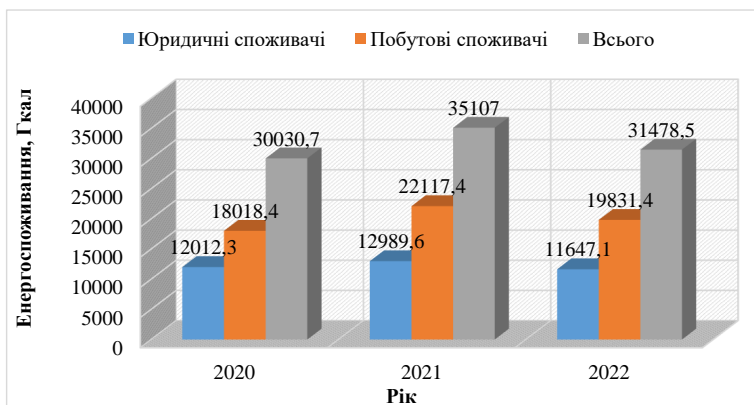


Рисунок 2.4 – Графік споживання тепла по роках

За забруднення навколишнього середовища продуктами викидів котелень громада щорічно відшкодовує до державного бюджету кошти. Загальні обсяги забруднення викидів в навколишнє середовище по роках представлено в табл. 2.12. Основні види забруднень такі: тверді речовини (сажа), вуглецю оксид, азоту оксид(NO), ртуть, азоту діоксиду, метан, діоксид заліза, марганець двоокись, вуглекислий газ, вуглеводні насичені.

Таблиця 2.12 – Загальні обсяги забруднення викидів в навколишнє середовище по роках

Рік	Обсяги викидів, т	Вартість відшкодувань, грн
2020	8924,8	106 767,27
2021	9990,56	119 686,86
2022	8465,15	271 468,59
2023 (січень–липень)		

За 3 роки з 2020 року по кінець 2022 року забруднення навколишнього середовища становило 27 280,51 т, за що громада витратила на відшкодування забруднення навколишнього середовища 497 922,72 грн. Загальні витрати твердого палива по роках наведені в табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Загальні витрати твердого палива по роках

Рік	Дрова, куб. м	Брикет, куб. м
2020	458 096	2 579 295
2021	137 772	1 428 812
2022	472	152
2023 (січень–липень)		

Станом на вересень 2023 року на території Переяславської територіальної громади розташовано 17319 побутових та 13773 юридичних споживачів.

Електропостачання. Електропостачання міста здійснює ПрАТ «Київобленерго» через Переяслав-Хмельницький РЕМ (м. Переяслав, вул. Б. Хмельницького, 27/25). Встановлена потужність побутових споживачів електричної енергії – 108 051 кВт а юридичних – 112 085 кВт. Графіки споживання електричної енергії побутовими і юридичними споживачами представлені на рисунках 2.5–2.6.

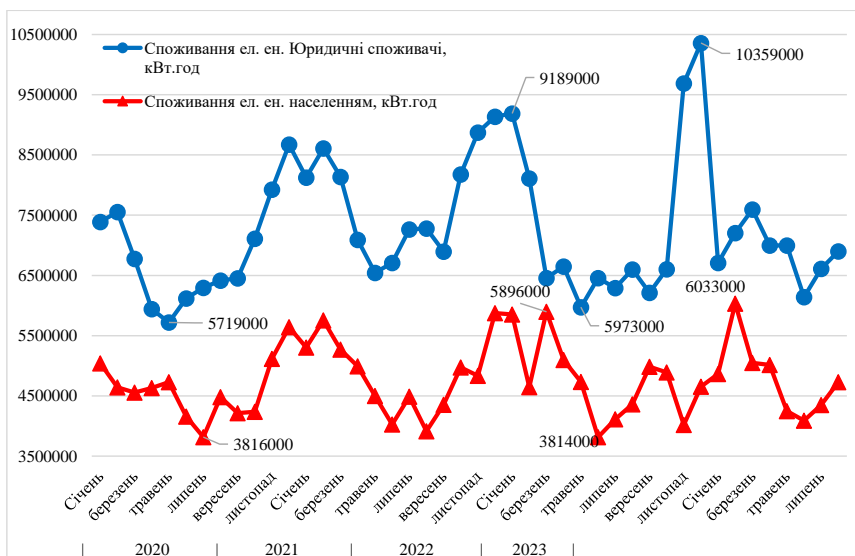


Рисунок 2.5 – Графіки споживання електроенергії побутовими та юридичними споживачами

Загальне споживання електричної енергії по роках наведено в табл. 2.14. Загальна генерація електричної енергії ТЕС «ЮГЕНЕРГОПРОМТРАНС» представлена в табл. 2.15.

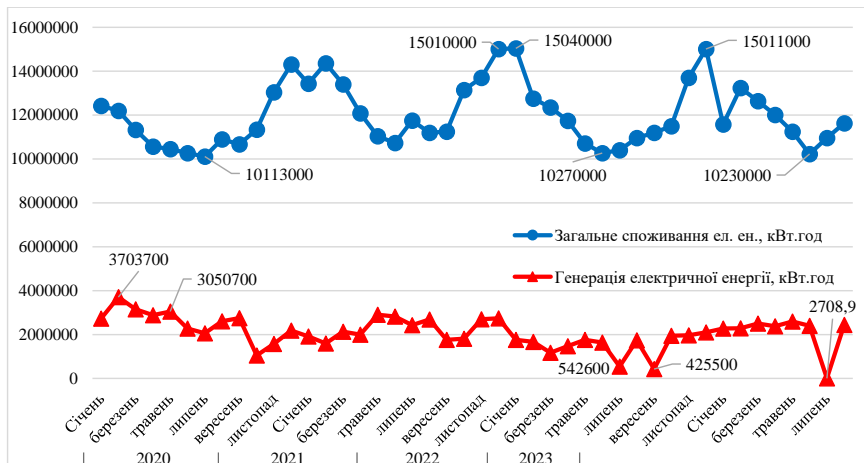


Рисунок 2.6 – Загальне споживання та генерація електроенергії

Таблиця 2.14 – Загальне споживання електричної енергії по роках

Рік	Енергоспоживання, тис. кВт.год		
	Юридичні споживачі	Побутові споживачі	Всього
2020	82 377	35 257	117 634
2021	92 847	58 279	151 126
2022	88 585	57 058	145 643
2023 (січень–липень)	54 628	38 370	92 998

Таблиця 2.15 – Загальна генерація електричної енергії ТЕС «ЮГЕНЕРГОПРОМТРАНС»

Рік	Енергогенерація, кВт.год.
2020	33 257 984
2021	31 727 120
2022	21 523 900
2023 (січень–липень)	26 256 690

Споживання електричної енергії населенням характеризується піковими та найнижчими споживаннями. Причому максимальне споживання спостерігалось у січні 2020 року – 5039 тис. кВт-год, у січні 2021 року – 5354 тис. кВт-год, у березні 2022 року – 5896 тис. кВт-год та у лютому 2023 року – 6033 тис. кВт-год. В цілому споживання електричної енергії населенням практично стабільне. Мінімальне споживання спостерігається в літні місяці: у 2020 році в липні – 3816 тис. кВт-год, у 2021 році в червні – 3912 тис. кВт-год, у 2022 році в червні – 3814 тис. кВт-год і у 2023 році в червні – 3126 тис. кВт-год.

Аналогічна картина споживання електричної енергії юридичними споживачами. Найбільше споживання спостерігається в зимовий період: лютий, 2020 рік – 7554 тис. кВт-год, грудень, 2021 рік – 9189 тис. кВт-год, грудень, 2022 рік – 10359 тис. кВт-год, а у 2023 року в березні – 7594 тис. кВт-год.

Найменше споживання електричної енергії припадає на літні місяці у 2020 році в травні – 5719 тис. кВт-год, у 2021 році в травні – 6545 тис. кВт-год, у 2022 році – в травні – 5973 тис. кВт-год і у 2023 році в червні – 6142 тис. кВт-год. Споживання електричної енергії юридичними споживачами стабільне, а це свідчить про те, що підприємства Переяславської громади працюють.

На території громади працює електрична станція на дерев'яній трісці. Переваги тріски в порівнянні з іншою сировиною: низький рівень сторонніх домішок; низька зольність; висока енергетична цінність; розмір часток стантартизований. Станція побудована в 2017 році, повністю автоматизована, може працювати і на відходах сільськогосподарської продукції. Два оператори контролюють всі параметри дистанційно. Теплова електрична станція виробляє також теплову енергію, але вона на даний момент не використовується. Як видно із табл. 2.14 та рис. 2.5–2.6 теплова електрична станція забезпечує генерацію електричної енергії для споживачів на рівні 20–28%. Цієї кількості електричної енергії достатньо

для роботи кричної структури територіальної громади в період непередбачених ситуацій в системах електричних мереж. При комбінованому режимі роботи станція має теплову потужність – 12 Гкал та електричну – 3,1 МВт. Це досягається обладнанням, яке змонтоване на території громади. На станції встановлений котел E22,5*6,4*485DP фінської компанії “Wartsila”.

Котел може спалювати всі види тріски з вологістю від 30 % до 55 % і має 5 рівнів дуття. Система очистки має 3 ступені: 1ступінь- багаторівневе дуття, допалювання СО та дрібних горючих часток; 2 ступінь – зворотній цикл димових газів (рециркуляція димових газів); 3 ступінь – бек-фільтр (рукавний фільтр) англійського виробництва. Шлак використовується в ремонтно-будівельних роботах, а зола – для добрив сільськогосподарського призначення.

Система очистки води складається з 5 ступенів очистки: фільтрування механічними фільтрами; натрій-катионовий фільтр (пом’якшення); 1-й ступінь зворотного осмосу; 2-й ступінь зворотного осмосу; блок електродіонізації.

Очистка здійснюється до 0,3–0,5 мг на куб. м (загальна солемісткість), завдяки чому досягається майже безпродувний режим роботи котла. Застосована турбіна індійського походження компанії “Triveni” потужністю 5 МВт в конденсаційному режимі без промвідбору. Турбіна доукомплектована водокільцевим вакуумним насосом і підприємство має потенціальну можливість забезпечити теплопостачання в місто.

Для забезпечення технічної можливості постачання теплової енергії, яку може виробляти БіоТЕС до споживачів, розроблені рекомендації та запропоновані заходи, що викладені у Додатку А.

2.3. Питомі показники профілю енергоспоживання обраних територіальних громад

Переяславська територіальна громада. Станом на 1.09.2023 року в громаді 14667 побутових споживачів: по місту – 13 573, по сільські місцевості – 1094. У 2022 році побутовими споживачами спожито – 57 058 тис. кВт·год, а юридичними – 88 585 тис. кВт·год Юридичних осіб по громаді 1085, зокрема, бюджетна форма – 51 у місті та 16 у сільській місцевості, а решта 1018 – комерційні підприємства, причому у місті – 987 та у сільській місцевості 31.

Середнє споживання електричної енергії на одного побутового споживача в рік становить 3,89 тис. кВт·год, або в місяць – 324 кВт·год Середнє споживання електричної енергії одного споживача бюджетної сфери в рік становить 61236 кВт·год, або в місяць 5103 кВт·год Середнє споживання електричної енергії одного юридичного споживача не підраховувалось, оскільки порівняння заводу і малого підприємства не є коректним.

Середнє споживання теплової енергії одного побутового споживача в рік – 1,46 Гкал, а юридичного – 11,22 Гкал. Розподіл споживання теплової енергії між бюджетними абонентами та комерційними не ведеться.

Середнє споживання газу одного юридичного споживача в рік – 3,93 тис. куб. м. Даних по побутових споживачах Управління газового господарства в зв'язку з ситуацією в Україні не надає.

Смілянська громада. Загальна кількість побутових абонентів – 29 787, юридичних – 1836, з них 44 бюджетних. У 2022 році побутовими споживачами спожито електричної енергії – 56 123,4 тис. кВт·год, а юридичними – 43 948,8 тис. кВт·год

Середнє споживання електричної енергії на одного побутового споживача в рік становить 1,88 тис. кВт·год, або в місяць – 157 кВт·год

Середнє споживання електричної енергії на одного споживача бюджетної сфери в рік – 43 126 кВт·год, або в місяць 3593 кВт·год

Середнє споживання теплової енергії одного побутового споживача в рік становить – 0,88 Гкал, а юридичного – 1,0 Гкал.

Середнє споживання газу одного юридичного споживача в рік – 3579,8 куб. м. Даних по побутових споживачах Управління газового господарства в зв'язку з ситуацією в Україні не надає.

Визначені показники будуть використані: для оцінки сталості біоенергетичних проєктів; перспектив використання наявних або створення нових власних об'єктів малої розподіленої ВДЕ-ко- та/або тригенерації на основі існуючих місцевих природних ресурсів; вихідних даних для системи математичних моделей формування технологічних структур забезпечення енергонезалежності громад.

2.4. Техніко-економічні передумови створення біогазових виробництв у Переяславській громаді

Як відомо, біомаса є потужним перспективним джерелом відновлюваної енергії як у світі, так і в Україні. Протягом останніх років в Україні спостерігається поступове зростання кількості енергогенеруючих об'єктів, а також встановленої потужності для виробництва теплової та електричної енергії з біомаси. Одним з ключових напрямів формування енергонезалежних об'єднаних територіальних громад (ОТГ) є науково-технічне обґрунтування принципів розміщення та застосування біогазових установок (БГУ) для виробництва власної енергії, або для заміщення природного газу біометаном – газом майбутнього, джерелом сталої, відновлюваної та чистої енергії [1].

Неконтрольоване утворення органічних відходів призводить до збільшення навантаження на навколишнє природне середовище. З метою покращення екологічного стану ОТГ біометан можна виробляти з

органічних відходів, таких як гній, залишки їжі або сільськогосподарські рештки [2]. При цьому для їх ефективного використання, в першу чергу, виникає необхідність у визначенні кількості відходів сільськогосподарських підприємств (агрофірм), інших відходів та на цій основі формування рекомендацій щодо розміщення біогазових установок у межах кожної з об'єднаних територіальних громад України та інтенсифікації перетворення відходів у біометан.

Як показують результати досліджень Біоенергетичної асоціації України з точки зору потенціалу, очікується, що сільськогосподарські залишки відіграватимуть ключову роль в майбутній біоенергетиці України. На даний час узагальнену інформацію про органічні сільськогосподарські відходи (СВ) на території областей, а також окремі біогазові проекти щодо їх загального використання дуже ретельно висвітлені в матеріалах Біоенергетичної асоціації України [3, 4]. Однак, в цих матеріалах відсутня детальна інформація про принципи розміщення БГУ на території кожної ОТГ виходячи з обсягів СВ, які можна ефективно використовувати у БГУ на основі інтенсифікації метанового бродіння. Крім того, на даний час відсутній методичний апарат оперативного визначення обсягів сировини та міст розміщення БГУ для кожної ОТГ. Вирішення даного завдання на основі розрахунку енергетичних показників біогазових виробництв потребує дуже багато часових витрат. Тому виникає потреба в обґрунтуванні принципів та розробці спеціального методичного апарату формування місць розташування біогазових установок у межах кожної ОТГ. Одним з напрямів автоматизації цього процесу є застосування штучних нейромереж (ШНМ) з метою визначення енергетичних показників біогазових виробництв.

Для розв'язання проблеми забезпечення ОТГ енергетичними потребами на основі інтенсивної ферментації сільськогосподарських відходів у БГУ виникає необхідність у вирішенні наступних завдань: розроблення методичного апарату формування ресурсно-сировинної бази

біогазових виробництв; обґрунтування принципів розташування біогазових установок на основі застосування штучної нейронної мережі; проведення експериментальних досліджень та розроблення нового методу щодо інтенсифікації процесу ферментації СВ у БГУ.

У загальному випадку інформацію про СВ можна отримати безпосередньо в агрофірмах шляхом опитування, а також за допомогою БПЛА та космічних апаратів. Але на збір та обробку такої інформації по кожній ОТГ знадобиться багато часу. Найбільш ефективним способом визначення даних про СВ є збір, статистична обробка інформації про врожайність та кількість зібраного врожаю на основі використання спеціалізованої бази даних на веб-порталі «Триплля» [5], в якій постійно оновлюється і зберігається по кожній агрофірмі (підприємству) ОТГ інформація про площу, врожайність та загальні обсяги зібраного урожаю, наявність збиральної, перевізної та іншої техніки, а також про кількість тварин та отриману сільхозпродукцію за останні 8 років (див. дод. Б). Структура такої бази даних у якості прикладів представлена у вигляді таблиць 2.16–2.18.

Таблиця 2.16 – Зернові культури

Рік	Культура	Площа, га	Врожайність, ц	Зібрано, т
2022	Кукурудза	72,81	29,94	218
2021	Кукурудза	92,81	27,58	256
...
2017	Пшениця	30	6,67	20

Таблиця 2.17 – Технічні культури

Рік	Культура	Площа, га	Врожайність, ц	Зібрано, т
2022	Соя	23,03	7,82	18
2021	Соняшник	10	16,1	16,1
...
2017	Соя	48	11,46	55

Таблиця 2.18 – Тваринництво

Рік	Вид	Показники
2022	Виробництво молока, л	39 112
2022	ВРХ, голів	431
...
2017	Коні, голів	7

Крім того, в базі даних наведена інформація про наявність збиральної та транспортної техніки для перевезення врожаїв.

Аналіз обсягів зібраного урожаю за основними зерновими культурами (кукурудза, пшениця, соя) доцільно проводити за найбільш великими сільськими громадами, наприклад для Переяславської ОТГ: Велика Каратувль, Вовчків, Гайшин, Гланишів, Дем'янці та Мазинки. Така інформація за зазначеними вище сільськими громадами з бази даних «Трипілля» за 2020–2022 рр. наведена в таблицях 2.19–2.21.

Таблиця 2.19 – Врожай зернових та технічних культур на 2020 р.

Сільські громади	Кукурудза, т	Пшениця озима, т	Технічні культури	
			Сояшник, т	Соя, т
Велика Каратувль	9979,3	1848,7	2446,7	38
Вовчків	4660	427	1180,2	752,7
Гайшин	-	-	44	-
Гланишів	600	281,6	91,6	71
Дем'янці	8935	4557	-	1491
Мазинки	610	125	137,5	-
Всього	24 784,3	7239,3	3900	2352,7

Таблиця 2.20 – Врожай зернових та технічних культур на 2021 р.

Сільські громади	Кукурудза, т	Пшениця озима, т	Технічні культури	
			Сояшник, т	Соя, т
Велика Каратувль	9343,4	1987,9	16,1	31
Вовчків	6005	378,2	2256	48
Гайшин	-	-	-	-
Гланишів	1285,4	38,2	60,40	-
Дем'янці	10 081,3	5609	-	976,5
Мазинки	575,4	420,5	165	-
Всього	27 290,5	8433,8	2497,5	1055,5

Таблиця 2.21 – Врожай зернових та технічних культур на 2022 р.

Сільські громади	Кукурудза, т	Пшениця озима, т	Технічні культури	
			Соняшник, т	Соя, т
Велика Каратуль	6182,77	1683,84	1878	18
Вовчків	3646	272	1468,55	17,7
Гайшин	14,56	-	-	-
Гланишів	92,88	100	256	24
Дем'янці	8013,5	5299,1	-	776
Мазинки	543,44	133,2	128,71	-
Всього	18 493,15	7488,14	3731,26	835,7

Аналіз табличних даних (таблиці 2.19–2.21) показує, що найбільші врожаї були зібрані з кукурудзи, пшениці та соняшника, які є основою для визначення енергетичного потенціалу біомаси Переяславської ОТГ з використанням бази даних «Трипілля». Крім того, аналіз цієї бази даних показує, що при розрахунку обсягів біогазу та встановленої потужності КГУ БГУ необхідно враховувати наявність в ОТГ великої рогатої худоби (ВРХ), наприклад в ПОА «Україна», де утримується станом на 2022 рік 431 голів ВРХ, з яких вихід гною за рік складає 5506 т, а вихід сироватки з молока – 35 201 т.

Як показують результати досліджень [6] заміна 40 % води в БГУ сироваткою вихід біогазу збільшується в 2 рази, а при додаванні до гною ВРХ фузу – вихід біогазу збільшується в 3 рази.

Крім того, для визначення енергетичних показників біогазових виробництв також необхідно враховувати дані анкетного опитування по іншим агрофірмам (які відсутні в базі даних «Трипілля»), наприклад з норкової ферми с. Велика Каратуль (табл. 2.22), що отримано з листа Переяславської міської ради № 0715/2299/2-23 від 13.11.2023 р.

У деяких випадках для складання меню косубстратів інтенсифікації виходу біогазу з СВ доцільно проведення додаткових експериментальних досліджень, як показано в [6, 7].

Таблиця 2.22 – Вихідні дані з ферм вирощування норки та кролів

Рік	Середній вихід субстрату, т/рік	Середній вихід забою, т/рік	Необхідний обсяг електроенергії, кВт/год
2020	400,0	206,0	1055,0
2021	410,0	206,3	1054,3
2022	410,0	143,7	959,0
2023	382,0	148,0	941,0

2.5. Оцінювання перспективного сировинного та виробничого потенціалів для генерації електричної і теплової енергії на біогаз

В умовах сьогодення новою загрозою для енергетичних систем об'єднаних територіальних громад (ОТГ) є терористична активність, як на рівні окремих груп людей так і держав. Таке становище принципово змінює оцінку захищеності наявної енергетичної інфраструктури. Якщо великі електростанції мають певний захист, то лінії електричних мереж по країні є вкрай вразливими до цієї загрози. Усвідомлення цих загроз в частині країн відбулось, про що свідчать дані, які приведені в роботі [8]. Європейська комісія ввела вимоги до енергетичних компаній щодо впровадження невідкладних заходів протидії саме цим загрозам. Ці заходи мають бути як організаційного характеру, так і технічного. Так загальну безпеку енергозабезпечення можна підсилити за рахунок заходів протидії кібератакам, як показано в статті [9]. Такий підхід є актуальним у відносно мирні часи, але при активних бойових діях протидіяти фізичній руйнації енергетичної інфраструктури віддалених об'єктів вкрай складно. Такі ситуації моделювались і по результатам дослідження, показаних в роботі [10], в якій прогнозована поява мікро мереж з притаманними їм проблемами не симетрії автономної генерації та споживання. В умовах можливого дефіциту електричної енергії при надзвичайних ситуаціях енергетичні

компанії будуть вимушені впроваджувати ієрархію споживачів, як показано в [11], а також промислові системи збереження енергії, які запропоновані в [12] тощо. Такі заходи ефективні для аварійного забезпечення критичних об'єктів, де вартість електроенергії є відносно не принциповою. Для переважної більшості віддалених об'єктів із нижчими вимогами щодо якості та неперервності енергоспоживання доцільними є впровадження концепції енергонезалежних громад, в яких поряд із традиційною генерацією активно використовуються і власні відновлювальні джерела.

У світі вже накопичено великий досвід щодо впровадження концепції енергонезалежних громад і поряд із первісними суто технічними питаннями опрацьовуються вже і організаційні питання, а саме – економічні [13] та правові [14] взаємодії традиційної та відновлювальної генерації. Оскільки впровадження відновлюваної генерації є необхідною умовою енергетичної безпеки громад, проводились дослідження щодо шляхів компенсації нерівномірної генерації, притаманні саме фотогальваніці та вітровій генерації. В роботах [15, 16] відповідно по країнам Індії і Австралії показано, що для швидкої компенсації можливих провалів такої генерації найбільш доцільним є використання саме газової генерації.

Для аграрних територіальних громад місцевим ресурсом отримання біогазу, електричної та теплової енергії, є біогазові установки. В залежності від специфіки громади можливі різні сценарії забезпечення сировини такі, як відходи тваринництва та рослинні рештки (солома), показані в роботі [17], традиційні та енергетичні культури (силос сорго) – в роботі [18] тощо. Додатковою причиною щодо впровадження саме біогазових установок для забезпечення енергонезалежності аграрних громад за даними [19, 20] є отримання якісних органічних добрив як побічного продукту біогазового виробництва.

Попри очевидні причини щодо доцільності впровадження біогазових комплексів їх імплементації в енергетичні системи, зокрема в територіальних громадах, недостатньо відпрацьованим є питання

визначення та вибору сировини, а саме її наявності, складу та локації. Навіть в умовах сприятливого клімату Таїланду за даними S. Khotmanee and U. Pinsopon (2020) в роботі [21] показано, що для культивування енергетичної культури трави Napier з усіх можливих варіантів за допомогою супутникової зйомки обирали саме логістично придатні маргінальні землі. У випадку територіальних громад України це питання ускладнюється тим, що біогазове виробництво потрібно інтегрувати в вже наявні територіальні громади, які до цього орієнтувались на державні системи енергопостачання. Для таких громад потрібно враховувати щонайменше економічні наслідки, навіть часткової переорієнтації аграрного виробництва на енергетичні культури. Оскільки питання енергонезалежності є вкрай актуальним для держави, важливою задачею є розробка методичних підходів щодо формування сировинної бази для біогазового виробництва територіальних громад.

Для синтезу біогазу в якості сировини використовуються послід птахів, гній сільськогосподарських тварин та рослинна біомаса. Інформацію щодо локації та потужностей джерел надходження посліду та гною з птахофабрик та ферм по утриманню худоби можна отримати безпосередньо з господарств територіальної громади, або з існуючих інформаційних джерел агропромислового комплексу. Однак, про рослинну біомасу необхідної інформації для організації біогазового виробництва по кожній ОТГ менше як з організаційних, так і суто методичних причин.

Частина господарств мала власні біогазові установки і відповідно намагались оптимально використовувати наявні ресурси з метою отримання максимального прибутку. Так і роботах V. Lysenko et al (2019) в [22] та D. Komarchuk et al (2021) в [23], на початкових етапах вегетації здійснено оцінку стану рослин і з метою виявлення ділянок, де рослини уражені внаслідок недостатнього азотного живлення і відповідно врожай не матиме високої вартості. Такі насадження навіть в весняний період, коли спостерігається дефіцит сировини, можуть використовуватись для виробництва біогазу. В межах великих компаній ситуація з централізованим

керуванням простіше, але при наявності значної кількості малих та середніх сільських господарств, збір такої статистики ускладнений. До того ж сільськогосподарські культури на полях господарств змінюються як за агрономічними вимогами сівозміни, так і з урахуванням очікуваних змін вартості на ринку продовольства тощо.

У пошуках сировини для біогазових установок слід враховувати, що солома деяких культур, як побічний продукт рослинництва, може реалізуватись окремо для годівлі тварин, виготовлення паливних брикетів тощо, має певну вартість. Але використання соломи не обов'язково є розвинутою практикою. За даними D.P. Biswas (2018) в роботі [24] та A. Anand et al (2022) в [25] рисова солома та цукровий очерет добре підходять для створення паливних брикетів, а J. Li et al (2022) в [26] навпаки засвідчили, що кукурудзяна солома в багатьох випадках просто випалюється селянами безпосередньо на полях. Частина соломи аграріями при сучасних технологіях землеробства за даними Xintan Zhang et al (2023) в [27] свідомо запахується в ґрунт для збагачення вуглецем. Запахування не є обов'язковою практикою в Україні, оскільки потім потрібно вносити збільшені норми азотних добрив, вартість яких зросла в останні роки. Таким чином, статистична інформація в місцевих органах самоврядування про доступні органічні ресурси щодо енергетичних потреб від господарств може бути неповною чи суперечливою. Це обумовлено тим, що в попередні роки така інформацію спеціально не збиралася і відповідно методики її збору та обробки для потреб окремої громади потрібно розробляти та вдосконалювати. В умовах неповноти та обмеженості наявної інформації в нагоді можуть стати непрямі методи оцінки перспективної біомаси. В якості прикладу можна привести дослідження N. Pasichnyk et al (2021) в [28], де за результатами інфрачервоної супутникової зйомки оцінювали кількість біомаси від дерев в урбанізованих територіях в якості сировини для виробництва біогазу. Виходячи з горизонтальної проекції площі куполу дерев автори зробили припущення про можливу оцінку кількості листя.

Для рослинницьких практик з використанням супутникової зйомки можна встановити засіяну культуру та площу посівів, як показано в роботі Ahmed Kayad et al (2022) в [29]. Такий підхід дозволяє оцінити реальні обсяги посівів, що може бути корисним для керівництва господарств та адміністрації територіальної громади. Альтернативний підхід щодо пошуку сировини показано в роботі S.A. Shvorov et al (2022) в [30], де наявність біомаси оцінювали виходячи з викидів метану, які визначали за результатами супутникової зйомки. Автори зробили припущення, що викиди значної кількості такого газу в жовтні біля Києва обумовлено масовим вивозом палого листя на звалища. Такий підхід дозволяє оцінити перспективи наявності не використовуваної біомаси, що засмічує навколишнє середовище, яка може бути використана для біогазових установок. Викиди метану обумовлені передусім гниттям органіки, проте органіка може і зжигатись, внаслідок чого відбуваються викиди монооксиду вуглецю (CO) – відповідно, доцільно оцінити викиди і цього реагенту, що за даними Genevieve Plant et al (2022) в [31] також можна здійснити засобами супутникової зйомки. Виходячи з аналізу літератури можна зробити висновки:

- традиційні методи збору статистичної інформації про доступні обсяги рослинної біомаси для біогазових установок недосконалі, оскільки вони не повні і частина органічної сировини може використовуватись господарствами як комерційний продукт, чи для збереження родючості ґрунтів.

- в умовах організації енергонезалежних територіальних громад цінним джерелом інформації про невикористовувані рослинні ресурси є непрямі виміри, а саме дистанційна оцінка продуктів утворених при руйнації органіки. Внаслідок гниття органіки утворюється метан, а при спалюванні – монооксид вуглецю, моніторинг яких можна оцінити супутниковими засобами.

Для проведення досліджень з використанням космічних супутників землі було обрано кілька ділянок.

1. Гайшин. В якості пілотного проекту щодо енергонезалежності було обрано Переяславську ОТГ, геометричним центром якої є селище Гайшин. Населення Переяславської міської громади станом на 2019 рік становило 27 тисяч осіб. Потенційно громада має як великі площі сільськогосподарських угідь і розвинену аграрну інфраструктуру, так і доступ до значних лісових ресурсів (рис. 2.7). Таке становище є сприятливим щодо біогенерації і відповідно впровадження енергетичної незалежності.

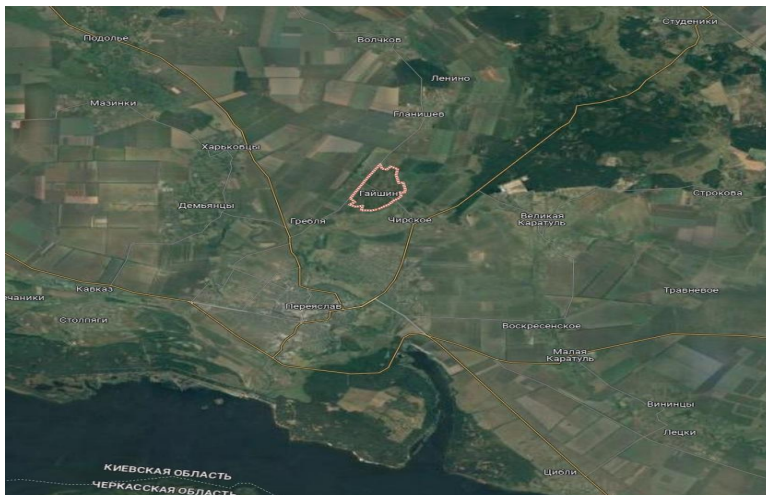


Рисунок 2.7 – Супутниковий знімок Переяславської міської ради, де контури селища Гайшин виділено червоною лінією (знімок отримано з інтернет сервісу google-map)

2. Овруч. Територіально пілотна територіальна громада розташована біля найбільшої річки України – Дніпра і відповідно на викиди метану та СО можливий вплив природної руйнації органіки, що утворилась саме в річці: водорості та очерет. За даними Y. Zhang et al (2022) в [32] обсяг

певним чином полегшує роботу працівників на полях. Враховуючи це, для порівняння було обрано локацію в Німеччині, де дотримання природоохоронних законів має багаторічні традиції.

3. Йютербог (Jüterbog). Місто Йютербог розташоване на землі Бранденбург і входить до складу району Тельтов-Флемінг. Населення становить 12 668 осіб. Громада має значні площі орних земель та оточуючі ліси з значним потенціалом органіки (рис. 2.9). Відстань Йютербогу від мегаполісу – Берліну становить порядка 60 км, що приблизно відповідає відстані від Гайшину до мегаполісу Києва в 70 км. Великі річки чи озера поблизу міста відсутні.

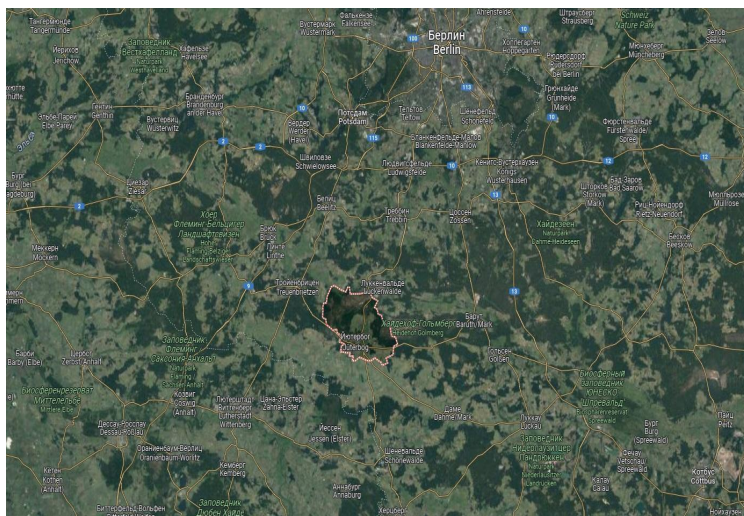


Рисунок 2.9 – Супутниковий знімок міста Йютербог, де його контури виділено червоною лінією (знімок отримано з інтернет сервісу google-map)

4. Oleshky Sands National Nature Park. Четверта локація була вибрана в якості контрольної точки оскільки являє собою пустелю з практично відсутньою рослинністю і відповідно притаманний їй викидам CH_4 та CO . Національний парк Олешківські піски знаходиться в Херсонській області.

дані за місяць. Оскільки роздільна здатність даних складає кілька км²/піксель, позиціонування здійснювалось по центру дослідної області. Повторюваність позиціонування в різні роки контролювалося за допомогою фіксації координат точок, що виводились веб-додатком (рис. 2.11).

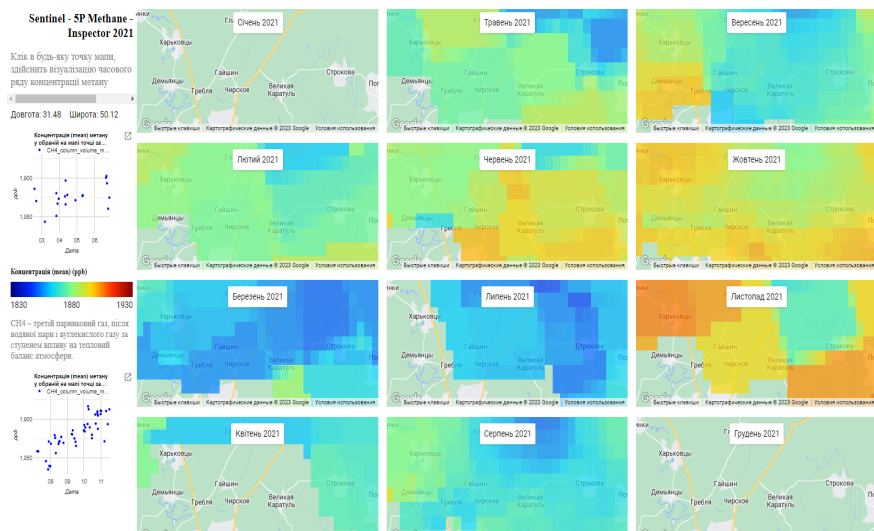


Рисунок 2.11 – Інтерфейс веб-додатку для оцінки просторово-часових змін вмісту CH₄ в атмосфері для населеного пункту Гайшин в 2021 році. В лівій частині інтерфейсу зафіксовано координати точки вимірів (довгота та широта)

Кодування даних здійснювали за допомогою кольорової палітри. Впродовж одного дня могло бути виконано кілька вимірів, інформацію про які можна отримати в табличному форматі засобами web-додатку.

Оцінка викидів метану. При проведенні моніторингу ділянки Oleshky Sands National Nature Park впродовж кількох років було зафіксовано, що саме над площею, де рослинність практично відсутня (піски) і відповідно гнити немає чому – також фіксуються викиди метану (рис. 2.12).

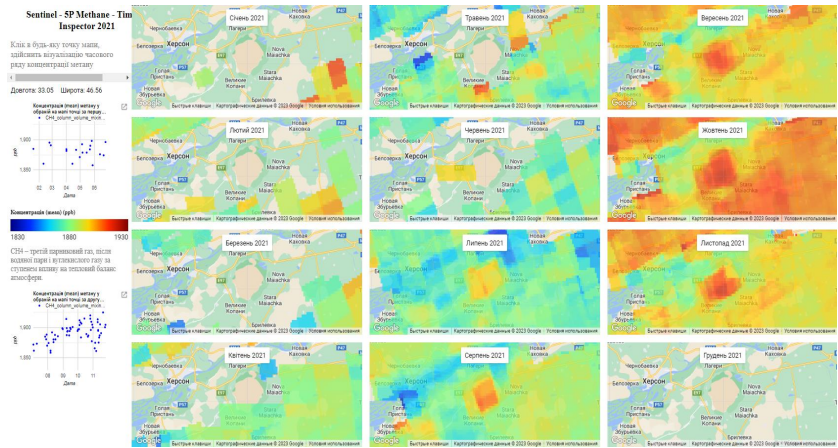


Рисунок 2.12 – Викиди метану в 2021 році над дослідною ділянкою Oleshky Sands

Оскільки така ситуація фіксувалась впродовж усього періоду спостереження 2020–2023 роки було обрано додаткову ділянку «Новокаменка», яка знаходилась на відстані 33 км від локації Oleshky Sands. Ця додаткова локація відповідає району зрошувального землеробства (рис. 2.13).



Рисунок 2.13 – Супутниковий знімок основної та додаткової локацій Oleshky Sands та Новокаменка відповідно

В результаті супутникового моніторингу – на інших дослідних ділянках джерел викидів метану візуально не фіксувалось (рис. 2.14).

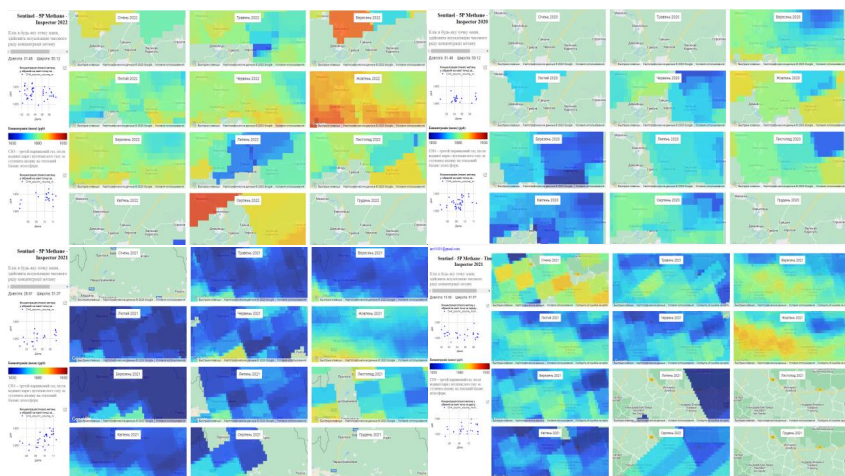


Рисунок 2.14 – Викиди метану на дослідних ділянках Гайшин 2022 та 2021, Овруч 2021 та Йютербог 2021

Отримані результати приведено в таблицях 2.23 та 2.24

Таблиця 2.23 – Зафіксовані викиди метану для локацій Гайшин, Овруч, Йютербог по роках, ррб

№ з/п	Гайшин				Овруч				Йютербог			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
1			1887		1839					1876		
2	1862	1878	1882	1897	1845	1841	1865	1883	1837	1866	1877	1891
3	1866	1863	1888	1872	1823	1830	1868	1857	1852	1859	1878	1881
4	1859	1877	1846	1867	1821	1861	1830	1869	1849	1853	1859	1881
5		1877	1880	1884		1856	1846	1874	1831	1865	1860	1874
6	1865	1886	1878	1884	1845	1865	1870	1867	1829	1861	1859	1875
7	1861	1846	1870		1836	1859	1864		1874	1839	1860	
8	1870	1870	1903		1849	1838			1864	1858		
9	1873	1877	1892		1843	1859	1872		1870	1864		
10	1888	1897	1895		1853	1873	1882			1872	1874	
11	1872	1899	1880		1828	1875	1892		1863		1888	

Таблиця 2.24 – Зафіксовані викиди метану для локацій Oleshky Sands та Новокаменка по роках, ррб

№ з/п	Oleshky Sands				Новокаменка			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
1	1869	1884	1880		1869	1895	1893	1891
2	1857	1882	1883	1900	1866	1889	1893	1898
3	1859		1879	1880	1863	1882	1886	1885
4	1868	1876	1893		1866	1884	1889	
5	1867	1882	1881	1889	1872	1880	1883	1888
6	1861	1882	1886	1898	1863	1878	1887	1891
7	1872	1875	1886		1876	1878	1890	
8	1882	1881	1883		1890	1886	1883	
9	1880	1896	1894		1888	1895	1898	
10	1889	1900	1902		1891	1903	1904	
11	1877	1892	1891		1884	1895	1893	
12			1891				1889	

Оцінка викидів чадного газу (CO). При моніторингу було встановлено, що зафіксований вміст CO в атмосфері у порівнянні з метаном розподіляється більш рівномірно (рис. 2.15), тому додаткові локації для досліджень не вводилися.

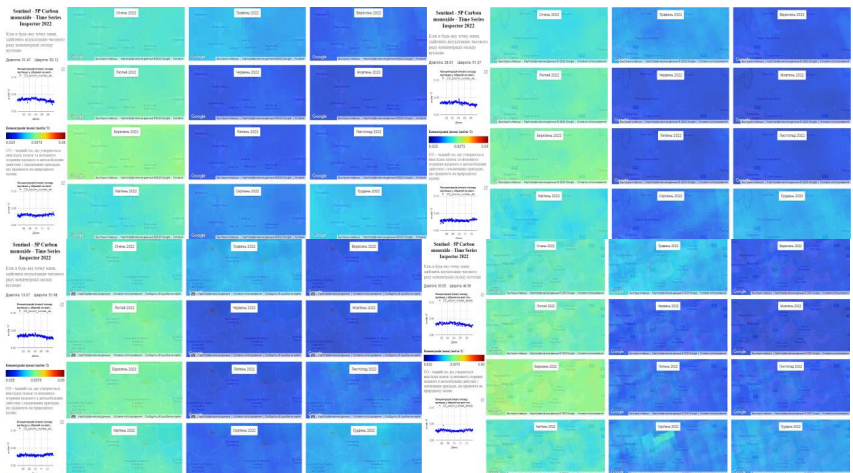


Рисунок 2.15 – Оцінка викидів CO в 2022 році для локацій Гейшин, Овруч, Йютербог та Oleshky Sands

Результати вимірів для локацій по роках приведено в таблицях 2.25 та 2.26

Таблиця 2.25 – Зафіксовані викиди СО для локацій Гейшин та Овруч по роках, mol/m²

№ з/п	Гейшин				Овруч			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
1	0,0355	0,0386	0,0347	0,0324	0,0359	0,0381	0,0343	0,0320
2	0,0359	0,0382	0,0354	0,0352	0,0365	0,0377	0,0351	0,0345
3	0,0377	0,0395	0,0374	0,0342	0,0374	0,0384	0,0363	0,0328
4	0,0424	0,0382	0,0347	0,0338	0,0418	0,0371	0,0341	0,0337
5	0,0343	0,0330	0,0321	0,0329	0,0340	0,0324	0,0311	0,0324
6	0,0307	0,0307	0,0289	0,0354	0,0305	0,0301	0,0283	0,0333
7	0,0285	0,0330	0,0288		0,0276	0,0325	0,0280	
8	0,0298	0,0402	0,0308		0,0293	0,0380	0,0301	
9	0,0344	0,0380	0,0289		0,0337	0,0375	0,0287	
10	0,0346	0,0348	0,0285		0,0341	0,0348	0,0280	
11	0,0346	0,0333	0,0290		0,0334	0,0331	0,0285	
12	0,0362	0,0345	0,0321		0,0356	0,0343	0,0320	

Таблиця 2.26 – Зафіксовані викиди СО для локацій Йютербог та Oleshky Sands по роках, mol/m²

№ з/п	Йютербог				Oleshky Sands			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
1	0,0355	0,0384	0,0347	0,0332	0,0362	0,0389	0,0351	0,0322
2	0,0370	0,0382	0,0357	0,0341	0,0368	0,0377	0,0359	0,0356
3	0,0380	0,0381	0,0365	0,0336	0,0382	0,0399	0,0372	0,0350
4	0,0384	0,0379	0,0356	0,0343	0,0399	0,0386	0,0348	0,0344
5	0,0347	0,0330	0,0314	0,0340	0,0348	0,0334	0,0321	0,0332
6	0,0309	0,0302	0,0287	0,0341	0,0311	0,0311	0,0294	0,0353
7	0,0281	0,0328	0,0288		0,0296	0,0337	0,0298	
8	0,0301	0,0403	0,0297		0,0305	0,0402	0,0312	
9	0,0343	0,0371	0,0290		0,0337	0,0388	0,0288	
10	0,0342	0,0342	0,0284		0,0331	0,0357	0,0283	
11	0,0338	0,0331	0,0299		0,0341	0,0330	0,0296	
12	0,0363	0,0336	0,0321		0,0358	0,0340	0,0311	

Розроблення науково-методичного апарату базувалась на наступних підходах: визначення перспективної сировини на основі оцінки викидів метану та на основі оцінки викидів монооксиду вуглецю.

Оцінка викидів метану. Оскільки при проведенні дослідження щодо локації Oleshky Sands було зафіксовано істотні викиди метану, які виникли саме на ній, що обумовлено не розкладанням рослин впродовж року, було зроблено порівняння із додатковою ділянкою Новокаменка, де ґрунти подібні, але здійснюється зрошувальне землеробство і відповідно, частина рослинності гниє безпосередньо на полях. Результати приведено на рис. 2.16.

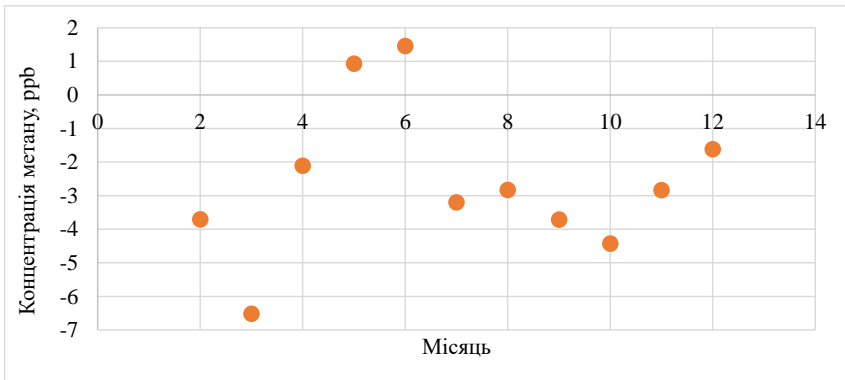


Рисунок 2.16 – Залежність усередненої за 2020–2023 роки різниці викидів метану між ділянками Oleshky Sands та Новокаменка.

Виходячи з приведених даних, викиди на ділянці в пустелі були стабільно вищими за ділянки із сільськогосподарськими угіддями лише впродовж 2 місяців – травень і червень, тобто тоді, коли на полях було багато зеленої біомаси. Такий феномен можна пояснити поєднанням різних механізмів утворення метану, який зумовлений як розкладанням рослинності, так і викидами з глибин земної поверхні.

Припущення про органічне походження метану співпадає з даними, наведеними в роботах W. Takeuchi et al (2002) в [33] щодо викидів метану в тундрі та M. Jia et al (2013) в [34] для рисових полів. Альтернативне походження метану з надр, тобто антропогенних джерел, також фіксувалось в дослідженнях щодо потреб нафтогазової галузі J.-F. Gauthier (2021) в [35]. Дещо інакше щодо інтерпретації результатів супутникового моніторингу показано в роботах F. Wang et al (2020) в [36], де для регіону Близького сходу із значними запасами вуглеводородів відмічали і суттєвий вплив викидів рослинного походження.

Можливим поясненням результатів на рис. 2.16 є складний механізм взаємодії метану з рослинами, які можуть перешкоджати його викидам в атмосферу за рахунок різних механізмів і, відповідно, це питання потребує додаткових досліджень.

На рис. 2.17 приведено усереднені дані для об'єктів Овруч, Йїютербог та Гейшин.

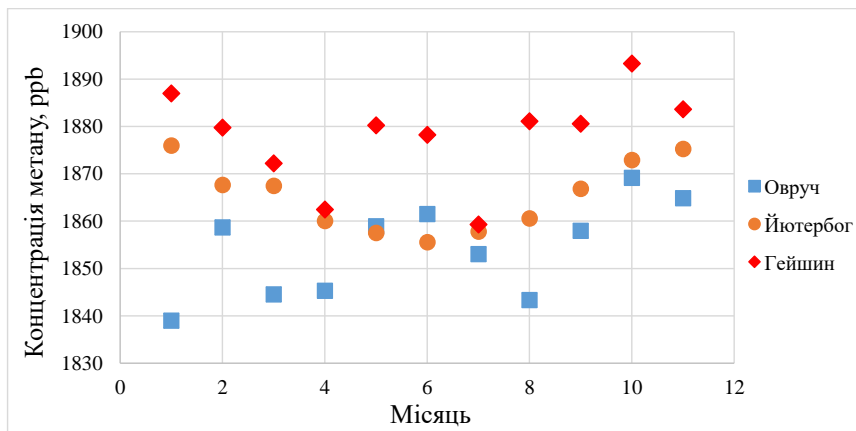


Рисунок 2.17 – Залежність усередненої за 2020–2023 роки різниці викидів CH_4 між ділянками Oleshky Sands та Новокаменка.

Для цих об'єктів залежність зміни викидів метану впродовж року має різний характер. Якщо для Гайшина викиди приблизно однакові впродовж року, то для Овруча вони поступово зростають впродовж року, а для Йютербог – залежність параболічна з мінімумом в середині року. Пояснення поступового зростання викидів для Овруча можна обґрунтувати саме гниттям біомаси, яка поступово зростає і внаслідок здійснення саме рослинницьких практик їх кількість в жовтні максимальна. Аналогічні результати було отримано і для Новокаменки. Для цих об'єктів при апроксимації використовували лінійний та експоненціальні рівняння і коефіцієнт достовірності апроксимації був приблизно однаковий та складав для Овруча 0,56, а для Новокаменки – 0,38 відповідно.

Після зниження температури процеси гниття рослинних залишків уповільнюються і відповідно – мінімальні показники взимку. Для Йютербогу викиди метану навпаки максимальні взимку і мінімальні влітку. Такий характер залежності може відповідати не рослинницькому, а тваринницькому спрямуванню місцевого аграрного сектору. За даними наведеними В. He et al (2022) в [37] для Китаю викиди від тваринницьких ферм настільки значні, що шлейф викидів фіксується навіть зі супутників. Відповідно взимку худоба перебуває у приміщеннях, а влітку – на відкритому повітрі, що і відображається на викидах метану.

Для Гайшину викиди метану більші, ніж на ділянках Овруч і Йютербог, що ймовірно є наслідком одночасного впливу багатьох факторів: викидів метану від рослинницьких практик, тваринництва тощо. Таким чином для цієї локації для достовірного визначення джерел викидів метану доцільно отримати інформацію і про стан тваринницької галузі, а також можливий ввіз органіки з зовні. Попри легкість отримання супутникової інформації про викиди метану, велика кількість можливих джерел викидів цього реагенту, в тому числі антропогенних, ускладнює ідентифікацію можливої сировини для БГУ.

В перспективних дослідженнях підвищити вибірковість ідентифікації сировини може поєднання спектральних досліджень у різних діапазонах, наприклад, одночасна оцінка викидів метану у поєднанні з оцінкою стану відкритого (зораного) ґрунту. У порівнянні із іншими парниковими газами, такими як чадний газ, метан відносно погано піддається дифузії і, відповідно, його джерела можна відслідкувати за шлейфом його розповсюдження, як показано за даними вільного доступу від супутника Sentinel-2 в роботі T. Ehret et al (2022) в [38]. Методику розпізнавання образу щодо викидів метану було вдосконалено в роботі E. Ouerghi et al (2022) в [39], де використовувались дані від супутника Prisma із врахуванням метеорологічних даних про силу та напрям вітру стосовно шлейфу розповсюдження реагенту.

Оцінка викидів монооксиду вуглецю (чадного газу). На відміну від метану у CO можливих механізмів утворення значно менше, проте він значно краще змішується з повітрям атмосфери, що ускладнює ідентифікацію його джерел. На рис. 2.18 приведено результати супутникових вимірів вмісту CO над територією України та Польщі.

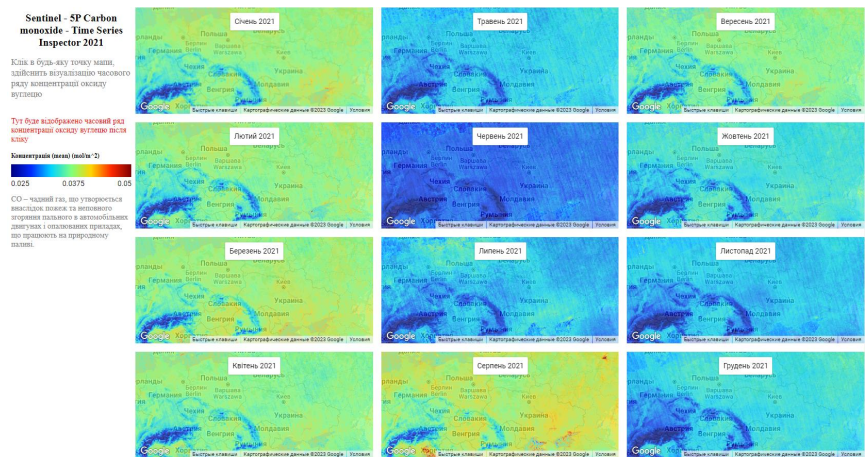


Рисунок 2.18 – Розповсюдження викидів CO над територією України та Польщі в 2021 році

На рис. 2.18 зони із низьким вмістом CO відповідають Карпатським та Альпійським горам, на решті території розповсюдження цього парникового газу відносно рівномірне. Фіксація високих викидів наприкінці зими і початку весни співпадає з даними, отриманими в роботі Н. Yuan et al (2016) в [40] для урбанізованих районів Китаю. Відмінністю є фіксація значних викидів в серпні, коли опалення будівель ще не здійснюється, але відбувається збір врожаю і, відповідно, можна зробити висновок про спалювання органічних решток на полях. Оскільки такі дії пов'язані з протиправною діяльністю, то ідентифікували локації по даним з місць щодо обсягів спаленої сільгоспвиробниками органіки буде мало реальним. Перспективним шляхом може стати порівняння викидів CO на різних ділянках (рис. 2.19).

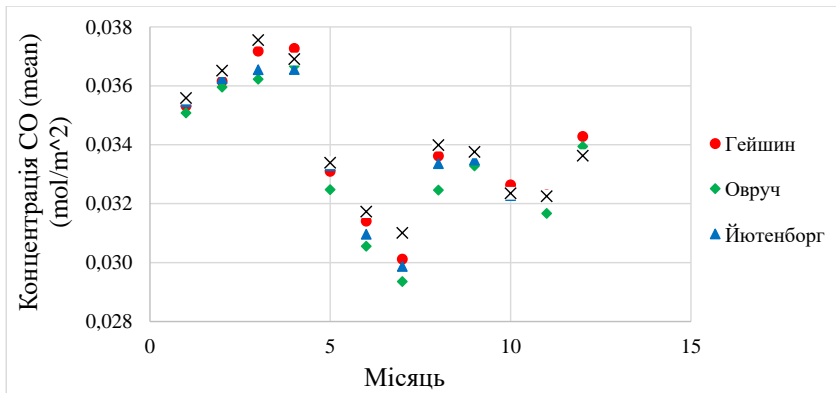


Рисунок 2.19 – Усереднені за період спостережень зміни викидів CO для дослідних ділянок впродовж року

Як видно з приведених даних, характер змін викидів CO принципово однаковий для всіх дослідних ділянок і найбільша різниця фіксується саме в весняно-літній період. Це можна віднести до непрямих ознак впливу на ці процеси саме аграрних практик. На рис. 2.20 приведено результат різниці показників, коли за базовий варіант прийняли Гайшин і показники інших віднімали від нього.

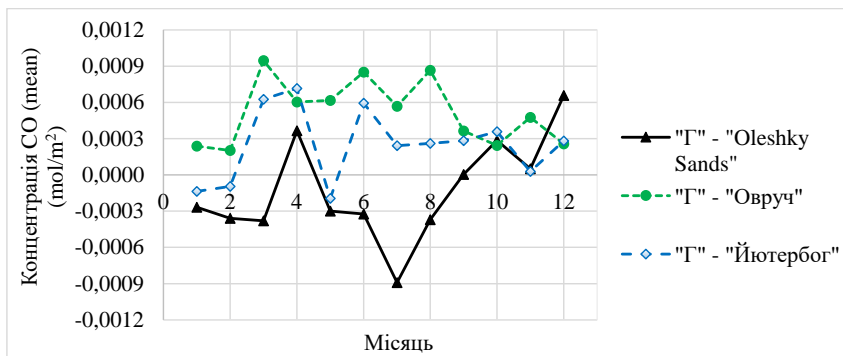


Рисунок 2.20 – Різниця усереднених викидів CO між базовою локацією Гейшин та Oleshky Sands, Овруч і Йютербог відповідно

За отриманими даними можна зробити висновок, що на ділянці Oleshky Sands викиди CO практично впродовж усього року більші, ніж для решти ділянок. Таке становище разом із викидами метану відповідає результатам, отриманим в роботі R. P. Singh and S. Sarkar (2017) в [41] для об'єкта Aliso Canyon, де поряд із аварійним викидом метану відбулись і викиди CO. Такі сумісні викиди можуть мати антропогенний характер і, відповідно, такі ділянки не доцільно використовувати при порівнянні для оцінки перспективної органічної сировини для виробництва біогазу.

За даними, наведеними на рис. 2.20 щодо викидів CO – викиди в Гайшині максимальні, проте результати носять передусім індикаційний характер. Викиди CO можуть бути обумовлені і різною якістю палива для двигунів внутрішнього згоряння, відмінністю в конструкції та якості виконання двигунів тощо. Для приблизної оцінки було запропоновано використати відомий випадок пожежі в Чорнобильській зоні в 2021 році, коли за 10 днів вигоріло приблизно 11,5 тисяч гектарів лісу. Беручи за базове значення об'єму в 235 м³ деревини на гектар, кількість спаленого лісу оцінили в 2,7 млн. м³ деревини. На рис. 2.21 показано викиди CO в наслідок означеної пожежі.



Рисунок 2.21 – Викиди CO в квітні 2020 року обумовлені пожежею в Чорнобильській зоні (ліворуч) та дослідна ділянка для оцінки впливу згоряння лісу на збільшення вмісту CO праворуч

Для аналізу прийняли площу в 12 млн. га і за методикою розшифрування закодованих у вигляді палітри даних, описаній в S. Shvovor et al (2020) в [42], рахувалось середнє значення викидів CO по території, яке складало 0.043 mol/m^2 . Паралельно було розраховано середнє значення в локації для квітня за 2021–2023 роки, яке становило 0.038, 0.037 та 0.036 mol/m^2 відповідно. Таким чином, збільшення концентрації CO на 0.006 mol/m^2 на площині в 12 млн. га стало наслідком згоряння 2,7 млн m^3 деревини. Згідно даним, наведеним на рис. 2.20, в Гейшині влітку концентрація CO більша ніж в Овручі та Йютербог на 0.009 та 0.004 mol/m^2 відповідно. Такі значення дають підставу припустити, що в локації Гейшин є великі обсяги біомаси, перспективної для утворення біогазу.

Висновки до розділу 2

Створена база емпіричних даних екологічних і енергетичних характеристик, природно-ресурсних потенціалів Переяслівської та Смілянської територіальних громад.

Запропоновано методичні підходи та розроблено науково-методичний апарат щодо формування сировинної бази для біогазових

виробництв енергонезалежних об'єднаних територіальних громад на базі непрямих вимірів супутникового зондування.

На основі проведених експериментальних досліджень з використанням космічних супутників землі на ділянках з геометричними центрами села Гайшин Переяславської об'єднаної територіальної спільноти, міста Овруч Житомирської області (Україна) встановлено, що локація території Гайшин має кращі перспективи щодо збору рослинної сировини для виробництва біогазу ніж локація територіальної ділянки міста Овруч, викиди для якої значно менші.

Серед розглянутих викидів метану та чадного газу з різних територіальних ділянок місцевості для моніторингу перспективної сировини біогазових виробництв доцільно використовувати комплексний підхід із застосуванням саме як показника CH_4 , та і CO , оскільки викиди метану можуть бути обумовлені і антропогенними факторами.

Список використаних джерел до розділу 2

1. Kaplun V. Principles of resource-process modeling of territorial communities combined energy supply in the climate change prevention context. 2023. Вип.4, № 75. С. 54–64. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.04.055>.

2. Заблудський М.М., Шворов С.А., Поліщук В.М., Троханяк В.І., Лендел Т.І. Принципи формування місць розташування біогазових установок з використанням нейромережі. Енергетика і автоматика. 2023. № 5, С. 31–43.

3. Біометан – газ майбутнього, джерело сталої, відновлюваної та чистої енергії. Uabio: веб-сайт. URL: <https://uabio.org/materials/video/15400/> (дата звернення: 23.11.2023)

4. Гелетуха Г., Кучерук П., Матвеев Ю. Перспективи виробництва біометану в Україні. Аналітична записка. 2022. № 29, БАУ, 60 с.

5. Масдемонт П.Р., Галіндо Д.Г., Угіна А.М., Карампініс М., Драгнєв С., Железна Т. Енергія з агропромислових залишків: Посібник. 2022. 60 с.

6. Веб-портал «Трипілля». Підприємства АПК. Веб-сайт. URL: <https://tripoli.land/ua/companies#> (дата звернення: 23.11.2023)

7. Polishchuk V.M., Shvoroov S.A., Pasichnik N.A., Davidenko T.S., Dvornyk Ye.O. Increasing the Production of Electrical and Thermal Energy in Biogas Plants Through the Optimal Addition of Agricultural Waste. *Problemele energeticii regionale*. 2023. № 4(60) P. 86–97.

8. Kutjuns, S. Kovalenko, L. Zemite and A. Žbanovs, “Analysis of faults impact on gas and electricity systems”, 2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Brno, Czech Republic, 2018, pp. 1–5, doi: 10.1109/EPE.2018.8395961.

9. Z. Wang and G. Chen, “Distributed Resilient Energy Management of Island Microgrids Under Mixed Cyber-Attacks”, 2023 6th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE), Guangzhou, China, 2023, pp. 509–513, doi: 10.1109/CEEPE58418.2023.10166253.

10. F. Yanine A., Sanchez-Squella A., Barrueto F. M., Cordova S. K. Sahoo and H. C. Rother, “When energy efficiency is not enough: Homeostaticity of energy systems and why electric utilities should care”. 2018 7th International Conference on Computers Communications and Control (ICCCC), Oradea, Romania, 2018, pp. 142–149, doi: 10.1109/ICCCC.2018.8390451.

11. S. D. Manshadi and M. Khodayar, “A hierarchical electricity market structure for the smart grid paradigm”, 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA, 2016, pp. 1–1, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741852.

12. N. Padmanabhan, M. Ahmed and K. Bhattacharya, “Battery Energy Storage Systems in Energy and Reserve Markets”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 215–226, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2936131.

13. K. Tian, W. Sun and D. Han, “Strategic Investment in Transmission and Energy Storage in Electricity Markets”, in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 179–191, January 2022, doi: 10.35833/MPCE.2020.000927.

14. D. D’Achiardi, N. Aguiar, S. Baros, V. Gupta and A. M. Annaswamy, “Reliability Contracts Between Renewable and Natural Gas Power Producers”, in *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 1075–1085, Sept. 2019, doi: 10.1109/TCNS.2019.2919857.

15. M. U. Khan, M. Hassan, M. H. Nawaz, M. Ali and R. Wazir, “Techno-economic Analysis of PV/Wind/Biomass/Biogas Hybrid System for Remote Area Electrification of Southern Punjab (Multan), Pakistan using HOMER Pro”, 2018 International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET), Islamabad, Pakistan, 2018, pp. 1–6, doi: 10.1109/PGSRET.2018.8686032.

16. A. Zeinalzadeh, N. Aguiar, S. Baros, A. M. Annaswamy, I. Chakraborty and V. Gupta, “Using natural gas reserves to mitigate intermittence of renewables in the day ahead market”, 2017 IEEE 56th Annual Conference on Decision and Control (CDC), Melbourne, VIC, Australia, 2017, pp. 3896–3901, doi: 10.1109/CDC.2017.8264232.

17. H. Ezz, M. Nasr, M. Fujii and M. G. Ibrahim, “Enhancement of Biogas Production from Anaerobic Co-Digestion of Rice Straw and Thickened Waste Activated Sludge with Hydrodynamic Cavitation Pretreatment”, 2021 10th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA), Istanbul, Turkey, 2021, pp. 82–87, doi: 10.1109/ICRERA 52334.2021.9598484.

18. P. Pochwatka *et al.*, “Energetic and Economic Aspects of Biogas Plants Feed with Agriculture Biomass”, 2020 4th International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA), Singapore, 2020, pp. 130–133, doi: 10.1109/ICGEA 49367.2020.239705.

19. K. Saravanan, R. Suganthi and V. K. Chinnaiyan, “Review on biogas from organic waste”, *2014 International Conference on Green Computing Communication and Electrical Engineering (ICGCCEE)*, Coimbatore, India, 2014, pp. 1–4, doi: 10.1109/ICGCCEE.2014.6922445.

20. V. M. Lapushkin, A. A. Lapushkina, S. Y. Smirnov and Y. I. Enakiev, “Influence of Non-traditional Organic Fertilizers on Spring Wheat Harvest and Carbon Dioxide Emission from Soil”, *2022 8th International Conference on Energy Efficiency and Agricultural Engineering (EE&AE)*, Ruse, Bulgaria, 2022, pp. 1–4, doi: 10.1109/EEAE53789.2022.9831346.

21. S. Khotmanee and U. Pinsopon, “Production Potential Assessment of Biogas from Napier Grass Using Geographic Information”, *2022 8th International Conference on Engineering, Applied Sciences, and Technology (ICEAST)*, Chiang Mai, Thailand, 2022, pp. 89–92, doi: 10.1109/ICEAST55249.2022.9826306.

22. V. Lysenko, S. Shvorov, O. Opryshko, D. Komarchuk, V. Lukin and N. Pasichnyk, “Methodological Solutions for the IoT Concept for Biogas Production Using the Local Resource”, *2019 IEEE International Scientific-Practical Conference Problems of Infocommunications, Science and Technology (PIC S&T)*, Kyiv, Ukraine, 2019, pp. 561–566, doi: 10.1109/PICST47496.2019.9061238.

23. D. S. Komarchuk, Y. A. Gunchenko, N. A. Pasichnyk, O. A. Opryshko, S. A. Shvorov and V. Reshetiuk, “Use of Drones in Industrial Greenhouses”, *2021 IEEE 6th International Conference on Actual Problems of Unmanned Aerial Vehicles Development (APUAVD)*, Kyiv, Ukraine, 2021, pp. 184–187, doi: 10.1109/APUAVD53804.2021.9615418.

24. D. P. Biswas, “Physicochemical Property and Heating Value Analyses of Charcoal Briquettes From Agricultural Wastes: An Alternative Renewable Energy Source”, *2018 International Conference on Computer, Communication, Chemical, Material and Electronic Engineering (IC4ME2)*, Rajshahi, Bangladesh, 2018, pp. 1–5, doi: 10.1109/IC4ME2.2018.8465639.

25. A. Anand, R. Kumar, V. Kumar and P. Kaushal, “Carbon sequestration in soil from paddy straw derived biochar in India”, 2022 International Conference and Utility Exhibition on Energy, Environment and Climate Change (ICUE), Pattaya, Thailand, 2022, pp. 1–8, doi: 10.1109/ICUE55325.2022.10113534.

26. J. Li, D. Lu, C. Song and Y. Zhang, “Research on plasma biomass straw liquefaction plant and its application”, 2022 IEEE 5th International Electrical and Energy Conference (CIEEC), Nangjing, China, 2022, pp. 4160–4164, doi: 10.1109/CIEEC54735.2022.9846069.

27. Xintan Zhang, Jie Wang, Xiangyan Feng, Haishui Yang, Yanling Li, Kuzyakov Yakov, Shiping Liu, Feng-Min Li “Effects of tillage on soil organic carbon and crop yield under straw return”, Agriculture, Ecosystems & Environment, vol. 354, 15 September 2023, 108543, doi: 10.1016/j.agee.2023.108543.

28. N. Pasichnyk, D. Komarchuk, O. Opryshko, S. Shvorov, V. Reshетиuk, B. Oksana, “Technologies for environmental monitoring of the city” (2021) Experience of Designing and Application of CAD Systems in Microelectronics, 9385213, pp. 40–43. doi: 10.1109/CADSM52681.2021.9385213.

29. Ahmed Kayad, Francelino A. Rodrigues, Sergio Naranjo, Marco Sozzi, Francesco Pirotti, Francesco Marinello, Urs Schulthess, Pierre Defourny, Bruno Gerard, Marie Weiss “Radiative transfer model inversion using high-resolution hyperspectral airborne imagery – Retrieving maize LAI to access biomass and grain yield”, Field Crops Research, vol. 282, 1 June 2022, 108449, doi: 10.1016/j.fcr.2022.108449.

30. S.A. Shvorov, N.A. Pasichnyk, O.A. Opryshko, D.S. Komarchuk, A.O. Dudnyk and F.V. Hluhan, “The Methodological Foundations of Building an Energy Efficient Community,” 2022 IEEE 16th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET), Lviv-Slavske, Ukraine, 2022, pp. 297–300, doi: 10.1109/TCSET55632.2022.9766956.

31. Genevieve Plant, Eric A. Kort, Lee T. Murray, Joannes D. Maasackers, Ilse Aben “Evaluating urban methane emissions from space using TROPOMI methane and carbon monoxide observations” *Remote Sensing of Environment*, vol. 268, January 2022, 112756, doi: 10.1016/j.rse.2021.112756.

32. Y. Zhang, F. Meng, X. Meng and P. Fu, “Classification of Yellow River Estuary Wetland based on hyperspectral remote sensing imagery”, 2022 3rd International Conference on Geology, Mapping and Remote Sensing (ICGMRS), Zhoushan, China, 2022, pp. 762–766, doi: 10.1109/ICGMRS55602.2022.9849316.

33. W. Takeuchi, T. Nakano, S. Ochi and Y. Yasuoka, “Estimation of methane emission from West Siberian Lowland with sub-pixel land cover characterization”, *IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium*, Toronto, ON, Canada, 2002, pp. 2351–2353. vol. 4. doi: 10.1109/IGARSS.2002.1026542.

34. M. Jia, L. Tong, Y. Chen, L. Tan and Y. Lu, “Methane emissions monitoring of rice fields using RADARSAT-2 data”, 2013 *IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium – IGARSS*, Melbourne, VIC, Australia, 2013, pp. 3223–3226, doi: 10.1109/IGARSS.2013.6723513.

35. J. -F. Gauthier, “The Importance of Matching Needs to Satellite System Capability when Monitoring Methane Emissions from Space”, 2021 *IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium IGARSS*, Brussels, Belgium, 2021, pp. 687–690, doi: 10.1109/IGARSS47720.2021.9555123.

36. F. Wang et al., “Inversion Estimates of Methane Emission in the Middle East in 2010–2017 with GOSAT Observations”, *IGARSS 2020 – 2020 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium*, Waikoloa, HI, USA, 2020, pp. 1082–1085, doi: 10.1109/IGARSS39084.2020.9323691.

37. B. He, Y. Xue, X. Ling, X. Lu, W. Liu and X. Wang, “Temporal and Spatial Distribution of Atmospheric CH₄ Concentration and Estimation of Animal Husbandry Emissions in Hebei Province”, *IGARSS 2022 – 2022 IEEE*

International Geoscience and Remote Sensing Symposium, Kuala Lumpur, Malaysia, 2022, pp. 6694–6697, doi: 10.1109/IGARSS46834.2022.9883480.

38. T. Ehret, A. De Truchis, M. Mazzolini, J.-M. Morel and G. Facciolo, “Automatic Methane Plume Quantification Using Sentinel-2 Time Series”, IGARSS 2022 – 2022 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium, Kuala Lumpur, Malaysia, 2022, pp. 1955–1958, doi: 10.1109/IGARSS46834.2022.9884134.

39. E. Ouerghi et al., “Methane Plumes Detection on Prisma L1 Images with the Adjusted Spectral Matched Filter and Wind Data”, IGARSS 2023 – 2023 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium, Pasadena, CA, USA, 2023, pp. 7598–7601, doi: 10.1109/IGARSS52108.2023.10282211.

40. H. Yuan, J. Liu, L. Lei and H. Han, “Characterizing pollution weather patterns using satellite carbon monoxide data”, 2016 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS), Beijing, China, 2016, pp. 5724–5726, doi: 10.1109/IGARSS.2016.7730495.

41. R. P. Singh and S. Sarkar, “Methane and carbon monoxide emissions associated with aliso canyon ground storage blowout”, 2017 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS), Fort Worth, TX, USA, 2017, pp. 5950–5953, doi: 10.1109/IGARSS.2017.8128364.

42. S. Shvorov et al., “The method of determining the amount of yield based on the results of remote sensing obtained using UAV on the example of wheat”, 2020 IEEE 15th International Conference on Advanced Trends in Radioelectronics, Telecommunications and Computer Engineering (TCSET), Lviv-Slavske, Ukraine, 2020, pp. 245–248, doi: 10.1109/TCSET49122.2020.235432.

РОЗДІЛ 3. РЕСУРСНО-ПРОЦЕСНА МОДЕЛЬ УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЮ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ З ПОЛІГЕНЕРАЦІЮ

3.1 Ресурсно-процесний аналіз як інструмент підвищення ефективності електрозабезпечення локальних об'єктів

Енергоефективність як стратегічна мета останнім часом все частіше ототожнюється з технологією Smart Grid, як сучасною, інноваційною платформою розвитку електроенергетики. Однак розгортання реальних проєктів з впровадження енергозберігаючих технологій на основі Smart Grid пов'язані зі значними труднощами, передусім системного характеру, що потребують значних капіталовкладень і орієнтуються впершу чергу на режимні процеси виробництва, транспорту та розподілу електроенергії в існуючих енергосистемах. Як показує аналіз, процеси енергоспоживання на рівні кінцевого споживача мають надзвичайно великий потенціал щодо енергозбереження, стимулюючи його до ефективного використання енергії, впровадження нового обладнання з прогнозованим терміном окупності та формування принципово нової поведінки, спрямованої на узгодження потреб у енергії з її вартістю в режимі реального часу.

Ідея використання ресурсно-процесного аналізу функціонування локальних мереж в якості інструмента для підвищення енергоефективності об'єктів з окремим формуванням енергетичних балансів все частіше одержує підтримку у клієнтів, що виступають інвесторами на довгостроковий період, будуючи житло для себе і на продаж. Розробка нових принципів побудови мікроенергетичних систем стала базовою основою для інтелектуалізації енергоспоживання. Технічна база мікроенергетичної системи з інтегрованою до неї інформаційною мережею та вимірвальними компонентами реалізує технологію Smart Micro Grid, основна ідея якої полягає не просто у ефективному використанні

електроенергії, а, передусім, у зміні відношення до процесу електроспоживання кінцевого споживача з урахуванням її змінної вартості протягом доби.

Вартість електроенергії обумовлюється не лише диференційованими тарифами енергопостачальної компанії, а за рахунок накопичення та власної (внутрішньооб'єктної генерації) електроенергії зокрема з використанням поновлюваних джерел.

Заходи, які споживачі електроенергії можуть реалізовувати при управлінні електроспоживання дійсно можна класифікувати як «енергоефективні» та «енергоощадні», але за умови, зменшення витрат на електрозабезпечення вцілому, впродовж всього терміну експлуатації об'єкта та його інженерних мереж.

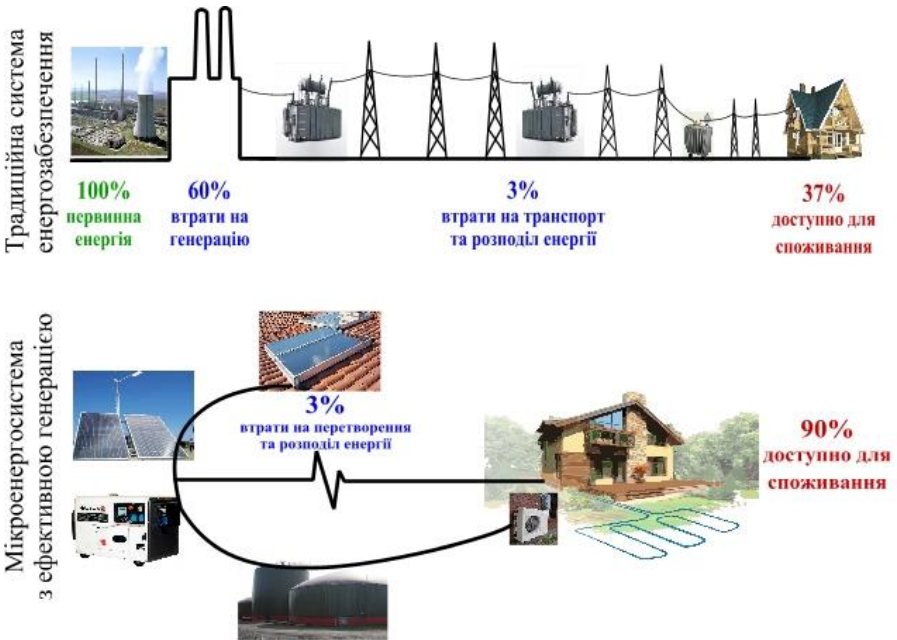


Рис. 3.1 – Коцептуальні відмінності функціональності СЦЕП та мікроенергосистем локальних об'єктів з полігенерацією

Ця позиція є принциповою при розробці проектів електрозабезпечення локальних об'єктів та їх техніко-економічного обґрунтування особливо в умовах стрімкого зростання вартості енергоносіїв та прогнозованого об'єму генерації від власних джерел з визначеними надійнісно-вартісними показниками.

3.2 Принципи структурно-функціонального синтезу комбінованих систем електроживлення відновлюваним джерелами

Концепція створення інтелектуальних мереж є найсучаснішим підходом для інтеграції великої кількості джерел розподіленої генерації невеликої потужності до зовнішніх електромереж. Ключовою особливістю КСЕ, є її здатність, під час порушення роботи зовнішньої мережі відокремити та ізолювати себе на певний час і забезпечити електроживлення без зниження якості електроенергії. При відновленні стандартних параметрів мережа автоматично повертається до початкового стану і повторно підключається до зовнішньої мережі і синхронізує свою роботу з нею.

Унікальність КСЕ полягає в можливості забезпечити цю технічну функціональність без значних капітальних витрат. Крім того, такі інженерні рішення конструктивно забезпечують більш високий рівень надійності електрозабезпечення і оперативну гнучкість при використанні джерел розподіленої генерації.

Використання декількох невеликих джерел генерації, накопичення електроенергії та неперервний моніторинг стану зовнішньої мережі та власної мікроенергосистеми і облік електроспоживання вимагає розв'язання наступних задач:

- 1) здійснення автоматичних комутацій між зовнішньою електромережею та мікроенергосистемою, перехід на автономний режим електрозабезпечення;

2) розробка принципів побудови та алгоритмів функціонування електричних захистів;

3) розробка принципів побудови системи інтелектуального керування та алгоритмів функціонування для забезпечення стійкості роботи мікроенергосистеми при обміні енергії з зовнішньою мережею та при роботі в автономному режимі.

Прийmemo, що математична модель інтелектуальної масштабованої розподіленої мікромережі включає в себе:

- $n \geq 2$ – кількість джерел розподіленої генерації електричної енергії;
- $p \geq 2$ – кількість кінцевих споживачів електроенергії;
- $s \geq 2$ – кількість порцій (блоків) структурованих конкуруючих потоків електроенергії від джерел розподіленої генерації з врахуванням цінових діапазонів;

▪ $T = [t_{ij}]$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$ – матрицю термінів передачі електричної енергії i -м джерелом з j -го цінового діапазону;

▪ $C = [c_{ij}]_{n \times s}$ – матрицю вартості одиниці електроенергії із j -го цінового діапазону при генерації i -м джерелом;

▪ $\varepsilon > 0$ – параметр, що характеризує системний час, який витрачається на організацію паралельної передачі електричної енергії від n джерел p кінцевим споживачам.

Передбачається, що всі джерела електричної енергії є *розподіленими*, тобто блоки структурованих потоків електроенергії передаються різним кінцевим споживачам.

3.3 Особливості формування енергетичного балансу комбінованих систем електроживлення з відновлюваними джерелами та процесне узгодження електроспоживання на рівні кінцевого струмоприймача

Будемо вважати, що взаємодія конкуруючих джерел розподіленої генерації електричної енергії з кінцевими споживачами підпорядковане таким умовам:

1) ні одне із джерел порцію електроенергії не може передавати одночасно більш ніж одному споживачеві;

2) ні один з кінцевих споживачів не може приймати одночасно понад одну порцію електричної енергії від джерел розподіленої генерації;

3) передача (прийом) кожної порції електроенергії здійснюється без переривань;

4) розподіл порцій електричної енергії від джерел розподіленої генерації кінцевим споживачам комп'ютерною системою здійснюється циклічно за правилом: блок з номером $j = kp + i$, $j = \overline{1, s}$, $i = \overline{1, p}$, $k \geq 0$ передається споживачеві з номером i ;

5) відсутні перерви в електропостачанні кінцевих споживачів, а також відсутні простой в передачі електроенергії при наявності кінцевих споживачів.

Умови 1–5 визначають *асинхронний режим* взаємодії джерел розподіленої генерації і кінцевих споживачів (рис. 3.2).

Введемо наступні додаткові умови:

6) для кожного з n джерел розподіленої генерації момент завершення передачі j -ої порції електричної енергії i -ому кінцевому споживачеві збігається з моментом початку передачі наступної $(j + 1)$ -ої порції $(i + 1)$ -ому кінцевому споживачеві, $i = \overline{1, p - 1}$, $j = \overline{1, s - 1}$;

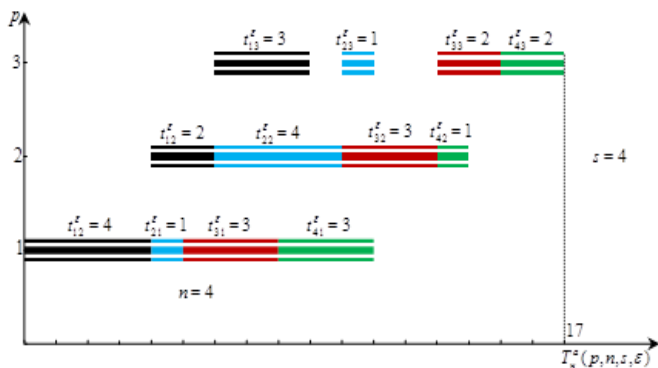


Рис. 3.2 – Асинхронний режим взаємодії 4 джерел і 3 споживачів

7) для кожного кінцевого споживача момент завершення отримання порції енергії від l -го джерела збігається з моментом початку отримання електричної енергії від $(l+1)$ -го джерела розподіленої генерації, $l = \overline{1, n-1}$.

Якщо до умов 1–4 додати по черзі умови 6 і 7, відповідно, то отримаємо два базових синхронних режими функціонування мікро-мережі.

Перший синхронний режим, який визначається умовами 1–4, 6, забезпечує безперервну передачу електричної енергії кінцевим споживачам всіма розподіленими джерелами (рис. 3.3).

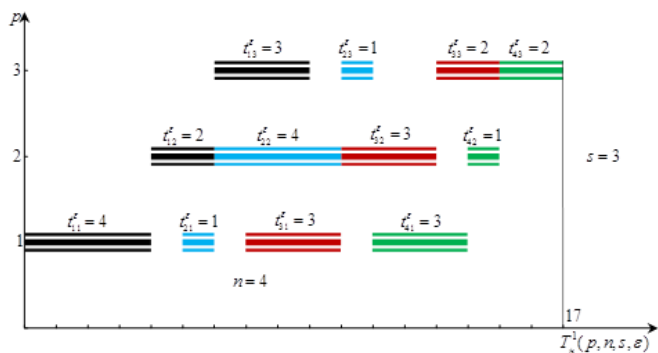


Рис. 3.3 – Перший синхронний режим взаємодії 4 джерел розподіленої генерації і 3 кінцевих споживачів

Другий синхронний режим, який визначається умовами 1–4, 7, забезпечує безперервне отримання електричної енергії всіма кінцевими споживачами від джерел розподіленої генерації (рис. 3.4).

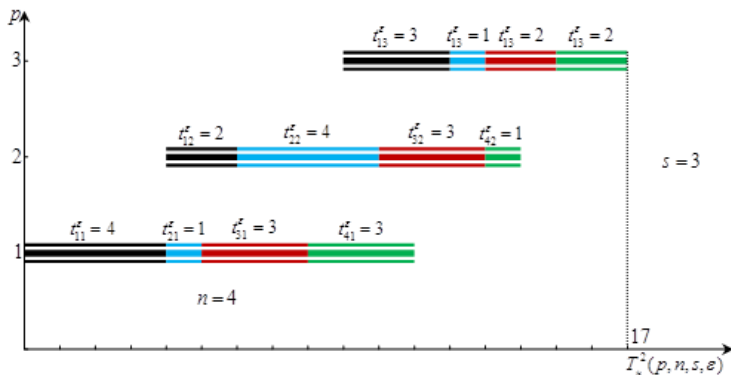


Рис. 3.4 – Другий синхронний режим взаємодії 4 розподілених джерел електричної енергії та 3 кінцевих споживачів

Розподілену мікромережу будемо називати *неоднорідною*, якщо часи передачі електричної енергії кінцевим споживачам різні для різних джерел.

Розподілену мікромережу будемо називати *однорідною*, якщо кожен кінцевий споживач отримує електроенергію від всіх джерел розподіленої генерації рівними блоками, тобто $t_{ij} = t_j$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$.

Розподілену мікромережу будемо називати *однаково розподіленою*, якщо часи передачі енергії кожним джерелом всім кінцевим споживачам збігаються, тобто справедлива послідовність рівностей, $t_{i1} = t_{i2} = \dots = t_{is} = t_i$, для всіх $i = \overline{1, n}$.

Отримання математичних співвідношень для обчислення точних значень загального часу виконання множини паралельних процесів, що виникають при взаємодії конкуруючих джерел розподіленої генерації електричної енергії з кінцевими споживачами, дозволить в реальному часі

оптимально управляти будь-якими сегментами мікромережі, планувати підключення нових об'єктів, оперативно перерозподіляти потоки електроенергії, обробляти великі масиви інформації.

3.4. Асинхронний режим функціонування мікроенергетичної системи з полігенерацією

Розглянемо *асинхронний* режим взаємодії джерел розподіленої генерації і кінцевих споживачів, який передбачає відсутність перерв у передачі електроенергії джерелами при її наявності, а також обов'язкову передачу електричної енергії розподіленими джерелами при наявності споживачів.

Позначимо мінімальний загальний час передачі електричної енергії n *неоднорідними* розподіленими конкуруючими джерелами p кінцевим споживачам в асинхронному режимі, з врахуванням вищеведеного параметру ε , через $T_n^{ac}(p, n, s, \varepsilon)$. Для обчислення $T_n^{ac}(p, n, s, \varepsilon)$ розглянемо випадки *необмеженого* ($2 \leq s \leq p$) і *обмеженого* ($s > p$) паралелізму.

У разі *необмеженого* паралелізму, тобто коли кількість блоків структурованих потоків електричної енергії не перевищує числа кінцевих споживачів, можна вважати, що кожен Q_j -й блок енергії передається j -ому споживачеві, $j = \overline{1, s}$. Тоді n джерел розподіленої генерації будуть передавати електроенергію $p = s$ споживачам, а решта $p - s$ чекатимуть своєї черги.

Нехай $T^\varepsilon = [t_{ij}^\varepsilon]$ – $n \times s$ - матриця термінів передачі блоків електричної енергії i -м розподіленим джерелом із j -го цінового діапазону з урахуванням параметру ε . Тоді, якщо встановити взаємнооднозначну відповідність між джерелами і вимогами, ціновими блоками і приладами, то матриця термінів передачі блоків електричної енергії $[t_{ij}^\varepsilon]$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$

буде збігатися з матрицею термінів обслуговування n вимог s приладами в одномаршрутному завданні Беллмана-Джонсона. Тому для обчислення мінімального загального часу $T_H^{ac}(p, n, s, \varepsilon)$ передачі електроенергії $n \geq 2$ неоднорідними розподіленими конкуруючими джерелами, які використовують структуровані на $s \geq 2$ блоків потоки, в мікроенергетичній системі з $p \geq 2$ кінцевими споживачами з урахуванням параметру $\varepsilon > 0$, можна скористатися функціоналом цього завдання, який в нашому випадку матиме вигляд:

$$T_H^{ac}(s, n, s, \varepsilon) = \max_{1 \leq u_1 \leq u_2 \leq \dots \leq u_{s-1} \leq n} \left[\sum_{i=1}^{u_1} t_{i1}^\varepsilon + \sum_{i=u_1}^{u_2} t_{i2}^\varepsilon + \dots + \sum_{i=u_{s-1}}^n t_{is}^\varepsilon \right] \quad (3.1)$$

де $t_{ij}^\varepsilon = t_{ij} + \varepsilon$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$, а u_1, u_2, \dots, u_{s-1} – цілі позитивні числа.

У разі, коли $s = p$, функціонал Беллмана-Джонсона (3.1):

$$T_H^{ac}(p, n, p, \varepsilon) = \max_{1 \leq u_1 \leq u_2 \leq \dots \leq u_{p-1} \leq n} \left[\sum_{i=1}^{u_1} t_{i1}^\varepsilon + \sum_{i=u_1}^{u_2} t_{i2}^\varepsilon + \dots + \sum_{i=u_{p-1}}^n t_{is}^\varepsilon \right]. \quad (3.2)$$

При створенні взаємно-інтегрованих джерел КСЕ і комп'ютерних систем управління краще використовувати метод, який дозволяє вирішувати задачу визначення мінімального загального часу $T_H^{ac}(p, n, s, \varepsilon)$ передачі неоднорідних розподілених конкуруючих потоків електроенергії в асинхронному режимі.

За заданими n, s матриці передачі електричної енергії з j -го цінового діапазону i -м джерелом $T^\varepsilon = [t_{ij}^\varepsilon]$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$, будуємо мережевий вершинно-зважений граф G_1^{ac} , який містить ns вершин, розташованих у вузлах прямокутної $n \times s$ - решітки (рис. 3.5).

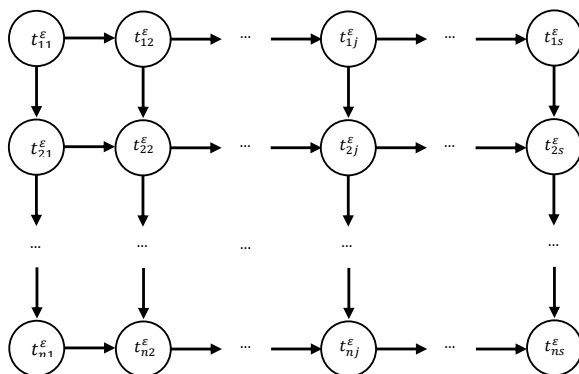


Рис. 3.5. Мережевий вершинно-зважений граф G_1^{ac}

Кожній вершині графа G_1^{ac} відповідає значення t_{ij}^{ϵ} , $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$ причому t_{11}^{ϵ} – початкова вершина, t_{ns}^{ϵ} – кінцева. Дуги в графі G_1^{ac} відображають лінійний порядок передачі блоків Q_j , $j = \overline{1, s}$, структурованих конкуруючих потоків електроенергії кожним джерелом розподіленої генерації, а також лінійний порядок прийому одних і тих же блоків електроенергії різними кінцевими споживачами.

Теорема 3.1 Мінімальний загальний час передачі електричної енергії $n \geq 2$ неоднорідними альтернативними джерелами розподіленої генерації, що використовують структуровані на $s \geq 2$ блоків конкуруючих потоків з часом передачі, що задається матрицею $T^{\epsilon} = [t_{ij}^{\epsilon}]$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$, у мікроенергетичній системі з $p \geq 2$ кінцевими споживачами в асинхронному режимі в разі $2 \leq s \leq p$ визначається довжиною критичного шляху в мережевому вершинно-зваженому графі G_1^{ac} з початкової вершини t_{11}^{ϵ} в кінцеву t_{ns}^{ϵ} .

Теорема 3.2 Мінімальний загальний час $T_n^{ac}(p, n, s, \epsilon)$ передачі електроенергії $n \geq 2$ неоднорідними розподіленими конкуруючими джерелами, які використовують при передачі лінійно структуровані на $s \geq 2$ блоки потоків з часом передачі, які задаються матрицею $T^{\epsilon} = [t_{ij}^{\epsilon}]$, $i = \overline{1, n}$,

$j = \overline{1, s}$, у Smart Grid із $p \geq 2$ кінцевими споживачами і додатковими системними витратами $\varepsilon > 0$ в асинхронному режимі у випадку $s = kp + r$, $k \geq 1$, $1 \leq r < p$, визначається довжиною критичного шляху з початкової вершини t_{11}^ε в кінцеву вершину $t_{(k+1)n, (k+1)p}^\varepsilon$ мережевого вершинно-зваженого графа G_2^{ac} (рис. 5.6).

Доведення. Всі множини з s блоків розіб'ємо на $k+1$ групу по p блоків в кожній, за винятком $(k+1)$ -ої групи, котрі мають містити r блоків. Тоді з урахуванням параметра ε вихідну матрицю термінів передачі блоків $T^\varepsilon = [t_{ij}^\varepsilon]$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, kp+r}$, розбиваємо на $(k+1)$ -у підматрицю T_l^ε , $l = \overline{1, k+1}$, розмірністю $n \times p$ кожна, за винятком останньої T_{k+1}^ε , яка буде містити при s не кратному p тільки r стовпців, а решта $p-r$ стовпців будуть нульовими.

По кожній із підматриць T_l^ε , $l = \overline{1, k+1}$, будуємо $(k+1)$ -у лінійну діаграму Ганта, які відображають в часі передачу чергових p блоків структурованих потоків електричної енергії p кінцевим споживачам усіма n джерелами розподіленої генерації (рис. 5.7, $p=3$, $n=4$, $s=8$). При цьому, якщо $r \neq 0$, то $(k+1)$ -діаграма буде відтворювати передачу останніх r блоків p споживачам.

Очевидно, що якщо передачу чергової групи з p блоків починати тільки після всіх процесів, то в цьому випадку n буде визначатися як сума довжин критичних шляхів в кожній з послідовних несуміщених діаграм Ганта, що задаються прямою сумою матриць T_l^ε , $l = \overline{1, k+1}$.

Однак, цей час можна істотно скоротити, якщо скористатися прийомом суміщення послідовних діаграм Ганта по осі часу справа наліво. Причому поєднання здійснюється поблочно, починаючи з другої діаграми, на максимально можливу величину таким чином, щоб не порушувалися

технологічні умови, які визначають асинхронний режим взаємодії розподілених джерел і кінцевих споживачів.

У результаті поєднання отримаємо результуючу діаграму Ганта, яка буде відображати передачу $n \geq 2$ неоднорідними розподіленими джерелами електроенергії $p \geq 2$ кінцевим споживачам, використовуючи структуровані на $s = kp + r$ блоків конкуруючі потоки (рис. 3.6).

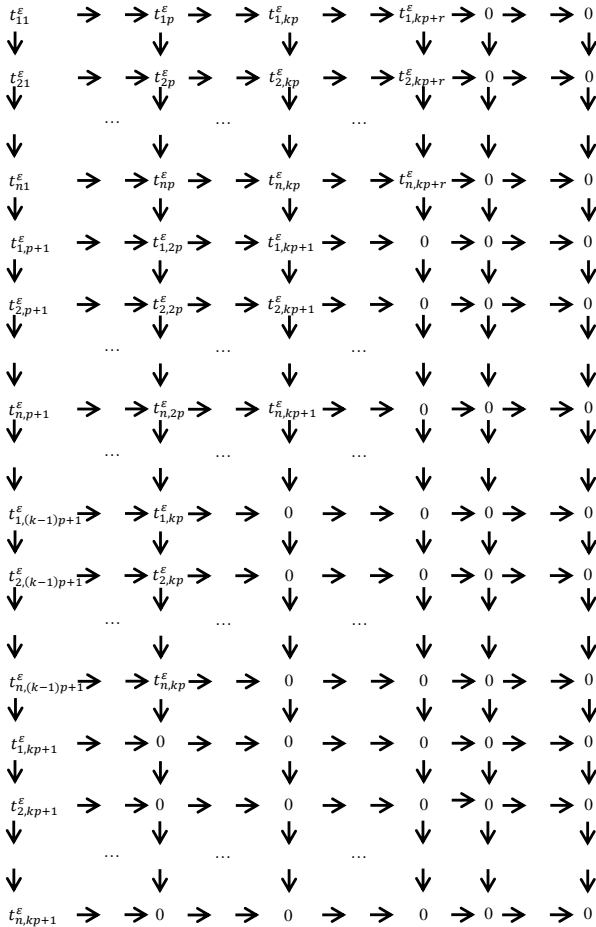


Рис. 3.6 Мережевий вершинно-зважений граф G_2^{ac}

Отримана структура результуючої суміщеної діаграми Ганта буде повністю визначатися матрицею T^* (3.2) термінів передачі блоків структурованих конкуруючих потоків розподіленої генерації від альтернативних джерел і складатися з підматриць $T_1^\varepsilon, T_2^\varepsilon, \dots, T_{k+1}^\varepsilon$ розмірністю $n \times p$ кожна. При цьому підматриці $T_l^\varepsilon, l = \overline{1, k+1}$, у результуючій матриці T^* розташовуються таким чином, щоб не порушувався характер взаємодії як блоків структурованих конкуруючих потоків, що передаються одним і тим же джерелом, так і блоків, які приймаються одним і тим ж кінцевим споживачем.

Перший рядок матриці T^* будет складатися з підматриць $T_l^\varepsilon, l = \overline{1, k+1}$, що відображає характер передачі блоків конкуруючих потоків кожним із n джерел:

$$T^* = \begin{bmatrix} T_1^\varepsilon & T_2^\varepsilon & T_3^\varepsilon & \cdots & T_k^\varepsilon & T_{k+1}^\varepsilon \\ T_2^\varepsilon & T_3^\varepsilon & T_4^\varepsilon & \cdots & T_{k+1}^\varepsilon & 0 \\ T_3^\varepsilon & T_4^\varepsilon & T_5^\varepsilon & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ T_k^\varepsilon & T_{k+1}^\varepsilon & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ T_{k+1}^\varepsilon & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.3)$$

де T_l^ε і T_{k+1}^ε матриці виду:

$$T_l^\varepsilon = \begin{bmatrix} t_{1,(l-1)p+1}^\varepsilon & t_{1,(l-1)p+2}^\varepsilon & \cdots & t_{1,lp}^\varepsilon \\ t_{2,(l-1)p+1}^\varepsilon & t_{2,(l-1)p+2}^\varepsilon & \cdots & t_{2,lp}^\varepsilon \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ t_{n,(l-1)p+1}^\varepsilon & t_{n,(l-1)p+2}^\varepsilon & \cdots & t_{n,lp}^\varepsilon \end{bmatrix}, \quad (3.4)$$

$$l = \overline{1, k},$$

$$T_{k+1}^{\varepsilon} = \begin{bmatrix} t_{1, kp+1}^{\varepsilon} & t_{1, kp+2}^{\varepsilon} & \cdots & t_{1, kp+r}^{\varepsilon} & 0 & \cdots & 0 \\ t_{2, kp+1}^{\varepsilon} & t_{2, kp+2}^{\varepsilon} & \cdots & t_{2, kp+r}^{\varepsilon} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ t_{n, kp+1}^{\varepsilon} & t_{n, kp+2}^{\varepsilon} & \cdots & t_{n, kp+r}^{\varepsilon} & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}, \quad (3.5)$$

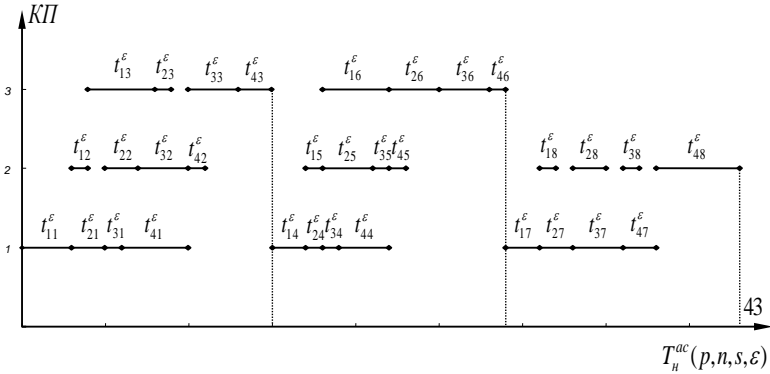


Рис. 3.7 Несуміщена діаграма Ганта

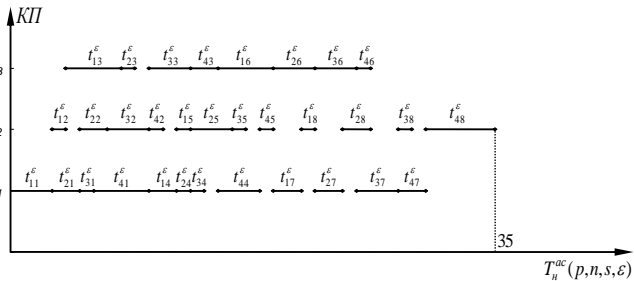


Рис. 3.8 Суміщена діаграма Ганта

Кожен крок суміщення діаграм визначається відповідними зміщенням підматриць T_l^{ε} , $l = \overline{2, k+1}$, таким чином, що рядок, який складається з цих підматриць, зміщується справа наліво на максимальну величину,

зберігаючи лінійний порядок передачі блоків електропотоків одним і тим же альтернативним джерелом. З урахуванням того, що всі подматриці T_l^ε , $l = \overline{1, k+1}$ мають одну і ту ж розмірність $n \times p$, величина зсуву на кожному кроці дорівнює p . Замість зміщеної на кожному кроці найправішої матриці ставляться нулі. Виконавши таким чином k кроків зсувів, отримаємо структуру результуючої матриці T^* , відповідну остаточно суміщеній діаграмі Ганта. Причому в матриці T^* будуть враховані, як всі горизонтальні зв'язки між блоками, так і всі вертикальні, а також зв'язки між блоками з різних діаграм Ганта.

Відзначимо, що результуюча матриця T^* матиме розмірність $(k+1)n \times (k+1)p$. Матриця буде блоковою, симетричною, верхньо діагональною щодо другої діагоналі, типу Ганкелевої порядку $k+1$.

Далі побудуємо мережевий вершинно-зважений граф G_2^{ac} (рис. 3.6) з вагами, що задаються матрицею T^* . Вершини цього графа будуть розташовані у вузлах прямокутної $(k+1)n \times (k+1)p$ -решітки.

Як і в випадку $s \leq p$, загальний час $T_n^{ac}(p, n, s = kp + r, \varepsilon)$ передачі неоднорідними розподіленими конкуруючими джерелами електроенергії споживачам визначається довжиною критичного шляху з початкової вершини t_{11}^ε у кінцеву $t_{(k+1)n, (k+1)p}^\varepsilon$.

Теорему доведено.

3.5. Однорідні асинхронні мікроенергетичні системи

У розподіленій однорідній мікромережі приймемо, що кожен кінцевий споживач отримує електроенергію від всіх джерел розподіленої генерації рівними блоками, тобто $t_{ij} = t_j$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$.

Нехай $(t_1^\varepsilon, t_2^\varepsilon, \dots, t_s^\varepsilon)$ – тривалості передачі кожного із блоків Q_j , $j = \overline{1, s}$, конкуруючих потоків з урахуванням накладних витрат ε , $t_j^\varepsilon = t_j + \varepsilon$, $j = \overline{1, s}$. Позначимо тривалість передачі всіх блоків електричної енергії кожним з розподілених джерел через $T_\varepsilon^s = \sum_{j=1}^s t_j^s$. Тоді має місце наступна теорема.

Теорема 3.3 Мінімальний загальний час передачі електричної енергії $p \geq 2$ кінцевим споживачем n однорідними джерелами розподіленої генерації, $n \geq 2$, які використовують структуровані на s блоків конкуруючі потоки електроенергії, $s \geq 2$, з термінами передачі блоків $(t_1^\varepsilon, t_2^\varepsilon, \dots, t_s^\varepsilon)$, $\sum_{j=1}^s t_j^s = T_\varepsilon^s$, у разі $2 \leq s \leq p$, в асинхронному режимі становить величину $T_o^{ac}(p, n, s, \varepsilon)$ рівну:

$$T_o^{ac}(p, n, s, \varepsilon) = T_\varepsilon^s + (n-1) \max_{1 \leq j \leq s} t_j^\varepsilon. \quad (3.6)$$

Доведення. Функціонал (3.1) у разі однорідної розподіленої microgrid прийматиме вид:

$$\begin{aligned} T_o^{ac}(p, n, s, \varepsilon) &= \max_{1 \leq u_1 \leq u_2 \leq \dots \leq u_{s-1} \leq n} \left[\sum_{i=1}^{u_1} t_1^\varepsilon + \sum_{i=u_1}^{u_2} t_2^\varepsilon + \dots + \sum_{i=u_{s-1}}^n t_s^\varepsilon \right] = \\ &= T_\varepsilon^s + (n-1) \max_{1 \leq j \leq s} t_j^\varepsilon \end{aligned} \quad (3.7)$$

що і доводить теорему.

Матриця термінів передачі блоків структурованих конкуруючих потоків у цьому випадку буде мати розмірність $n \times s$ і складатися із n однакових рядків, тобто матиме вигляд:

$$T^\varepsilon = \begin{bmatrix} t_1^\varepsilon & t_2^\varepsilon & \dots & t_s^\varepsilon \\ t_1^\varepsilon & t_2^\varepsilon & \dots & t_s^\varepsilon \\ \dots & \dots & \ddots & \dots \\ t_1^\varepsilon & t_2^\varepsilon & \dots & t_s^\varepsilon \end{bmatrix}. \quad (3.8)$$

У разі, коли $s > p$, $s = kp$, матриця термінів передачі блоків конкуруючих потоків будується аналогічно, як і матриця (3.4.). Відмінність полягає в тому, що у кожній з підматриць T_l^ε , $l = \overline{1, k}$, матриці (5.4) усі рядки збігаються. Якщо $s = kp + r$, $k \geq 1$, $1 \leq r < p$, то остання підматриця T_{k+1}^ε відповідної матриці термінів передачі блоків міститиме $p - r$ нульових стовпців.

Тоді, за аналогією з теоремою 3.2, загальний час $T_o^{ac}(p, n, s > p, \varepsilon)$ передачі множини однорідних розподілених конкуруючих потоків визначається довжиною критичного шляху з початкової вершини в кінцеву відповідного мережевого графа.

Структурування електричного потоку на s блоки з часом передачі

$(t_1^\varepsilon, t_2^\varepsilon, \dots, t_s^\varepsilon)$, $\sum_{j=1}^s t_j^\varepsilon = T_\varepsilon^s$, будемо називати *рівномірним*, якщо

$$t_1^\varepsilon = t_2^\varepsilon = \dots = t_s^\varepsilon = t^\varepsilon.$$

Наслідки. У разі рівномірного структурування для обчислення мінімального загального часу передачі розподіленими конкуруючими альтернативними джерелами електроенергії кінцевим споживачам мають місце формули:

$$T_p^{ac}(p, n, s, \varepsilon) = \begin{cases} (n + s - 1)t^\varepsilon, & \text{якщо } p \geq \min\{n, s\} \\ (kn + s - 1)t^\varepsilon, & \text{якщо } p \geq \min\{n, s\} \text{ і } s = kp \\ (kn + s - 1)t^\varepsilon, & \text{якщо } p \geq \min\{n, s\} \text{ і } s = kp + r, k \geq 1, 1 \leq r < p \end{cases} \quad (3.9)$$

Однаково розподілені мікроенергосистеми. Позначимо через

$T_\varepsilon^n = \sum_{i=1}^n t_i^\varepsilon$ – сумарний час передачі кожного із блоків Q_j , $j = \overline{1, s}$, усіма

розподіленими джерелами $t_i^\varepsilon = t_i + \varepsilon$, $i = \overline{1, n}$. Тоді справедлива наступна теорема.

Теорема 3.4 Мінімальна загальний час передачі електричної енергії $n \geq 2$ однаково розподіленими альтернативними джерелами, які використовують структурування на $s \geq 2$ конкуруючі потоки в системі з $p \geq 2$ однаковими кінцевими споживачами і додатковими системними витратами $\varepsilon > 0$, в асинхронному режимі становить величину $T_{op}^{ac}(p, n, s, \varepsilon)$:

$$T_{op}^{ac}(p, n, s, \varepsilon) = \begin{cases} T_\varepsilon^n + (s-1) \max_{1 \leq i \leq n} t_i^\varepsilon, & \text{при } s \leq p \text{ у } T_\varepsilon^n \leq p \max_{1 \leq i \leq n} t_i^\varepsilon, \\ kT_\varepsilon^n + (p-1) \max_{1 \leq i \leq n} t_i^\varepsilon, & \text{якщо } T_\varepsilon^n > p \max_{1 \leq i \leq n} t_i^\varepsilon \text{ у } s = kp, \quad k > 1, \\ (k+1)T_\varepsilon^n + (r-1) \max_{1 \leq i \leq n} t_i^\varepsilon, & \text{якщо} \\ T_\varepsilon^n > p \max_{1 \leq i \leq n} t_i^\varepsilon \text{ у } s = kp + r, \quad k \geq 1, \quad 1 \leq r < p. \end{cases} \quad (3.10)$$

Доведення. Для доведення розглянемо спочатку випадок, коли число кінцевих споживачів є достатнім, тобто число блоків структурованих конкуруючих потоків $s \leq p$. Тоді елементи матриці термінів передачі блоків потоків електричної енергії $[t_{ij}^\varepsilon]$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$, матимуть вигляд $t_{ij}^\varepsilon = t_i^\varepsilon$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$, і будуть збігатися з відповідними елементами матриці термінів обслуговування вимог приладами в одномаршрутному завданні Беллмана-Джонсона. Тому для обчислення мінімального загального часу $T_{op}^{ac}(p, n, s, \varepsilon)$ передачі конкуруючих потоків можна скористатися функціоналом цього завдання, який у наших позначений матеме вигляд:

$$\begin{aligned}
T_{op}^{ac}(p, n, s, \varepsilon) &= \max_{1 \leq u_1 \leq u_2 \leq \dots \leq u_{s-1} \leq n} \left[\sum_{i=1}^{u_1} t_i^\varepsilon + \sum_{i=u_1}^{u_2} t_i^\varepsilon + \dots + \sum_{i=u_{s-1}}^n t_i^\varepsilon \right] = \\
&= T_\varepsilon^n + (s-1) \max_{1 \leq i \leq n} t_i^\varepsilon.
\end{aligned} \tag{3.11}$$

Розглянемо далі випадок, коли $s = kp$, $k > 1$. Прийнемо, що кінцеві споживачі універсальні. Тоді матриця термінів передачі блоків конкуруючих потоків матиме розмірність $kn \times p$ і складатися з k однакових ненульових підматриць $[t_{ij}^\varepsilon]_{n \times p}$. Обчислення загального часу $T_{op}^{ac}(p, n, s = kp, \varepsilon)$ в цьому випадку за допомогою функціоналу задачі Беллмана-Джонсона приводить до формули:

$$\begin{aligned}
T_{op}^{ac}(p, n, kp, \varepsilon) &= \max_{1 \leq u_1 \leq u_2 \leq \dots \leq u_{p-1} \leq kn} \left[\sum_{i=1}^{u_1} t_i^\varepsilon + \sum_{i=u_1}^{u_2} t_i^\varepsilon + \dots + \sum_{i=u_{p-1}}^{kn} t_i^\varepsilon \right] = \\
&= kT_\varepsilon^n + (p-1) \max_{1 \leq i \leq n} t_i^\varepsilon
\end{aligned} \tag{3.12}$$

У разі, коли $s = kp + r$, $k \geq 1$, $1 \leq r < p$ відповідна матриця термінів передачі блоків структурованих потоків розмірності $(k+1)n \times p$ матиме в $(k+1)$ -ій підматриці $p-r$ нульових стовпчиків. Обчислення загального часу за допомогою функціоналу задачі Беллмана-Джонсона призводить до третьої формули в теоремі 3.4.

Теорему доведено.

3.6. Локальні мікроенергетичні системи з неперервною генерацією електричної енергії

Розглянемо *перший синхронний режим* взаємодії джерел розподіленої генерації електроенергії і кінцевих споживачів, який забезпечує безперервну передачу електричної енергії кінцевим споживачам кожним розподіленим джерелом. Як і для асинхронного режиму функціонування

мікроенергетичної системи, дослідження проведемо для *неоднорідних, однорідних і однаково розподілених* microgrid.

Будемо розглядати $n \geq 2$ *неоднорідних* джерел розподіленої генерації, потоки електроенергії від яких структуровані на $s \geq 2$ лінійно-впорядкованих блоків Q_1, Q_2, \dots, Q_s . Передбачається, що джерела конкурують за передачу електричної енергії $p \geq 2$ кінцевим споживачам, тобто є розподіленими. Завдання полягає в знаходженні мінімального загального часу передачі електричної енергії в режимі безперервної передачі джерелами розподіленої генерації $T_n^1(p, n, s, \varepsilon)$.

Нехай $T^\varepsilon = [t_{ij}^\varepsilon]$ – $n \times s$ – матриця передач блоків електричної енергії i -м джерелом з j -го цінового діапазону з врахуванням накладних витрат ε , при цьому t_{ij}^ε – час передачі Q_j -го блоку i -м джерелом, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$.

3.7 Умова структурно-алгоритмічного синтезу КСЕ з енергоінформаційним узгодженням формування потоків електроенергії та кількості кінцевих струмоприймачів

Розглянемо випадок, коли число кінцевих споживачів рівне числу блоків структурованих потоків електричної енергії, тобто $p = s$. Для знаходження величини $T_n^1(p, n, s, \varepsilon)$ отримаємо формулу:

$$T_n^1(p, n, s, \varepsilon) = \sum_{i=1}^{n-1} \max_{1 \leq u \leq p} \left[\sum_{j=1}^u t_{ij}^\varepsilon - \sum_{j=1}^{u-1} t_{i+1, j}^\varepsilon \right] + \sum_{j=1}^p t_{nj}^\varepsilon, \quad (3.13)$$

де величина $\max_{1 \leq u \leq p} \left[\sum_{j=1}^u t_{ij}^\varepsilon - \sum_{j=1}^{u-1} t_{i+1,j}^\varepsilon \right]$, $i = \overline{1, n-1}$ – визначає моменти початку

передачі першого блоку енергії кожним джерелом, починаючи з другого,

а $\sum_{j=1}^p t_{nj}^\varepsilon$ – час передачі останнього p -го блоку електричної енергії.

Розглянемо далі загальний випадок, коли $s > p$.

Нехай $s = kp$, $k > 1$. З огляду на те, що число блоків структурованих конкуруючих потоків електроенергії більше числа кінцевих споживачів в k разів, виконаємо розбиття множини блоків на k груп по p блоків у кожному, що рівносильно розбиттю вихідної матриці термінів передачі електричної енергії T^ε на k підматриць по p стовпців в кожній. Взаємодія джерел розподіленої генерації, кінцевих споживачів і блоків з урахуванням термінів їх передачі для l -ої групи, $l = \overline{1, k}$, можна зобразити у вигляді лінійних діаграм Ганта. Кожна з цих діаграм відображає в часі передачу чергових p блоків електричної енергії споживачам усіма n джерелами.

На рисунку 3.9 наведені несуміщені (а) і суміщені (б) послідовні діаграми Ганта при $n=4$, $p=3$, $s=9$.

Зауважимо, що при $s > p$ безперервність передачі блоків структурованого конкуруючого потоку електричної енергії може порушуватися при переході від l -ї групи блоків до $(l+1)$ -ої, причому для кожної з груп зберігається безперервна передача блоків кожним джерелом.

Надалі нам знадобляться наступні позначення:

▪ $t_{ij}^{\varepsilon, l} = t_{ij}^l + \varepsilon = t_{i, (l-1)p+j} + \varepsilon$ – час передачі j -го блоку l -й групі блоків i -м джерелом розподіленої генерації з урахуванням параметра ε , $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, p}$, $l = \overline{1, k}$;

▪ T_l^ε – загальний час передачі джерелами кінцевим споживачам l -ої групи блоків електроенергії, $l = \overline{1, k}$;

▪ $E_{ij}^{\varepsilon,l}$ – час завершення передачі j -го блоку i -м джерелом в l -й групі

блоків, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, p}$, $l = \overline{1, k}$.

У наслідок (3.13) для всіх $l = \overline{1, k}$ маємо:

$$T_l^\varepsilon = \sum_{i=1}^{n-1} \max_{1 \leq u \leq p} \left[\sum_{j=1}^u (t_{ij}^l + \varepsilon) - \sum_{j=1}^{u-1} (t_{i+1,j}^l + \varepsilon) \right] + \sum_{j=1}^p (t_{ij}^l + \varepsilon),$$

$$E_{ij}^{\varepsilon,l} = \sum_{q=1}^{i-1} \max_{1 \leq u \leq p} \left[\sum_{w=1}^u (t_{qw}^l + \varepsilon) - \sum_{w=1}^{u-1} (t_{q+1,w}^l + \varepsilon) \right] + \sum_{w=1}^j (t_{iw}^l + \varepsilon) \quad (3.14)$$

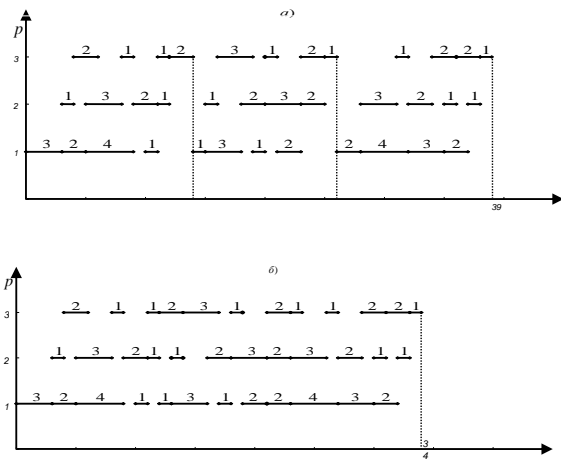


Рис. 3.9 – Несуміщені і поєднані діаграми Ганта

Із аналізу діаграм Ганта, відповідних кожній з груп блоків, неважко помітити, що загальний час передачі енергії n джерелами розподіленої генерації в разі $s = kp$, $k > 1$, визначається як сума:

$$T_n^1(p, n, s, \varepsilon) = T_n^1(p, n, kp, \varepsilon) = \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon.$$

Час $T_n^1(p, n, kp, \varepsilon)$ можна скоротити, якщо скористатись прийомами суміщенням послідовних діаграм Ганта по осі часу справа наліво. У результаті отримуємо:

$$\delta_l' = \min_{1 \leq j \leq p} \left[T_l^\varepsilon + \sum_{w=1}^{j-1} t_{1w}^{\varepsilon, l+1} - E_{nj}^{\varepsilon, l} \right] = \min_{1 \leq j \leq p} \left[\sum_{w=j+1}^p t_{nw}^{\varepsilon, l} + \sum_{w=1}^{j-1} t_{1w}^{\varepsilon, l+1} \right], \quad l = \overline{1, k-1}, \quad (3.15)$$

де $\delta_l = \min\{\delta_l', \delta_l''\}$ позначає довжину відрізка максимально можливого суміщення двох послідовних діаграм Ганта по осі часу. Тут δ_l' – відрізок можливого суміщення по осі часу, що представляє собою різницю між моментом початку передачі j -го блоку першим джерелом для $(l+1)$ -ої групи блоків і моментом завершення передачі j -го блоку останнім джерелом для l -ої групи блоків, тобто

$$\delta_l' = \min_{1 \leq j \leq p} \left[T_l^\varepsilon + \sum_{w=1}^{j-1} t_{1w}^{\varepsilon, l+1} - E_{nj}^{\varepsilon, l} \right] = \min_{1 \leq j \leq p} \left[\sum_{w=j+1}^p t_{nw}^{\varepsilon, l} + \sum_{w=1}^{j-1} t_{1w}^{\varepsilon, l+1} \right], \quad l = \overline{1, k-1}, \quad (3.16)$$

а значення δ_l'' являє собою різницю між початком передачі першого блоку i -м розподіленим джерелом для $(l+1)$ -ої групи блоків і моментом завершення передачі p -го блоку i -м джерелом для l -ї групи блоків, тобто

$$\delta_l'' = \min_{1 \leq i \leq n} \left[T_l^\varepsilon + E_{i1}^{\varepsilon, l+1} - t_{i1}^{\varepsilon, l+1} - E_{ip}^{\varepsilon, l} \right], \quad l = \overline{1, k-1}. \quad (3.17)$$

Підставляючи в (3.16) значення T_l^ε з (3.4), δ_l' з (3.15) і δ_l'' з (3.18), отримуємо формулу для знаходження мінімального загального часу передачі електричної енергії n джерелами розподіленої генерації при $s = kp$, $k > 1$, у неоднорідній мікромережі.

У разі $s = kp + r$, $k \geq 1$, $1 \leq r < p$, мінімальний перший час передачі енергії буде визначатися за формулою:

$$T_u^1(p, n, kp + r, \varepsilon) = \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon + T_{k+1}^\varepsilon - \sum_{l=1}^{k-1} \delta_l - \delta_k, \quad (3.18)$$

де T_{k+1}^ε – час передачі $(k+1)$ -ої групи з r блоків усіма n альтернативними джерелами, а δ_k – величина максимально допустимого суміщення по осі часу k -ої і $(k+1)$ -ої діаграм.

Значення T_{k+1}^ε і δ_k визначаються за формулами:

$$T_{k+1}^\varepsilon = \sum_{i=1}^{n-1} \max_{1 \leq u \leq r} \left[\sum_{j=1}^u t_{ij}^{\varepsilon, k+1} - \sum_{j=1}^{u-1} t_{i+1, j}^{\varepsilon, k+1} \right] + \sum_{j=1}^r t_{nj}^{\varepsilon, k+1}, \quad \delta_k = \min \{ \delta_k', \delta_k'' \} \quad (3.19)$$

де

$$\delta_k' = \min_{1 \leq j \leq r} \left[\sum_{w=j+1}^p t_{nw}^{\varepsilon, k} + \sum_{w=1}^{j-1} t_{1w}^{\varepsilon, k+1} \right],$$

$$\delta_k'' = \min_{1 \leq i \leq n} \left[\begin{array}{l} T_k^\varepsilon + \sum_{q=1}^{i-1} \max_{1 \leq u \leq r} \left(\sum_{j=1}^u t_{qj}^{\varepsilon, k+1} - \sum_{j=1}^{u-1} t_{q+1, j}^{\varepsilon, k+1} \right) - \\ - \sum_{q=1}^{i-1} \max_{1 \leq u \leq p} \left(\sum_{j=1}^u t_{qj}^{\varepsilon, k} - \sum_{j=1}^{u-1} t_{q+1, j}^{\varepsilon, k} \right) - \sum_{j=1}^p t_{ij}^{\varepsilon, k} \end{array} \right].$$

Розглянемо *однорідну* розподілену microgrid, для якої терміни передачі блоків електроенергії споживачам всіма джерелами розподіленої генерації рівні, тобто $t_{ij} = t_j$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$.

Через $T_o^1(p, n, s, \varepsilon)$ позначимо час передачі електроенергії n альтернативними джерелами p кінцевим споживачам у першому синхронному режимі з урахуванням додаткових системних витрат $\varepsilon > 0$. Із врахуванням формули (3.13) отримаємо:

$$\begin{aligned}
T_o^1(p, n, s, \varepsilon) &= \sum_{i=1}^{n-1} \max_{1 \leq u \leq s} \left[\sum_{j=1}^u t_j^\varepsilon - \sum_{j=1}^{u-1} t_j^\varepsilon \right] + \sum_{j=1}^s t_j^\varepsilon = \\
&= (n-1) \max_{1 \leq j \leq s} t_j^\varepsilon + \sum_{j=1}^s t_j^\varepsilon
\end{aligned} \tag{3.20}$$

Далі розглянемо випадок, коли $s = kp$, $k > 1$. За аналогією з неоднорідною мікромережею введемо наступні позначення:

- $t_j^{\varepsilon, l} = t_{(l-1)p+j} + \varepsilon$ – час передачі кожного l -х p блоків вихідної послідовності t_1, t_2, \dots, t_s , $j = \overline{1, p}$, $l = \overline{1, k}$;
- T_l^ε – загальний час передачі l -ої групи блоків усіма альтернативними джерелами p кінцевим споживачам, $l = \overline{1, k}$;
- $E_j^{\varepsilon, l}$ – час завершення передачі $[(l-1)p + j]$ -го блоку електроенергії усіма n джерелами j -му споживачеві, $j = \overline{1, p}$, $l = \overline{1, k}$.

У силу формули (3.18) для всіх $l = \overline{1, k}$ маємо:

$$\begin{aligned}
T_l^\varepsilon &= \sum_{j=1}^p (t_j^l + \varepsilon) + (n-1) \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^l + \varepsilon), \\
E_j^{\varepsilon, l} &= \sum_{w=1}^j (t_w^l + \varepsilon) + (n-1) \max_{1 \leq w \leq p} (t_w^l + \varepsilon).
\end{aligned} \tag{3.21}$$

Загальний мінімальний час передачі енергії n однорідними розподіленими джерелами в разі $s = kp$ $k > 1$, визначається як сума довжин складових діаграм Ганта з урахуванням їх сумарного максимально допустимого зміщення по осі часу, тобто

$$T_o^1(p, n, s, \varepsilon) = T_o^1(p, n, kp, \varepsilon) = \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon - \sum_{l=1}^{k-1} \phi_l,$$

де $\varphi_l = \min\{\varphi_l', \varphi_l''\}$, $l = \overline{1, k-1}$. Величини φ_l' і φ_l'' представляють собою тимчасові відрізки максимально допустимого поєднання процесів l -й і $(l+1)$ -ої груп блоків. тут T_l^ε , $l = \overline{1, k}$ знаходиться із (3.21), а φ_l' і φ_l'' обчислюються за такими формулами:

$$\varphi_l' = \min_{1 \leq j \leq p} \left[\sum_{w=j+1}^p (t_w^l + \varepsilon) + \sum_{w=1}^{j-1} (t_w^{l+1} + \varepsilon) \right],$$

$$\varphi_l'' = \min_{1 \leq i \leq n} \left[(i-1) \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^{l+1} + \varepsilon) + (n-i) \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^l + \varepsilon) \right] \quad l = \overline{1, k-1} \quad (3.22)$$

Можна помітити, що у разі, коли $\max_{1 \leq j \leq p} (t_j^{l+1} + \varepsilon) > \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^l + \varepsilon)$, мінімум виразу (3.22) досягається при $i=1$, а у разі, коли $\max_{1 \leq j \leq p} (t_j^{l+1} + \varepsilon) < \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^l + \varepsilon)$, мінімум досягається при $i=n$. Якщо ж $\max_{1 \leq j \leq p} (t_j^{l+1} + \varepsilon) = \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^l + \varepsilon)$, то при будь-яких значеннях i , $i = \overline{1, n}$, вираз (3.22) прийматиме одне і те ж значення. Із огляду на це, можна записати:

$$\begin{aligned} \varphi_l'' &= \min \left[(n-1) \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^{l+1} + \varepsilon), (n-1) \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^l + \varepsilon) \right] = \\ &= (n-1) \min \left[\max_{1 \leq j \leq p} (t_j^{l+1} + \varepsilon), \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^l + \varepsilon) \right], \quad l = \overline{1, k-1} \end{aligned}$$

У разі $s = kp + r$, $k \geq 1$, $1 \leq r < p$, мінімальний загальний час передачі енергії n однорідними джерелами визначається за формулою:

$$T_o^1(p, n, s, \varepsilon) = T_o^1(p, n, kp + r, \varepsilon) = \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon + T_{k+1}^\varepsilon - \sum_{l=1}^{k-1} \varphi_l - \varphi_k$$

де T_{k+1}^ε – час передачі $(k+1)$ -х r блоків для всіх n джерелами, а φ_k – величина максимально допустимого суміщення по осі часу k -ої і $(k+1)$ -ої діаграм.

Значення T_{k+1}^ε і φ_k визначаються відповідно за формулою:

$$T_{k+1}^\varepsilon = (n-1) \max_{1 \leq j \leq r} (t_j^{k+1} + \varepsilon) + \sum_{j=1}^r (t_j^{k+1} + \varepsilon), \quad \varphi_k = \min\{\varphi_k', \varphi_k''\},$$

де

$$\varphi_k' = \min_{1 \leq j \leq r} \left[\sum_{w=1}^{j-1} (t_w^{k+1} + \varepsilon) + \sum_{w=j+1}^p (t_w^k + \varepsilon) \right],$$

$$\varphi_k'' = (n-1) \min \left[\max_{1 \leq j \leq r} (t_j^{k+1} + \varepsilon), \max_{1 \leq j \leq p} (t_j^k + \varepsilon) \right].$$

Таким чином, теорему доведено.

Теорема 3.5 Якщо взаємодія джерел розподіленої генерації електричної енергії, кінцевих споживачів і блоків структурованих конкуруючих потоків електроенергії здійснюється у першому синхронному режимі, то для будь-яких $p \geq 2$, $n \geq 2$, $s \geq 2$, мінімальний загальний час передачі електричної енергії в однорідній розподіленій мікромережі з врахуванням параметру $\varepsilon > 0$, визначається наступним чином:

$$T_{op}^1(p, n, s, \varepsilon) = \begin{cases} (n-1) \max_{1 \leq j \leq s} t_j^\varepsilon + \sum_{j=1}^s t_j^\varepsilon, & s \leq p, \\ \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon - \sum_{l=1}^{k-1} \min\{\varphi_l', \varphi_l''\}, & s = kp, \quad k > 1, \\ \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon + T_{k+1}^\varepsilon - \sum_{l=1}^{k-1} \varphi_l - \varphi_k, & s = kp + r, \quad k \geq 1, \quad 1 \leq r < p. \end{cases}$$

позначимо через $T_{op}^1(p, n, s, \varepsilon)$ мінімальний загальний час передачі електричної енергії в однаково розподіленій мікромережі.

Теорема 3.6 Якщо взаємодія джерел розподіленої генерації електричної енергії, кінцевих споживачів і блоків структурованих конкуруючих потоків електроенергії підпорядковано умовам першого

базового синхронного режиму, то для будь-яких $p \geq 2$, $n \geq 2$, $s \geq 2$, $\varepsilon > 0$, мінімальний загальний час передачі електричної енергії в однаково розподіленій мікромережі визначається за формулами:

$$T_{op}^1(p, n, s, \varepsilon) = \begin{cases} \sum_{i=1}^n t_i^\varepsilon + (s-1) \left[t_n^\varepsilon + \sum_{i=2}^n \max\{t_{i-1}^\varepsilon - t_i^\varepsilon, 0\} \right], & s \leq p, \\ kT_{op}^1(p, n, p, \varepsilon) - (k-1) \min\{\omega_1, \omega_2\}, & s = kp, \quad k > 1, \\ kT_{op}^1(p, n, p, \varepsilon) + T_{op}^1(p, n, r, \varepsilon) - \\ - (k-1) \min\{\omega_1, \omega_2\} - \min\{\xi_1, \xi_2\}, & s = kp + r, \quad k \geq 1, \quad 1 \leq r < p. \end{cases}$$

Доведення. При $s \leq p$, підставивши в (3.13) значення $t_{ij} = t_i$ і виконавши нескладні перетворення отримаємо:

$$\begin{aligned} T_{op}^1(p, n, s, \varepsilon) &= \sum_{i=1}^{n-1} \max_{1 \leq u \leq s} \left[\sum_{j=1}^u t_i^\varepsilon - \sum_{j=1}^{u-1} t_{i+1}^\varepsilon \right] + \sum_{j=1}^s t_n^\varepsilon = \\ &= \sum_{i=1}^{n-1} \max \left[s t_i^\varepsilon - (s-1) t_{i+1}^\varepsilon \right] + s t_n^\varepsilon = \sum_{i=2}^n \max \left[(s-1) (c_{i-1} t_{i-1}^\varepsilon - c_i t_i^\varepsilon) + c_{i-1} t_{i-1}^\varepsilon \right] + \\ &+ (s-1) c_n t_n^\varepsilon + c_n t_n^\varepsilon = \left(\sum_{i=2}^n c_{i-1} t_{i-1}^\varepsilon + c_n t_n^\varepsilon \right) + \left(\sum_{i=2}^n \max \left[(s-1) (t_{i-1}^\varepsilon - t_i^\varepsilon) \right] + (s-1) t_n^\varepsilon \right) = \\ &= \sum_{i=1}^n t_i^\varepsilon + (s-1) \left[t_n^\varepsilon + \sum_{i=2}^n \max\{t_{i-1}^\varepsilon - t_i^\varepsilon, 0\} \right]. \end{aligned}$$

У разі, коли $s = kp$, $k > 1$, терміни передачі кожних p блоків усіма n альтернативними джерелами рівні між собою. Тому:

$$T_{op}^1(p, n, kp, \varepsilon) = kT_{op}^1(p, n, p, \varepsilon) - (k-1) \min\{\omega_1, \omega_2\},$$

$$\text{де } T_{op}^1(p, n, p, \varepsilon) = \sum_{i=1}^n t_i^\varepsilon + (p-1) \left[t_n^\varepsilon + \sum_{i=2}^n \max\{t_{i-1}^\varepsilon - t_i^\varepsilon, 0\} \right], \text{ а величини } \omega_1 \text{ і } \omega_2$$

являють собою тимчасові відрізки максимально можливого суміщення l -ої і $(l+1)$ -ої діаграм Ганта:

$$\omega_1 = (p-1) \min\{t_1^\varepsilon, t_n^\varepsilon\}, \omega_2 = T_{op}^1(p, n, p, \varepsilon) - p \max_{1 \leq i \leq n} t_i^\varepsilon.$$

У разі $s = kp + r$, $k \geq 1$, $1 \leq r < p$, $T_{op}^1(p, n, kp + r, \varepsilon)$ визначається за формулою:

$$T_{op}^1(p, n, kp + r, \varepsilon) = kT_{op}^1(p, n, p, \varepsilon) + T_{op}^1(p, n, r, \varepsilon) - (k-1) \min\{\omega_1, \omega_2\} - \xi.$$

$$\text{тут, } T_{op}^1(p, n, r, \varepsilon) = \sum_{i=1}^n t_i^\varepsilon + (r-1) \left[t_n^\varepsilon + \sum_{i=2}^n \max\{t_{i-1}^\varepsilon - t_i^\varepsilon, 0\} \right], \text{ а } \xi = \min\{\xi_1, \xi_2\} -$$

величина відрізка максимально можливого суміщення по осі часу k -ої і $(k+1)$ -ої діаграм, де

$$\xi_1 = (r-1) \min\{t_1^\varepsilon, t_n^\varepsilon\} + (p-r)t_n^\varepsilon, \\ \xi_2 = T_{op}^1(p, n, p, \varepsilon) - \max_{1 \leq i \leq n} (T_{op}^1(p, i, p, \varepsilon) - T_{op}^1(p, i, r, \varepsilon) + rc_i t_i^\varepsilon)$$

Теорема доведена.

3.8 Умова структурно-алгоритмічного синтезу КСЕ для безперервного електрозабезпечення кінцевих струмоприймачів

Розглянемо *другий синхронний режим* взаємодії джерел розподіленої генерації електроенергії і кінцевих споживачів, який передбачає безперервне отримання електроенергії всіма кінцевими споживачами.

Будемо розглядати $n \geq 2$ *неоднорідних* розподілених джерел, які конкурують за передачу електричної енергії $p \geq 2$ кінцевим споживачам, причому передача електроенергії здійснюється блоками Q_1, Q_2, \dots, Q_s . Завдання полягає в знаходженні мінімального загального часу $T_n^2(p, n, s, \varepsilon)$

передачі джерелами електричної енергії споживачам в умовах безперервного забезпечення енергією останніх. Розглянемо наступні випадки.

а) У випадку, коли число блоків структурованих потоків електричної енергії дорівнює кількості кінцевих споживачів, тобто $s = p$, Для знаходження величини $T_n^2(p, n, s, \varepsilon)$ отримаємо формулу:

$$T_n^2(p, n, s, \varepsilon) = \sum_{j=1}^{p-1} \max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{i=1}^v t_{ij}^\varepsilon - \sum_{i=1}^{v-1} t_{i,j+1}^\varepsilon \right] + \sum_{i=1}^n t_{ip}^\varepsilon. \quad (3.24)$$

де $T^\varepsilon = [t_{ij}^\varepsilon]$ – $n \times s$ – матриця термінів передач блоків електричної енергії i -м джерелом з j -го цінового діапазону з врахуванням накладних витрат ε .

Величини $\max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{i=1}^v t_{ij}^\varepsilon - \sum_{i=1}^{v-1} t_{i,j+1}^\varepsilon \right]$, $j = \overline{1, p-1}$, визначають моменти

початку передачі електроенергії джерелами споживачам, починаючи з другого, а $\sum_{i=1}^n t_{ip}^\varepsilon$ – час забезпечення електричною енергією останнього p -го споживача всіма джерелами.

Приклад 3.1 Нехай ε $n=3$ неоднорідних розподілених альтернативних джерела, які конкурують за передачу електричної енергії $p=3$ споживачам. Кожен потік структурований на $s=3$ цінових блоків. Матриця термінів передачі електроенергії джерелами кінцевим споживачам з урахуванням системного часу має вид:

$$T^\varepsilon = \begin{bmatrix} 4 & 2 & 3 \\ 1 & 4 & 1 \\ 3 & 3 & 2 \\ 3 & 1 & 2 \end{bmatrix}$$

На рисунку 3.10 зображена лінійна діаграма Ганта взаємодії джерел розподіленої генерації з кінцевими споживачами в другому синхронному режимі.

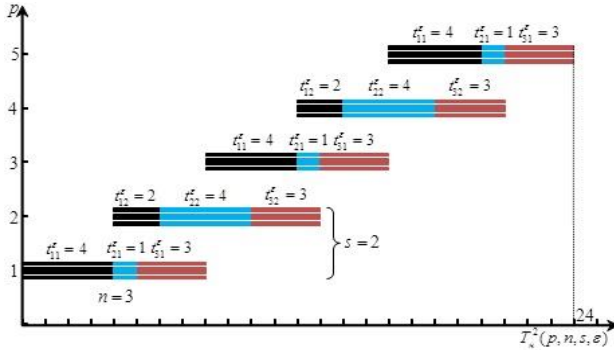


Рис. 3.10 – Функціонування мікро grid при $p=5$, $n=3$, $s=2$

Відповідно до формули (3.23) мінімальна загальний час передачі дорівнюватиме:

$$T_n^2(p=3, n=4, s=3, \epsilon) = \sum_{j=1}^2 \max_{1 \leq v \leq 4} \left[\sum_{i=1}^v t_{ij}^e - \sum_{i=1}^{v-1} t_{i,j+1}^e \right] + \sum_{i=1}^4 t_{i3}^e = 4 + 5 + 8 = 17$$

б) Розглянемо випадок, коли число кінцевих споживачів мікроелектро системи більше числа блоків структурованих енергопотоків ($s < p$). У цьому випадку виконаємо розбиття множини споживачів $k+1$ на групи по s споживачів у кожній, тобто $p = ks + r$, якщо p не кратне s , то в останній групі буде тільки r споживачів. Результуюча матриця RM термінів передачі електроенергії джерелами кінцевим споживачам складатиметься із $k+1$ матриць T^e , причому матриці міститимуть тільки r перших стовпчиків:

$$RM = [t_{ij}^{\varepsilon}]_{n \times p} = \begin{bmatrix} t_{11}^{\varepsilon} & t_{12}^{\varepsilon} & \dots & t_{1s}^{\varepsilon} & t_{11}^{\varepsilon} & t_{12}^{\varepsilon} & \dots & t_{1s}^{\varepsilon} & \dots & t_{11}^{\varepsilon} & t_{12}^{\varepsilon} & \dots & t_{1r}^{\varepsilon} \\ t_{21}^{\varepsilon} & t_{22}^{\varepsilon} & \dots & t_{2s}^{\varepsilon} & t_{21}^{\varepsilon} & t_{22}^{\varepsilon} & \dots & t_{2s}^{\varepsilon} & \dots & t_{21}^{\varepsilon} & t_{22}^{\varepsilon} & \dots & t_{2r}^{\varepsilon} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ t_{n1}^{\varepsilon} & t_{n2}^{\varepsilon} & \dots & t_{ns}^{\varepsilon} & t_{n1}^{\varepsilon} & t_{n2}^{\varepsilon} & \dots & t_{ns}^{\varepsilon} & \dots & t_{n1}^{\varepsilon} & t_{n2}^{\varepsilon} & \dots & t_{nr}^{\varepsilon} \end{bmatrix}$$

Із урахуванням формули (3.24) мінімальний загальний час забезпечення n альтернативними джерелами електричної енергії p кінцевих споживачів за умови $s < p$ буде визначатися із виразу:

$$T_H^2(p = ks + r, n, s, \varepsilon) = kT_H^2(s, n, s, \varepsilon) + kT_H^2(1, n, 1, \varepsilon) + T_H^2(r, n, r, \varepsilon), \quad (3.25)$$

де

$$T_H^2(s, n, s, \varepsilon) = \sum_{j=1}^{s-1} \max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{i=1}^v t_{ij}^{\varepsilon} - \sum_{i=1}^{v-1} t_{i,j+1}^{\varepsilon} \right],$$

$$T_H^2(1, n, 1, \varepsilon) = \max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{i=1}^v t_{is}^{\varepsilon} - \sum_{i=1}^{v-1} t_{i1}^{\varepsilon} \right], \quad (3.26)$$

$$T_H^2(r, n, r, \varepsilon) = \sum_{j=1}^{r-1} \max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{i=1}^v t_{ij}^{\varepsilon} - \sum_{i=1}^{v-1} t_{i,j+1}^{\varepsilon} \right] + \sum_{i=1}^n t_{ir}^{\varepsilon}$$

Приклад 3.2 Нехай $p=5$, $n=3$, $s=2$, $T^{\varepsilon} = \begin{bmatrix} 4 & 2 \\ 1 & 4 \\ 3 & 3 \end{bmatrix}$ Так як: $p = 2s + 1$, то

$k=2$, $r=1$ і результуюча матриця буде мати вигляд: $RM = \begin{bmatrix} 4 & 2 & 4 & 2 & 4 \\ 1 & 4 & 1 & 4 & 1 \\ 3 & 3 & 3 & 3 & 3 \end{bmatrix}$.

Відповідно до формули (3.25) мінімальний загальний час передачі складатиме (рис. 3.10):

$$T_n^2(p=5, n=3, s=2, \varepsilon) = 2 \cdot 4 + 2 \cdot 4 + 8 = 24.$$

в) Нехай число блоків структурованих конкуруючих потоків електроенергії $s \geq 2$ більше числа кінцевих споживачів мікроенергосистеми $p \geq 2$, тобто є обмеженим ($s > p$). Тоді зробимо розбиття множини блоків на $k+1$ групу по p блоків у кожній, за винятком останньої, яка при p не кратне s буде містити r блоків: $s = kp + r$, $k \geq 1$, $1 \leq r < p$. Це рівносильно розбиттю вихідної матриці часів передачі електричної енергії i -м джерелом з j -го цінового діапазону із врахуванням системних витрат $\varepsilon > 0$ $T^\varepsilon = [t_{ij}^\varepsilon]$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$, на $k+1$ підматрицю по p стовпців у кожній, причому підматрицю в $k+1$ разів, коли s не кратне p , буде містити r стовпців.

Розглянемо окремий випадок, коли p кратне s , тобто $s = kp$, $k > 1$. Із огляду на, що число блоків більше числа споживачів у k разів, виконаємо розбиття множини блоків на k груп по p блоків у кожній. Отже, вихідна матриця термінів передачі електричної енергії T^ε розіб'ється на k підматриць по p стовпців у кожній. Взаємодія конкуруючих джерел розподіленої генерації електричної енергії з кінцевими споживачами із врахуванням термінів передачі електричної енергії для l -ої групи, $l = \overline{1, k}$, можна зобразити у вигляді лінійних діаграм Ганта, кожна з яких відображає в часі передачу p блоків різних цінових діапазонів n конкуруючими альтернативними джерелами p кінцевим споживачам.

На рисунку 3.11 наведено несуміщені діаграми Ганта для випадку $p=3$, $n=4$, $s=9$:

$$T^\varepsilon = [t_{ij}^\varepsilon]_{4 \times 9} = \begin{bmatrix} t_{11}^\varepsilon & t_{12}^\varepsilon & \dots & t_{19}^\varepsilon \\ t_{21}^\varepsilon & t_{22}^\varepsilon & \dots & t_{29}^\varepsilon \\ t_{31}^\varepsilon & t_{32}^\varepsilon & \dots & t_{39}^\varepsilon \\ t_{41}^\varepsilon & t_{42}^\varepsilon & \dots & t_{49}^\varepsilon \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3 & 1 & 2 & 1 & 1 & 3 & 2 & 3 & 1 \\ 2 & 3 & 1 & 3 & 2 & 1 & 4 & 2 & 2 \\ 4 & 2 & 1 & 1 & 3 & 2 & 3 & 1 & 2 \\ 1 & 1 & 2 & 2 & 2 & 1 & 2 & 1 & 1 \end{bmatrix}.$$

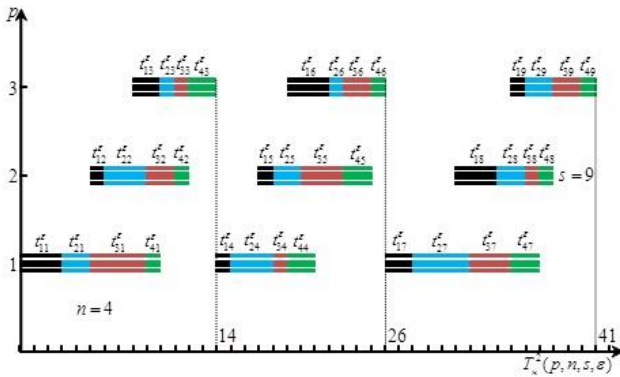


Рис. 3.11 – Несуміщена діаграма Ганта

Час $T_n^2(p=3, n=4, s=9, \epsilon)=41$ передачі джерелами електричної енергії споживачам можна істотно скоротити, якщо скористатися прийомом суміщення послідовних діаграм Ганта по осі часу справа наліво (рис. 3.12).

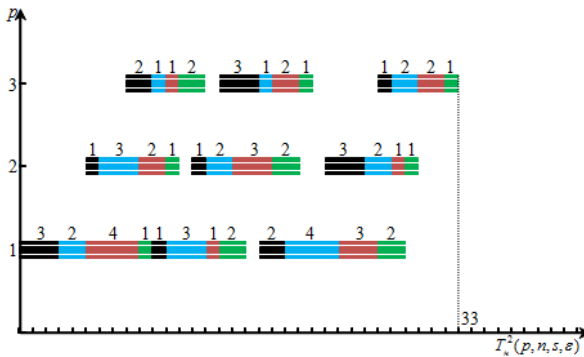


Рис. 3.12 – Суміщена діаграма Ганта

Надалі нам знадобляться наступні позначення:

- $t_{ij}^{\epsilon, l} = t_{ij}^l + \epsilon = t_{i, (l-1)p+j} + \epsilon$ – час передачі порції електричної енергії з j -го цінового діапазону i -м джерелом в l -ій групі блоків з врахуванням параметру ϵ , $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, s}$, $l = \overline{1, k}$;

- T_l^ε – загальний час передачі l -ої групи блоків електричної енергії p споживачам усіма n джерелами $l = \overline{1, k}$;
- $E_{ij}^{\varepsilon, l}$ – час завершення передачі j -го блоку i -м джерелом в l -й групі блоків, $l = \overline{1, k}$.

На основі формули (3.24) для обчислення T_l^ε і $E_{ij}^{\varepsilon, l}$ отримаємо наступні співвідношення:

$$T_l^\varepsilon = \sum_{j=1}^{p-1} \max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{i=1}^v t_{ij}^{\varepsilon, l} - \sum_{i=1}^{v-1} t_{i, j+1}^{\varepsilon, l} \right] + \sum_{i=1}^n t_{ip}^{\varepsilon, l}, \quad (3.27)$$

$$E_{ij}^{\varepsilon, l} = \sum_{w=1}^{j-1} \max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{q=1}^v t_{qw}^{\varepsilon, l} - \sum_{q=1}^{v-1} t_{q, w+1}^{\varepsilon, l} \right] + \sum_{q=1}^i t_{qj}^{\varepsilon, l}, \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, p}, \quad l = \overline{1, k}.$$

Крім того, через $B_{1j}^{\varepsilon, l}$ позначатимемо час початку передачі j -го блоку в l -ій групі першим джерелом:

$$B_{1j}^{\varepsilon, l} = \sum_{w=1}^{j-1} \max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{q=1}^v t_{qw}^{\varepsilon, l} - \sum_{q=1}^{v-1} t_{q, w+1}^{\varepsilon, l} \right], \quad j = \overline{1, p}. \quad (3.28)$$

Із аналізу послідовних діаграм Ганта (рис. 5.12, рис. 5.13) випливає, що:

$$T_n^2(p, n, s, \varepsilon) = T_n^2(p, n, kp, \varepsilon) = \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon - \Omega, \quad (3.29)$$

де T_l^ε знаходиться за формулами (3.26), а величина Ω є величиною максимально допустимого сумарного поєднання сусідніх діаграм по осі часу. Має місце наступна лема.

Лемма. Величина Ω максимально допустимого сумарного суміщення сусідніх діаграм Ганта по осі часу визначається:

$$\Omega \geq \sum_{l=1}^{k-1} \min\{\omega_l', \omega_l''\}, \quad (3.30)$$

$$\text{де } \omega_l' = \min_{1 \leq j \leq p} \{T_l^{\varepsilon} - E_{nj}^{\varepsilon, l} + B_{1j}^{\varepsilon, l+1}\},$$

$$\omega_l'' = \min_{1 \leq i \leq n} \left\{ \sum_{q=1}^{i-1} t_{q1}^{\varepsilon, l+1} + \sum_{q=i+1}^n t_{qp}^{\varepsilon, l} \right\}, \quad l = \overline{1, k-1}. \quad (3.31)$$

тут ω_l' і ω_l'' являють собою відрізки максимально допустимого суміщення по осі часу l -ої і $(l+1)$ -ої діаграм.

У формулі (3.30) використано символ не суворої нерівності, так як кожне значення $\min\{\omega_l', \omega_l''\}$, $l = \overline{1, k-1}$, враховує тільки величину максимально і мінімально допустимого поєднання по осі часу між парами сусідніх діаграм Ганта, але не завжди враховує можливі поєднання між сусідніми групами блоків електроенергії, що передаються одному і тому ж споживачеві у двох сусідніх діаграмах. На рисунках 3.21 і 3.22 наведено приклад, коли має місце рівність, а на рисунках 3.23 і рисунках 3.24 коли має місце нерівність.

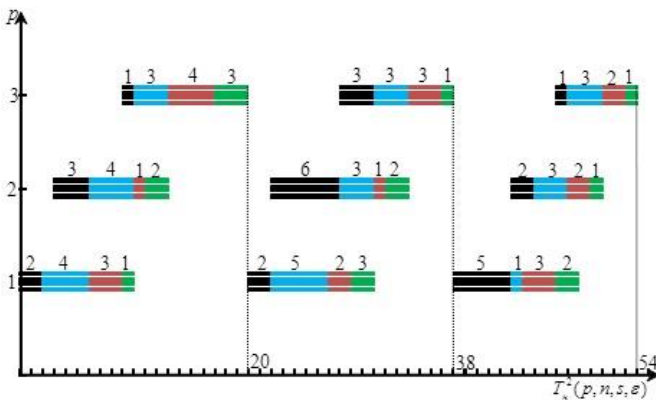


Рис. 3.23 – Несуміщена діаграма Ганта

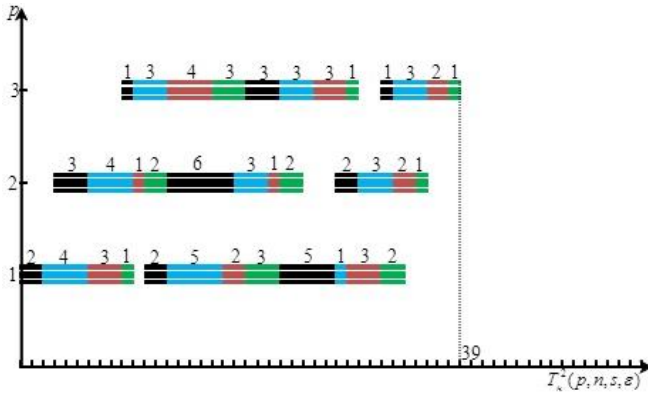


Рис. 3.24 – Суміщена діаграма Ганта

З врахуванням вихідних даних, наведених на рисунках 3.23 і 3.24, а також формул (3.28) і (3.29) леми величина Ω приймає точне значення, рівне:

$$\Omega = \sum_{l=1}^2 \min\{\omega_l', \omega_l''\} = \min\{4, 4\} + \min\{5, 4\} = 8,$$

так як $\omega_1' = \min_{1 \leq j \leq 3} \{4, 5, 5\} = 4$, $\omega_1'' = \min_{1 \leq i \leq 4} \{4, 4, 6, 5\} = 4$, $\omega_2' = \min_{1 \leq j \leq 3} \{5, 6, 9\} = 5$,

$$\omega_2'' = \min_{1 \leq i \leq 4} \{4, 5, 7, 9\} = 4.$$

Із врахуванням вихідних даних, наведених на рисунках 3.14 і 3.15, величина Ω також визначається з нерівності (3.17) і дорівнює 14 одиницям часу. Але, з огляду на можливе суміщення груп блоків другої та першої діаграм, що передаються першому споживачеві, з'являється додатковий резерв часу в 1 одиницю для наступного суміщення третьої і другої діаграм. У результаті величина Ω сумарного максимально допустимого поєднання складе 15 одиниць часу.

Підставляючи далі значення T_l^e із (3.23) в (3.27) і в силу леми, отримуємо оцінку для обчислення $T_n^2(p, n, kp, \epsilon)$ виду:

$$T_n^2(p, n, kp, \varepsilon) \leq \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon - \sum_{l=1}^{k-1} \min\{\omega_l', \omega_l''\}. \quad (3.32)$$

Для випадку, коли s не кратне p , тобто $s = kp + r$, $k \geq 1$, $1 \leq r < p$ загальний час $T_n^2(p, n, kp + r, \varepsilon)$ передачі n джерелами електричної енергії p споживачам в умовах другого синхронного режиму визначається за формулою:

$$T_n^2(p, n, kp + r, \varepsilon) \leq \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon + \\ + T_{k+1}^\varepsilon - \sum_{l=1}^{k-1} \min\{\omega_l', \omega_l''\} - \min\{\omega_k', \omega_k''\}, \quad (3.33)$$

де T_{k+1}^ε , ω_k' , ω_k'' знаходяться за формулами:

$$T_{k+1}^\varepsilon = \sum_{j=1}^{r-1} \max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{i=1}^v t_{ij}^{\varepsilon, k+1} - \sum_{i=1}^{v-1} t_{i, j+1}^{\varepsilon, k+1} \right] + \sum_{i=1}^n t_{ir}^{\varepsilon, k+1}, \quad (3.34)$$

$$\omega_k' = \min_{1 \leq j \leq r} \left\{ T_k^\varepsilon - E_{nj}^{\varepsilon, k} + B_{1j}^{\varepsilon, k+1} \right\},$$

$$\omega_k'' = \min_{1 \leq i \leq n} \left\{ \sum_{q=1}^{i-1} t_{q1}^{\varepsilon, k+1} + \sum_{q=i+1}^n t_{qp}^{\varepsilon, k} \right\}. \quad (3.35)$$

Теорема 3.7 В умовах взаємодії джерел розподіленої генерації електроенергії з кінцевими споживачами у другому синхронному режимові, для будь-яких параметрів інтелектуальної масштабованої неоднорідної мікромережі $p \geq 2$, $n \geq 2$, $s \geq 2$, $\varepsilon > 0$ мінімальний загальний час $T_n^2(p, n, s, \varepsilon)$ передачі електричної енергії визначається за формулами:

$$T_n^2(p, n, s, \varepsilon) = \sum_{j=1}^{s-1} \max_{1 \leq v \leq n} \left[\sum_{i=1}^v t_{ij}^\varepsilon - \sum_{i=1}^{v-1} t_{i, j+1}^\varepsilon \right] + \sum_{i=1}^n t_{is}^\varepsilon \quad \text{при } s = p,$$

$$T_n^2(p, n, s, \varepsilon) = kT_n^2(s, n, s, \varepsilon) + kT_n^2(1, n, 1, \varepsilon) + T_n^2(r, n, r, \varepsilon) \quad \text{при } s < p,$$

$$T_n^2(p, n, s, \varepsilon) \leq \begin{cases} \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon - \sum_{l=1}^{k-1} \min\{\omega_l', \omega_l''\}, & \text{нпу } s = kp, \quad k > 1, \\ \sum_{l=1}^k T_l^\varepsilon + T_{k+1}^\varepsilon - \sum_{l=1}^{k-1} \min\{\omega_l', \omega_l''\} - \min\{\omega_k', \omega_k''\}, \\ \text{нпу } s = kp + r, \quad k \geq 1, \quad 1 \leq r < p, \end{cases}$$

де $T_n^2(s, n, s, \varepsilon)$, $T_n^2(1, n, 1, \varepsilon)$ і $T_n^2(r, n, r, \varepsilon)$ визначаються за формулами (3.32), T_l^ε – за формулою (3.27), ω_l' і ω_l'' – за формулами (3.35), T_{k+1}^ε – за формулою (3.34), ω_k' и ω_k'' – за формулами (3.35).

Одержані залежності та оцінки мінімального загального часу передачі електричної енергії конкуруючими джерелами розподіленої генерації кінцевим споживачам є основою для вирішення завдань порівняльного аналізу, асинхронного і двох синхронних режимів функціонування Smart Grid-оптимізації числа блоків структурованих конкуруючих потоків електроенергії, з урахуванням накладних витрат, знаходження оптимального числа розподілених джерел при заданих обсягах передачі електричної енергії та (або) директивних термінах передачі, дослідження змішаних режимів функціонування мікромереж локальних об'єктів створення програмного забезпечення.

Ключовим недоліком класичних підходів визначення потреби в енергії промислових об'єктів (наприклад, при плануванні реалізації виробничого (асортиментного) завдання) є відсутність обліку в режимі реального часу вартісної складової електроенергії (різні джерела генерації, різні зонні тарифи).

Для усунення такого недоліку доцільно застосовувати умовний динамічний тариф – інтегральний показник наведеної поточної вартості електроенергії на основній шині перед розподілом між споживачами локального об'єкта.

При цьому, створення енергоінформаційного системи ЛО з використанням підходу масштабування параметрів дозволить розробляти

алгоритми оптимального енергоменеджменту та узгоджувати процеси власної генерації (мінімальний УДТ) і графіки енергоспоживання з відповідною адаптивною коригуванням виробничого (асортиментного) завдання) в режимі реального часу.

Формування та адаптація електроспоживання на основі використання ресурсно-процесного моделювання містить властивість масштабування результатів і їх адаптивної коригування в режимі реального часу, що фактично дозволить підвищити енергоефективність ЛО на 5–10 % (з урахуванням нормативного машинного часу) на основі реалізації алгоритмів енергоменеджменту з використанням мінімальних УДТ.

Перспективним напрямком подальших досліджень використання енергоменеджменту на основі ресурсно-процесного підходу є створення методу управління енергозабезпеченням локальних об'єктів, який би комплексно забезпечував максимізацію застосування електроенергії з мінімальним УДТ, шляхом формування і адаптації графіком енергозабезпечення окремих технологічних вузлів (мережевий технологічної карти) згідно паспортних характеристик обладнання; мінімізацію машинного часу використання технологічного обладнання (обмежуючі фактори: виробничі завдання і прогнозовані в певних проміжках часу значення потужності порцій (блоків) енергії з УДТ різних джерел генерації).

Висновки до розділу 3

Як зазначалось вище, планування виробництва електроенергії та його гармонізація з графіками споживання електроенергії є однією з основних завдань інтелектуальних систем управління КСЕ і базовою умовою їх проектування. Дана робота орієнтована на розвиток цієї ідеї з урахуванням одержаних результатів досліджень. Принципи управління енергоефективністю з використанням інтелектуальних систем показані на

прикладі локальної електроенергетичної системи з полігенерацією з використанням відновлюваних джерел енергії є також валідними і для будь-якої іншої структури різнорідних джерел.

Інформаційна технологія системного інформаційно-аналітичного дослідження представлена як певний аналог стратегії дослідження складної системи, що дозволило сформулювати таке дослідження як інструмент розв'язання задач інноваційного проектування в різних сферах застосувань.

РОЗДІЛ 4. ПРИНЦИПИ РЕСУРСНО-ПРОЦЕСНОГО МОДЕЛЮВАННЯ КОМБІНОВАНОГО ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТЕРИТОРІАЛЬНИХ ГРОМАД В КОНТЕКСТІ ЗАПОБІГАННЯ ЗМІНАМ КЛІМАТУ

Наукова ідея використання ресурсно-процесного аналізу функціонування локальних мереж в якості інструмента для підвищення енергоефективності об'єктів з окремим формуванням енергетичних балансів все частіше одержує підтримку у клієнтів, що виступають інвесторами на довгостроковий період. Розробка нових принципів побудови мікроенергетичних систем стала базовою основою для формування енергонезалежності обраних об'єктів. Ідея полягає не просто у ефективному використанні енергії, а, передусім, у зміні ставлення кінцевого споживача до процесів власної генерації на основі місцевих палив та відновлюваних джерел з урахуванням її приведеної вартості. Вартість енергії обумовлюється не лише диференційованими тарифами енергопостачальних компаній, а й внаслідок використання декількох різнорідних джерел, які беруть участь у процесі децентралізованого енерговиробництва.

4.1. Методи ресурсно-процесного аналізу функціонування локальних мереж

Принципи формування енергонезалежності територіальних громад є сучасним підходом для інтеграції декількох джерел розподіленої генерації невеликої потужності до зовнішніх електромереж. Ключовою особливістю таких МЕС є їх здатність прогнозовано змінювати структуру енергетичного балансу шляхом заміщення основної складової енергоспоживання із зовнішніх мереж і при певних умовах переходити в ізольований (острівний) режим роботи без зниження якості енергозабезпечення. При цьому синхронізація із зовнішніми мережами дозволяє маневрувати розподіленою

генерацією в мікроенергосистемі зі стохастичними параметрами власної генерації і мати оперативну гнучкість при використанні джерел розподіленої генерації [1].

Використання декількох джерел розподіленої генерації, які формують структуру МЕС і інтегровані до існуючих мереж, вимагає розв'язання наступних завдань:

- здійснення автоматичних комутацій між зовнішніми мережами та мікроенергосистемою, визначення умов переходу на острівний режим енергозабезпечення;

- розробка принципів побудови та алгоритмів функціонування мережевих систем керування МЕС з декількома різномірними джерелами;

- розробка принципів побудови системи інтелектуального керування енергоспоживання на стороні кінцевого користувача та алгоритмів функціонування для забезпечення стійкості роботи мікроенергосистеми при обміні енергії із зовнішніми мережами та при роботі в острівному режимі.

Аналіз поведінки МЕС з декількома джерелами енергії доцільно провести в декілька етапів:

- 1) визначення річного споживання/виробництва енергії компаніями, оцінюючи основні змінні, пов'язані з енергією;

- 2) оцінювання енергобалансу (попиту/пропозиції) за розрахунковий період (передбачається, що виробництво енергії повинно покривати лише поточні потреби в енергії. Надлишок енергії, вироблений у попередні періоди, не може покрити потреби у майбутніх періодах, у яких виробництво є недостатнім);

- 3) визначення короткострокового, середньострокового та довгострокового енергетичних профілів для виробництва електроенергії і тепла та споживача;

- 4) моделювання формування енергобалансу у комбінованій МЕС та аналіз вартісних показників у системі енергозабезпечення для

прогнозування майбутніх сценаріїв енергоменеджменту кінцевих користувачів.

Математична модель масштабованої розподіленої мікромережі включає в себе:

$n \geq 2$ – кількість джерел, які беруть участь у власному енерговиробництві територіальної громади;

$C \geq 2$ – кількість кінцевих споживачів електроенергії (будівель з визначеним питомим енергоспоживанням);

$W \geq 2$ – кількість структурованих конкуруючих потоків енергії від джерел розподіленої генерації з урахуванням їх питомих приведених вартостей (цінових діапазонів V);

$T = [t_{ij}]$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, m}$ – матрицю часових проміжків передачі енергії i -м джерелом з j -го цінового діапазону;

$V = [v_{ij}]_{n \times m}$ – матрицю вартості приведеної одиниці енергії із j -го цінового діапазону при генерації i -м джерелом;

$\xi > 0$ – параметр, що характеризує системний час, який витрачається на організацію паралельної передачі енергії від n джерел C кінцевим споживачам.

Передбачається, що всі джерела електричної енергії є розподіленими, тобто потоки енергії передаються різним кінцевим споживачам, які приєднані до мережевої інфраструктури. Розподілену мікромережу будемо називати неоднорідною, якщо часові проміжки передачі енергії кінцевим споживачам будуть різні для різних джерел. Розподілену мікромережу будемо називати однорідною, якщо кожен кінцевий споживач має можливість отримувати енергію від всіх обраних джерел мікроенергосистеми $t_{ij} = t_j$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, m}$. Розподілену мікромережу будемо називати однаково розподіленою, якщо часи передачі енергії кожним джерелом всім кінцевим споживачам збігаються, тобто справедлива послідовність рівностей, $t_{i1} = t_{i2} = \dots = t_{im} = t_i$, для всіх $i = \overline{1, n}$.

Отримання математичних співвідношень для обчислення точних значень загального часу виконання множини паралельних процесів, що виникають при взаємодії конкуруючих джерел розподіленої генерації з кінцевими споживачами, дозволить в реальному часі оптимально управляти будь-якими сегментами мікромережі, планувати підключення нових об'єктів, оперативно перерозподіляти потоки енергії, управляти ефективністю використання первинних палив.

Якщо $T^\xi = [t_{ij}^\xi]$, а $n \times m$ – матриця часових проміжків передачі енергії i -м джерелом з j -го цінового діапазону з урахуванням параметру ξ . Тоді, якщо встановити взаємну і однозначну відповідність між джерелами і вимогами щодо формування енергетичного балансу на основі сезонних графіків енергоспоживання, то матриця часових проміжків передачі енергії $[t_{ij}^\xi]$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, m}$ буде збігатися з матрицею часових проміжків формування структури енергобалансу з обраних джерел n з характеристиками m як одномаршрутне завдання Беллмана-Джонсона [2]. Тому для обчислення мінімального загального часу $T_\Sigma(C, n, m, \xi)$ передачі енергії $n \geq 2$ різнорідними розподіленими конкуруючими джерелами, які використовують структуровані на $m \geq 2$ потоки в мікроенергетичній системі з $C \geq 2$ кінцевими споживачами з урахуванням параметру $\xi > 0$, то для нашого випадку функціонал Беллмана-Джонсона можна записати:

$$T_\Sigma(C, n, m, \xi) = \max_{(1 \leq u_1 \leq u_2 \leq \dots \leq u_{m-1} \leq n)} \left[\sum_{i=1}^{u_1} t_{i_1}^\xi + \sum_{i=u_1}^{u_2} t_{i_2}^\xi + \dots + \sum_{i=u_{m-1}}^n t_{i_m}^\xi \right] \quad (4.1)$$

де $t_{ij}^\xi = t_{ij} + \xi$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, m}$, а u_1, u_2, \dots, u_{m-1} – цілі додатні числа.

Для мікроенергосистем з комбінованим енергозабезпеченням доцільно використовувати метод, який дозволяє вирішувати завдання визначення мінімального загального часу $T_{\Sigma}(C, n, m, \xi)$ передачі різнорідних розподілених конкуруючих потоків енергії у вигляді $n \times m$ – матриці передачі з j -го цінового діапазону i -м джерелом $T^{\xi} = [t_{ij}^{\xi}], i = \overline{1, n}, j = \overline{1, m}$. Для цього будуємо мережевий вершинно-зважений граф G_1 , який містить nm вершин, розташованих у вузлах прямокутної $n \times m$ – решітки (рис. 3.1), формування якої полягає у табличному записі часових проміжків обслуговування заявок (попит на енергію), які складаються з n рядків та m стовпців. У таблиці визначається мінімальний елемент. Якщо він належить першому стовпцю, то номер його рядка записується в першу ліворуч вільну позицію підготовленого рядка. Якщо цей мінімум належить іншому стовпцю, номер його рядка записується у першу справа вільну позицію. У будь-якому випадку рядок, де був мінімум, викреслюється із таблиці часового проміжку обслуговування. Така послідовність повторюється, доки не заповняться всі порожні позиції підготовленого рядка.

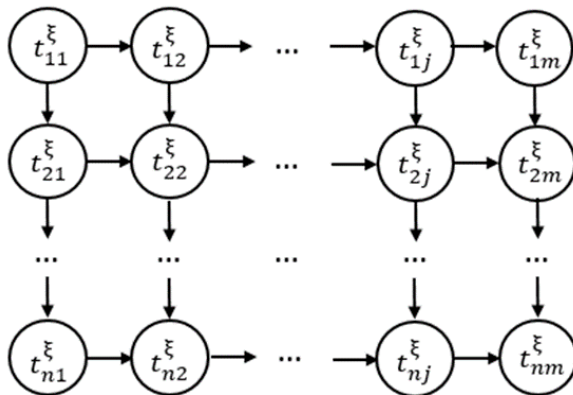


Рисунок 4.1 – Мережевий вершинно-зважений граф для визначення мінімального загального часу $T_{\Sigma}(C, n, m, \xi)$ передачі різнорідних розподілених конкуруючих потоків енергії

Цим визначається оптимальний розклад, що задає пріоритет участі джерел у формуванні енергетичного балансу МЕС. Якщо потрібно вибрати кілька однакових мінімумів, можна вибирати будь-який з них. При виборі іншого мінімуму може вийти інший оптимальний набір складових енергетичного балансу.

Кожній вершині графа G_1 відповідає значення $t_{ij}^\xi = t_j$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, m}$, причому t_{11}^ξ – початкова вершина, t_{nm}^ξ – кінцева. Дуги в графі G_1 відображають лінійний порядок передачі структурованих конкуруючих потоків енергії кожним джерелом розподіленої генерації, а також лінійний порядок прийому одних і тих же потоків різними кінцевими споживачами.

4.2. Завдання оптимізації на основі ресурсно-процесного підходу в імовірісно-детермінованих даних системи енергозабезпечення

Підхід до вибору технологічної бази виробництва електроенергії та тепла та розподілу енергетичних потоків пропонується представити у вигляді локального енергетичного вузла ТЕЦ (рис. 4.2), який включає:

- на системному рівні: гетерогенні джерела (централізована система електропостачання (ЦЕС), локальна теплова мережа (ТМ), сонячна електростанція (СЕС), вітроелектростанція (ВЕС), теплоелектростанція (ТЕЦ), когенераційна установка на біопаливі);
- на рівні локальних ресурсів: первинні види палива (дрова, тріска, сільськогосподарські відходи, біоенергетичні культури, торф, біогаз);
- на рівні місцевого споживача: елементи індивідуального енергопостачання кінцевого споживача (газовий котел, твердопаливний котел, електрочотел, тепловий насос).

Проблеми оптимальної генерації та розподілу потоків енергії можна представити у вигляді локального енергетичного вузла МЕС (рис. 4.3), яка включає:

– на системному рівні: різні джерела (систему централізованого електропостачання (СЦЕП), зовнішню тепломережу (ТМ), сонячну електростанцію (СЕС), вітроелектростанцію (ВЕС), теплоелектростанцію (ТЕС), когенераційну установку (КГУ);

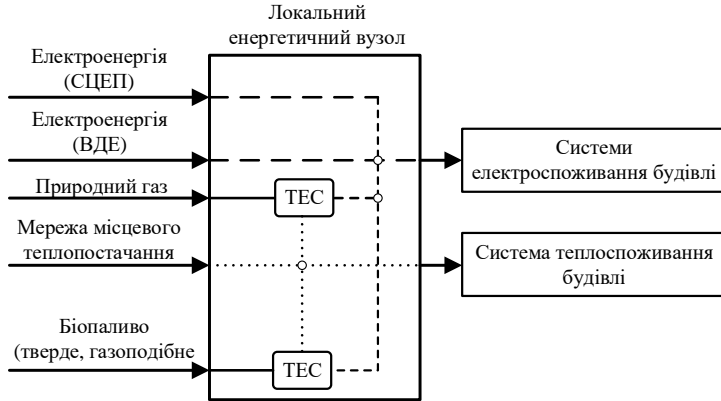


Рисунок 4.2 – Розподіл енергетичних потоків у локальному вузлі МЕС комбінованого енергозабезпечення територіальної громади

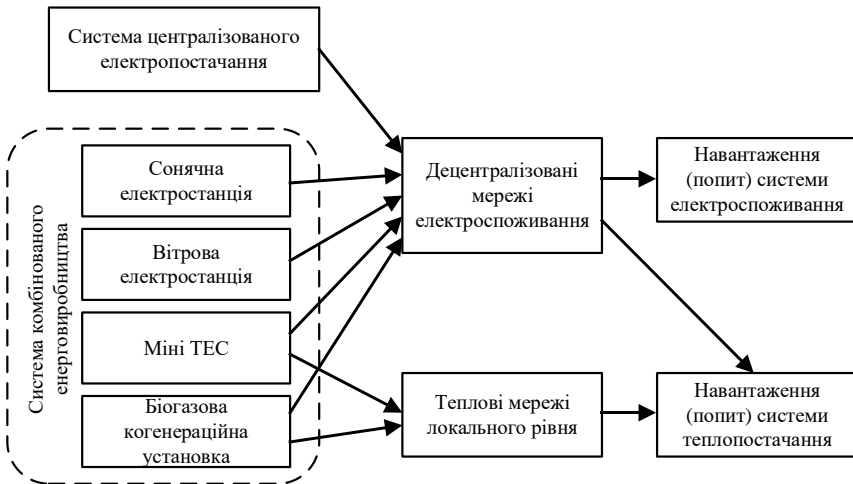


Рисунок 4.3 – Структура комбінованого енергозабезпечення з різніми джерелами

- на місцевому ресурсному рівні: первинні види палива (дрова, щепа, відходи сільськогосподарського виробництва, біоенергетичні культури, торф, біогаз);
- на локальному рівні: елементи індивідуального енергозабезпечення кінцевого користувача (газовий котел, твердопаливний котел, електродкотел, тепловий насос).

В узагальненому вигляді енергетичні завдання прогнозування поведінки МЕС можна подати у вигляді структурної схеми, зображеної на рис. 4.4.

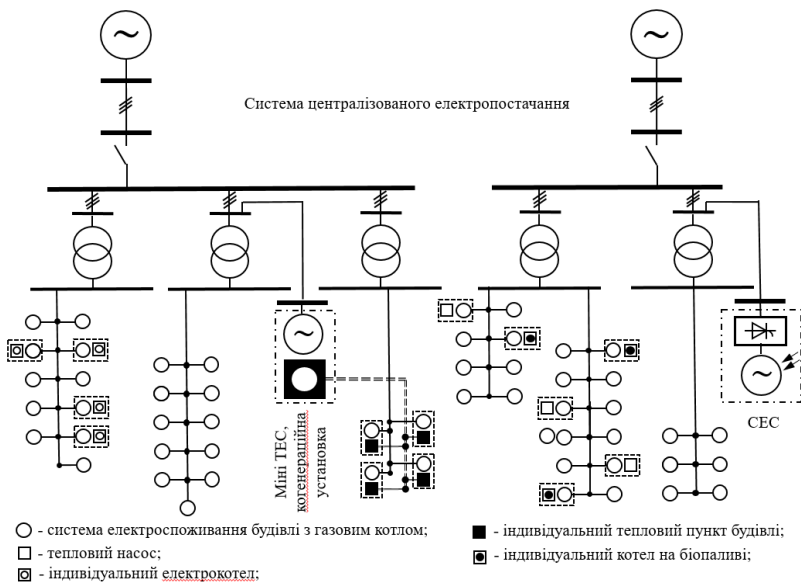


Рисунок 4.4 – Узагальнена система комбінованого енергозабезпечення територіальної громади

У загальному випадку для оцінювання ефективності функціонування МЕС такого класу можуть бути обрані наступні критерії:

- економічна та фінансова ефективність;
- екологічна нейтральність;
- соціальна спрямованість та збільшення робочих місць у громаді;

- пріоритетне використання місцевих видів палива з конкурентною собівартістю;
- мінімальне використання матеріальних та енергетичних ресурсів (впровадження енергоменеджменту);
- показники якості енергії;
- показники надійності енергозабезпечення;
- показник енергонезалежності (показник співвідношення мережевих та локальних складових енергії у балансі МЕС).

Всі критерії, які наведені вище, мають складну ієрархічну структуру і описуються сукупністю частинних критеріїв, які відображають їх різну специфіку. Перехід від загальних цілей до частинних, супроводжується конкуруванням в системі основних пріоритетів, що часто призводить до їх взаємних протиріч.

Для на початку аналізу мікроенергосистеми позначимо вектор параметрів зовнішніх чинників (традиційні джерела енергії) формування енергобалансу $D(t)$, вектор структуризації параметрів $R(t)$ (сюди відносяться насамперед структурні реалізації МЕС з різнорідними джерелами, включаючи ВДЕ зі стохастичним характером генерації), вектор керуючих впливів $Y(t)$ і критеріальний векторний функціонал F_T .

Векторний критеріальний (цільовий) функціонал є інтегральним, оскільки у багатокомпонентних системах оптимальні рішення, як правило, визначаються не за миттєвою реакцією системи, а за певний розрахунковий період T :

$$F_T = \int_0^T F_i(D(t), R(t), Y(t)) dt, \quad i = \overline{1, n}. \quad (4.1)$$

При такому поданні (), значення векторного функціоналу є функцією вхідних параметрів, а у підсумку – у вигляді функції керуючих впливів $Y(t)$.

Параметри $D(t)$, $R(t)$, $Y(t)$ зазвичай є змінними і задаються виразом типу

$$D_{min} \leq D \leq D_{max}. \quad (4.2)$$

Зміна цих параметрів є також взаємообумовленою

$$\Delta_t(D(t), R(t), Y(t)) \geq 0. \quad (4.3)$$

Вважаємо, для системи, зображеної на рис. 4.1, існує деяка інформація про внутрішні зв'язки між її елементами, що дозволяє параметри системи подати у вигляді внутрішніх (ендогенних) $D_{вн}(t)$ та зовнішніх (екзогенних) $D_{зов}(t)$ зв'язків. Вироблення керуючих впливів системою керування, прояв реакції якої відбувається шляхом зворотного зв'язку. Значення, яких набувають ендогенні змінні, залежать від значень екзогенних та керуючих змінних:

$$D_{вн}(t) = \Delta(D_{зов}(t), R(t), Y(t)) \geq 0. \quad (4.4)$$

З логіки побудови мікроенегосистем та систем керування ними ендогенні та керуючі параметри вважаємо залежними, а екзогенні – незалежними. Крім того, умови формування структури системи можуть бути детерміновані (визначені), імовірнісні і невизначені. У випадку детерміновано заданих параметрів функціонал пошуку оптимального рішення може бути записаний у вигляді $F(Y) \rightarrow min$. Параметри внутрішніх і зовнішніх впливів у даному випадку не впливають на пошук оптимального рішення, оскільки задаються директивно.

Для випадку ймовірнісних умов параметр D може приймати різні значення $X_1, X_2 \dots X_n$ при відомих ймовірностях виникнення цих параметрів $p_1, p_2 \dots p_n$,

$$\sum_{j=1}^n p_j = 1. \quad (4.5)$$

Для умовного оптимального рішення, обраного з множини рішень, Y_i (опт) та значення F_i (опт) будуть досягатись з такою ж ймовірністю, з якою буде сформований параметр D_i . Тому значення функціонала можна записати у вигляді формули для пошуку математичного очікування:

$$MF(Y_{\text{опт}}) = \min_{i=1, \overline{m}} \sum_{j=1}^n p_j F_{ij} (D_j Y_i) \quad (4.6)$$

Порядок обчислень при цьому можна здійснити у послідовності, викладеній у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Порядок обчислень при пошуку оптимального рішення в умовах ймовірнісно-детермінованого визначення вихідних даних

Y \ D	X_1	X_2	...	X_j	MF
	p_1	p_2	...	p_j	
Y_1	F_{11}	F_{12}	...	F_{1j}	$MF_1 = \sum_{j=1}^n p_j F_{1j}$
Y_2	F_{21}	F_{22}	...	F_{2j}	$MF_2 = \sum_{j=1}^n p_j F_{2j}$
...
Y_i	F_{i1}	F_{i2}	...	F_{ij}	$MF_i = \sum_{j=1}^n p_j F_{ij}$
...
Y_j	F_{m1}	F_{m2}	...	F_{mj}	$MF_m = \sum_{j=1}^n p_j F_{mj}$
					$\min_{i=1, \overline{m}} MF_i$

Зрозуміло, що завдання оптимізації на основі ресурсно-процесного підходу в ймовірнісно-детермінованих повинне базуватись на попиті системи енергозабезпечення $D_j, j = \overline{1, n}$ та ймовірностей p_j , з якими реалізуються ці значення. Якщо $Y_j, j = \overline{1, m}$ - це варіанти формування енергобалансу мікроенегосистеми на основі генерації декількома

джерелами, а F_{ij} – інтегральний приведений показник витрат, який враховує питому собівартість електричної та теплової енергії. Оптимальним буде рішення, при якому структура джерел мікроенергосистеми забезпечить мінімальний інтегральний показник витрат у довгостроковій перспективі (від одного календарного року).

Значення функціоналу F , отримані при співставних варіантах альтернативних Y та різних зовнішніх умовах X утворюють так звану платіжну матрицю (виділена в табл. 1 жирними літерами). Значення функції F в даному випадку правомірно трактувати як витрати ресурсу, які ми прагнемо мінімізувати. Рекомендації чи правила вибору найкращого рішення в такій ситуації є предметом подальших досліджень.

Такі підходи показують концептуальний шлях пошуку найкращого рішення, який дозволяє побудувати декілька ланцюгів логічних трендів щодо обґрунтування вибору. Саме в цьому полягають принципи ресурсно-процесної оптимізації.

4.3. Розробка принципів побудови технологічної структури біогазових виробництв

З метою автоматизації визначення обсягів біометану та енергетичних показників по кожній ОТГ доцільно використовувати штучні нейронні мережі (ШНМ), які навчаються на вихідних даних з анкетного опитування, бази «Трипілля» та на основі сформованих середньостатистичних (експериментальних) даних про вихід біометану, а також про прогнозовану електричну та теплову енергію, яку можна отримати з сільськогосподарських відходів (СВ) ОТГ [3].

Загальна схема прогнозування енергетичних показників з використанням ШНМ (рис. 4.5) включає:

1. Визначення незернової частини урожаю (НЧВ);
2. Розрахунок маси сухої органічної речовини (m_{cop});

Визначення обсягів біометану ($V_{\text{біометан}}$) та прогнозованої потужності когенераційної установки (КГУ): електричної (P_e) та теплової (P_T).

Позначення показників на рис.4.5: ЗВОП – зібрано врожаю основної продукції, кг; НЧВ – вихід незернової частини врожаю, кг; К – коефіцієнт сумарного виходу побічної продукції, стерні й кореневих решток; ПП – вміст побічної продукції рослинництва від загальної нетоварної маси, що залишається на полі, %; $V_{\text{біометан}}$ – вихід біометану, СОР – вміст сухої органічної речовини в субстраті, %; $m_{\text{СОР}}$ – кількість абсолютно сухої органічної речовини, кг/рік; b – вихід біогазу з одиниці органічної речовини, $\text{м}^3/\text{кг}$; z – ступінь розкладання органічної речовини при бродінні, %; $P_{\text{мет}}$ – потужність, отримана з метану, МДж/рік; $Q_{\text{н}}$ – нижча теплота згорання біометану, МДж/ м^3 (35,8 МДж/ м^3); P_e – прогнозована електрична та P_T – тепла потужність когенераційної установки

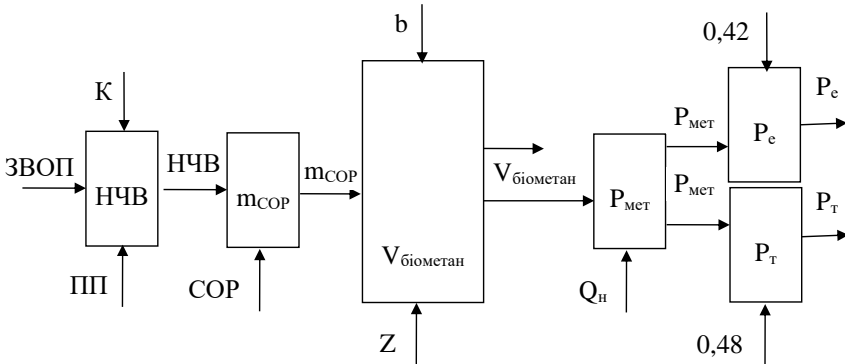


Рисунок 4.5 – Загальна схема розрахунку енергетичних показників

Для визначення обсягів виробництва біометану та енергетичних показників КГУ з використанням інформації про СВ виникає необхідність у формуванні спеціальної ШНМ. Це пов'язано з тим, що вирішення означеної задачі здійснюється в умовах невизначеності, які характерні для особливостей метанового виробництва біогазу.

Така мережа має вигляд математичної моделі паралельних обчислень, що містять прості процесорні елементи, які взаємодіють між собою, як штучні нейрони. Вони є системами, здатними до навчання шляхом аналізу позитивних і негативних дій. Як правило, активаційні функції всіх нейронів у мережі фіксовані, а вага є параметрами мережі і може змінюватися.

Для синтезу та дослідження відповідних ШНМ використано демоверсію програмного пакету Statistica Neural Networks. Критерій навчання – мінімізація помилки ШНМ. У контексті даного завдання перевага такого пакета над аналогічними розробками полягає в реалізації функціонального блока оптимізації архітектури нейромоделей, що використовує лінійні підходи та метод «відпалювання» на основі розподілу ймовірностей Гіббса [10]:

$$P(x^* \rightarrow \overline{x_{i+1}} | \overline{x_i}) = \left\{ \begin{array}{l} 1, F(\overline{x^*}) - F(\overline{x_i}) < 0 \\ \exp\left(-\frac{F(\overline{x^*}) - F(\overline{x_i})}{Q_i}\right), F(\overline{x^*}) - F(\overline{x_i}) \geq 0 \end{array} \right\}, \quad (4.7)$$

де $F(x)$ – мінімум числової функції;

$Q_i > 0$ – елементи довільно спадаючої до нуля послідовності.

У результаті випробувань найменшу помилку навчання (2,55 %) отримала ШНМ структури «багатошаровий перцептрон» (MLP).

На рис. 4.6 показано структуру синтезованої штучної нейронної мережі, на вхід якої подається інформація про зібраний врожай основної продукції (ЗВОП) та коефіцієнт сумарного виходу побічної продукції, стерні й кореневих решток (К), а на виході ШНМ отримаємо: прогнозований вихід біометану (Vбіометан), а також встановлену електричну (Pe) та теплову (Pt) потужність КГУ для обґрунтування та реалізації біогазового виробництва в кожній сільській громаді.

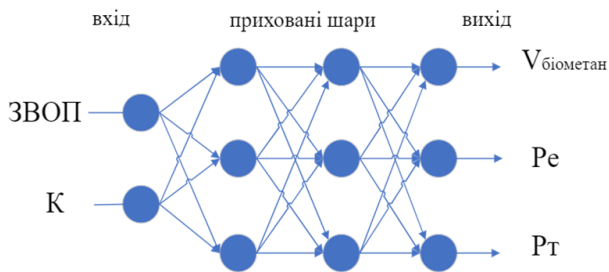


Рисунок 4.6 – Структура нейронної мережі MLP

Поверхні відгуку роботи нейронної мережі наведено на рис. 4.7–4.9. Враховуючи обмежену статистику дослідних даних, на рисунках 4.7–4.9 показано залежність прогнозованого виходу біометану ($V_{\text{біометан}}$) від зібраного врожаю основної продукції (ЗВОП) та величин стандартизованих залишків (RV) [7], а також електричної (P_e) та теплової (P_t) потужності КГУ.

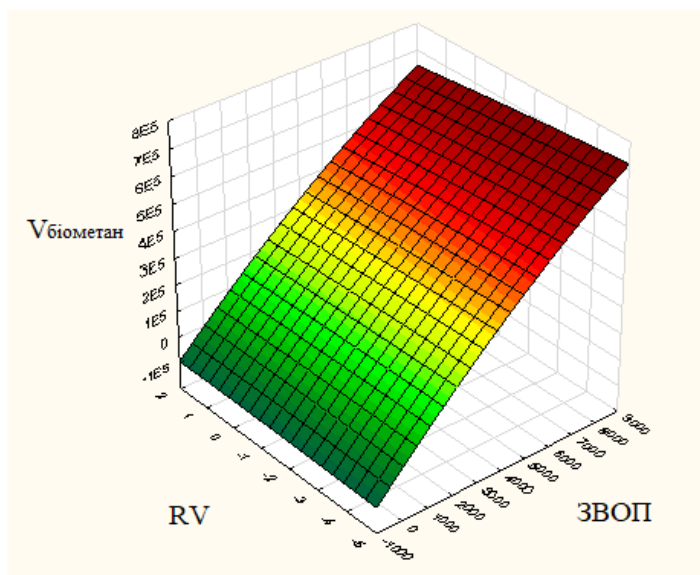


Рисунок 4.7 – Поверхня відгуку роботи нейронної мережі: прогнозування виходу об'єму біометану

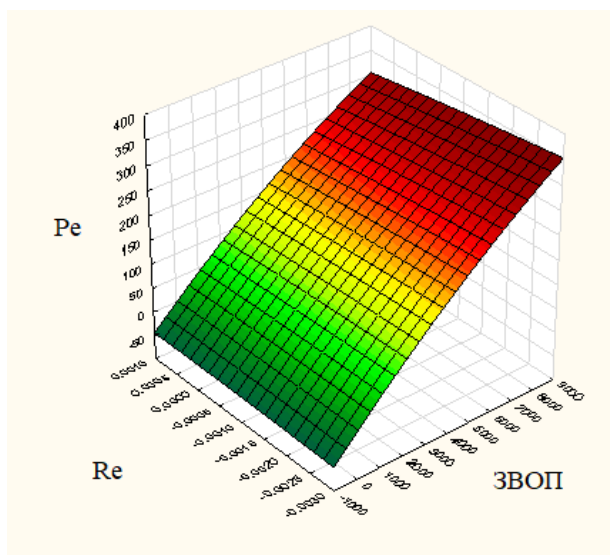


Рисунок 4.8 – Поверхня відгуку роботи нейронної мережі: прогнозування електричної потужності когенераційної установки

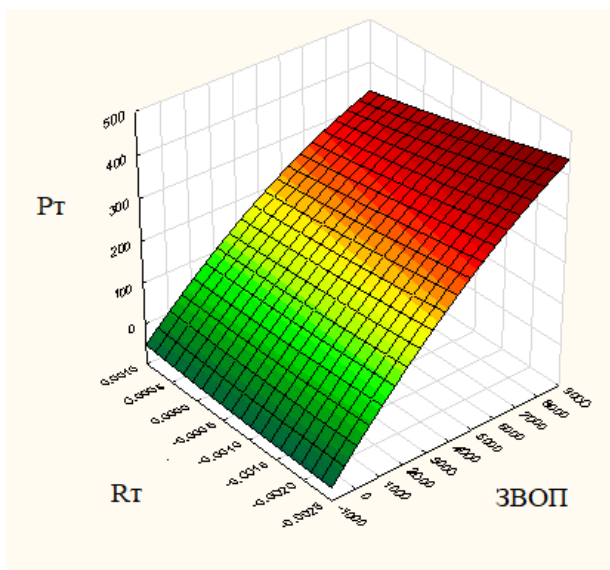


Рисунок 4.9 – Поверхня відгуку роботи нейронної мережі: прогнозування теплової потужності когенераційної установки

На першому етапі синтезу конфігурації місць розташування біогазових виробництв на виході ШНМ визначаються обсяги біометану й прогнозована електрична та теплова потужність когенераційної установки по кожній агрофірмі, сільській громаді та ОТГ в цілому [3]. На другому етапі синтезу формується остаточна конфігурація місць розташування БГУ на основі видалення неперспективних біогазових виробництв.

У таблицях 4.2–4.4 наведені результати розрахунків енергетичних показників БГУ за 2020–2022 рр. для можливих місць розташування біогазових виробництв у Переяславській ОТГ.

Таблиця 4.2 – Енергетичні показники біогазових виробництв Переяславської ОТГ за 2022 рік

Сільські громади	Вихід біометану м ³ /рік	Вихід біометану тис. м ³ /рік	Потужність когенераційної установки, кВт	
			Електрична	Теплова
Велика Каратуль	1 448 642	1449	841	961
Вовчків	602 685	603	287	328
Гайшин	1322	1	0.6304	0.72
Гланишів	112 504	113	54	61
Дем'янці	1 203 948	1204	574	656
Мазинки	82 574	83	39	45
Всього	3 451 676	3451	1795.6	2052.25

Таблиця 4.3 – Енергетичні показники біогазових виробництв Переяславської ОТГ за 2021 рік

Сільські громади	Вихід біометану м ³ /рік	Вихід біометану тис. м ³ /рік	Потужність когенераційної установки, кВт	
			Електрична	Теплова
Велика Каратуль	1 467 932	1468	850	971
Вовчків	854 870	855	408	466
Гайшин	11 459	11	5,4634	6,24
Гланишів	169 853	170	81	93
Дем'янці	1 395 761	1396	665	761
Мазинки	108 255	108	52	59
Всього	4 008 130	4008	2061,03	2355,46

Таблиця 4.4 – Енергетичні показники біогазових виробництв
 Переяславської ОТГ за 2020 рік

Сільські громади	Вихід біометану м ³ /рік	Вихід біометану тис. м ³ /рік	Потужність когенераційної установки, кВт	
			Електрична	Теплова
Велика Каратуль	2 184 773	2185	1287	1471
Вовчків	606 684	607	289	331
Гайшин	6483	6	3,0909	4
Гланишів	102 244	102	49	56
Дем'янці	1 165 362	1165	556	635
Мазинки	91 569	92	44	50
Всього	4 157 115	4157	2227,08	2545,24

Вирішення проблеми подальшого поведження саме з СВ та їх інтенсивної ферментації на основі реалізації біогазових виробництв становить першочергову задачу, яка стоїть перед окремими господарствами та ОТГ в цілому.

Аналіз даних з таблиць 4.2–4.4 показує, що найкращий варіант біогазових виробництв може бути реалізований за результатами розрахунків енергетичних показників 2020 року (верхня межа довірчого інтервалу).

Серед всіх варіантів – найгіршим, як видно з табл. 4.2, є варіант можливого розташування БГУ (рис. 4.10) за результатами 2022 р., що пояснюється зниженням посівів і врожаїв та, відповідно, зниженням обсягів біомаси в період повномасштабного вторгнення військ РФ на територію України (нижня межа довірчого інтервалу).

Тому для визначення прогнозованих місць розташування БГУ (рисунок 4.11) доцільно використовувати усереднені дані енергетичних показників між нижньою та верхньою межами довірчого інтервалу (табл. 4.5).



Рисунок 4.10 – Можливі місця розташування біогазових виробництв у Переяславській ОТГ за розрахунками біомаси 2022 року

Рисунок 4.11 – Прогнозовані місця розташування біогазових виробництв у Переяславській ОТГ за усередненими показниками 2020–2022 рр.

Таблиця 4.5 – Усереднені енергетичні показники біогазових виробництв Переяславської ОТГ за 2020–2022 роки

Сільські громади	Вихід біометану тис. м ³ /рік	Потужність когенераційної установки, кВт	
		Електрична	Теплова
Велика Каратуль	1700	993	1134
Вовчків	688	328	375
Гайшин	6	3	4
Гланишів	128	61	70
Дем'янці	1255	598	684
Мазинки	94	45	51
Всього	3871	2028	2318

Для більш ретельного аналізу конфігурації місць розташування біогазових виробництв на рисунках 4.12, 4.13, 4.14 наведені діаграми прогнозованого виходу біометану за опорними місцями його виробництва у 2022, 2021 та 2020 роках.

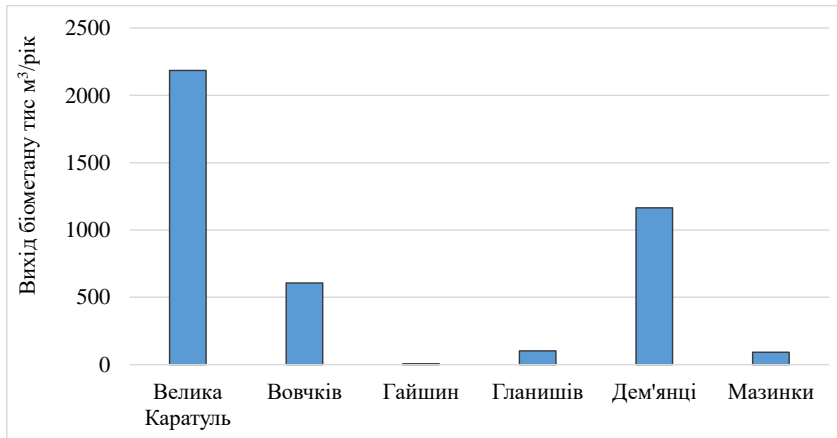


Рисунок 4.12– Діаграма прогнозованого виходу біометану за опорними місцями його виробництва (2020 р.)

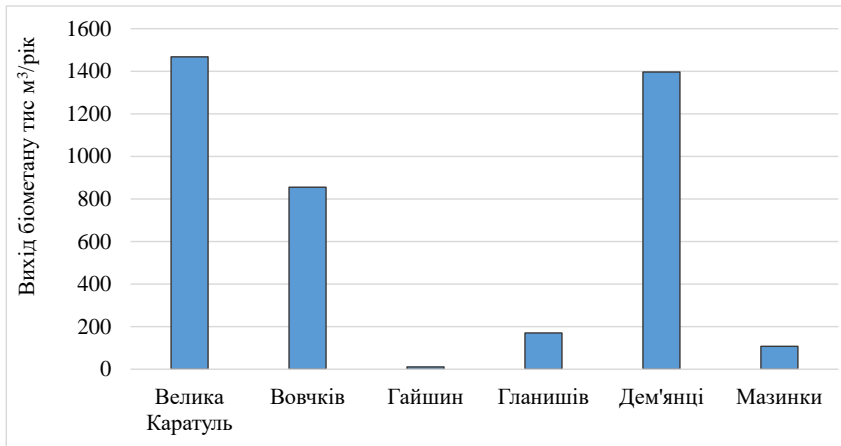


Рисунок 4.13 – Діаграма прогнозованого виходу біогазу за опорними місцями його виробництва (2021 р.)

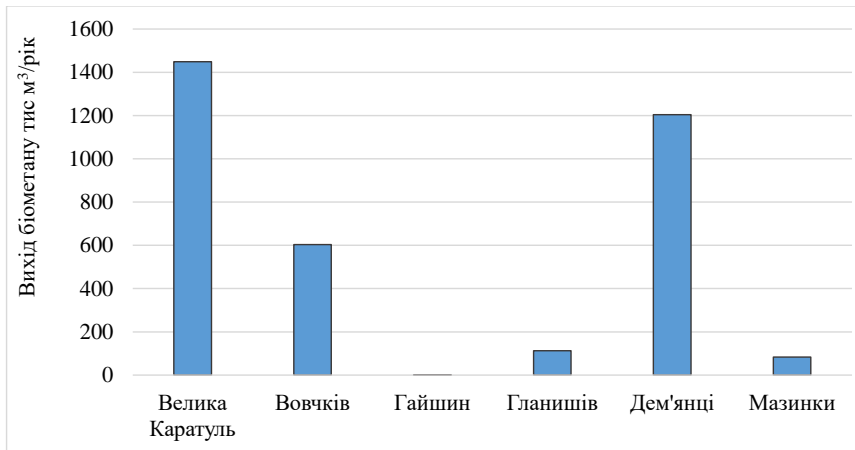


Рисунок 4.14 – Діаграма прогнозованого виходу біогазу за опорними місцями його виробництва (2022 р.)

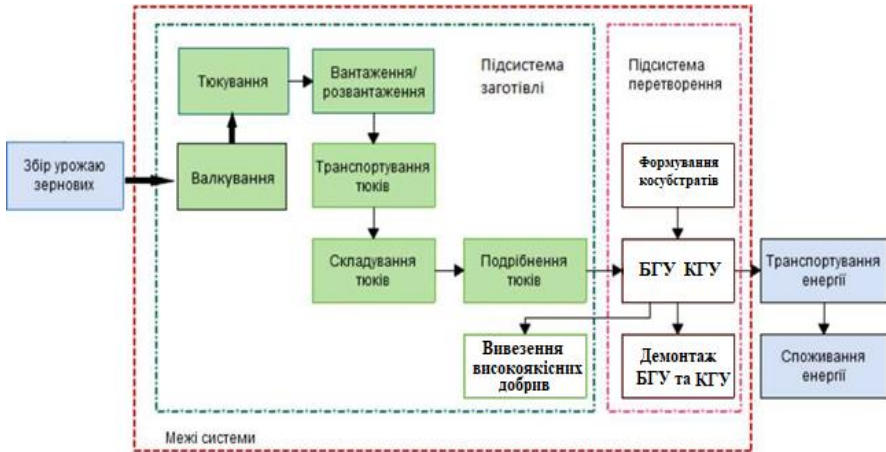
Як видно з діаграми (рисунки 4.12 – 4.14) неперспективними, з точки зору виробництва біогазу, є опорні місця: Гайшин, Гланишів, Мазинки. Тому, на другому етапі синтезу конфігурації місць розташування біогазових

виробництв за критерієм мінімальної відстані між більш потужними БГУ та неперспективними виробництвами в опорних місцях: Гайшин, Гланишів, Мазинки – їх БГУ вилучались, а їх СВ для виробництва біометану додавались до більш потужних та найближчих опорних БГУ [3]. Таким чином, на основі застосування ШНМ були визначені найбільш перспективні (оптимальні) місця розташування біогазових виробництв (рис. 4.15).

Як показують результати двоетапного синтезу конфігурації місць розташування біогазових виробництв на основі застосування ШНМ на території Переяславської ОТГ доцільно будівництво трьох біогазових установок в опорних пунктах Вовчків, Дем'янці та Велика Каратувль. При цьому найбільш ефективною технологією збирання, перевезення та зброджування СВ у БГУ є використання СВ у тюках.

Рисунок 4.15 – Перспективні місця розташування біогазових виробництв Переяславської ОТГ

Технологічна схема заготівлі та перетворення СВ у БГУ в процесі життєвого циклу використання СВ у тюках для виробництва електричної та теплової енергії в ОТГ наведена на рисунку 4.16.



Рисунку 4.16 – Узагальнена схема життєвого циклу використання СВ у тюках для їх зброджування у БГУ та виробництва електричної та теплової енергії у КГУ

Функціонування підсистеми перетворення СВ в біометан, електричну та теплову енергію передбачає наявність БГУ та КГУ. При цьому електрична енергія може передаватися для безпосереднього використання в ОТГ, а також для балансування загальної електромережі. Крім того, після очищення біогазу (біометан) може закачуватися в газотранспортну мережу ОТГ.

З метою підвищення виходу біогазу на даний час розробляються новітні методи інтенсифікації процесів зброджування біомаси у БГУ [8, 9]. В результаті проведених досліджень обґрунтовано оптимальну рецептуру дозування різних видів органічних відходів для інтенсифікації зброджування СВ. Значимість отриманих результатів у роботах [8, 9]

полягає у тому, що на основі оптимального додавання в метантенк за допомогою спеціальних дозаторів зазначених косубстратів вихід біогазу збільшується від 1,4 л/год. кг сухої органічної речовини та вище.

Як показано на рис. 4.16, вивезення залишків бродіння на поля передбачає заміщення мінеральних добрив високоякісними добривами з БГУ, що дозволяє зменшити викиди парникових газів при виробництві мінеральних добрив. Так, отримання однієї тони азотного добрива відповідає енергетичній цінності близько двох тон нафти. Використання залишків бродіння з БГУ у якості замітника добрив забезпечує зменшення парникових викидів до 16,24 кг CO₂екв./тСР, тобто на 67 % у порівнянні з мінеральними добривами [11].

На рис. 4.17 показані графіки скорочення парникових викидів завдяки використанню залишків бродіння з БГУ у порівнянні зі звичайними органічними і мінеральними добривами.

З метою підвищення виходу біогазу та біометану виникає необхідність у розробці спеціального методу інтенсифікації процесу ферментації тюків соломи пшениці у БГУ ОТГ, оскільки попередньо необроблена солома дуже погано піддається ферментації [9].

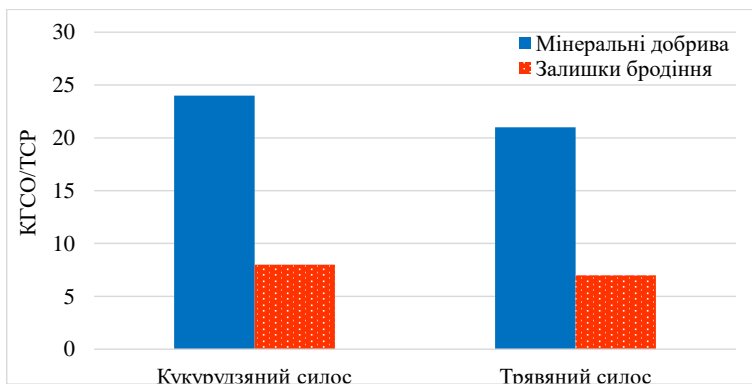


Рисунок 4.17 – Скорочення парникових викидів за рахунок використання залишків бродіння з БГУ [9]

Таким чином, на основі проведеного дослідження розроблено методичний апарат формування ресурсно-сировинної бази біогазового виробництва з використанням бази даних «Трипілля», що значно скорочує часові витрати на підготовку вхідних даних для ШНМ.

Висновки до розділу 4

Заходи з підвищення енергоефективності ЕТГ (як основні чи допоміжні) повинні мотивувати членів спільноти до скорочення енергоспоживання та інвестувати у модернізацію будівель (для населення) та виробничих технологій (для бізнесу).

Система динамічного енергоменеджменту дозволить паритетно формувати тарифні плани усередині ЕТГ та показувати інвестиційно привабливі напрями подальшого підвищення енергоефективності та скорочення викидів парникових газів.

Новизна дослідження полягає теоретичному та прикладному обґрунтуванні і терміну «енергонезалежна громада» з огляду на острівний принцип побудови систем енергозабезпечення окремих територій з використанням значної частки енергії власного виробництва і з урахуванням технічного та соціального аспектів терміну «енергонезалежні громади». Результати досліджень доводять важливість подальшого використання відновлюваних джерел енергії з урахуванням декількох аспектів інновацій: сучасні технології, прогресивні бізнес-моделі, новий дизайн регіонального енергоринку та енергоефективності функціонування мікроенергосистем.

Базова конфігурація локальної мікромережі з вводами від централізованої енергосистеми, вітро-сонячних електростанцій, автономних генераторів з двигунами внутрішнього згорання, теплоенетичних та когенераційних установок (на біогазі, біодизелі, біопаливі), статичних джерел електроживлення, системою моніторингу і

управління енергоспоживанням кінцевих користувачів дозволить формувати адаптивні енергетичні баланси громади з урахуванням витрат на первинне паливо, передачу та розподіл електричної та теплової енергії серед кінцевих споживачів.

Територіальні громади мають об'єктивні перспективи щодо формування своєї енергетичної незалежності, створюючи власні об'єкти з енерговиробництва на місцевому рівні, шляхом здійснення відповідних ініціатив і об'єднання людей для досягнення спільних цілей, таких як скорочення витрат на енергію та викидів CO₂. Реалізація місцевих енергетичних проєктів буде сприяти створенню нових робочих місць та економічному зростанню регіону. Разом з тим, такі ініціативи можуть сприяти переходу до острівних мікроенергосистем з низьким використанням викопних палив, створить умови для зростання довіри споживачів до інвестування у цей сектор та призведе до децентралізації ринку енергетичних послуг загалом.

Розроблено пропозиції щодо технологічної структури біогазових виробництв на території Переяславської ОТГ та заміщення мінеральних добрив зі скороченням парникових викидів на залишки бродіння з БГУ.

Розроблено методичний апарат формування ресурсно-сировинної бази біогазового виробництва з використанням бази даних «Трипілля», що значно скорочує часові витрати на підготовку вхідних даних для ШНМ. Обґрунтовано принципи двоетапного синтезу перспективних місць розташування БГУ на основі застосування ШНМ.

Список використаних джерел до розділу 4

1. Kaplun V. Principles of resource-process modeling of territorial communities combined energy supply in the climate change prevention context. *System Research in Energy*. 2023. Вип. 4, № 75. С. 54–64. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.04.055>.

2. Sotskov, Yu.N., Matveychuk, N.M. Measure of uncertainty of the Bellman–Johnson problem with interval durations. *Cybernetics and system analysis*. 2012. № 48(5), P. 3–16. <https://doi.org/10.1007/s10559-012-9445-4>
3. Заблодський М.М., Шворов С.А., Поліщук В.М., Троханяк В.І., Лендел Т.І. Принципи формування місць розташування біогазових установок з використанням нейромережі. *Енергетика і автоматика*. 2023. № 5, С. 31–43.
4. Біометан – газ майбутнього, джерело сталої, відновлюваної та чистої енергії. *Uabio*: веб-сайт. URL: <https://uabio.org/materials/video/15400/> (дата звернення: 23.11.2023).
5. Гелетуха Г., Кучерук П., Матвеев Ю. Перспективи виробництва біометану в Україні. Аналітична записка. 2022. № 29, БАУ, 60 с.
6. Масдемонт П.Р., Галіндо Д.Г., Угіна А.М., Карампініс М., Драгнев С., Железна Т. Енергія з агропромислових залишків: Посібник. 2022. 60 с.
7. Веб-портал «Трипілля». Підприємства АПК. Веб-сайт. URL: <https://tripoli.land/ua/companies#> (дата звернення: 23.11.2023).
8. Polishchuk V.M., Shvorov S.A., Pasichnik N.A., Davidenko T.S., Dvornyk Ye.O. Increasing the Production of Electrical and Thermal Energy in Biogas Plants Through the Optimal Addition of Agricultural Waste. *Problemele energeticii regionale*. 2023. № 4(60) P. 86–97.
9. Zablodskiy M., Klendiy P., Shvorov S., Trokhaniak V., Dudar O. The Influence of Previous Treatment of Wheat Straw from Bales on the Intensity of Biogas Outlet. *Problemele energeticii regionale*. 2023. № 4(60) P. 113–125.
10. Altug S., Mo-Yuen C., Joel H. Trussell Fuzzy Inference Systems Implemented on Neural Architectures for Motor Fault Detection and Diagnosis. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*. 1999. Vol, 46, № 6.
11. Рейнхард Шульц. Виробництво і використання біогазу в Україні. Рада з питань біогазу з.т. / Biogasrat E.V. В партнерстві з Адвокатським об'єднанням “Arzinger”. 2012. 74 с.

РОЗДІЛ 5. МЕТОДОЛОГІЯ ФОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СТРУКТУР ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГОНЕЗАЛЕЖНОСТІ ГРОМАД

5.1. Основні положення

Методологія передбачає формування технологічної структури забезпечення енергоне залежності громад, яка може бути масштабована до довільного організаційно-адміністративного рівня і узгоджується із методологіями, що використовуються на національному (Оператори енергосистем) і наднаціональному рівнях (ENTSO-E та ENTSO-G), а також базується на універсальній методології UNIDO щодо розроблення та обґрунтування проєктів у сфері промисловості. В розробленій методології враховані найкращі вітчизняні методології виконання аналогічних задач, зокрема, «Порядок формування прогнозного балансу електричної енергії об'єднаної енергетичної системи України на розрахунковий рік» (Наказ Міненерговугілля України від 26.10.2018 р. № 539). В методології враховано дотримання вимог національних нормативно-правових актів, зокрема, Закону України «Про ринок електроенергії», положень Указу Президента України від 30.09.2019р. № 722/2019 «Про Цілі сталого розвитку України на період до 2030 року», вимог Кодексу системи передачі (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309) і розподілу (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310) щодо вимог до функціонування технологічних систем електроенергетики в Україні і інших документів.

Методологія передбачає такі основні етапи формування технологічної структури забезпечення енергоне залежності громад:

1. Збір емпіричних даних та аналіз екологічних і енергетичних характеристик, обраних територіальних громад.
2. Аналіз природно-ресурсного потенціалу обраних ОТГ, в тому числі за допомогою інструменту для оцінки сталості біоенергетичних проєктів (FAO), та визначення можливих перспектив використання наявних або

створення нових власних об'єктів малої розподіленої ВДЕ-ко- та/або тригенерації на основі існуючих місцевих природних ресурсів;

3. Формування бази емпіричних даних з використанням статистичної інформації та даних вимірювань із показниками добових обсягів споживання теплової в електричній енергії для територіальної громади, яка розглядається.

4. Формування переліку можливих технологічних рішень, які можуть бути впроваджені на рівні територіальної громади для її тепло- та електрозабезпечення;

5. Розробка наукових принципів формування енергонезалежних територіальних громад, що становлять новий тип суб'єктів господарювання з особливою організаційною структурою в умовах функціонування нового ринку енергоресурсів, подальшого удорожчання викопних палив та екологізацією паливно-енергетичного комплексу;

6. Розробка комплексу математичних і імітаційних моделей формування технологічної структури забезпечення енергонезалежності громад;

7. Формування прогнозного річного щомісячного балансу теплової та електричної енергії енергонезалежної громади із мінімізацією негативного впливу на довкілля виконання розрахунків згідно сценаріями споживання електричної та теплової енергії територіальною громадою;

8. Визначення техніко-економічної ефективності, а також обсягів викидів шкідливих речовин та парникових газів для кожного технологічного рішення в залежності від режимів його експлуатації протягом року;

9. Визначення собівартості та ціни виробництва електроенергії в локальній енергосистемі територіальної громади та обсягів торгівлі із загальнодержавною електроенергетичною системою;

10. Розробка типового алгоритму вибору структури забезпечення енергонезалежності громад із мінімізацією негативного впливу на довкілля та застосуванням принципів динамічного енергоменеджменту;

11. Розробка нейромережевої функціонально-технологічної системи з програмно-технічним комплексом обліку, регулювання, оптимізації споживання енергоресурсів і захисту від перевантажень та прогнозування енерговитрат територіальної громади на рівні кінцевого споживача;

11. Створення діючої моделі функціонально-технологічної системи з програмно-технічним комплексом обліку, регулювання, оптимізації споживання енергоресурсів і захисту від перевантажень.

В розділах 1–4 викладена сутність перших п'яти етапів методології формування технологічної структури забезпечення енергонезалежності громад, які стали підґрунтям для розробки наступних етапів методології.

5.2. Моделювання річних помісячних балансів теплової та електричної енергії громади за умов збільшення енергонезалежності та скорочення викидів парникових газів

Сучасний стан розробки новітніх техніко-технологічних рішень конверсії біопалива для комбінованого виробництва електроенергії та тепла та широке впровадження об'єктів відновлюваної енергетики створює можливості для управління ефективністю енергозабезпечення територіальних громад за умов збільшення їх енергонезалежності та екологічності. Проголошена на державному рівні стратегічна мета декарбонізації енергетики України до середини поточного століття вимагає подальшого збільшення частки енергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в балансі регіональних енергосистем, які до цього часу традиційно поклалися на генерацію з викопного палива [1–3].

Локальні мікроенергетичні мережі мають широкі можливості для інтеграції ВДЕ з урахуванням особливостей їх взаємодії у забезпеченні

попиту кінцевих споживачів та координації використання зовнішньої енергосистеми. Підтримка розвитку локальної енергетики в Україні передбачається Стратегією розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року [4]. Доцільними для створення систем розподіленої генерації Стратегією визначено високоманеврені установки на природному газі, а також об'єкти відновлюваної енергетики – вітрові та сонячні електростанції та установки зберігання енергії. Подальше заміщення природного газу як палива відновлюваними газами, зокрема біометану, на газопоршневих та газотурбінних установках, зокрема когенераційних, сприятиме загальній декарбонізації енергосистеми.

У дослідженні [5] проаналізовано роль мікроенергетичних систем з ВДЕ в підвищенні стійкості енергосистеми. Визначено, що концепція локальних мереж із розподіленою генерацією, зберіганням та керуванням енергією може зменшити залежність від загальної електромережі та централізованого енергопостачання, а також її вразливість, з одночасним підвищенням її загальної та локальної стійкості і суттєво скоротити час відновлення.

У статті [6] запропоновано математичну модель для дослідження процесів регулювання частоти та потужності в енергосистемах з розподіленою генерацією, яка інтегрує відновлювані джерела енергії (насамперед, вітрові та сонячні електростанції – ВЕС та СЕС) та системи накопичення енергії за принципами їх самозабезпечення, що означає, що вся діяльність такої комбінованої енергосистеми, в тому числі щодо стабілізації частоти і потужності енергії, здійснюються виключно за рахунок використання власної енергії локального походження.

Дослідження [7] присвячене створенню принципово нової структури і основ функціонування електротеплової системи, що об'єднує ОЕС України та системи централізованого тепlopостачання (СЦТ) шляхом електрифікації СЦТ через використання енергії автономних ВЕС і СЕС та потужностей атомних електростанцій, що забезпечує високу

технологічність, економічність, надійність і екологічність кожної із цих складових.

У статті [8] наведено результати оцінки впливу структурних змін СЦТ на викиди парникових газів. Показано, що зростання споживання біомаси та сонячної енергії в СЦТ з одночасним скороченням споживання викопного палива – вугілля та природного газу – сприяє значному скороченню викидів ПГ.

Теоретичні та прикладні засади структурних реалізацій комбінованих енергогенеруючих систем (КЕС) для енергозабезпечення територіальних громад різнорідними джерелами, сформульовані у роботі [9], ґрунтуються на основі ресурсно-процесного аналізу функціонування локальних мереж шляхом пошуку оптимального використання місцевих видів біопалива та відновлюваних джерел у комбінованому виробництві електричної та теплової енергії з урахуванням їх приведеної вартості. Ключовою особливістю таких КЕС є їх здатність передбачувано змінювати структуру енергетичного балансу шляхом заміщення основної складової енергоспоживання із зовнішніх мереж і за певних умов переходити на ізольований (острівний) режим роботи без зниження якості енергозабезпечення. Синхронізація із зовнішніми мережами надає операційну гнучкість при використанні джерел розподіленої генерації зі стохастичними параметрами, насамперед від СЕС та ВЕС та дозволяє маневрувати розподіленою генерацією в мікроенергетичній системі.

Складання помісячних балансів виробництва-споживання електричної та теплової енергії зазвичай полягає у визначенні помісячних обсягів генерації енергії технологій КЕС на основі коефіцієнтів використання їх номінальної потужності для виробництва електричної та теплової енергії у місячному циклі. Але нерівномірність добових графіків навантаження мікроенергетичної системи, їх сезонна, місячна та добова відмінності, стохастичність генерації СЕС та ВЕС та невідповідність їх профілів потужності до форми добового графіку електричного

навантаження без можливості керування відпуском їх потужності в мережу потребує аналітично-розрахункового дослідження відповідних енергетичних балансів у добовому розрізі.

Отже, для формування структури річних щомісячних прогнозних балансів теплової та електричної енергії енергонезалежної громади із мінімізацією негативного впливу на довкілля для подальшого прогнозного аналізу та визначення напрямів інноваційного вдосконалення енергосистеми громади за умов запобігання змінам клімату та стійкого розвитку суспільства необхідна розробка моделі оптимального завантаження агрегатів технологічної структури комбінованого енергозабезпечення при покритті добових графіків електричного та теплового навантаження мікроенергетичної системи.

5.2.1. Модель оптимального завантаження агрегатів технологічної структури комбінованого енергозабезпечення мікроенергетичної системи

Оптимальний склад та завантаження генеруючих потужностей локальної електромережі громади при покритті добових графіків електричних навантажень (ДГЕН) може бути визначено з використанням моделі математичного програмування з цілочисельними змінними, яка відноситься до класу математичних моделей вирішення задачі оптимальної диспетчеризації генеруючих потужностей енергосистеми [10].

Основними факторами, що враховуються при моделюванні, є:

– фактична структура, фізико-технічні та техніко-економічні показники установок генерації електричної та теплової енергії локальної КЕС, а також відповідні прогнозні показники генеруючих установок, які можуть бути впроваджені в процесі технологічного розвитку та вдосконалення енергосистеми, зокрема, когенераційних установок та електрогенеруючих установок на базі поршневих двигунів, газових турбін

та парогазових технологій з використанням природного газу, біогазу та синтетичних газів [11];

– одночасного дотримання погодинного балансу виробництва-споживання електричної та теплової енергії в енергосистемі відповідно до добових графіків електричного та теплового навантажень локальної енергомережі протягом всього календарного року;

– погодинні профілі генерації електроенергії вітровими та сонячними електростанціями протягом всього календарного року.

Формування прогнозного річного щомісячного балансу теплової та електричної енергії енергонезалежної громади полягає у оптимізації одночасного покриття добових графіків електричного та теплового навантаження споживачів локальної громади зі підсумовуванням отриманих добових показників виробництва-споживання у місячному та річному вимірі.

Розроблена модель оптимального завантаження агрегатів технологічної структури комбінованого енергозабезпечення мікроенергетичної системи базується на моделі оптимізації завантаження генеруючих потужностей енергосистеми за критерієм мінімізації виробничої собівартості з дотриманням вимог балансової надійності [12–14].

Основними обмеженнями розробленої математичної моделі є баланси для кожного часового періоду доби між обсягами споживання і виробництва електроенергії та тепла установками виробництва електроенергії, тепла та когенераційними установками, що розглядаються при моделюванні, та використанням штучних змінних імпорту та експорту з зовнішньої електромережі для врегулювання небалансу електроенергії та штучної змінної замикаючої технології виробництва тепла для врегулювання небалансу теплової енергії.

Баланс виробництва-споживання електричної енергії локальної електромережі громади для кожної години доби має вигляд:

$$P_t^{WPP} + P_t^{PV} + \sum_{k \in K^{TPP}} p_{kt}^{TPP} + z_t^I - z_t^E = D_t, \quad \forall t \in T, \quad (5.1)$$

де T – множина часових періодів моделювання. Оскільки моделюється добовий погодинний графік електричних навантажень (ГЕН), то множина T складається з 24 (1...24) елементів, кожен з яких відповідає певній годині доби; P_t^{WPP} , P_t^{PV} – потужності відпуску електроенергії ВЕС та СЕС до локальної електромережі громади протягом години t , МВт год.; K^{TPP} – множина теплоенергетичних установок локальної мережі громади, що розглядаються при моделюванні (газопоршневі, газотурбінні установки зі швидким стартом на природному газі, біогазові когенераційні установки, когенераційні установки на природному газі, місцеві міні-ТЕЦ); p_{kt}^{TPP} – змінна з множини дійсних чисел, що відповідає сумарній потужності, що генерують установки з множини K^{TPP} протягом години t , МВт·год; z_t^I – змінна обсягу імпортованої з зовнішньої мережі електроенергії протягом години t , МВт·год.; z_t^E – змінна обсягу експортованої надлишкової електроенергії з локальної мережі громади до зовнішньої мережі протягом години t , МВт·год.; D_t – споживання (потужність) електроенергії місцевою громадою протягом години t , МВт·год.

Погодинні потужності генерації ВЕС та СЕС є вхідними даними моделі і задаються відповідно до профілів їх генерації для певної локації їх розміщення та встановленої електричної потужності. Теплоенергетичні установки задаються їх одиничними потужностями, доступною для експлуатації кількістю, діапазоном зміни потужності відносно попереднього періоду, тривалістю безперервної експлуатації та кількістю можливих пусків протягом доби [12].

Баланс виробництва-споживання теплової енергії КЕС громади для кожної години доби має вигляд:

$$\sum_{k \in K^{HP}} p_{kt}^{H_{HP}} + \sum_{k \in K^{CHP}} p_{kt}^{H_{CHP}} + z_t^{HI} - z_t^{HE} = D_t^H, \quad \forall t \in T, \quad (5.2)$$

де K^{HP} – множина технологій виробництва теплової енергії локальної мережі централізованого теплопостачання громади (котли на викопному паливі, котли на біопаливі тощо); $p_{kt}^{H_{HP}}$ – змінна з множини дійсних чисел, що відповідає сумарній потужності генерації теплової енергії установками виробництва тепла з множини K^{HP} локальної мережі централізованого теплопостачання громади (котли на викопному паливі, котли на біопаливі); K^{CHP} – множина установок комбінованого виробництва електроенергії та тепла (ТЕЦ) та когенераційних установок (біогазові когенераційні установки, газопоршневі когенераційні на природному газі), $K^{CHP} \subset K^{TPP}$, які інтегровані до локальної мережі централізованого теплопостачання громади; $p_{kt}^{H_{CHP}}$ – змінна з множини дійсних чисел, що відповідає сумарній потужності генерації теплової енергії установками з множини K^{CHP} ; z_t^{HI} – «штучна» змінна для врегулювання небалансу виробництва-споживання теплової енергії з визначенням обсягів дефіциту потужності протягом години t , МВт·год; z_t^{HE} – «штучна» змінна для врегулювання небалансу виробництва-споживання теплової енергії з визначенням обсягів профіциту потужності в годині t , МВт·год; D_t^H – потужність споживання теплової енергії в КЕС місцевої громади протягом години t , МВт·год.

Потужність відпуску теплової енергії когенераційних установок та комбінованого виробництва залежить від технологічного співвідношення між електричною та тепловою потужністю:

$$p_{kt}^{H_{CHP}} \leq p_{kt}^{TPP} \kappa_k^{E2H}, \quad \forall k \in K^{CHP}, \quad \forall t \in T, \quad (5.3)$$

де κ_k^{E2H} – співвідношення між електричною та тепловою потужністю установки комбінованого виробництва електроенергії та тепла k .

Енергонезалежність громади забезпечується певним рівнем самозабезпечення власною генерацією електроенергії зі скороченням споживання електричної енергії (імпорту) з загальної мережі централізованого електропостачання, що задається у моделі часткою k^l обсягів споживання електроенергії з зовнішньої мережі від загального споживання електроенергії місцевої громади:

$$\sum_{t=1}^T z_t^l \leq k^l \sum_{t=1}^T D_t. \quad (5.4)$$

Умови використання теплоенергетичних установок для покриття ДГЕН сформульовано з використанням обмежень кількості їх пусків, складу та допустимих режимів навантаження, детально описаних у [11]. Умови використання установок генерації тепла для покриття добового графіка теплового навантаження (ДГТН) сформульовано з використанням обмежень кількості їх пусків, складу та допустимих режимів навантаження, аналогічних обмеженням для теплоенергетичних установок для покриття ДГЕН.

Критерієм оптимізаційної задачі є мінімізація витрат на відпуск електричної та теплової енергії протягом доби з використанням генеруючих потужностей, що беруть участь у покритті ДГЕН та ДГТН, вартості електроенергії, спожитої з зовнішньої мережі та відпущеної до зовнішньої мережі, вартості теплової енергії технології для врегулювання небалансу тепла:

$$\sum_{t=1}^T \left(\sum_{k \in K^{TPP}} p_{kt}^{TPP} c_{kt}^{TPP} + z_t^l c_t^l + z_t^E c_t^E + \sum_{k \in K^{HP}} p_{kt}^{HP} c_{kt}^{HP} + \sum_{k \in K^{CHP}} p_{kt}^{CHP} c_{kt}^{CHP} + z_t^{HI} c_t^{HI} + z_t^{HE} c_t^{HE} \right) \rightarrow \min, \quad (5.5)$$

де c_{kt}^{TPP} – собівартість відпуску електроенергії установкою типу k протягом години t , дол./МВт·год; c_t^l – собівартість імпортованої з зовнішньої мережі

електроенергії протягом години t , дол./МВт·год; c_t^E – собівартість експортованої до зовнішньої мережі електроенергії протягом години t , дол./МВт·год; c_{kt}^{HP} – собівартість відпуску тепла установками генерації тепла та комбінованого виробництва електроенергії та тепла протягом години t , дол./МВт·год; c_t^{HI} – собівартість «замикаючої» технології виробництва тепла для врегулювання небалансу теплової енергії при виникненні дефіциту теплової енергії, дол./МВт·год; c_t^{HE} – коефіцієнт при штучній змінній експорту надлишкової теплової енергії для врегулювання небалансу теплової енергії при виникненні профіциту потужності, який має значно більше значення від собівартостей інших технологій, дол./МВт·год.

Загальний місячний баланс виробництва-споживання електроенергії КЕС місцевої громади складається з суми результуючих показників виконання щодобових оптимізаційних розрахунків за відповідний місяць року:

$$\sum_{d=1}^{N_m} \left(E_d^{WPP} + E_d^{PV} + \sum_{k \in K^{TPP}} E_{kd}^{TPP} + E_d - I_d \right) = D_m, \quad m = 1 \div 12, \quad (5.6)$$

де N_m – кількість днів місяця m , $m = 1 \div 12$; E_d^{WPP} – обсяг відпущеної ВЕС електроенергії у добу d , МВт·год; E_d^{PV} – обсяг відпущеної СЕС електроенергії у добу d , МВт·год; E_{kd}^{TPP} – обсяг відпущеної електроенергії теплоенергетичною установкою типу k у добу d , МВт·год; E_d – обсяг відпущеної у мережу надлишкової електроенергії у добу d , МВт·год; I_d – обсяг спожитої з мережі електроенергії у добу d , МВт·год; D_m – споживання електроенергії у місяці m , МВт·год.

Річний баланс виробництва-споживання електроенергії КЕС місцевої громади складається з суми місячних балансів:

$$\sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^{N_m} \left(E_d^{WPP} + E_d^{PV} + \sum_{k \in K^{TPP}} E_{kd}^{TPP} + E_d - I_d \right) = \sum_{m=1}^{12} D_m, \quad (5.7)$$

Загальний місячний баланс виробництва-споживання теплової енергії КЕС місцевої громади складається з суми результуючих показників виконання оптимізаційних розрахунків кожної доби відповідного місяця

$$\sum_{d=1}^{N_m} \left(\sum_{k \in K^{HP}} H_{kd}^{HP} + \sum_{k \in K^{CHP}} H_{kd}^{CHP} + H_d^I + H_d^E \right) = DH_m, \quad m = 1 \div 12, \quad (5.8)$$

де, H_{kd}^{HP} , H_{kd}^{CHP} – обсяги відпущеного тепла установками генерації тепла та комбінованого виробництва електроенергії та тепла типу k у добу d , МВт·год; H_d^I – обсяг дефіциту теплової енергії в локальній системі централізованого теплопостачання громади у добу d , МВт·год; H_d^E – обсяг надлишкової теплової енергії в локальній системі централізованого теплопостачання громади у добу d , МВт·год; DH_m – споживання теплової енергії в локальній системі централізованого теплопостачання громади у місяці m року, МВт·год.

Річний баланс виробництва-споживання теплової енергії в локальній системі централізованого теплопостачання місцевої громади складається з суми місячних балансів:

$$\sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^{N_m} \left(\sum_{k \in K^{HP}} H_{kd}^{HP} + \sum_{k \in K^{CHP}} H_{kd}^{CHP} + H_d^I + H_d^E \right) = \sum_{m=1}^{12} D_m. \quad (5.9)$$

5.2.2. Результати моделювання

Для моделювання оптимального завантаження генеруючих потужностей мікроенергосистеми з формуванням помісячних балансів

виробництва-споживання електричної та теплової енергії було використано статистичні дані про енергоспоживання 2021 року Смілянської громади Черкаської області України (населення та юридичних осіб). Це був перший рік після скасування карантинних обмежень пандемії COVID-19 та останній перед початком повномасштабної російської агресії та на показники споживання електричної та теплової енергії місцевої громади якого можна базуватися при формуванні прогнозів її повоєнного відновлення.

Прогнозна трансформація технологічної структури мікромережі цієї громади базується на використанні СЕС, ВЕС та установок комбінованого виробництва енергії на твердому біопаливі та біогазі. Енергонезалежність громади забезпечується обмеженням 30 % частки добового споживання електроенергії з зовнішньої мережі від обсягу добового споживання громади. В якості маневреної технології для забезпечення балансу виробництва-споживання електроенергії прийнято когенераційні газопоршневі установки (КГПУ) на природному газі загальною встановленою електричною потужністю 10 МВт. Надлишкове виробництво електроенергії, що може виникнути в періоди «провалу» ГЕН та наявності значної базової генерації може бути експортовано до зовнішньої (централізованої) електромережі, продано третім особам або накопичено.

Впровадження когенерації можливе як на базі газових турбін, так і газопоршневих агрегатів. Газопоршневі агрегати мають вищий електричний ККД, ніж газові турбіни відкритого циклу. Найкраще такі агрегати працюють на біогазових станціях та в комунальному теплопостачанні, де є можливість впровадження когенерації та використання теплової енергії для опалення.

Перевагами оснащення існуючих котелень систем централізованого постачання (СЦТ) міст України когенераційними газопоршневими установками є наявність відповідної інфраструктури на промислових майданчиках існуючих котелень: підведені лінії електропередач та наявні трансформаторні підстанції для видачі електроенергії до місцевих

розподільчих електромереж, що не потребує додаткових витрат на їх будівництво. Котельні СЦТ є споживачами електроенергії першої та другої категорії, що дає можливість використовувати одночасно дві електролінії (основну та резервну) для видачі електричної потужності до розподільчої електромережі; на ці котельні вже підведено газогони постачання природного газу [15]. КГПУ мають високу енергоефективність завдяки когенерації електричної та теплової енергії [11]; стислі терміни постачання, монтажу та налагоджування устаткування з наявністю високопрофесійного персоналу, більш легкі дозвільні процедури та швидші строки будівництва. Крім того, вони відповідають вимогам щодо частих та швидких пусків та зупинок, які стають все більш необхідними по мірі зростання частки вітрової та сонячної енергії в енергобалансі. Спрощення процедури приєднання генеруючих установок (газотурбінних, газопоршневих, когенераційних тощо) до електричних мереж, запроваджене Національним регулятором у травні 2024 року, сприятиме скороченню терміну підключення таких установок до електричних мереж з пріоритетом у використанні існуючої енергетичної інфраструктури.

На території Смілянської громади працює мінітеплоелектростанція (мініТЕЦ) на деревній щепі та відходах сільськогосподарської продукції. ТЕЦ забезпечує 20–31 % від загальної потреби громади в електричній енергії. Виробництво електричної та теплової енергії забезпечується із використанням двох модернізованих біопаливних котлів ДКВР-10-39-44, частина пари високого тиску від яких подається на два турбогенератори, потужністю 6 МВт кожен. Інша частина у вигляді теплової енергії та гарячої води подається через систему централізованого теплопостачання комунальному сектору, соціальним і промисловим підприємствам міста Сміла. Також для виробництва тепла в пікові періоди опалювального сезону на ТЕЦ використовується водонагрівальний котел КВГМ-20 на природному газі тепловою потужністю 20 Гкал/год (23,2 МВт).

Для розрахунків використано статистичні дані помісячного відпуску електричної та теплової енергії ТЕЦ Сміла у 2021 році. У модельних розрахунках прийнято, що ТЕЦ працює у базовому режимі протягом доби без зміни потужності.

Визначення профілів генерації вітрових та сонячних електростанцій, розташованих в межах Смілянської громади, проведено з використанням системи моделювання генерації відновлюваних джерел енергії System Advisor Model (SAM), розробленої Національною лабораторією відновлюваної енергії (NREL) [16]. Деталізована модель PV системи моделювання SAM [17] розраховує електричну потужність підключеної до мережі фотоелектричної системи відповідно до кількості та специфікації фотоелектричних модулів та інверторів системи з урахуванням впливу на продуктивність модулів температури середовища та структурних особливостей побудови станції. Модель Wind Power системи моделювання SAM здатна моделювати генерацію електричної енергії як від однієї вітряної турбіни або вітрової електростанції з кількома турбінами [18].

Для визначення потужності генерації ВЕС та СЕС необхідні метеорологічні дані місцевості їх розташування. Для СЕС їх можна завантажити з національної бази даних сонячного випромінювання NREL (NSRDB) за координатами розташування установок, для ВЕС SAM підтримує метеорологічні дані тільки для континентальної частини США. З червня 2024 з'явилася можливість завантажувати дані щодо швидкості та напрямку вітру в Україні з інформаційного ресурсу RE Data Explorer [19]. Цей ресурс дозволяє отримати дані по швидкості вітру на різних висотах та напрямках як для окремої локації, так і певної області, які використовуються як інформаційний ресурс для визначення продуктивності ВЕС в моделі Wind Power системи моделювання SAM.

Отримані помісячні обсяги генерації електроенергії від ВЕС та СЕС номінальною потужністю 1 МВт, що встановлені в межах Смілянської громади, наведено на рис. 5.1.

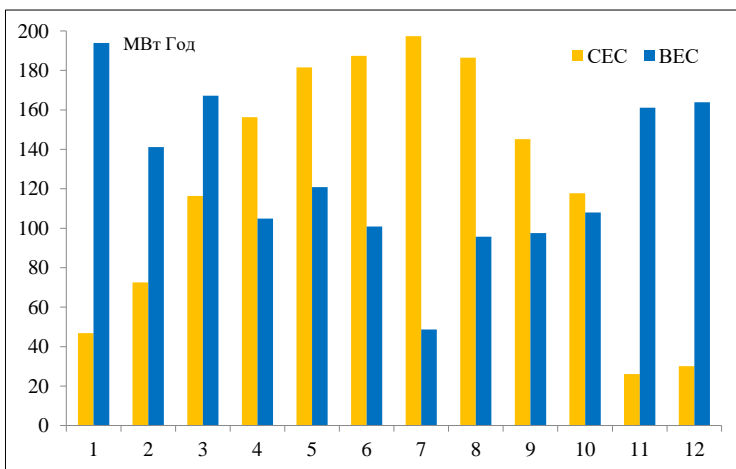


Рисунок 5.1 – Помісячні обсяги генерації електроенергії від ВЕС та СЕС номінальною потужністю 1 МВт в межах Смілянської громади

Модельні розрахунки оптимального завантаження потужностей КЕС при покритті ДГЕН та ДГТН локальної мережі громади з формуванням помісячних балансів електричної та теплової енергії для сформованих варіантів технологічних структур КЕС (табл. 4.1) Смілянської громади проведено з використанням програмно-інформаційного комплексу для моделювання багатовузлових інтегрованих та автономних систем електро- і теплопостачання [20], розробленого з використанням комбінації стандартного програмного забезпечення Microsoft Excel і надбудови SolverStudio. При моделюванні прийнято, що КГПУ на біогазі працює у базовому режимі з діапазоном зміни потужності 10 %, КГПУ на природному газу використовуються як високоманеврене джерело енергії з можливістю частих пусків та зупинок.

Результати сформованих помісячних балансів електричної енергії для відповідних варіантів технологічних структур КЕС Смілянської громади наведено на рис. 5.2.

Таблиця 5.1 – Технологічні структури КЕС Смілянської громади, МВт

Технологія	Варіанти структури КЕС			
	1	2	3	4
СЕС	1	2	3.5	4.5
ВЕС	1.6	2.4	3.2	4.8
ТЕЦ на біомасі	8.5	8.5	8.5	8.5
КГПУ на біогазі	1	2	3	4
КГПУ на природному газу	10	10	10	10

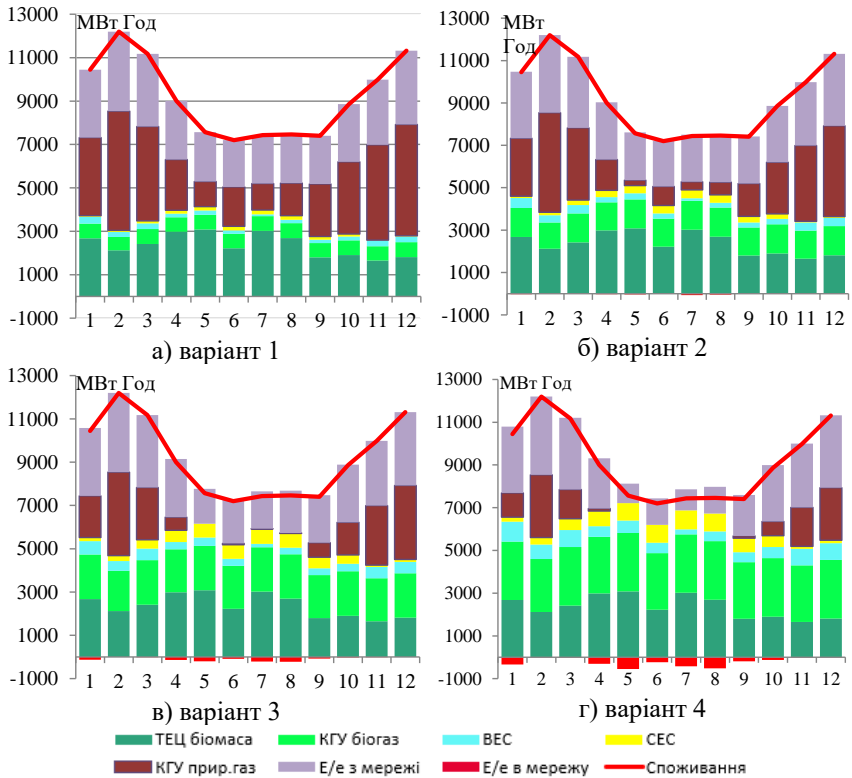


Рисунок 5.2 – Помісячні баланси електричної енергії для варіантів технологічних структур генеруючих потужностей Смілянської громади

Як видно з наведених на рис. 5.2 варіантів технологічних структур покриття балансів електроенергії, зростання частки відновлюваної генерації

у структурі КЕС приводить до збільшення надлишкових для споживання громади обсягів електроенергії. Це обумовлено як обмеженим діапазоном регулювання установок на біомасі та біогазі, так і некерованим відпуском енергії від ВЕС та СЕС в мережу, особливо під час нічного та денного провалу ДГЕН. На рис. 4.3 наведено структуру покриття ДГЕН для варіанту 4 технологічної структури КЕС для зимової та літньої діб з найбільшими обсягами надлишкової енергії у цих сезонах.

Аналіз температурних показників зовнішнього повітря показав, що мінімальні температури повітря на території Смілянської громади були зафіксовані 18 січня 2021 року та досягали мінус 18,4 градусів за Цельсієм [21]. Для цієї доби розрахунковим методом було визначено погодинний ДГТН, який використовувався в подальших дослідженнях як базовий період для прогнозування та порівняння отриманих результатів. Структуру покриття графіків електричного та теплового навантаження доби з мінімальною температурою повітря за варіантами технологічної структури КЕС Смілянської громади наведено на рис. 5.4.

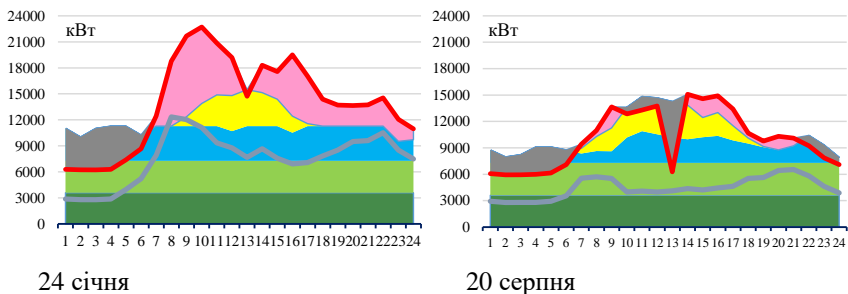


Рисунок 5.3 – Графіки покриття навантаження для варіанту 4 технологічної структури КЕС для літньої та зимової діб з найбільшим обсягом надлишкової енергії

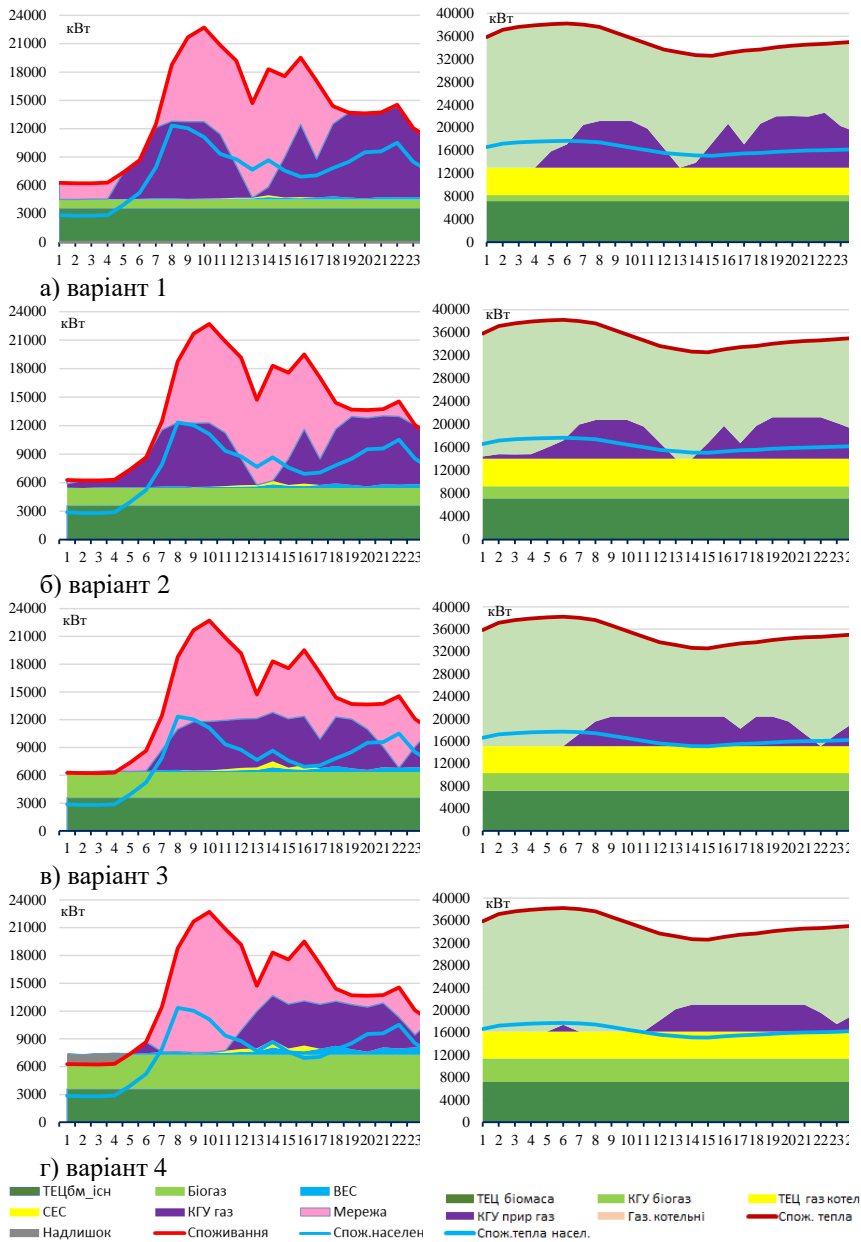


Рисунок 5.4 – Структура покриття графіків електричного та теплового навантаження для доби мінімальної температури повітря 18 січня

Результати помісячних балансів теплової енергії для сформованих варіантів технологічних структур генерації тепла Смілянської громади наведено на рис. 5.5.

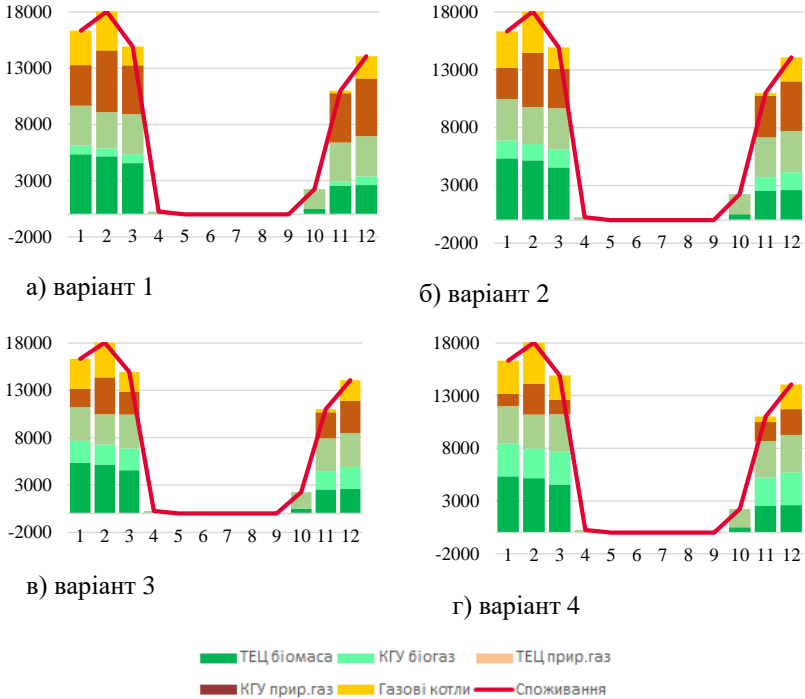


Рисунок 5.5 – Помісячні баланси теплової енергії для варіантів технологічних структур потужностей генерації тепла Смілянської громади

Структури річних балансів електричної та теплової енергії для сформованих варіантів технологічних структур генеруючих потужностей Смілянської громади, а також показники собівартостей електричної та теплової енергії та викидів CO₂ наведено у табл. 5.2.

Отримані результати модельних розрахунків показали, що збільшення частки генеруючих потужностей на ВДЕ у технологічній структурі КЕС

Смілянської громади з 55 % до 69 % при 30 % обмеженні споживання електроенергії з зовнішньої мережі приводить до скорочення викидів парникових газів (ПГ) (у $\text{CO}_{2\text{екв}}$) при виробництві електроенергії у 3.5 рази. Загальне скорочення викидів ПГ системи комбінованого енергозабезпечення становить 42%. Це обумовлено в першу чергу зменшенням виробництва електроенергії та тепла когенераційними установками на природному газі. Установки на біомасі та біогазі вважаються вуглецево нейтральними і у обрахунку загальних викидів парникових газів не враховуються.

Таблиця 5.2 – Структури річних балансів електричної та теплової енергії Смілянської громади

Показники	Варіант технологічної структури			
	12	2	3	4
Споживання електричної енергії, МВт год.	110 052	110 052	110 052	110 052
Відпуск електричної енергії всього, МВ год, в тому числі за технологіями	77 038	77 299	79 723	85 032
ТЕЦ біомаса	28 373	28 373	28 373	28 373
КГУ біогаз	8061	16 120	24 182	32 242
ВЕС	2406	3609	4812	7218
СЕС	1464	2927	5122	6586
КГУ прир. газ	36 735	26 270	17 233	10 613
Споживання електричної енергії з зовнішньої мережі, МВт год.	33 016	32 989	31 417	27 780
Надлишок електричної енергії, МВ год.	2	237	1087	2759
Собівартість електроенергії, \$/МВт год	76	79	82	85
Викиди $\text{CO}_{2\text{екв}}$ від споживання природного газу при виробництві електроенергії, т	8161	5836	3828	2358

Продовження таблиці 5.2.

Відпуск теплової енергії всього, МВ год, в тому числі за технологіями	76 870	76 870	76 870	76 870
ТЕЦ біомаса	20 692	20 692	20 692	20 692
ТЕЦ котел на прир. газі	19 395	19 395	19 395	19 395
КГУ біогаз	3425	7245	11 002	14 859
КГУ прир. газ	22 954	18 691	14 362	9716
Газові котли	10 404	10 849	11 418	12 206
Собівартість теплової енергії, \$/МВт год	51.4	51.4	51.5	51.5
Викиди CO _{2екв} від споживання природного газу при виробництві тепла, т	11 720	10 359	10 036	9179
Всього викидів CO _{2екв} , т	19 880	16 195	13 864	11 537

У подальших дослідженнях при формуванні прогнозних річних балансів електричної та теплової енергії доцільно врахувати технологічну можливість акумуляції надлишкової електроенергії в акумуляційних системах з подальшим перенесенням до пікових годин електроспоживання громади або перетворення за допомогою теплоелектрогенераторів (електричних котлів або компресійних теплових насосів з електричним приводом) в теплову енергію для використання в локальних мережах тепlopостачання громади.

5.3. Структурування енергетичного балансу територіальних громад з локальними інфраструктурними активами для комбінованого виробництва енергії

5.3.1. Передумови створення технології комбінованого виробництва теплової та електричної енергії територіальних громад

Концепція енергетичного «зеленого» переходу пов'язана з декарбонізацією енергетичних систем, які традиційно залежали від викопного палива [22, 23]. Формування енергетичної політики територіальних громад на основі концепції енергетичної безпеки та збереження довкілля є сучасним світовим трендом для забезпечення умов сталого розвитку. На рівні територіальних громад це призводить до посилення взаємодії між процесами виробництва двох основних видів енергії: електричної та теплової [24, 25].

Впровадження систем локального енергозабезпечення територіальних громад є важливим чинником поступового підвищення їх рівня енергонезалежності. Пріоритетним напрямом вбачається поєднання комбінованого енерговиробництва шляхом використання децентралізованих джерел на системному (централізованому) та локальному (на стороні кінцевого споживача) рівні [26]. Привабливими з точки зору техніко-економічних показників функціонування та використання місцевих видів палива є технології комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на теплоелектростанціях регіонального призначення [27]. Нові виклики, які постають перед територіальними громадами переважно пов'язані з наслідками зростання цін на ринку електроенергії, а також варіабельності генерації, що виникає в результаті зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). У багатьох наявних системах централізованого тепlopостачання є значний потенціал для модернізації генеруючих потужностей та підвищення їх

ефективності в цілому. Інтерес представляють рішення для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії з оцінюванням їх маневрових можливостей працювати у комбінованій локальній енергосистемі з прогнозованими питомими вартостями енергозабезпечення для кінцевого споживача [28]. Саме локальні теплові електростанції з високою паливною ефективністю здатні маневрувати потужністю у широкому діапазоні навантажень. Тому вони будуть найбільш витребуваними з огляду на зростання тарифів на тепло і електроенергію з підтримкою стохастичного режиму генерації ВДЕ. Окрім того, диспетчеризація комбінованого енерговиробництва для покриття заданих графіків навантаження (особливо це стосується пікових періодів) також потребує дослідження різних режимів спільного виробництва тепла і електроенергії з урахування сезонних змін графіків навантаження.

Передумови технічної модернізації традиційних галузей енергетики є поточними викликами для розвитку інноваційної платформи енергетичного Інтернету [29]. Мікроенергетичні системи, як прототип об'єктно-орієнтованої децентралізованої мікроенергетичної мережі на основі енергетичного Інтернету [30, 31], що спонукатиме до мультиенергетичного та полігенераційного формування енергопостачання територій і громад на основі використання енергії відновлюваних джерел та місцевих видів палива. Очевидно, що для розуміння сучасних траєкторій розвитку енергетики, вивчення мікроенергетичних систем є актуальним та наукоємним завданням. У відомих публікаціях [32, 33] наведені дослідження мікромереж, що стосуються координації операційного планування та вирішення завдання оптимізації, пов'язаного з досягненням мінімальних експлуатаційних витрат та зменшення впливу на навколишнє середовище. Досить детально представлено принципи побудови системи диспетчеризації та стратегію енергоменеджменту у довгостроковій перспективі. У роботі [33] представлено двошарову оптимізаційну модель на основі режимів регульованого термоелектричного коефіцієнта

когенераційних установок. На першому рівні застосовувався критерій мінімальних витрат на енергію, а другому – рівень ефективності за економічним критерієм. У дослідженні [34] викладені результати щодо оптимізації функціонування регіональних мереж з мінімальними витратами на енергоспоживання та впливу на навколишнє середовище. Статті [35, 36] присвячені впровадженню вуглецевих кредитів як ринкового товару з використанням техніко-економічних показників (мінімальних витрат на виробництво електроенергії) та торгівлю вуглецевими викидами на експлуатаційні показники системи. До мікромережі в систему енергетичного вузла були інтегровані фотоелектричні модулі, накопичувачі енергії та теплообмінники для локального навантаження, що сприяло зменшенню витрат на виробництво електроенергії. У згаданих статтях не розглядалися невизначеності, пов'язані з функціонуванням мікромереж з полігенерацією, що ускладнює розуміння формування рівнів енергетичної безпеки для таких об'єктів. Невизначеність мікроенергосистем з полігенерацією головним чином пов'язана з роботою вітро-сонячних станцій, відсутність застосування керованих генеруючих блоків, накопичувачів енергії і гнучкого навантаження для оптимального узгодження попиту та пропозиції. В роботі [37] описаний метод стохастичної оптимізації генерації електроенергії вітро-сонячною станцією шляхом дворівневої диспетчерської оптимізації для віртуальних електростанцій. Джерело [38] пропонує надійний метод оптимізації роботи енергетичних вузлів з декількома джерелами для управління енергією з урахуванням невизначеності вимог щодо прогнозованого навантаження. У роботах [39,40] вирішено проблему споживання вітру на основі швидкого маневрового регулювання за допомогою газових генераторів.

Методи на основі оптимізації стохастичного програмування є найбільш поширеними для обробки невизначеностей. Однак ймовірнісний аналіз випадкових процесів, від яких залежить стохастична оптимізація, отримати проблематично. Тому процедури оптимізації часто

характеризуються граничними параметрами невизначених факторів і вибір надійного оптимуму, як правило, лежить у площині консервативних рішень. Розв'язання багатоцільових оптимізаційних моделей також є ключовою проблемою функціонування мікромереж. У загальному випадку багатоцільові моделі розв'язуються за допомогою пов'язаних алгоритмів, але введення невизначеностей і декількох критеріїв оптимізації суттєво ускладнює моделі та вносить протиріччя у розв'язки. Алгоритми розв'язування в основному включають традиційні підходи та евристичні інтелектуальні алгоритми [41, 42]. У першому випадку показані проблеми у визначенні параметрів і перетворенні обмежень, що призводить до низької результативності оптимізації [41], у другому випадку одержані кращі рішення, але дослідження і обрання екстремуму здійснюється без урахування принципів багатоцільового програмування. Тому алгоритм зупиняється на локальному екстремумі, що і обмежує можливість пошуку оптимуму [42]. Дослідження [43,44] показує вирішення проблему диспетчеризації потоків енергії у багатокомпонентній системі шляхом оптимізації рою частинок і алгоритмів диференціальної еволюції і свідчить, що вирішення багатоцільової моделі є основною проблемою щодо побудовування оптимальних стратегій диспетчеризації мікроенергосистем.

Наявність спільності режимів комбінованого енерговиробництва електроенергії і тепла характеризується тим, що вартість накопичення теплової енергії є значно нижчою у порівнянні з вартістю акумулювання електричної енергії, що робить планування та експлуатацію електроенергії та тепла все більш привабливими практичної реалізації [45]. Скоординоване керування потоками енергії між електро- та тепломережами можуть одночасно сприяти декарбонізації сектору теплопостачання та забезпеченню більшої гнучкості, необхідної для відновлюваних джерел енергії з невизначеністю генерації. В [46] зазначається, що інструменти моделювання енергетичних систем зазвичай створюються для сектору електроенергетики, а потенційні переваги систем централізованого

локального опалення, як правило, не помічаються. Очевидно, що для оцінювання потенціалу мереж централізованого опалення необхідно враховувати наявність місцевої інфраструктури та доступного палива. Як правило використовуються інструменти моделювання, які не враховують взаємодію між процесами комбінованого енерговиробництва електроенергії і тепла, тоді як важливо розуміти, що в такому випадку природньо виникають обмеження на застосування інструментів, які б уособлювали цілісний підхід, розглядаючи обидві системи як інтегроване ціле.

Відомий досвід виробництва місцевими кооперативами екологічної енергії на регіональному рівні шляхом заснування незалежного постачальника [47]. Створення місцевого постачальника відкриває можливості для надання споживачам альтернативного шляху енергозабезпечення з подальшою технологічною реорганізацією інфраструктури у відповідності до стратегії розвитку території. Децентралізоване управління енергетичними ресурсами допомагає досягти трьох основних цілей: виробництва енергії на локальному рівні, інвестування ресурсів громади у регіональні проекти сталого розвитку, посилення ролі кінцевих споживачів на економічну модель формування енергонезалежності територіальної громади.

Посилення інтересу до підвищення енергонезалежності громад шляхом використання місцевих альтернативних видів палива та відновлюваних джерел, привертає увагу до створення і удосконалення локальних мікроенергосистем комбінованого енерговиробництва електроенергії і тепла. Місцеві громади вже трансформуються і прагнуть відійти від традиційної ролі пасивних споживачів. Нинішній розвиток малої відновлюваної енергетики дозволяє формувати середовище активних користувачів, які є одночасно споживачами і виробниками енергії [48].

В даній монографії розглядається низка питань, пов'язаних з дослідженням взаємодії систем комбінованого енергозабезпечення на регіональному рівні з урахуванням функціональних зв'язків при

виробництві електроенергії і тепла для покриття заданого попиту у довготривалій перспективі. У якості складових пропонується розглядати підсистеми виробництва електроенергії і тепла з метою управління енергоефективністю. Попередні результати використання методу оцінювання технічного та економічного досяжних рівнів локального енергозабезпечення на основі мікроенергосистем з полігенерацією викладені у [49, 50].

Розв'язання поставлених наукових завдань потребує дослідження потенціалу відновлюваних джерел енергії з урахуванням декількох аспектів інновацій: використання сучасних технологій і джерел комбінованого виробництва електроенергії та нового дизайну енерго-інформаційного забезпечення функціонування мікроенергосистем.

Управління витратами на енергозабезпечення розглядається в середньо- та довгостроковій перспективі шляхом узгодження процесів формування енергетичного балансу на основі різномірних джерел. Доступ до сучасних управлінських технологій у енергетичній сфері місцевого рівня є обов'язковою умовою для вирішення цієї комплексної проблеми. Щоб надати територіальним громадам науково-методичний інструментарій, який би відповідав їхнім пріоритетам та був максимально наближений до практичних реалій, необхідно обґрунтувати теоретичні засади формування технологічних і організаційних компонент управління енергозабезпеченням на місцевому рівні.

Створення систем децентралізованого енергозабезпечення територіальних громад є важливим чинником для формування їх енергонезалежності. Пріоритетним є поєднання комбінованого енерговиробництва на основі впровадження різномірних джерел на системному (централізованому) рівні. Привабливими з точки зору техніко-економічних показників функціонування та використання місцевих видів біопалива є технології комбінованого виробництва теплової та електричної енергії на

місцевих теплоелектростанціях (мініТЕЦ на твердому біопаливі, газопоршневих станціях на біогазі тощо).

Науковий інтерес представляють рішення для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії з оцінюванням їх маневрових можливостей для роботи у системі комбінованого локального енерговиробництва (СЕР) з прогнозованими вартостями енергозабезпечення для кінцевого споживача. У наявних системах централізованого тепlopостачання є значний потенціал для модернізації генеруючих потужностей та підвищення їх ефективності в цілому. Саме мініТЕЦ з високою паливною ефективністю та здатністю маневрувати потужністю у широкому діапазоні навантажень будуть найбільш витребуваними з огляду на зміни цін на тепло і електроенергію з підтримкою стохастичного режиму генерації ВДЕ. Окрім того, диспетчеризація комбінованого енерговиробництва для покриття заданих графіків навантаження (особливо це стосується пікових періодів) також потребує дослідження різних режимів спільного виробництва тепла і електроенергії з урахування сезонних змін графіків навантаження.

5.3.2. Системи комбінованого енергозабезпечення на регіональному рівні з урахуванням функціональних зв'язків при виробництві електроенергії і тепла

Широкі можливості варіативності співвідношень виробництва електричної та теплової енергії розширює вартісні діапазони енергозабезпечення для кінцевих споживачів, а використання багатоагрегатних мініТЕЦ забезпечує досить широкі межі маневрування навантаженням станції, що створює передумови для пошуку економічно обґрунтованих експлуатаційних показників в сезони з середньою або низькою потребою у виробництві тепла. Необхідним стає виконання статистичного аналізу комбінованого енерговиробництва складі у вітро-

сонячних електростанцій та джерел теплової генерації (електростанцій з газовими турбінами комбінованого циклу та когенераційних станцій з двигунами внутрішнього згоряння на біопаливі) у типовій системі централізованого електро- та тепlopостачання окремої території.

Науковою ідеєю дослідження є твердження про можливість визначення граничних рівнів співвідношення часток електричної та теплової енергій впродовж заданого розрахункового періоду, які дадуть змогу визначити часові періоди участі ріднорідних джерел у формуванні оптимальних за вартісним критерієм енергетичних балансів (добові, щомісячні, щорічні) комбінованої системи енергозабезпечення з обраною структурою ріднорідних джерел і детермінованим профілем навантаження.

Використання декількох локальних джерел, які формують структуру ТЕЦ і інтегровані до існуючих централізованих мереж, вимагає проведення аналізу, а саме:

- визначення річного споживання (попиту) та можливостей територіальної громади для виробництва біопалива і створення генеруючих потужностей у відповідності до стратегії «зеленого» енергетичного переходу;

- дослідження структури енергобалансу ТЕЦ з обраними джерелами для покриття попиту впродовж розрахункового періоду. Передбачається, що власне виробництво енергії повинно покривати лише поточні потреби в енергії. Обмеженням є те, що можливий надлишок енергії, вироблений у попередні періоди, не може покривати потреби у майбутніх періодах, у яких виробництво є недостатнім;

- визначення короткострокового, середньострокового та довгострокового енергетичних профілів ТЕЦ для комбінованого виробництва електроенергії і тепла на основі прогнозного оцінювання вартісних показників енергозабезпечення кінцевих користувачів.

У даному дослідженні розглянемо мікроенергосистему з комбінованим енерговиробництвом електроенергії і тепла у вигляді локального

енергетичного вузла (рис. 4.3). В структуру ТЕЦ (CHPS) входять локальні різномірні джерела (рис. 5.6) мережевого рівня: Сонячна електростанція (СЕС), вітрова електростанція (ВЕС), тепла електростанція на твердому біопаливі (ТЕС), біопаливна когенераційна газопоршнева установка (БГУ), тепла мережа (ТМ) та централізована система електропостачання (СЦЕС).

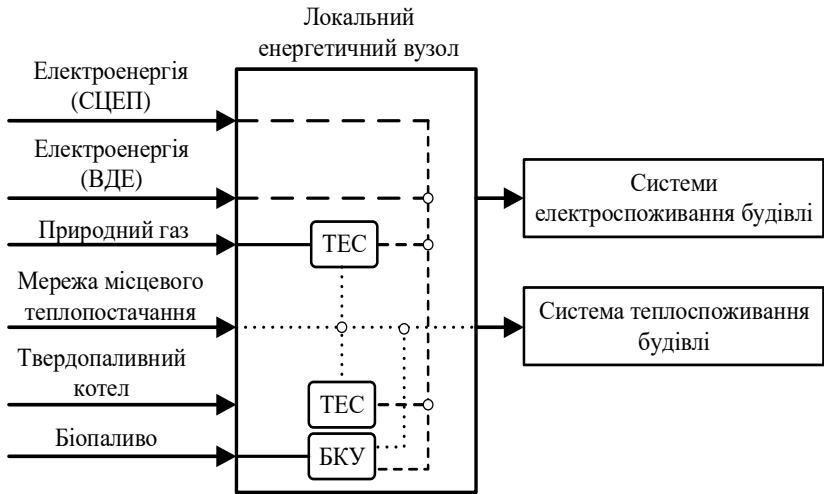


Рисунок 5.6 – Структура енергетичних потоків локального вузла CHPS

Формування енергонезалежності територіальних громад шляхом інтеграції декількох різномірних джерел розподіленої генерації невеликої потужності потребує обґрунтування певних правил і процедур. Ключовою особливістю побудови таких систем комбінованого енерговиробництва є їх здатність прогнозовано змінювати структуру енергетичного балансу шляхом заміщення основної складової енергоспоживання із зовнішніх мереж власною генерацією. При певних умовах CHPS може переходити в ізольований (острівний) режим роботи без зниження якості

енергозабезпечення. При цьому синхронізація із зовнішніми мережами дозволяє маневрувати розподіленою генерацією в мікроенергосистемі з урахуванням стохастичних параметрів власної генерації і мати оперативну гнучкість при використанні джерел локальної теплової генерації.

Вважатимемо, що всі джерела енергії розподілені, тобто потоки енергії передаються різним кінцевим споживачам, які підключені до мережевої інфраструктури. В даному випадку розглядаємо однорідну розподілену мікроенергосистему, у якій кожен кінцевий споживач має можливість отримувати енергію від усіх обраних джерел мікроенергетичної системи у досліджуваному часовому інтервалі $t_{i1} = t_{i2} = \dots t_{im} = t_i$, для всіх $i = \overline{1, n}$.

У загальному випадку цільова функція для i -ї технологічної структури ТЕЦ матиме вигляд:

$$\begin{aligned} \min obj_i = \sum_{t=1}^T g_{SES} \cdot W_{SES}^e + g_{WES} \cdot W_{WES}^e + g_{CHPS}^e \cdot W_{CHPS}^e + g_{BCP}^e \cdot \\ W_{BCP}^e + g_{CPSS}^e \cdot W_{CPSS}^e + g_{HG}^h \cdot W_{HG}^h + g_{CHPS}^h \cdot W_{CHPS}^h + g_{BCP}^h \cdot W_{BCP}^h \end{aligned} \quad (5.10)$$

де $g_*^{e,h}$ грн/кВт·год – питомі собівартості кінцевих користувачів видів енергії (e - електричної, h – теплової);

$W_*^{e,h} = P^{e,h} + E \cdot t$, кВт·год – кількість енергії (відповідно електричної і теплової), яка генеруватиметься у CHPS для покриття графіка навантаження.

$E \cdot t$ – енергія взаємної конверсії первинних палив в кінцеві види енергії користувача.

Для розрахунку питомих вартостей електроенергії і тепла в ТЕЦ скористаємось спрощеним розрахунком за формулами (для i -го місяця):

$$g_{CHPS}^e = \frac{A_i + B_i + C_i + D_i}{W_i^e} \cdot \eta^e (\%); \quad (5.11)$$

$$g_{CHPS}^h = \frac{A_i + B_i + C_i + D_i}{w_i^h} \cdot \eta^h(\%); \quad (5.12)$$

де A_i – питомі капітальні видатки, віднесені на весь розрахунковий період експлуатації);

B_i – витрати первинного палива на технологічний цикл за календарний місяць;

C_i – річні накладні витрати;

D_i – непередбачувані витрати, викликані зупинкою енерговиробництва;

$\eta_i(\%)$ – коефіцієнт використання базової потужності агрегата CHPS для виробництва електроенергії і тепла у місячному циклі.

Аналогічно розраховуємо g_{CHPS}^h для теплової енергії.

ТЕСТБ і БГУ – це агрегати, які одночасно виробляють електроенергію та тепло в одному виробничому процесі, також відомому як когенерація. Вироблена електроенергія або використовується на місцевому рівні, або подається в централізовану мережу, тоді як тепла енергія може використовуватися тільки для скидання в мережу централізованого опалення.

Змінний діапазон теплового навантаження дає змогу зменшити встановлену потужність станції для виробництва того ж обсягу тепла й електроенергії в залежності від попиту. З точки зору технологій ТЕСТБ та БГУ співвідношення електроенергії і тепла (межі регулювання для маневрування потужністю установок) залежить від електротеплових характеристик установок.

У загальному випадку балансування комбінованої мікроенергетичної системи для покриття попиту на електроенергію можна записати у вигляді формули:

$$\begin{aligned} W_{SES}^e(t) + W_{WES}^e(t) + W_{CHPS}^e(t) + W_{BCP}^e(t) + W_{CPSS}^e(t) \\ = L^e(t) \pm L_f^e(t) + \Delta L_{const}^e(t) \end{aligned} \quad (5.13)$$

де $L^e(t)$ – базове електричне навантаження (у відповідності до сезонного добового профіля електроспоживання);

$\pm L_f^e(t)$ – відхилення від базового прогнозу навантаження (помилка прогнозу може визначатися додаванням дослідження розширеної статистичної інформації);

$\Delta L_{const}^e(t)$ – частина електричного навантаження для покриття теплового наван-

таження (взаємна конверсія в межах комбінованої мікроенергетичної системи).

Аналогічно, для покриття попиту на теплову енергію формула для визначення балансу з обраних джерел буде мати вигляд:

$$W_{HG}^h(t) + W_{CHPS}^h(t) + W_{BCP}^h(t) + W_{const}^h(t) = L^h(t) \pm L_f^h(t). \quad (5.14)$$

Принципова технологічна схема комбінованого виробництва електроенергії і тепла НРР показана на рис. 5.7.

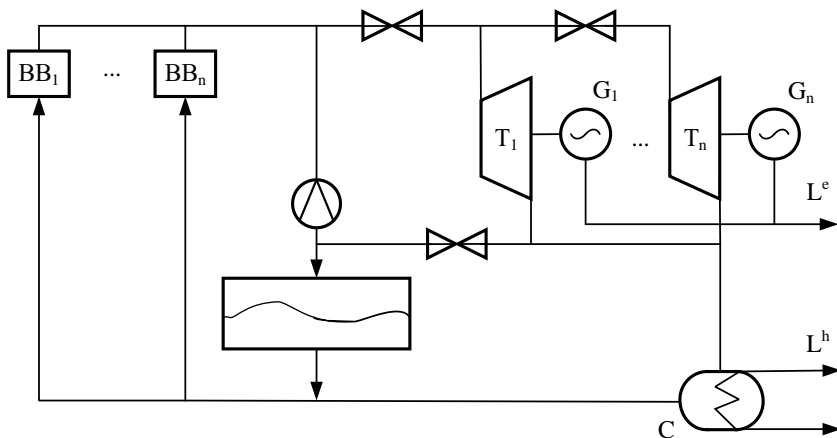


Рисунок 5.7 – Технологічна схема комбінованого енерговиробництва: ВВ – котел на твердому біопаливі; Т – турбіна, G – генератор, С – конденсатор, L^e – електрична мережа, L^h – теплова мережа

Технологічні можливості та обмеження з вироблення електроенергії і тепла у комбінованому циклі в загальному вигляді полягають у сезонній потребі на кінцеві види енергії (електричну та теплову) та доступу до місцевого первинного палива.

5.3.3. Ефективність функціонування комбінованих систем енергоживлення на платформі єдиної енергетичної спільноти

Далі будемо розглядати систему комбінованого енерговиробництва з тепловою електростанціями з газовими турбінами комбінованого циклу та однієї когенераційної станції з двигунами внутрішнього згоряння у типовій системі централізованого тепlopостачання (на прикладі території Смілянської громади Черкаської області, Україна. Річне споживання електроенергії складає 59214 мВт·год, тепла – 39436 мВт·год). На першому етапі необхідно провести ретроспективний аналіз характеру енергоспоживання та обґрунтувати таку технологічну структуру СНPS, яка б забезпечувала покриття попиту з найменшою вартістю виробництва електроенергії на основі доступних місцевих видів біопалива ТС та RES.

На основі статистичних спостережень та інформації про реальне енерговиробництво сформовані вихідні дані для досліджень, які наведені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Вихідні дані для моделювання структури помісячних енергобалансів СНPS (на прикладі території Смілянської громади Черкаської області, Україна)

Місяць	Попит, мВт·год	Вид енергії: електро-енергія (e); тепло (h)	Кількість енергії ($W_i^{e(h)}$ мW · h) (i-го джерела та її питомою вартістю ($g_i^{e(h)}$, \$/mW h) в інтервалі часу	Тип джерела енергії						Загальна вартість, (\$) та питомі витрати (\$/mW·h) на покриття попиту
				СЕС	ВЕС	СНPS	БГУ	СЦЕП	ТМ	
Січень	6726.02	e	W_i^e	116.04	538.56	2027.86	504.32	3539.24	0	430837.39
			g_i^e	262	85.3	15.26	146.8	70.5	0	64.06
	7898	h	W_i^h	0	0	7108	310.99	0	479.01	174541.49
			g_i^h	0	0	18.15	68.1	0	50.84	22.10

Продовження таблиці 5.3

Лютий	7802.05	<i>e</i>	W_i^e	260.1	442.82	1953	498.97	4647.16	0	544309.45
			g_i^e	262	85.3	19.21	146.8	70.5	0	69.76
	9082	<i>h</i>	W_i^h	0	0	3365.38	307.68	0	5408.94	380784.75
g_i^h			0	0	25.21	68.1	0	50.84	41.93	
Березень	4946.15	<i>e</i>	W_i^e	576.3	626.48	1401.08	478.11	1864.18	0	431848.48
			g_i^e	262	85.3	18.42	146.8	70.5	0	87.31
	6245	<i>h</i>	W_i^h	0	0	2670.91	294.77	0	3279.32	256371.67
g_i^h			0	0	26.05	68.1	0	50.84	41.05	
Квітень	4964.78	<i>e</i>	W_i^e	681.56	644.05	1711.64	490.36	1437.17	0	467163.94
			g_i^e	262	85.3	35.26	146.8	70.5	0	94.10
	2674	<i>h</i>	W_i^h	0	0	1265.88	302.16	0	1105.96	161415.52
g_i^h			0	0	66.84	68.1	0	50.84	60.36	
Травень	4469.65	<i>e</i>	W_i^e	1075.3	676.92	2063.27	501.52	152.64	0	450986.13
			g_i^e	262	85.3	13.15	146.8	70.5	0	100.90
	0	<i>h</i>	W_i^h	0	0	0	0	0	0	0.00
g_i^h			0	0	0	0	0	0	0.00	
Червень	4350.27	<i>e</i>	W_i^e	1124.52	418.75	1946.72	488.17	372.11	0	451932.31
			g_i^e	262	85.3	12.17	146.8	70.5	0	103.89
	0	<i>h</i>	W_i^h	0	0	0	0	0	0	0.00
g_i^h			0	0	0	0	0	0	0.00	
Липень	4192.11	<i>e</i>	W_i^e	1168.22	432.79	674.95	469.14	1447.01	0	521332.78
			g_i^e	262	85.3	11.05	146.8	70.5	0	124.36
	0	<i>h</i>	W_i^h	0	0	0	0	0	0	0.00
g_i^h			0	0	0	0	0	0	0.00	
Серпень	4234.14	<i>e</i>	W_i^e	924.1	365.94	1337.18	382.98	1223.94	0	429905.25
			g_i^e	262	85.3	10.52	146.8	70.5	0	101.53
	0	<i>h</i>	W_i^h	0	0	0	0	0	0	0.00
g_i^h			0	0	0	0	0	0	0.00	
Вересень	4204.12	<i>e</i>	W_i^e	612.24	584.68	550.68	515.05	1941.47	0	428848.07
			g_i^e	262	85.3	11.05	146.8	70.5	0	102.01
	0	<i>h</i>	W_i^h	0	0	0	0	0	0	0.00
g_i^h			0	0	0	0	0	0	0.00	
Жовтень	4873.95	<i>e</i>	W_i^e	473.9	534.36	2289.64	490.13	1085.92	0	344742.29
			g_i^e	262	85.3	11.57	146.8	70.5	0	70.73
	0	<i>h</i>	W_i^h	0	0	0	0	0	0	0.00
g_i^h			0	0	0	0	0	0	0.00	
Листопад	5440.12	<i>e</i>	W_i^e	138.24	232.56	2326.31	479.06	2263.95	0	317209.81
			g_i^e	262	85.3	13.42	146.8	70.5	0	58.31
	6670	<i>h</i>	W_i^h	0	0	5269.08	295.42	0	1105.5	196930.96
g_i^h			0	0	22.89	68.1	0	50.84	29.52	
Грудень	7277.83	<i>e</i>	W_i^e	67.66	658.92	2463.68	505.19	3582.38	0	440194.54
			g_i^e	262	85.3	16.05	146.8	70.5	0	60.48
	10245	<i>h</i>	W_i^h	0	0	9546.95	311.54	0	386.46	256910.98
g_i^h			0	0	22.63	68.1	0	50.84	25.08	

Для формування технологічної структури СНПС для аналізу обрані джерела мережевого рівня з встановленими потужностями, а саме: СЕС – 1,0 mW, ВЕС – 1,6 mW, СНПС – 8,5 mW, БГУ – 1,0 mW.

На основі статистичних даних про рівні енергоспоживання частини Смілянської територіальної громади Черкаської області одержані помісячні профілі попиту на електричну та теплову енергію (рис. 5.8) та загальні витрати на енергозабезпечення територіальної громади (рис. 5.9).

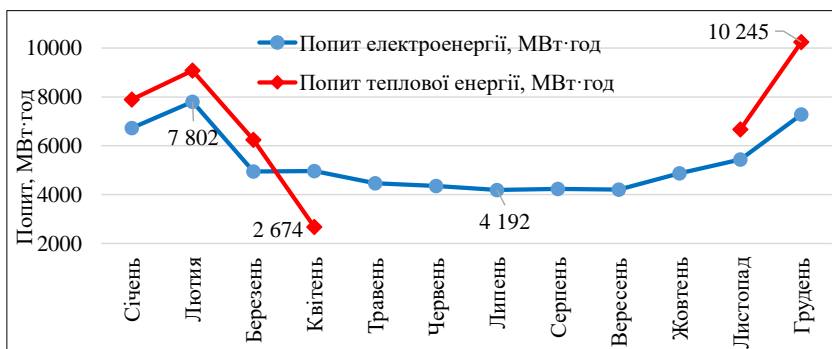


Рисунок 5.8 – Помісячний профіль навантаження (попит на електричну та теплову енергію)

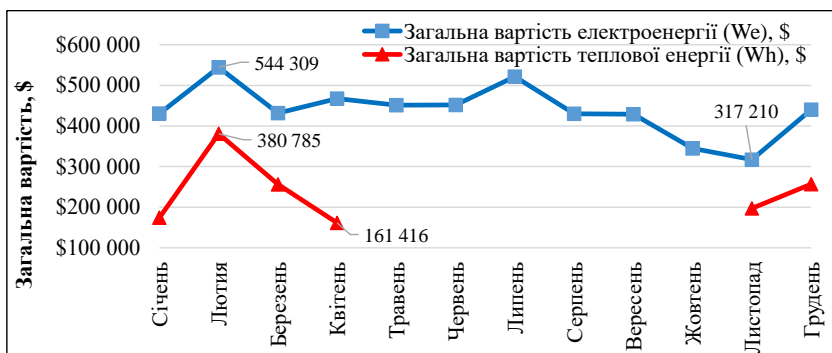


Рисунок 5.9 Загальні помісячні витрати на енергозабезпечення територіальної громади для покриття попиту на електричну та теплову енергію

Щоб перевірити ефективність запропонованої структури мікроенергосистеми комбінованого енергозабезпечення, були одержані усереднені на місячному інтервалі значення питомих собівартостей електроенергії та тепла (рис. 5.10) з урахування особливостей технологічних циклів конверсії первинних палив джерел теплової генерації та можливості балансування мікроенергосистеми із зовнішніх мереж.

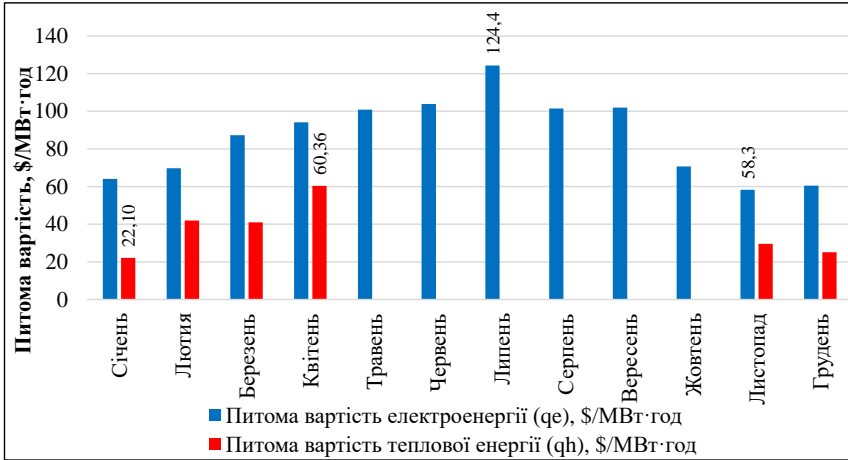


Рисунок 5.10 – Усереднені на місячному інтервалі значення питомих собівартостей електроенергії та тепла для структури джерел мікроенергосистеми зі встановленими потужностями; СЕС – 1,0 mW, ВЕС – 1,6 mW, СНPS – 8,5 mW, БГУ – 1,0 mW.

Як видно, комбіноване виробництво теплової та електричної енергії з оцінюванням їх маневрових можливостей для роботи у системі локального енерговиробництва дозволяють прогнозувати вартісні показники енергозабезпечення для кінцевого споживача з урахуванням ефективності конверсії первинних палив у джерелах теплової генерації.

На рис. 5.11 показані співвідношення між генерацією електроенергії і тепла, втратами енергії в ТЕСТЬ та БГУ в неманевровому режимі роботи без

урахування сезонності, коли утилізація тепла не відбувається. Очевидно що такий режим роботи джерел теплової генерації є не оптимальним, однак саме він застосовується на об'єкті, статистичні дані про роботу якого використані в даному дослідженні.

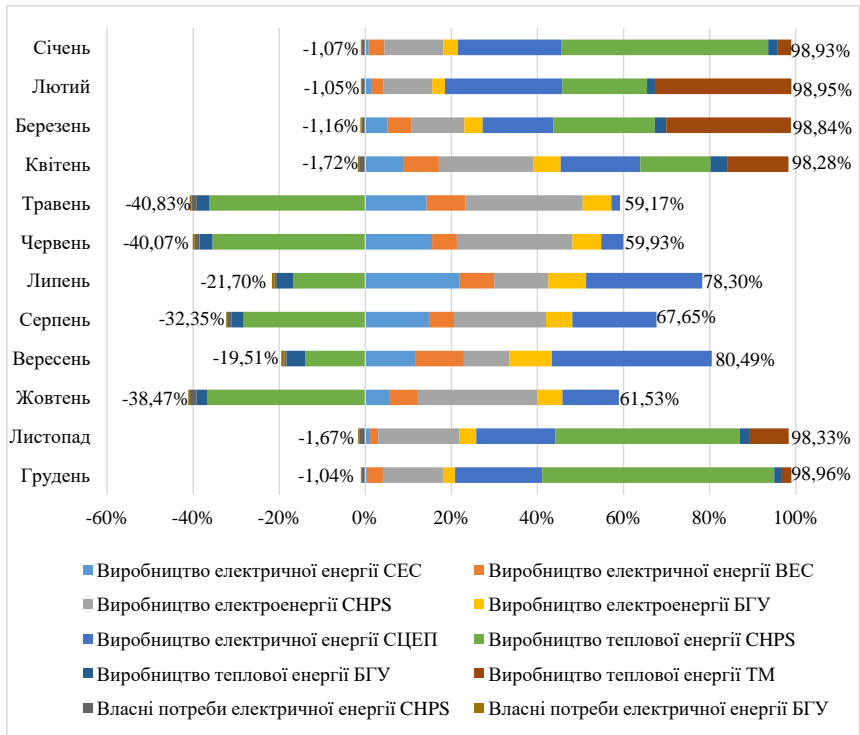


Рисунок 5.11 – Співвідношення між генерацією електроенергії і тепла, втратами енергії в ТЭСБ та БГУ в неманевровому режимі роботи без урахування сезонності, коли корисна утилізація тепла не відбувається.

Для алгоритмізації роботи мікроенергосистеми з урахуванням сезонних змін локальної генерації та попиту необхідно визначати модельні ряди з огляду на забезпечення базової частини попиту впродовж календарного року та реакції на попит з урахуванням сезонних змін. При

цьому, формування енергетичних балансів МЕС з обраною структурою джерел необхідно розглядати як управління ефективністю системи в цілому. Джерела комбінованого енерговиробництва з високою паливною ефективністю та здатністю маневрувати потужністю у широкому діапазоні навантажень будуть найбільш витребуваними у сезон з наявністю попиту теплової енергії. Попит на електроенергію (насамперед у літній період) варто забезпечувати генерацією вітро-сонячних станцій. Окрім того, диспетчеризація комбінованого енерговиробництва для покриття заданих графіків навантаження (особливо це стосується пікових періодів) також потребує дослідження різних режимів спільного виробництва тепла і електроенергії з урахування сезонних змін графіків навантаження.

Для аналізу ефективності сруктурування мікроенергосистеми з обраними джерелами скористаємося підходом, запропонованим у [51]. Позначимо вектор параметрів зовнішніх чинників формування енергобалансу $D(t)$ для джерел X_i теплової генерації (насамперед, вартість первинного палива, ефективність технологій комбінованого енерговиробництва, взаємозалежність між виробництвом електроенергії і тепла в когенераційному циклі), вектор структуризації параметрів $R(t)$ (сюди відносяться насамперед структурні реалізації мікроенергосистеми з відновлюваними джерелами зі стохастичним характером генерації), вектор керуючих впливів $Y(t)$ і критеріальний функціонал F_T .

Критеріальний (цільовий) функціонал є інтегральним, оскільки у багатокомпонентних системах оптимальні рішення, як правило, визначаються не за миттєвою реакцією системи, а за певний розрахунковий період T :

$$F_T = \int_0^T F_i(D(t), R(t), Y(t)) dt, \quad i = \overline{1, n}. \quad (5.15)$$

При такому поданні (5.15), значення функціоналу F_T є функцією вхідних параметрів та керуючих впливів $Y(t)$. Параметри $D(t)$, $R(t)$, $Y(t)$

залежать від сезону і обраної структури джерел та перебування їх у активному стані (стані генерації), є змінними і задаються виразом типу

$$D_{min} \leq D \leq D_{max}.$$

Зміна цих параметрів є також взаємообумовленою

$$\Delta_t(D(t), R(t), Y(t)) \geq 0.$$

Для розуміння особливостей формування функціоналу F_T варто розглянути діаграму виробітку електроенергії, тепла та технологічних втрат енергії, які стосуються джерел теплової генерації (рис. 5.11).

Результати обчислень функціоналу F_T як коефіцієнту небалансу обраної структури мікроенергосистеми в умовах детермінованого визначення вихідних даних комбінованого виробництва електроенергії і тепла наведені у табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Результати обчислень функціоналу F_T

D_i	$F_1^{e,h}$	$F_2^{e,h}$	$F_3^{e,h}$	$F_4^{e,h}$	$F_5^{e,h}$	$F_6^{e,h}$	$F_7^{e,h}$	$F_8^{e,h}$	$F_9^{e,h}$	$F_{10}^{e,h}$	$F_{11}^{e,h}$	$F_{12}^{e,h}$
Y^e	0,533	0,608	0,401	0,312	0,038	0,098	0,409	0,328	0,497	0,233	0,421	0,494
Y^h	0,581	0,534	0,411	-	-	-	-	-	-	-	0,166	0,562
Y_L	0,011	0,012	0,011	0,016	0,689	0,668	0,277	0,478	0,242	0,625	0,017	0,011

Як видно з табл. 5.4 функціонал F_T обчислений як коефіцієнт небалансу для обраної структури джерел по електроенергії (Y^e) і має діапазон від 0,038 до 0,608, що свідчить про недостатню частку в балансі МЕС сонячної генерації у літній календарний період, особливо це стосується липня і серпня ($F_7^e = 0,409$ та $F_8 = 0,328$). Передбачуваним є достатнє

структурування електроенергетичного балансу у періоди з травня по вересень на основі генерації вітро-сонячних систем з мінімальним споживанням з централізованої мережі СЦЕП.

Дещо інший дизайн енергетичного балансу територіальної громади має система теплозабезпечення. Відсутність попиту на централізоване теплозабезпечення з квітня по жовтень накладає обмеження щодо використання теплової генерації з комбінованим енерговиробництвом, оскільки основну частину теплової енергії неможливо утилізувати у літній період. У значній мірі сталість графіка теплоспоживання вимагає у періоди з листопада по березень роботи джерел теплової генерації на розрахунковій потужності ТЕСТБ та БГУ без застосування маневрових режимів. Балансування мікроенергосистеми по теплу (Y^h) варто здійснювати за рахунок системи централізованого тепlopостачання (ТМ) та локальних (об'єктних) засобів теплозабезпечення. Тільки у листопаді попит на теплову енергію забезпечується з достатньою ефективністю $F_{11} = 0,409$.

Покажемо з точки зору оцінювання енергоефективності та формування собівартості енергії (теплової і електричної) для кінцевих споживачів є причини, які обумовлюють втрати (Y_L), пов'язані з конверсією первинних біопалив у джерелах теплової генерації. Саме сезонність накладає суттєві обмеження на використання ТЕСТБ та БГУ у літній період навіть без урахування можливих маневрових режимів. Рівень втрат при цьому зростає від 19,51 % до 40,83 %, що призводить до збільшення витрат на виробництво електроенергії. Як видно з рис. 5, усереднені значення питомої собівартостей електроенергії на місячному інтервалі для обраної структури джерел (СЕС – 1,0 mW, ВЕС – 1,6 mW, СНPS – 8,5 mW, БГУ – 1,0 mW) зростають у літній період від 23,63 % до 53,37 %, при цьому $F_5^e(Y_L)$ досягає найбільшого у міжопалювальний сезон значення 0,689.

5.3.4. Формування бази статистичних даних моніторингу параметрів якості електроенергії за допомогою приладу SATEC PM180

Одним з перспективним напрямів управління РЕР є запровадження системи динамічного енергоменеджменту в процесі якого здійснюється безперервний моніторинг показників якості в мережах споживачів, встановлення пристроїв автоматичної корекції коефіцієнта потужності і фільтрів гармонійної потужності зі значним спотворенням основної гармоніки. Однак витрати на встановлення технічних засобів регулювання показників якості електроенергії та їх технічне обслуговування обмежують операторів систем розподілу розгортати їх на всіх вузлах розподільчих мереж.

З огляду на техніко-економічні аспекти управління енергоефективністю низьковольтних мереж важливо розробити методи та засоби моніторингу показників якості електроенергії для оцінювання втрат, спричинених реактивними та гармонійними складовими струмів навантаження у системі енергетичного менеджменту. Важливим аспектом впровадження системи енергетичного менеджменту є управління на стороні попиту, яке спрямоване на оптимізацію рівнів споживання електроенергії у межах локального об'єкта (ОТГ).

Збір статистичних даних та моніторинг показників якості трифазної чотирипровідної мережі проводився за допомогою приладу SATEC PM180, який зображено на рис. 5.12. Він дозволяє вимірювати основні параметри електромережі та проводити детальний аналіз якості електроенергії, що особливо важливо для промислового і комерційного використання. SATEC PM180 є потужним і універсальним інструментом для моніторингу та аналізу якості електроенергії у трифазних чотирипровідних мережах. Завдяки своїм розширеним функціональним можливостям і високій точності вимірювань, цей прилад допомагає забезпечити надійну роботу електрообладнання, підвищити ефективність енергоспоживання та покращити якість

електроенергії. Прилад із достатньою точністю забезпечує вимірювання таких параметрів трифазної чотирипровідної мережі: фазних і лінійних напруг і струмів в кожній з трьох фаз, а також в нейтральному проводі, активної, реактивної і повної потужності для кожної фази та повної потужності всієї системи, облік активної, реактивної і повної енергії, спожитої мережею, моніторинг частоти мережі, вимірювання коефіцієнта потужності для кожної фази та сумарного коефіцієнта для всієї системи.



Рисунок 5.12 – Загальний вигляд приладу SATEC PM180

SATEC PM180 надає можливість детально аналізувати показники якості електроенергії (PQ) в трифазних чотирипровідних мережах, а саме: виявлення гармонік до 50-го порядку, що дозволяє ідентифікувати проблеми з якістю електроенергії, такі як спотворення основної синусоїди напруги та струму, фіксація короточасних перепадів напруги до 1 мс., що можуть впливати на роботу електрообладнання, визначення рівня симетрії фаз, що є критично важливим для забезпечення стабільної роботи електромережі, виявлення і аналіз перехідних процесів, що виникають в мережі під час включення або виключення навантажень великої потужності. На рисунках 5.13, 5.14 показані структура та приклад формування бази статистичних даних моніторингу параметрів якості електроенергії за допомогою приладу SATEC PM180 та хмарного сервісу ExpertPowerPlus.

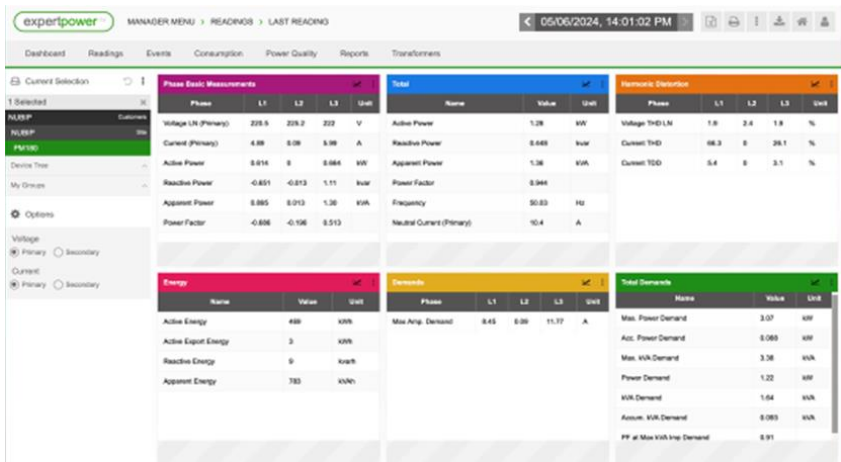


Рисунок 5.13 – Структура та формування бази статистичних даних моніторингу параметрів якості електроенергії за допомогою приладу SATEC PM180

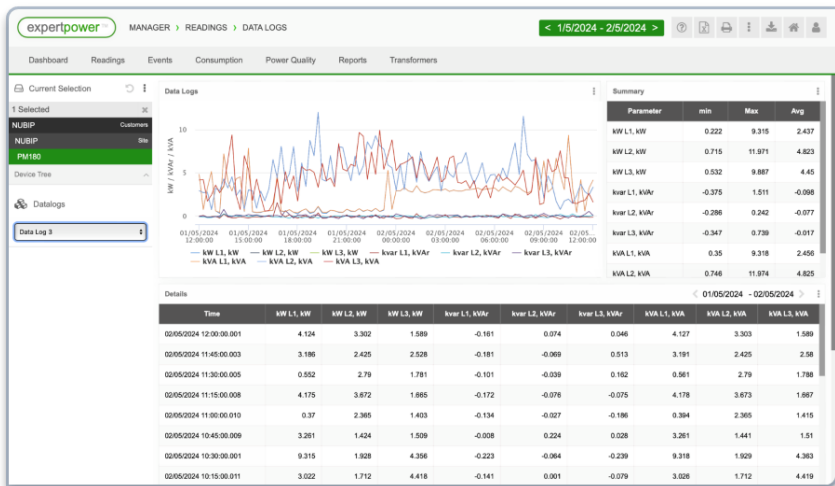


Рисунок 5.14 – Приклад формування бази статистичних даних моніторингу змін активної, реактивної та повної потужності впродовж доби з дискретністю в 15 хв за допомогою приладу SATEC PM180 та хмарного сервісу ExpertPowerPlus

Прилад дозволяє архівувати дані про показники якості електроенергії, що дає можливість проводити ретроспективний аналіз і виявляти довгострокові тенденції, є можливість реєструвати події та повідомляти про перевищення встановлених порогових значень або аварійні ситуації, користувач може налаштовувати порогові значення для активації тривоги і сповіщень.

Внаслідок проведеного теоретичного та експериментального дослідження на базі діючого полігону розподільних мереж 10 кВ з автоматичним секціонуванням Національного університету біоресурсів і природокористування України, встановлено, що поточні значення вимірів активних та реактивних потужностей окремих фаз трифазних чотирипровідних мереж, здійснювані в процесі динамічного енергоменеджменту трифазних чотирипровідних мереж, які суттєво впливають на формування загальних технологічних втрат електроенергії і є значущими для їх урахування у небалансах потужності і можуть бути використані системою централізованого управління розподіленими енергетичними ресурсами для формування компенсаційних сигналів вбудованими напівпровідниковими перетворювачами.

5.4. Нейромережева модель короткострокового прогнозування попиту енергоостровів територіальних громад з комбінованим виробництвом електроенергії і тепла

За умов стрімкого технологічного розвитку та глобальних змін у кліматі, ефективне управління енергетичними ресурсами є актуальною проблемою [52]. Прогнозування короткострокового попиту на енергію є особливо важливим, оскільки це дозволяє підприємствам ефективно планувати виробництво енергії, тим самим мінімізуючи витрати [53]. В умовах воєнних дій та нестабільної енергетичної ситуації в Україні, короткострокове прогнозування попиту на енергію, критично важливе для

локальних підприємств та країни в цілому. В рамках сучасних методів енергетичного управління, відомі енергетичні острови. Енергетичний острів передбачає створення локальної системи енергозабезпечення, що здатна працювати автономно, або з'єднана з головною мережею енергозабезпечення. Реалізація енергетичного острова, вимагає точного прогнозування попиту на енергію, оскільки забезпечує використання оптимальної кількості наявних ресурсів.

Підтримання життєздатності, енергонезалежності енергоостровів територіальних громад, комбіноване виробництво електроенергії та тепла, ще більше підвищує цінність прогнозування попиту на енергію. Використання статистичних даних, розробка нейромережевої моделі створюють можливість узгодити доступні рівні генерації відновлювальних джерел в частині коригування графіку навантаження з зменшенням перетоків з зовнішньої мережі, що дає змогу формувати баланс енергосистеми в умовах спільного комбінованого виробництва, тим самим оптимізуючи вартість одиниці енергії.

5.4.1. Аналіз існуючих моделей прогнозування попиту на теплову та електричну енергію

Серед існуючих публікацій відомі дослідження присвячені енергетичним островам та прогнозуванню короткострокового попиту на енергію. В роботі [54] розробили метод надійно-вартісної оптимізації структури мікроенергетичних систем з різнорідними джерелами, який базується на використанні показників надійності та вартості електроенергії. Проведені дослідження базуються на сучасних методах прикладного статистичного аналізу, теорії надійності, синтезі складних багатоагрегатних систем. Обчислювальні експерименти дозволили отримати закономірності еволюції вартості електроенергії та показати її залежність від структури та алгоритмів функціонування джерел. Доведено, що вартість електроенергії

чутлива до співвідношення доступності відновлюваних джерел первинної енергії. Практичне застосування результатів полягає у підвищенні ефективності енергетичних островів. В роботі [55] Gropi et. al. (2021) дослідили рішення, які покращують здатність мережі справлятися з непередбачуваністю змінних відновлюваних джерел енергії, технології накопичення енергії та рішення, запропоновані стратегіями об'єднання секторів. Запропоновані рішення зменшення надлишкового виробництва електроенергії та підвищення спроможності розміщення змінних відновлюваних джерел енергії у мережі. Kurniawati et. al. (2023) в роботі [56] запропонували модель енергетичного острова, який об'єднує різні відновлювані джерела енергії. Дослідження зосереджене на енергетичній незалежності великого острова, ілюструє концепцію, яка стосується заміни теплових електростанцій, енергією сталого виробництва. В роботі [57] Lüth et. al. (2024) дослідили роботу електролізерів на енергетичних островах, оцінили їх потенційний внесок в забезпечення гнучкості, проаналізували різні ринкові стратегії інтеграції енергетичних островів. В роботі [58] Lüth et. al. (2023) дослідили компроміси між інтеграцією енергетичних островів через електрику та водневу інфраструктуру. Створили комбіновану модель розширення потужностей і диспетчеризації електроенергії, оцінили роль електролізерів і електричних кабелів, враховуючи доступність відновлюваної енергії з островів. В роботі [59] Yan et. al. (2019) дослідили прогнозування споживання енергії окремими домогосподарствами на основі даних. В дослідженні запропонована гібридна модель глибокого навчання, яка поєднує неймережу ансамблю довгострокової пам'яті із технікою стаціонарного вейвлет-перетворення. Стаціонарне вейвлет-перетворення зменшує нестабільність і збільшує розмірність даних, що потенційно допомагає підвищити точність прогнозування. В роботі [60] Hafeez et al. (2020) пропонують ефективний енергоменеджмент житлових будинків, для зменшення співвідношення пікового навантаження до середнього значення, отримання бажаного компромісу між рахунками за електроенергію та

комфортом споживачів. В роботі запропоновано метод прогнозування на основі штучної нейронної мережі та вдосконаленого диференціального алгоритму еволюції сірого вовка на основі контролера домашнього енергоменеджменту. В роботі [61] Alrasheedi et al. (2022) розробили гібридні методи глибокого навчання, для покращення результатів прогнозування навантаження в розумних мережах. В роботі застосовано стратегію порівняння з використанням різних методів глибокого навчання, включаючи штучну нейронну мережу, рекурентну нейронну мережу, звичайні нейронні мережі, довготривалу короткочасну пам'ять, рекурентну одиницю стробування і різні реальні набори даних. В роботі [62] Shachee et al. (2022) використали модель LSTM-RNN для прогнозування споживання електроенергії домогосподарствами за два місяці від заданої початкової дати. Модель здійснює оцінювання шляхом порівняння прогнозованих і фактичних значень споживання енергії. В роботі [63] Taleb et al. (2022) запропонували гнучку гібридну модель машинного навчання, для прогнозування навантаження з вищою точністю та меншою обчислювальною потужністю, з метою мінімізації впливу глобального потепління та кращої інтеграції відновлюваних джерел енергії. В роботі [64] Mubashar et al. (2022) запропонували метод прогнозування навантаження в розумній мережі за допомогою розумних лічильників та LSTM методу. Результати дослідження порівнювали з методами ARIMA та експоненціальним згладжуванням. В роботі [65] Rosato et al. (2021) запропонували схему глибокого навчання для вирішення проблеми прогнозування енергетичних часових рядів. Реалізація моделі базується на використанні мереж довготривалої короткочасної пам'яті та згорткових нейронних мереж. Ці методи комбінуються таким чином, що взаємозалежності між кількома різними часовими рядами можна використати для цілей прогнозування шляхом фільтрації та об'єднання їхніх вибірок. В роботі [66] Nguyen et al. (2020) пропонують метод прогнозування попиту на електроенергію на основі моделі глибокого навчання,

довгострокової пам'яті, яка є вдосконаленням рекурентних нейронних мереж. Запропонована мережева архітектура включає чотири рівні: послідовний вхід, довгострокова пам'ять, повністю підключений і регресійний вихід. В роботі [67] Miah et al. (2023) пропонують підхід, заснований на глибокому навчанні, для прогнозування попиту на енергію в інтелектуальній електромережі, що може покращити інтеграцію відновлюваних джерел енергії шляхом надання точних прогнозів попиту на енергію. В роботі використовується довга мережа короткочасної пам'яті, що вдало поєднується з даними часових рядів, щоб фіксувати складні моделі та залежності в даних про попит на енергію. В роботі оцінюються набори даних короткострокового попиту на енергію від різних енергетичних компаній, включаючи American Electric Power, Commonwealth Edison, Dayton Power and Light і Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection. Запропонована модель порівняна з трьома найсучаснішими алгоритмами прогнозування: Facebook Prophet, Support Vector Regression і Random Forest Regression. Отримані результати вказують, що запропонована модель може точно прогнозувати попит на енергію із середньою абсолютною похибкою 1,4%, що вказує на її потенціал для підвищення стабільності та ефективності електромережі.

5.4.2. Електромережева модель короткострокового прогнозування попиту на електроенергію і тепло територіальної громади

Даним дослідженням запропоновано підхід, заснований на глибокому навчанні, для короткострокового прогнозування попиту на енергію, для енергоостровів територіальних громад з комбінованим виробництвом електроенергії та тепла. Відповідно до підходу прийнято часовий ряд у формі даних попиту на енергію, представлений послідовністю векторів [67]:

$$\langle D = d_1, d_2, \dots, d_n \rangle \quad (5.16)$$

де d_n – вектор попиту на енергію в момент часу.

Прогнозування попиту на енергію в майбутньому представлено вектором роботи [67]:

$$d_{n+h} \quad (5.17)$$

де h – кількість кроків, для здійснення прогнозування.

Прогнозований попит на енергію може бути представлений як функція f [67]:

$$f(D) = d_{n+h} \quad (5.18)$$

Реалізація підходу полягає в знаходженні оптимальної функції f , що мінімізує похибку прогнозування, що є середньою абсолютною похибкою між прогнозованим та фактичним значенням попиту на енергію [67].

В даному дослідженні використовуються погодинні дані споживання енергії PJME, доступні з відкритих джерел (*PJM – Home*, n.d.) [68]. PJME – погодинні дані споживання енергії регіональної організації передачі енергії Пенсильванія, Нью-Джерсі-Меріленд у Сполучених Штатах. Дані охоплюють 13 штатів і округ Колумбія, включають змінні, як час, дата, температура, попит на енергію в проміжку часу з грудня 2002 року по січень 2018 року із загальною кількістю 145366 точок даних [67].

Даним дослідженням реалізовано архітектуру довгої короткочасної пам'яті, рекурентної нейронної мережі, для керування послідовними даними з часовою залежністю. Модель довгої короткочасної пам'яті тренується згідно з історією даних, для визначення залежності між вхідними даними та змінними представленими як попит на енергію в МВт. Отримані залежності використовуються для прогнозування. Довга короткочасна пам'ять являє собою набір нелінійних перетворень на вхідних та прихованих станах мережі, механізмів стробування, що регулюють

проходження інформації крізь мережу. Одна комірка довгої короткочасної пам'яті може бути представлена рівнянням [67]:

$$i_t = \sigma(W_{xi}x_t + W_{hi}h_{t-1} + b_i) \quad (5.19)$$

$$f_t = \sigma(W_{xf}x_t + W_{hf}h_{t-1} + b_f)$$

$$\tilde{C}_t = \tanh(W_{xc}x_t + W_{hc}h_{t-1} + b_c)$$

$$C_t = f_t \odot C_{t-1} + i_t \odot \tilde{C}_t$$

$$o_t = \sigma(W_{xo}x_t + W_{ho}h_{t-1} + b_o)$$

$$h_t = o_t \odot \tanh(C_t)$$

де x_t – вхідна точка на крок часу t ; h_{t-1} – прихований стан за попереднім кроком за часом; W – вага мережі; b – зміщення мережі; σ – сигмоподібна дотична функція активації; \tanh – гіперболічна дотична функції активації; i_t – вхідний клапан; f_t – пропускний клапан; o_t – вихідний клапан; C_t – стан комірки; h_t – прихований стан.

До структури довгої короткочасної пам'яті входять вхідний, вилучення та вихідний шари. Кількість нейронів вхідного шару рівна кількості даних попиту на енергію. Кількість шарів визначається методом перехресної перевірки пошуку у сітці, що являє собою сітку можливих значень, для кожного існуючого гіперпараметру та оцінку ефективності, для усіх можливих комбінацій гіперпараметрів (рис. 5.15). Продуктивність методу порівнюється в усіх можливих комбінаціях, нейрон вихідного шару являє собою прогнозоване значення попиту на енергію. Модель реалізована з використанням мови програмування Python та бібліотеки Keras (Keras-Team, n.d.) [69]. Середньоквадратична похибка та оптимізація Адама використані для навчання моделі протягом визначеної кількості циклів, до поки продуктивність не перестане покращуватись.

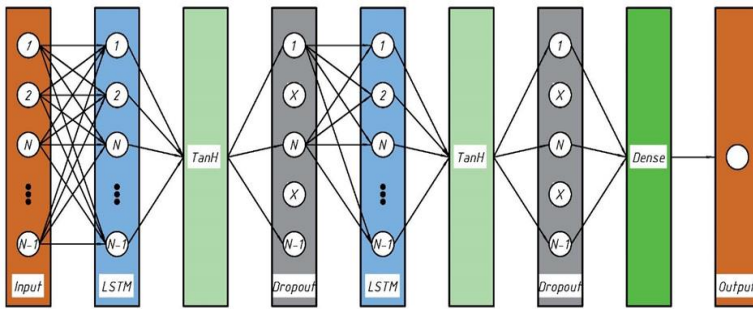


Рисунок 5.15 –Архітектура моделі прогнозування

В даній роботі, середня абсолютна похибка є різницею в прогнозованому та фактичному попиту на енергію і визначається з рівняння [67]:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad (5.20)$$

де n – кількість тестів; y_i – фактичний попит енергії; \hat{y}_i – прогнозований попит енергії.

Чим менше значення середньої абсолютної похибки, тим краща продуктивність моделі. Для моделі лінійної регресії, коефіцієнт детермінації R^2 дає уявлення наскільки добре незалежні змінні пояснюють мінливість, що спостерігається в залежній змінній. Коефіцієнт детермінації коливається від 0 до 1, де 0 означає, що незалежні змінні не пояснюють жодної мінливості залежної змінної. З іншого боку, 1 означає, що вся мінливість залежної змінної пояснюється незалежними змінними. Коефіцієнт детермінації можна визначити з рівняння [67]:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (5.21)$$

де \bar{y} – середнє значення залежної змінної.

Середньоквадратична похибка обчислює різницю між фактичним та прогнозованим значенням попиту на енергію. Середньоквадратична похибка необхідна для визначення усередненого значення похибки прогнозування в моделі та визначається з рівняння [67]:

$$RSME = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (5.22)$$

5.4.3. Результати нейромережевого моделювання з прогнозуванням попиту на теплову та електричну енергію територіальних громад

Результати даного дослідження отримані з використанням даних розділених на цілі навчання 80 % і цілі тестування 20 %. З використанням даних, навчені та протестовані моделі машинного навчання з опорною векторною регресією (SVR) та випадковою лінійною регресією (Prophet), які порівняні з моделлю короткострокового прогнозування попиту на енергію [70, 71]. Модель глибокого навчання запропонована в роботі навчена з використанням архітектури довгої короткочасної пам'яті що містить 200 одиниць пам'яті. Модель навчалась згідно алгоритму оптимізації Адама з швидкістю навчання 0,001. Результати експерименту наведені в табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Результати експерименту

Модель	R ²	Середня абсолютна похибка	Середньоквадратична похибка
Довга короткочасна пам'ять	0,951253	0,022566	0,000888
Регресія опорних векторів	0,986650	132,343542	85152,198802
Випадкова лінійна регресія	-14,407594	0,621314	0,412824

Відповідно до отриманих результатів помітно, що для моделі довгої короткочасної пам'яті характерна висока точність прогнозування. Середня абсолютна похибка прогнозування становить приблизно 2,2 %, R^2 приблизно в межах 95 %, середньоквадратична похибка дорівнює 0,0008. Порівнюючи з регресією опорних векторів, модель володіє кращим показником R^2 , однак судячи з показників середньої абсолютної похибки та середньоквадратичної похибки прогнозований попит не є близьким до фактичного. Модель випадкової лінійної регресії володіє від'ємним значенням R^2 , що є показником відсутності пояснення мінливостей незалежних змінних, отримані показники середньої абсолютної похибки та середньоквадратичної похибки вказують на нижчу в порівнянні з моделлю довгої короткочасної пам'яті здатність до прогнозування та точність прогнозування. Експериментальні результати представлені на рисунках 5.16–5.18.

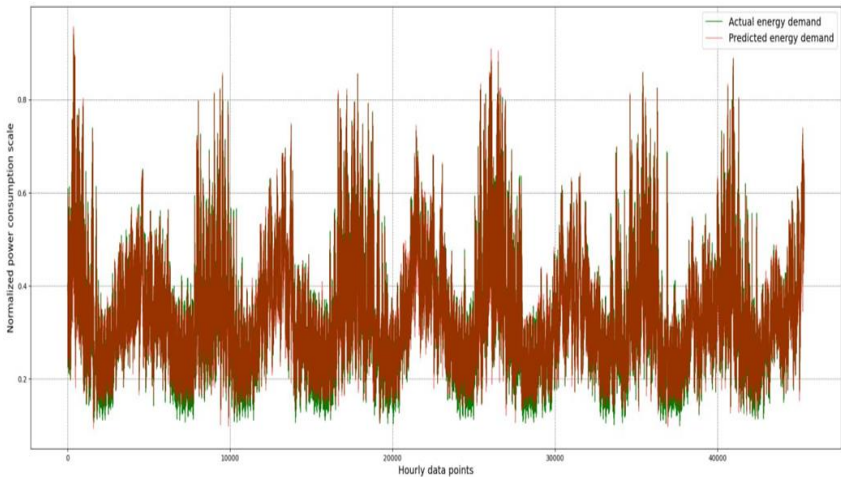


Рисунок 5.16 – Візуальне представлення різниці між фактичним та прогнозованим попитом на енергію для моделі довгої короткочасної пам'яті

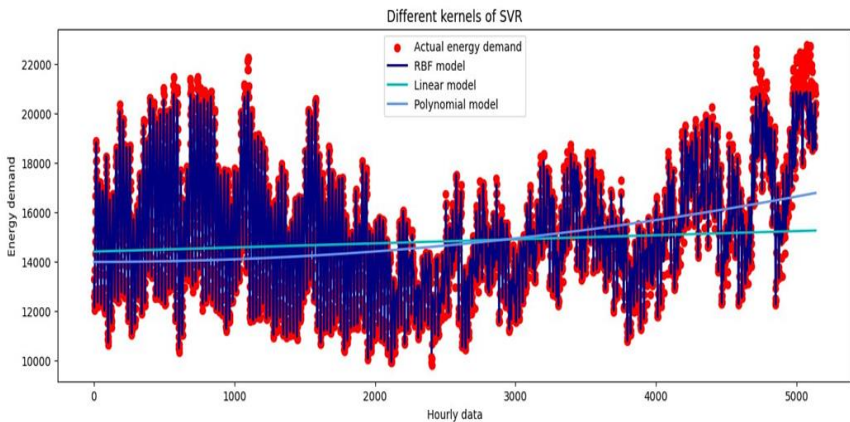


Рисунок 5.17 – Візуальне представлення різниці між фактичним та прогнозованим попитом на енергію для моделі регресії опорних векторів

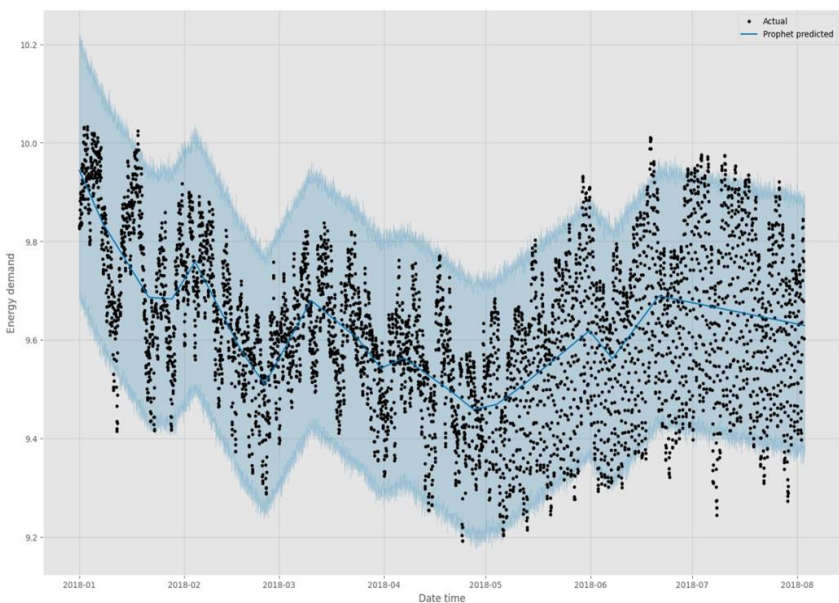


Рисунок 5.18 – Візуальне представлення різниці між фактичним та прогнозованим попитом на енергію для моделі випадкової лінійної регресії

На рисунках 5.16–5.18 вісь абсцис позначає проміжок в часі, вісь ординат – попит на енергію. Модель довгої короткочасної пам'яті володіє високою точністю в прогнозуванні попиту на енергію на основі промислових даних. Прогнозовані значення – вихідні значення попиту на енергію. Результат представлений в роботі базується на конкретному наборі даних. Точність прогнозування в широких межах залежить від даних, що використовуються для навчання моделі. Результати демонструють потенціал для прогнозування попиту на енергію в сучасних автоматизованих мережах.

Повні та якісні набори даних, необхідні для навчання моделі зібрано з використанням контролера приєднання SATEC PM180. Контролер здатний здійснювати вимірювання напруги, струму, частоти потужності, несиметрії струмів та напруг, струму нейтралі. Всі ці дані, у вигляді необхідному для навчання моделі, шляхом використання прикладного програмного інтерфейсу (API) передаються в локальну базу даних, після чого використовуються для навчання [72]. Контролер приєднання – частина автоматизованої системи керування основне завдання якої: збір даних про стан комутаційних апаратів, стан технологічних захистів, загальнопідстанційних сигналів тривоги; збір і первинна обробка значень технологічних величин; оперативне управління силовим обладнанням; передача всієї отриманої інформації в систему. Система являє собою шафу, що реалізує всі необхідні завдання і складається з наступних компонентів: пристрої обробки та обміну інформації; пристрої збору телеінформаційних сигналів; пристрої сполучення з каналом зв'язку; пристрої забезпечення електроживлення. Схема структурна комплексу технічних засобів представлена на рис. 5.19.

Практичну реалізацію нейромережевої моделі короткострокового прогнозування попиту енергоострова територіальної громади з комбінованим виробництвом електроенергії та тепла було здійснено в Смілянській громаді, в Черкаській області, з адміністративним центром в

місті Сміла. Для навчання та прогнозування (рисунки 5.20–5.23) було зібрано дані про погодинне споживання електричної енергії населенням в кВт·год за 2022 рік та погодинне споживання теплової енергії населенням в кВт·год за січень-березень 2022 року. Результати навчання та прогнозування наведені в табл. 5.6.

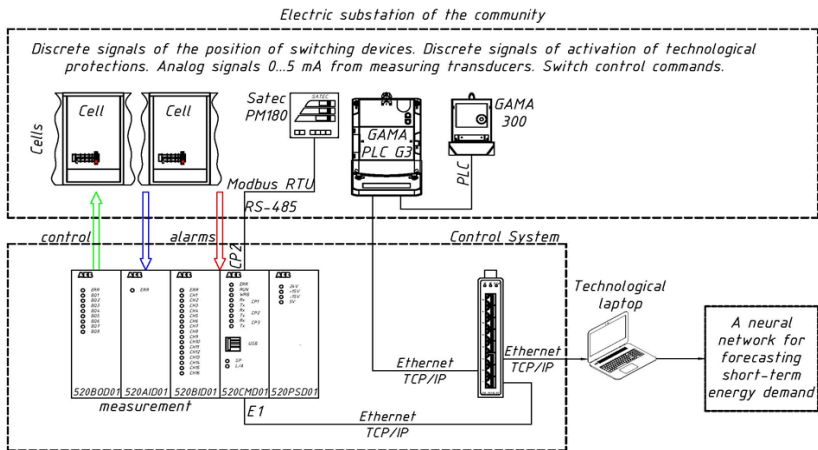


Рисунок 5.19 – Схема структурна комплексу технічних засобів

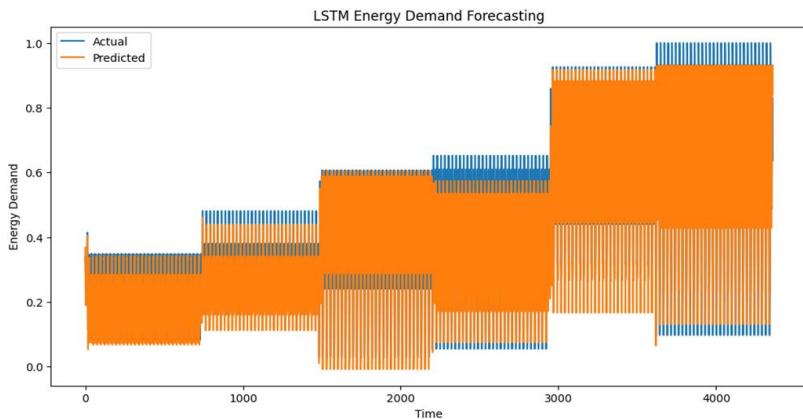


Рисунок 5.20 – Візуальне представлення різниці між фактичним та прогнозованим попитом на електроенергію для моделі довгої короткочасної пам'яті в Смілянській громаді

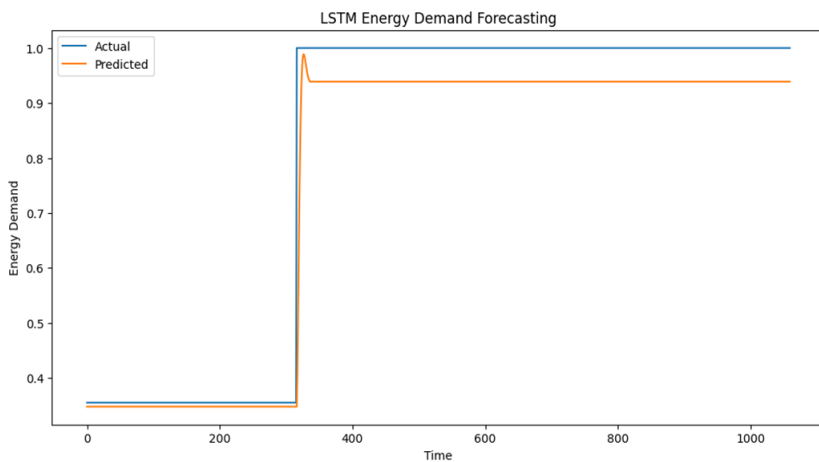


Рисунок 5.21 –Візуальне представлення різниці між фактичним та прогнозованим попитом на теплову енергію для моделі довгої короткочасної пам’яті в Смілянській громаді

Таблиця 5.6 – Результати навчання та прогнозування

Модель	R²	Середня абсолютна похибка	Середньоквадратична похибка
Прогнозування попиту на електроенергію	0,814961	0,067728	0,009520
Прогнозування попиту на теплову енергію	0,956163	0,046968	0.003814

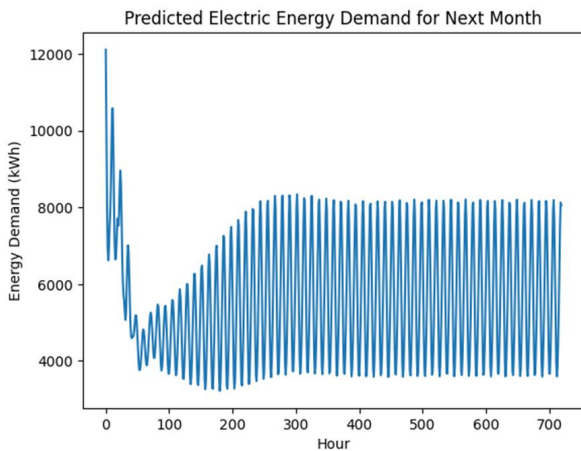


Рисунок 5.22 – Прогнозування попиту на електроенергію на наступний місяць відносно даних

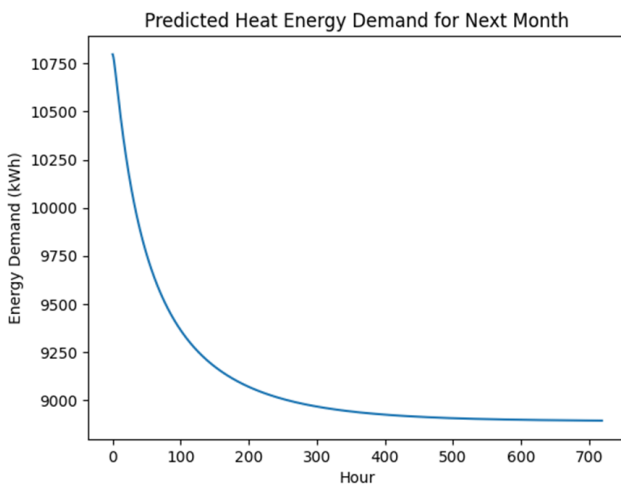


Рисунок 5.23 – Прогнозування попиту на теплову енергію на наступний місяць відносно даних

Щоб спрогнозувати попит на електроенергію та теплову енергію на наступний місяць, генерується вхідна послідовність для наступного місяця на основі послідовності наданих даних для навчання. Модель довгої короткочасної пам'яті здійснює прогнозування попиту на енергію для кожної години наступного місяця. Прогноз відбувається ітераційно, повертаючи дані до вхідної моделі і зсуваючи послідовність на одну годину на кожному кроці. Оскільки прогнозування здійснено на основі нормалізованих даних, їх обернено перетворено для отримання значення попиту на енергію в кВт·год.

З використанням запропонованої моделі, попит на енергію може бути прогнозований на години, дні, місяці вперед. Ця інформація має ключове значення для постачальників енергії та операторів мереж для ефективного планування та управління виробництвом, розподілом та ціноутворенням енергії. Точні прогнози можуть оптимізувати розподіл енергоресурсів, дозволяють коригувати графіки виробництва, розгортати відновлювальні джерела енергії та оптимізувати системи зберігання енергії для задоволення попиту, мінімізуючи витрати.

На прикладі результату (рис. 5.22), фахівець енергогенеруючого підприємства повинен спланувати оптимальний графік роботи, задовільнити попит, максимізувати виробництво енергії та мінімізувати витрати. В такому випадку, графіки генерації можуть бути накладені на прогнозований попит на енергію. Досліджуючи графік, можна визначити періоди пікового попиту, коли прогнозований попит, може перевищити потужність генерації. У цей ж момент можна пом'якшити перевантаження мережі, шляхом визначення часу виробництва енергії. Також це допомагає мінімізувати витрати, дозволяє планувати технічне обслуговування та ремонт в періоди низького попиту на енергію, або коригувати стратегії торгівлі на основі ринкових цін.

Висновки до розділу 5

Запропонована методологія формування технологічної структури забезпечення енергонезалежності громад, яка може бути масштабована до довільного організаційно-адміністративного рівня і узгоджується із методологіями, що використовуються на національному (Оператори енергосистем) і наднаціональному рівнях (ENTSO-E та ENTSO-G), а також базується на універсальній методології UNIDO щодо розроблення та обґрунтування проєктів у сфері промисловості.

Розроблена модель математичного програмування формування прогнозного річного щомісячного балансу теплової та електричної енергії енергонезалежної громади дозволяє детально визначати оптимальне завантаження потужностей комбінованої системи енергопостачання локальної мережі громади з урахуванням профілів добових графіків електричного та теплового навантаження з дотриманням вимог балансової надійності.

Необхідність моделювання оптимального за вартістю покриття добових балансів теплової та електричної енергії територіальної громади обумовлено нерівномірністю добових графіків її споживання, стохастичністю та змінністю потужності ВЕС та СЕС, врахуванням режимів використання потужностей установок генерації електричної та теплової енергії та їх оптимального навантаження з урахуванням собівартості виробництва електроенергії.

Результати модельних розрахунків помісячних річних балансів теплової та електричної енергії Смілянської територіальної громади для сформованих варіантів її технологічної структури комбінованої енергетичної системи засвідчили, що збільшення частки потужностей на ВДЕ у її структурі з 55 % до 69 % при 30 % обмеженні споживання електроенергії з зовнішньої електромережі приводить до скорочення

викидів парникових газів (у $\text{CO}_{2\text{екв}}$) при виробництві електроенергії у 3,5 рази. Загальне скорочення викидів ПГ системи комбінованого енергозабезпечення громади становить 42 %.

Запропоновано інформаційну технологію прийняття рішень щодо оптимізації техногенного впливу на довкілля. Ця технологія зосереджена на регіональних джерелах викидів парникових газів шляхом прогнозування їх концентрації з використанням різноманітних сучасних технологій для зменшення об'єму або концентрації викидів і, відповідно, для регулювання відповідальності в рамках існуючої правової бази щодо викидів забруднюючих речовин в атмосферу.

Функціонування джерел викидів парникових газів та політику регулювання відповідальності згідно з чинним законодавством щодо викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря пропонується розглядати як учасників «системи гри». Модель досліджує взаємодію між антропогенними джерелами викидів та законодавчими регуляціями, концептуалізуючи їх як гру, де підприємства намагаються мінімізувати штрафи, а законодавці регулюють екологічний вплив.

Територіальні громади мають об'єктивні перспективи щодо формування своєї енергетичної незалежності, створюючи власні інфраструктурні об'єкти з енерговиробництва на місцевому рівні. Саме джерела комбінованого енерговиробництва з високою паливною ефективністю та здатністю маневрувати потужністю у широкому діапазоні навантажень будуть найбільш витребуваними з огляду на забезпечення мінімальних вартостей теплової та електричної енергії з підтримкою стохастичного режиму генерації ВДЕ.

Окрім того, диспетчеризація комбінованого енерговиробництва для покриття заданих графіків навантаження (особливо це стосується пікових періодів) також потребує дослідження різних режимів спільного виробництва тепла і електроенергії з урахування сезонних змін графіків навантаження. Процеси комбінованого енергозабезпечення спонукатимуть

територіальні громади до нового виду діяльності, пов'язаного з власним енерговиробництвом на основі використання місцевих видів палив та відновлюваних джерел енергії. Викладені підходи можуть бути теоретичною основою для розроблення сценаріїв формування енергонезалежності територіальних громад.

Результати дослідження можуть бути використані для розроблення систем динамічного енергоменеджменту, що дозволить паритетно формувати тарифні плани для кінцевих споживачів територіальної громади з урахуванням комбінованого енерговиробництва на основі місцевих біопалив, позитивного впливу мікроенергосистем такого класу на живучість енергетичних островів за умов непередбачуваного зниження потужності централізованих джерел, системних аварій, блекаутів тощо.

Шляхом здійснення відповідних ініціатив для досягнення спільних цілей можливо досягати економічно обґрунтованих рівнів енергетичної незалежності, скорочення витрат на енергозабезпечення та викидів CO₂. Формування структур децентралізованих джерел будуть сприяти переходу до острівних мікроенергосистем з низьким використанням викопних палив, створить умови для зростання довіри споживачів до інвестування у цей сектор та призведе до децентралізації ринку енергетичних послуг загалом.

Соціально-економічний ефект від впровадження результатів розробки полягає у підвищенні ефективності функціонування комбінованих систем електроживлення на платформі єдиної енергетичної спільноти, покращенні комфорту та якості життя за рахунок підвищення надійності енергопостачання, зменшення залежності від зниження якості енергії централізованих мереж.

В даній роботі запропоновано модель довгої короткочасної пам'яті інтегровану в архітектуру диспетчерського контролю та збору даних, для прогнозування попиту на енергію. Для навчання моделі використано набір історичних даних погодинного споживання енергії PJME. Модель порівняно з іншими існуючими моделями опорної векторної регресії (SVR)

та випадкової лінійної регресії (Prophet). Модель довгої короткочасної пам'яті отримала порівняно найкращі результати із середньою абсолютною похибкою 2,2 %, R^2 приблизно в межах 95 %, середньоквадратична похибка 0,0008. Ці результати показують високу точність прогнозування попиту на енергію при використанні повних наборів даних.

Впровадження моделі короткострокового прогнозування попиту на енергію в існуючі, або новостворені автоматизовані системи керування енергоострова територіальних громад з комбінованим виробництвом електроенергії та тепла відкриває можливості, для збору історичних наборів даних та прогнозування попиту на енергію в конкретний момент часу, тим самим дозволяючи в короткі терміни узгодити доступні рівні генерації відновлювальних джерел в частині коригування графіку навантаження з зменшенням перетоків з зовнішньої мережі, дозволить формувати баланс енергосистеми в умовах спільного комбінованого виробництва, тим самим оптимізуючи вартість одиниці енергії.

Список використаних джерел до розділу 5

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 21 квітня 2023 р. № 373-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-%D1%80#Textoku>. Дата звернення 18.07.2024.

2. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 13 серпня 2024 р. № 761-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-zatverdzhennia-natsionalnoho-planu-dii-z-vidnovliuvanoi-enerhetyky-na-p-a761>. Дата звернення 15.08.2024.

3. Про схвалення Національного плану з енергетики та клімату на період до 2030 року. Розпорядження Кабінете Міністрів України від

25 червня 2024 р. № 587-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/587-2024-%D1%80>. Дата звернення 18.07.2024.

4. Про схвалення Стратегії розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року і затвердження операційного плану заходів з її реалізації у 2024 – 2026 роках. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 липня 2024 р. № 713-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-skhvalennia-stratehii-rozvytku-rozpodilenoj-heneratsii-na-period-do-2035-roku-i-zatverdzhennia-s713180724>. Дата звернення 25.07.2024.

5. Kostenko, G., & Zaporozhets, A. (2023). Enhancing of the Power System Resilience Through the Application of Micro Power Systems (microgrid) with Renewable Distributed Generation. *System Research in Energy*, (3 (74), 25–38. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.025>.

6. Hotra, O.; Kulyk, M.; Babak, V.; Kovtun, S.; Zgurovets, O.; Mroczka, J.; Kisała, P. Organisation of the Structure and Functioning of Self-Sufficient Distributed Power Generation. *Energies*. 2024, 17, 27. <https://doi.org/10.3390/en17010027>

7. Kaplun, V. (2023). Principles of resource-process modeling of territorial communities combined energy supply in the climate change prevention context. *System Research in Energy*, (4 (75), 54–64. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.04.055>

8. Abdou, I., & Tkiouat, M. (2018). Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 8(3), 1357–1372. <https://doi.org/10.11591/ijece.v8i3.pp1357-1372>

9. Montero, L., Bello, A., & Reneses, J. (2022). A Review on the Unit Commitment Problem: Approaches, Techniques, and Resolution Methods. *Energies*, 15(4), 1296. <https://doi.org/10.3390/en15041296>

10. Wuijts, R.H., van den Akker, M. & van den Broek, M. Effect of modelling choices in the unit commitment problem. *Energy Systems* (2023). <https://doi.org/10.1007/s12667-023-00564-5>

11. Станиціна, В., Нечаєва, Т., Троханяк, В., Горський, В., & Тесленко, О. (2023). Технології електрогенерації та теплопостачання для підвищення енергетичної незалежності окремих територіальних громад. *Системні дослідження в енергетиці*, (4 (75), 32–44. <https://doi.org/10.15407/srenergy 2023.04.032>

12. Шульженко С.В., Тюрютіков О.І., & Іваненко Н.П. (2020). Модель математичного програмування з цілочисельними змінними визначення оптимального складу та завантаження енергоблоків теплових електростанцій та гідроагрегатів гідроакumuлюючих електростанцій при покритті добового графіка електричних навантажень енерго. *Системні дослідження в енергетиці*, (1 (60), 14–23. <https://doi.org/10.15407/pge2020.01.01>

13. Shulzhenko S., Turutikov O., Bilenko M. (2020). Mixed integer linear programming dispatch model for power system of Ukraine with large share of baseload nuclear and variable renewables. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, P. 363–368. <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160222>

14. Sergii Shulzhenko. (2023). Generation unit commitment mixed integer linear model for simultaneous heat and electric daily load covering. *System Research in Energy*, (1 (72), 25–34. <https://doi.org/10.15407/srenergy 2023.01.025>

15. Тесленко, О. (2024). Енергетичний потенціал розподіленої генерації на потужних котельнях України в умовах воєнної агресії. *Енерготехнології та ресурсозбереження*, 78(1), 47–59. <https://doi.org/10.33070/etars.1.2024.04>

16. System Advisor Model™ Version 2023.12.17 (SAM™ 2023.12.17). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Accessed July 30, 2024. <https://sam.nrel.gov>.

17. Gilman, P. (2015). SAM Photovoltaic Model Technical Reference. National Renewable Energy Laboratory. 59 pp.; NREL/TP-6A20-64102

18. Freeman, J.; Gilman, P.; Jorgenson, J.; Ferguson, T. (2014). “Reference Manual for the System Advisor Model’s Wind Performance Model”. National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A20-60570

19. RE Data Explorer. URL: <https://www.re-explorer.org/>. Дата звернення 20.07.2024.

20. Denysov, V., & Babak, V. (2023). Software and information simulation complex of multinode integrated and autonomous power and heat supply systems. *System Research in Energy*, (3 (74), 50–63. <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.050>

21. Погода в Смілі. RusMeteo. URL: <https://rusmeteo.com.ua/weather/smila/jan-31/>. Дата звернення 18.07.2024.

22. The European Green Deal – Delivering the Eu’s 2030 Climate Targets. Available online: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_23_4813.

23. Clean energy for all Europeans package. Available online: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (accessed on April 10th, 2020).

24. European Directive 2018/2001/EU of European Parliament and Council, 11st December 2018, Promotion of the use of energy from renewable energy sources (O.J. 21/12/2018).

25. Koirala B. P., Koliou E., Friege J., Hakvoort R. A., Herder P. M., Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56 (2016), 722–744.

26. M. Bagheri, S.H. Delbari, M. Pakzadmanesh, C.A. Kennedy, City-integrated renewable energy design for low-carbon and climate-resilient communities, *Appl. Energy* 239 (2019) 1212–1225, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.031>.

27. OrehounigK, EvinsR, DorerV. Integration of decentralized energy systems in neighbourhoods using the energy hub approach. *ApplEnergy* 2015; 154:277–89. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.114>.

28. M. Bagheri, S.H. Delbari, M. Pakzadmanesh, C.A. Kennedy, City-integrated renewable energy design for low-carbon and climate-resilient communities, *Appl. Energy* 239 (2019) 1212–1225, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.031>.

29. Akhil Joseph, P. Balachandra Energy Internet, the Future Electricity System: Overview, Concept, Model Structure, and Mechanism, *Energies* 13(16):4242, 2020. DOI:10.3390/en13164242

30. Liu, Y.; Zuo, K.; Liu, X.; Liu, J.; Kennedy, J.M. Dynamic pricing for decentralized energy trading in micro-grids. *Appl. Energy* 2018, 228, 689–699. [CrossRef]

31. Zhao, X.; Yang, L.; Qu, X.; Yan, W. An improved energy flow calculation method for integrated electricity and natural gas system. *Trans. Chin. Electrotech. Soc.* 2018, 33, 467–477.

32. Ju, L.; Li, H.; Zhao, J.; Chen, K.; Tan, Q.; Tan, Z. Multi-objective stochastic scheduling optimization model for connecting a virtual power plant to wind-photovoltaic-electric vehicles considering uncertainties and demand response. *Energy Convers. Manag.* 2016, 128, 160–177. [CrossRef]

33. Muhammad, F.Z.; Elhoussin, E.; Mohamed, B. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Appl. Energy* 2018, 222, 1033–1055.

34. Al-Zakwani, S.S.; Marouf mashat, A.; Mazouz, A.; Fowler, M.; Elkamel, A. Allocation of Ontario's Surplus Electricity to Different Power-to-Gas Applications. *Energies* 2019, 12, 2675. [CrossRef]

35. Zhang, X.; Yang, J.; Wang, W.; Zhang, M.; Jing, T. Integrated Optimal Dispatch of a Rural Micro-Energy-Grid with Multi-Energy Stream Based on Model Predictive Control. *Energies* 2018, 11, 3439. [CrossRef]

36. Anna, L.B.; Umberto, D. Opportunities of power-to-gas technology in different energy systems architectures. *Appl. Energy* 2018, 228, 57–67.
37. Heredia, F.J.; Rider, M.J.; Corchero, C. Optimal Bidding Strategies for Thermal and Generic Programming Units in the Day-Ahead Electricity Market. *IEEE Trans. Power Syst.* 2010, 25, 1504–1518. [CrossRef]
38. Zamani, A.G.; Zakariazadeh, A.; Jadid, S. Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant. *Appl. Energy* 2016, 169, 324–340. [CrossRef]
39. Yang, H.; Yi, D.; Zhao, J.; Luo, F.; Dong, Z. Distributed optimal dispatch of virtual power plant based on ELM transformation. *J. Ind. Manag. Optim.* 2014, 10, 1297–1318. [CrossRef]
40. Mohammadi, J.; Rahimikian, A.; Ghazizadeh, M.S. Aggregated wind power and flexible load ordering strategy. *IET Renew. Power Gener.* 2007, 5, 439–447. [CrossRef]
41. Stojiljkovic, M.M. Bi-level multi-objective fuzzy design optimization of energy supply systems aided by problem-specific heuristics. *Energy* 2017, 137, 1231–1251. [CrossRef]
42. Tan, Z.-F.; Ju, L.-W.; Li, H.-H.; Li, J.-Y.; Zhang, H.-J. A two-stage scheduling optimization model and solution algorithm for wind power and energy storage system considering uncertainty and demand response. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2014, 63, 1057–1069. [CrossRef]
43. Jiang, Y.-W.; Chen, C.; Wen, B.-Y. Application of Stochastic Simulation's Particle Swarm Algorithm in the Compensation of Reactive Power for Wind Farms. *Proc. CSEE* 2008, 28, 47–52.
44. Wang, X.; Wang, X.; Li, L.-X.; Zheng, Y.-H.; Xu, Q.-S. Reactive power optimization for wind power system based on dynamic cloud evolutionary particle swarm optimization. *Power Syst. Prot. Control* 2013, 41, 36–43.
45. A. Bloess, W.-P. Schill, and A. Zerrahn. Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials, 2018.

46. D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, S. Werner, B. Möller, U. Persson, T. Boermans, D. Trier, P. A. Østergaard, and S. Nielsen. Heat roadmap europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the eu energy system. *Energy policy*, 65:475–489, 2014.

47. U.J.J. Hahnel, M. Herberz, A. Pena-Bello, D. Parra, T. Brosch, Becoming prosumer: revealing trading preferences and decision-making strategies in peer-to-peer energy communities, *Energy Policy* 137 (2020) 111098, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111098>

48. Ghiani E. et.al. (2019), Planning of a smart local energy community: the case of Berchidda Municipality (Italy), *Energies*, 12, (24):4629, December 2019/

49. Kaplun, V., Shtepa, V., & Makarevych, S. (2020). Neural Network Modelling of Intelligent Energy Efficiency Control in Local Polygeneration Microgrid with Renewable Sources [Conference Proceedings]. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology, 98–102.

50. Kaplun, V., Osypenko, V. (2020). Energy Efficiency Analyses in Polygeneration Microgrids with Renewable Sources 2020 [Conference Proceedings]. IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems, ESS 2020, 139–143.

51. Kaplun, V. (2023). PRINCIPLES OF RESOURCE-PROCESS MODELING OF TERRITORIAL COMMUNITIES COMBINED ENERGY SUPPLY IN THE CLIMATE CHANGE PREVENTION CONTEXT. *System Research in Energy*, (4 (75), 54–64. <https://doi.org/10.15407/srenergy.2023.04.055>

52. Islam, M. I., Maruf, M. H., Mansur, A. Al, Ashique, R. H., ul Haq, M. A., Shihavuddin, A., Jadin, M. S. (2023). Feasibility analysis of floating photovoltaic power plant in Bangladesh: A case study in Hatirjheel Lake, Dhaka. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 55, 102994. doi:10.1016/j.seta.2022.102994

53. Ali, E. S., El-Sehiemy, R. A., Abou El-Ela, A. A., Mahmoud, K., Lehtonen, M., Darwish, M. M. F. (2021). An Effective Bi-Stage Method for Renewable Energy Sources Integration into Unbalanced Distribution Systems Considering Uncertainty. *Processes*, 9(3). doi:10.3390/pr9030471
54. Kaplun, V., Osypenko, V., Makarevych, S. (2022). Forecasting the electricity pricing of energy islands with renewable sources. *Machinery & Energetics*, 13(4), 38–47. doi:10.31548/machenergy.13(4).2022.38-47
55. Groppi, D., Pfeifer, A., Garcia, D. A., Krajačić, G., Duić, N. (2021). A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110183. doi: 10.1016/j.rser.2020.110183
56. Kurniawati, I., Beaumont, B., Varghese, R., Kostadinovic, D., Sokol, I., Hemida, H., Alevras, P., Baniotopoulos, C. (2023). Conceptual Design of a Floating Modular Energy Island for Energy Independency: A Case Study in Crete. *Energies*, 16(16), 5921. doi:10.3390/en16165921
57. Lüth, A., Werner, Y., Egging-Bratseth, R., Kazempour, J. (2024). Electrolysis as a flexibility resource on energy islands: The case of the North Sea. *Energy Policy*, 185, 113921. doi:10.1016/j.enpol.2023.113921
58. Lüth, A., Seifert, P. E., Egging-Bratseth, R., Weibezahn, J. (2023). How to connect energy islands: Trade-offs between hydrogen and electricity infrastructure. *Applied Energy*, 341, 121045. doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121045
59. Yan, K., Li, W., Ji, Z., Qi, M., Du, Y. (2019). A Hybrid LSTM Neural Network for Energy Consumption Forecasting of Individual Households. *IEEE Access*, 7, 157633 – 157642. doi:10.1109/ACCESS.2019.2949065
60. Hafeez, G., Alimgeer, K. S., Wadud, Z., Khan, I., Usman, M., Qazi, A. B., Khan, F. A. (2020). An Innovative Optimization Strategy for Efficient Energy Management With Day-Ahead Demand Response Signal and Energy Consumption Forecasting in Smart Grid Using Artificial Neural Network. *IEEE Access*, 8, 84415–84433. doi:10.1109/ACCESS.2020.2989316

61. Alrasheedi, A., Almalaq, A. (2022). Hybrid Deep Learning Applied on Saudi Smart Grids for Short-Term Load Forecasting. *Mathematics*, 10(15), 2666. doi:10.3390/math10152666

62. Shachee, S. B., Latha, H. N., Hegde Veena, N. (2022). Electrical Energy Consumption Prediction Using LSTM-RNN. *Evolutionary Computing and Mobile Sustainable Networks: Proceedings of ICECMSN 2021*, 365–384. doi:10.1007/978-981-16-9605-3_25

63. Taleb, I., Guerard, G., Fauberteau, F., Nguyen, N. (2022). A Flexible Deep Learning Method for Energy Forecasting. *Energies*, 15(11), 3926. doi: 10.3390/en15113926

64. Mubashar, R., Awan, M. J., Ahsan, M., Yasin, A., Singh, V. P. (2022). Efficient residential load forecasting using deep learning approach. *International Journal of Computer Applications in Technology (IJCAT)*, 68(3), 205–214. doi:10.1504/IJCAT.2022.124940

65. Rosato, A., Araneo, R., Andreotti, A., Succetti, F., Panella, M. (2021). 2-D Convolutional Deep Neural Network for the Multivariate Prediction of Photovoltaic Time Series. *Energies*, 14(9), 2392. doi: 10.3390/en14092392

66. Nguyen, V., Duong, M., Le, M. (2020). Electricity Demand Forecasting for Smart Grid Based on Deep Learning Approach. *2020 5th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD)*. doi: 10.1109/GTSD 50082.2020.9303164

67. Miah, M., Sulaiman, J., Islam, M. I., Masduzzaman, M., Giri, N. C., Sarker, S. K., & Muyeen, S. M. (2023). Predicting Short-Term Energy Demand in the Smart Grid: A Deep Learning Approach for Integrating Renewable Energy Sources in Line with Sdgs 7, 9, and 13. *Imamul and Masduzzaman, Md and Giri, Nimay Chandra and Sarker, Subrata Kumar and Muyeen, SM, Predicting Short-Term Energy Demand in the Smart Grid: A Deep Learning Approach for Integrating Renewable Energy Sources in Line with Sdgs, 7(9)*.

68. PJM – Home. (n.d.). <https://pjm.com/>

69. Keras-Team. (n.d.). GitHub – keras-team/keras: Deep Learning for humans. GitHub. <https://github.com/keras-team/keras>

70. Islam, S. S., Haque, M., Miah, M. S. U., Sarwar, T. B., & Nugraha, R. (2022). Application of machine learning algorithms to predict the thyroid disease risk: an experimental comparative study. *PeerJ. Computer Science*, 8, e898. <https://doi.org/10.7717/peerj-cs.898>

71. Taylor, S. J., & Letham, B. (2018). Forecasting at scale. *The American Statistician*, 72(1), 37–45. <https://doi.org/10.1080/00031305.2017.1380080>

72 Calamaro, N., Donko, M., & Shmilovitz, D. (2021). A highly accurate NILM: with an Electro-Spectral space that best fits algorithm’s national deployment requirements. *Energies*, 14(21), 7410. <https://doi.org/10.3390/en14217410>

РОЗДІЛ 6. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ОБҐРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ БІОПАЛИВ ДЛЯ ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ І ТЕПЛА

Одним з ключових напрямів формування енергонезалежних об'єднаних територіальних громад (ОТГ) є науково-технічне обґрунтування принципів розміщення та застосування біогазових виробництв для заміщення природного газу біометаном – газом майбутнього, джерелом сталої, відновлюваної та чистої енергії. З метою покращення екологічного стану ОТГ біометан можна виробляти з органічних відходів, таких як гній ВРХ, залишки їжі або сільськогосподарські рештки. При цьому для їх ефективного використання, в першу чергу, виникає необхідність у визначенні обсягів біометану з органічних відходів ОТГ і, на цій основі, формування рекомендацій щодо розміщення біогазових установок (БГУ) для закачування біометану у підземні газосховища та його ефективного використання в об'єднаних територіальних громадах взимку.

Як показують результати досліджень Біоенергетичної асоціації України з точки зору потенціалу отримання біометану, очікується, що сільськогосподарські залишки відіграватимуть ключову роль в майбутній біоенергетиці України. На даний час узагальнену інформацію про органічні сільськогосподарські відходи (СВ) на території областей, а також окремі пропозиції щодо закачування біометану в газотранспортну або газорозподільчу систему та його використання в різні сезонні періоди року дуже ретельно висвітлені в матеріалах Біоенергетичної асоціації України [1, 2]. Однак, в цих матеріалах відсутня детальна інформація про принципи моделювання і прогнозування виходу біометану та розміщення БГУ на території кожної ОТГ, виходячи з обсягів СВ, які можна ефективно використовувати у БГУ.

6.1. Математична і імітаційна моделі визначення техніко-економічних показників використання технологій перетворення первинних енергоносіїв біологічного походження у інші види палива

Для прогнозування високого та стабільного виходу біогазу необхідно розробити математичну модель функціонування біогазової установки з урахуванням процесу отримання біогазу, визначити керуючі параметри моделі за експериментальними або довідниковими даними та за допомогою імітаційної моделі дослідити динаміку виходу біогазу і на цій основі обґрунтувати відповідну техніко-економічну ефективність перетворення сільськогосподарських відходів у біогаз.

Для досягнення зазначеної мети необхідне вирішення наступних задач:

- розробити підхід для створення математичної та імітаційної моделі функціонування ферментатора біогазової установки;
- здійснити коригування коефіцієнтів математичної моделі на основі довідкових або експериментальних даних;
- провести моделювання динаміки виходу біогазу для визначення техніко-економічної ефективності впровадження та використання технології перетворення сільськогосподарських відходів у біогаз на прикладі монозброджування гною ВРХ.

6.1.1. Математична модель функціонування біогазової установки з урахуванням процесу отримання біогазу

Розглянемо процес функціонування ферментатора біогазової установки у першому наближенні. Метаноутворюючі бактерії (метаногени), що вносяться в субстрат, живляться поживними речовинами субстрату. Продуктом метаболізму метаногенів є біогаз.

Концентрація метаногенів та поживних речовин субстрату, а також динаміка виходу біогазу не є постійною величиною та з часом змінюється. Тому математичну модель функціонування ферментатора біогазової установки в цьому випадку можна представити у вигляді системи диференціальних рівнянь [3, 4]:

$$\begin{cases} \frac{dM}{dt} = M(t) \\ \frac{dN}{dt} = N(t) \\ \frac{dV}{dt} = V(t) \end{cases} \quad (6.1)$$

де M – концентрація біомаси метаногенів у субстраті, $\text{кг}/\text{м}^3$; N – концентрація поживних речовин субстрату, засвоєваних метаногенами, кг сухої органічної речовини (COP)/ м^3 ; V – обсяг отриманого біогазу, м^3 ; t – гідравлічний час утримання (час метанового зброджування субстрату), доби; dM/dt – зміна концентрації у ферментаторі біомаси метаногенів у часі, $\text{кг}/\text{м}^3$ добу; dN/dt – зміна концентрації в ферментаторі поживних речовин субстрату в часі, $\text{кг}/\text{м}^3$ добу; dV/dt – динаміка виходу біогазу в часі, м^3 /добу.

Поживні речовини субстрату в ферментаторі поділяються на три складові: поживні речовини, що завантажуються в ферментатор разом із субстратом; поживні речовини, що вивантажуються з ферментатора разом із субстратом; поживні речовини, які переробляються метаногенами та перетворюються на мікробну біомасу та продукти метаболізму (біогаз):

$$\frac{dN}{dt} = \left(\frac{dN}{dt} \right)_{inp} - \left(\frac{dN}{dt} \right)_{out} - \left(\frac{dN}{dt} \right)_{conv}, \quad (6.2)$$

де dN/dt – зміна концентрації в ферментаторі поживних речовин субстрату в часі, кг/м³добу; $(dN/dt)_{inp}$ – зміна концентрації поживних елементів у часі, завантажених з субстратом у ферментатор, кг/м³добу; $(dN/dt)_{out}$ – зміна концентрації поживних елементів у часі, вивантажених із субстратом із ферментатора, кг/м³добу; $(dN/dt)_{conv}$ – зміна концентрації поживних елементів субстрату в часі, що конвертуються метаногенами, кг/м³добу.

Зміна концентрації поживних елементів в часі, завантажених із субстратом у ферментатор, визначається за виразом:

$$\left(\frac{dN}{dt}\right)_{inp} = K_p \cdot N_{s0} \quad (6.3)$$

де K_p – відносна швидкість надходження субстрату (коефіцієнт розведення культури потоком свіжого субстрату), доба⁻¹; N_{s0} – початкова концентрація поживних речовин у субстраті, кг/м³.

Зміна концентрації поживних елементів у часі, вивантажених з субстратом із ферментатора, визначається за формулою:

$$\left(\frac{dN}{dt}\right)_{out} = K_p \cdot N_s \quad (6.4)$$

де N_s – концентрація поживних речовин субстрату, засвоєваних метаногенами, кг СОР/м³.

Зміна концентрації поживних елементів субстрату в часі, що конвертуються метаногенами, визначається виразом:

$$\left(\frac{dN}{dt}\right)_{conv} = \alpha_k \cdot b_v \cdot N_s \cdot M \quad (6.5)$$

де α_k – безрозмірний коефіцієнт засвоєння субстрату; b_v – коефіцієнт швидкості зростання бактерій, м³/(кг добу).

Підставивши у вираз (6.2) формули (6.3), (6.4) і (6.5), отримаємо вираз визначення зміни концентрації в ферментаторі поживних речовин субстрату в часі:

$$\frac{dN}{dt} = K_p \cdot (N_{S_0} - N_S) - \alpha_k \cdot b_v \cdot N_S \cdot M \quad (6.6)$$

Вираз визначення динаміки виходу біогазу у часі має вигляд:

$$\frac{dV}{dt} = \gamma_{conv} \cdot b_3 \cdot M \cdot N_S \quad (6.7)$$

де b_3 – коефіцієнт швидкості зростання бактерій, м³/(кг·добу); γ_{conv} – коефіцієнт швидкості перетворення поживних речовин на біогаз, м³/кг.

В процесі росту метаногенів, і особливо при уповільненні їх росту в стаціонарній фазі, одночасно зі зростанням відбувається їх відмирання, що можна описати як:

$$\frac{dM}{dt} = \mu_3 \cdot M - \mu_6 \cdot M \quad (6.8)$$

Питомна швидкість відмирання метаногенів за моделлю Ферхюльста визначається за виразом:

$$\mu_6 = K \cdot M \quad (6.9)$$

де K – коефіцієнт відмирання метаногенів за моделлю Ферхюльста.

Підставивши в систему диференціальних рівнянь (6.1) формули (6.6), (6.7) і (6.8), що описують зміну концентрації у ферментаторі поживних речовин субстрату в часі, а також зміну концентрації у ферментаторі біомаси метаноутворюючих бактерій у часі та динаміку виходу біогазу в часі відповідно, отримуємо:

$$\begin{cases} \frac{dM}{dt} = M \cdot K \cdot (N_s - M), \\ \frac{dN_s}{dt} = K_p \cdot (N_{s_0} - N_s) - \alpha_k \cdot b_v \cdot N_s \cdot M, \\ \frac{dV}{dt} = \gamma_{conv} \cdot b_v \cdot M \cdot N_s, \end{cases} \quad (6.10)$$

Початковими умовами для розв'язання системи диференціальних рівнянь (6.10) є: початкова концентрація біомаси метаноутворюючих бактерій у ферментаторі – 1 кг/м³·добу [4]; початкова концентрація поживних речовин субстрату, яка визначалася з результатів експериментальних досліджень: у ферментатор робочим об'ємом 30 л завантажувалося 8,5 кг субстрату, у т.ч. 3,5 кг коров'ячого гною та 5 кг води; метановому зброджуванню підлягає суха органічна речовина субстрату, масова частка якого у коров'ячому гною становить 13,9 %, тобто поживних речовин – 8,5 кг субстрату; отже, початковий вихід біогазу (V_0) – 0 м³/добу.

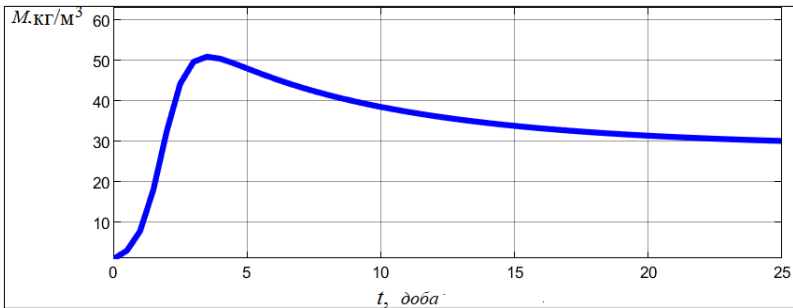
6.1.2. Результати дослідження моделі процесу функціонування ферментатора у пакеті Simulink математичної системи MATLAB

Для вирішення системи диференціальних рівнянь (6.10) при метановому монозброджуванні коров'ячого гною розроблено імітаційну модель процесу функціонування ферментатора у пакеті Simulink математичної системи MATLAB.

Динаміка зміни в часі обсягу отриманого біогазу V , визначена в результаті розв'язання системи диференціальних рівнянь (6.10) при метановому монозброджуванні коров'ячого гною і була зіставлена з результатами експериментальних досліджень динаміки виходу біогазу при метановому монозброджуванні коров'ячого гною. Для цього результати експериментальних досліджень були наведені з $\text{м}^3/\text{кг}$ СОР до м^3 як у системі диференціальних рівнянь (6.10). З трьох повторностей експериментальних досліджень для порівняння результатів прийнято результати повторності, які знаходяться між максимальним і мінімальним значенням. Критерієм наближеності даних імітаційного моделювання до експериментальних є близькість коефіцієнта детермінації до одиниці.

Для параметрів $\alpha_k = 0,3$, $b_v = 0,0045$, $K = 0,038$ та $\gamma_{conv} = 0,00085$ і для максимального візуального наближення графіків функції $V = f(t)$, визначено, що $\alpha_k = 0,3$, $b_v = 0,0045$, $K = 0,038$ та $\gamma_{conv} = 0,00085$.

Динаміки зміни у часі концентрації біомаси метаногенів у субстраті M (в $\text{кг}/\text{м}^3$), концентрації засвоюваних бактеріями поживних речовин субстрату N_s (в $\text{кг}/\text{м}^3$) та обсягу отриманого біогазу V (в м^3), визначені в результаті розв'язання системи диференціальних рівнянь (6.10) у пакеті Simulink математичної системи MATLAB зпараметрами α_k , b_v , K та γ_{conv} наведено на рис. 6.1.



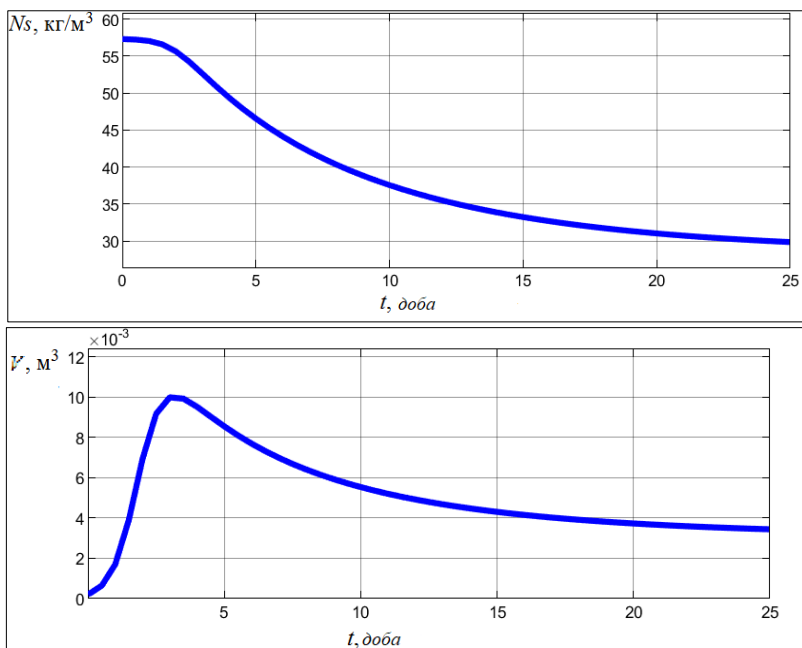


Рисунок 6.1 – Динаміка зміни у часі: концентрації біомаси метаноутворюючих бактерій в субстраті M ; концентрації поживних речовин субстрату, які засвоюються бактеріями N_s ; обсягу отриманого біогазу V ; визначені в результаті розв’язання системи диференціальних рівнянь (6.5)

Порівняння динаміки зміни в часі обсягу отриманого біогазу згідно з експериментальними даними [4, 5] та розробленою математичною і імітаційною моделлю при метановому монозброджуванні коров’ячого гною зі зазначеними параметрами α_k , b_v , K та γ_{conv} , представлено на рис. 6.2.

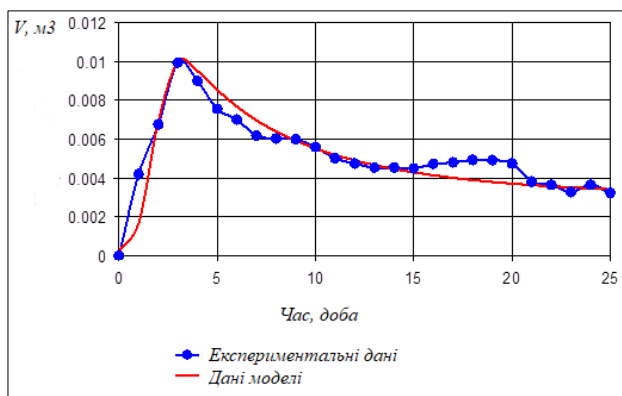


Рисунок 6.2 – Порівняння динаміки зміни в часі обсягу отриманого біогазу згідно з експериментальними даними та математичною моделлю при метановому монозброджуванні коров'ячого гною

В результаті розрахунків встановлено, що коефіцієнт детермінації $R^2 = 0,894$, тобто результати експериментальних даних підтверджують математичну модель на 89,43 %.

Значення коефіцієнта детермінації перевірялось за критерієм Фішера. Розрахункове значення критерію Фішера становить 203,1. Його порівнювали з критичними значеннями, наведеними в [4] для заданого рівня значущості α та відповідному числі ступенів свободи. При значущості $\alpha = 1\%$, $F_{кр} = 7,77$. Оскільки $F > F_{кр}$, то обчислений коефіцієнт детермінації значно відрізняється від нуля. Цей висновок забезпечується з ймовірністю $1 - \alpha = 99\%$.

Отримані значення параметрів α_k , b_v , K та γ_{conv} дозволяють проводити математичне моделювання процесу метанового монозброджування коров'ячого гною і прогнозувати вихід біогазу при різних значеннях початкової концентрації біомаси метанообразуючих бактерій M_{b0} , початкової концентрації поживних речовин субстрату N_{s0} , початкового виходу біогазу V_0 , а також при квазінеперервному завантаженні субстратом ферментатора, що використовується у всіх промислових біогазових установках. У попередній

роботі [6] проводилося моделювання спільного метанового зброджування коров'ячого гною з мелясою. Наведено коефіцієнти системи диференціальних рівнянь. Але моделювання монозброджування коров'ячого гною не проводилося. Такий підхід можна використовувати не тільки для моделювання процесу метанового монозброджування коров'ячого гною, а також і з додаванням сезонних сільхозвідходів для інтенсифікації виходу біогазу. Оскільки використання рослинних сільськогосподарських відходів має сезонний характер, то за допомогою розроблених моделей можна спрогнозувати вихід очищеного біогазу для його закачування у газотранспортну або газорозподільчу систему влітку. У прохолодний період року ці обсяги біометану можна використовувати для приготування їжі, обігріву житлових будинків та приміщень об'єднаної територіальної громади. При цьому енергія біогазу розраховується за формулою:

$$E_{\text{б доба}} = Q_{\text{н б}} \cdot V_{\text{б}}, \quad (6.11)$$

де $E_{\text{б доба}}$ – енергія, отримана з біогазу, МДж/добу; $Q_{\text{н б}}$ – нижча теплота згорання біогазу, МДж/м³; $V_{\text{б}}$ – вихід біогазу, м³/добу.

Енергія біогазу, отриманого за рік, визначається наступним чином:

$$E_{\text{б рік}} = E_{\text{б доба}} \cdot PD, \quad (6.12)$$

де $E_{\text{б рік}}$ – енергія, отримана з біогазу, МДж/рік; PD – кількість днів роботи метантенка в році (340 діб, 20 діб – на ремонт).

Вартість товарного біометану буде залежити від вартості доставки сировини до БГУ, вартості отримання, закачування та зберігання метану у газосховищах.

6.2. Визначення логістичних витрат для перевезень сировини до БГУ

З метою визначення логістичних витрат, необхідних для здійснення перевезень НЧВ зернових та технічних культур від господарств сільських громад до БГУ необхідно виконати ряд підготовчих дій:

- встановити адреси місць реєстрації господарств та БГУ;
- визначити координати місць реєстрації господарств та БГУ (прив'язати до місцевості);
- прокласти маршрути доставки НЧВ зернових та технічних культур між господарствами сільських громад та БГУ;
- підрахувати відстані за маршрутами доставки НЧВ зернових та технічних культур;
- підрахувати кількість перевезень, відстань в обидві сторони та вартість перевезень між господарствами сільських громад та БГУ на основі даних про місця розташування НЧВ зернових та технічних культур та їх масу.

Для встановлення місць реєстрації господарств сільських громад використаємо Інтернет ресурс: <https://youcontrol.com.ua>. Отримаємо від інформаційної системи адреси реєстрації юридичних осіб (табл. 6.1).

Використаємо для визначення географічних координат місць реєстрації господарств та БГУ загальнодоступні географічні інформаційні системи: Google Maps (<https://www.google.com/maps>) та Visicom Maps (<https://maps.visicom.ua/>).

На прикладі ПП «Каратуль насіння» виконаємо прив'язку адреси реєстрації до місцевості.

Відкриємо сервіс Visicom Maps та введемо у поле пошуку адресу господарства. Результат виконання запиту буде схема вулиці з нумерацією будинків (рис. 6.3). Наступний після номера 38 буде будинок номер 40. Визначимо його координати.

Таблиця 6.1 – Адреси реєстрації юридичних осіб

Рисунок 6.3 – Місце розташування ПП «Караткуль насіння» у сервісі Visicom Maps

Для перевірки результатів відкриємо сервіс Google Maps у режимі «Супутник» та введемо у поле пошуку адресу господарства. Результат виконання запиту буде схема вулиці з відсутністю нумерації будинків, але з супутниковим знімком місцевості (рис. 6.4). Наступний після номера 38, по цій стороні вулиці, буде великий будинок з номером 40. Визначимо його координати. Якщо координати співпадають, то координати з високою ймовірністю визначені вірно.

Рисунок 6.4 – Місце розташування ПП «Караткуль насіння» у сервісі Google Maps

Рисунок 6.5 – Місця розташування обраних господарств

Відмітимо на мапі місця розташування господарств (рис. 6.5) за адресою реєстрації юридичних осіб (табл. 6.7).

Нехай під час моделювання будуть прийняті наступні обмеження та допущення:

- всі господарства сільських громад за місцем реєстрації юридичного особи (табл. 6.7) мають відповідні площі та об'єми складських приміщень для зберігання НЧВ зернових та технічних культур (рис. 6.5);

- місця розміщення БГУ обрані біля найпотужніших постачальників НЧВ зернових та технічних культур та мають земельну ділянку й відповідні комунікації для ефективного функціонування (рис. 6.6).

Для прокладання маршрутів щодо доставки НЧВ зернових та технічних культур від господарств сільських громад до БГУ використовуємо сервіс Google Maps, а саме технологію API Google Maps.

Рисунок 6.6 – Місця розташування БГУ Переяславської ОТГ

Маршрути доставки НЧВ зернових та технічних культур від господарств до БГУ село Велика Каратуль (рис. 6.7–6.13).

Рисунок 6.7 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СВГ «Долина» до БГУ село Велика Каратуль

Рисунок 6.8 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від ПОА «Україна» до БГУ село Велика Каратуль

Рисунок 6.9 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СФГ «Дубина» до БГУ село Велика Каратуль

Рисунок 6.10 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СФГ «Плискачі» до БГУ село Велика Каратуль

Рисунок 6.11 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СФГ «Славія» до БГУ село Велика Каратуль

Рисунок 6.12 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від ФГ «Ніва +» до БГУ село Велика Каратуль

Рисунок 6.13 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від ПП «Каратуль насіння» до БГУ село Велика Каратуль

Маршрути доставки НЧВ зернових та технічних культур від господарств до БГУ село Вовчків (рис. 6.14–6.17).

Рисунок 6.14 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від ПП «Антарес» до БГУ село Вовчків

Рисунок 6.15 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СПП «Київська Русь» до БГУ село Вовчків

Рисунок 6.16 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СВГ «Арапин» до БГУ село Вовчків

Рисунок 6.17 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СФГ «Виноградний» до БГУ село Вовчків

Маршрути доставки НЧВ зернових та технічних культур від господарств до БГУ село Дем'янці (рис. 6.18–6.24).

Рисунок 6.18 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СГ «Альта» до БГУ село Дем'янці

Рисунок 6.19 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СПП АФ «Альта» до БГУ село Дем'янці

Рисунок 6.20 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СВГ «Колос» до БГУ село Дем'янці

Рисунок 6.21 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від ФГ «Погребного В.М» до БГУ село Дем'янці

Рисунок 6.22 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СВГ «Роздобудько М.І.» до БГУ село Дем'янці

Рисунок 6.23 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від СФГ «Слюсар М.Т.» до БГУ село Дем'янці

Рисунок 6.24 – Маршрут доставки НЧВ зернових та технічних культур від ПСП «Переяслав-агро» до БГУ село Дем'янці

Розрахуємо довжини маршрутів (табл. 6.2). Для виміру довжини маршрутів доставки НЧВ зернових та технічних культур від господарств сільських громад до БГУ використаємо сервіс Google Maps, а саме технологію API Google Maps.

Таблиця 6.2 – Результати розрахунку довжини маршрутів

З урахуванням даних (табл. 6.8) розрахуємо основні показники оцінки перевезень НЧВ зернових та технічних культур (кількість перевезень, відстань та вартість).

При використанні вантажної машини Daewoo Maximus HC3AA для перевезень НЧВ зернових та технічних культур між господарствами сільських громад та БГУ за 2020–2022 рр. отримаємо наступні значення показників за культурами:

- кукурудза (табл. 6.3);
- пшениця озима (табл. 6.4);

- сояшник (табл. 6.5);
- соя (табл. 6.6).

Приймемо наступні Daewoo Maximus HC3AA (БАЗОВІ НОРМИ ВИТРАТ) [6]: маса вантажу 10 т., споживання дизельного палива 28 л/100 км, вартість 1 л дизельного палива 50 грн.

Таблиця 6.3 – Показники оцінки перевезень НЧВ для кукурудзи

Сільські громади	Кукурудза, т	Кількість перевезень	Відстань сум. (км)	Вартість сум. (грн)
Велика Каратуль	7574	762	3241,56	45381,84
СВГ «Долина»	131	14	269,612	3774,568
ПОА «Україна»	5962	597	197,01	2758,14
СФГ «Дубина»	333	34	434,656	6085,184
СФГ «Плискачі»	186	19	449,768	6296,752
СФГ «Славія»	284	29	685,096	9591,344
ФГ «Ніва +»	471	48	1139,52	15953,28
ПП «Каратуль насіння»	207	21	65,898	922,572
Вовчків	4673	469	419,43	5872,02
ПП «Антарес»	3912	392	193,648	2711,072
СПП «Київська Русь»	508	51	177,174	2480,436
СВГ «Арапин»	158	16	30,848	431,872
СФГ «Виноградний»	95	10	17,76	248,64
Дем'янці	10394	1042	1129,532	15813,448
СГ «Альта»	5055	506	146,74	2054,36
СПП АФ «Альта»	4783	479	138,91	1944,74
СВГ «Колос»	48	5	17,38	243,32
ФГ «Погребного В.М»	35	4	16,752	234,528
СВГ «Роздобудько М.І.»	350	35	585,9	8202,6
СФГ «Слюсар М.Т.»	110	11	197,274	2761,836
ПСП «Переясло-агро»	13	2	26,576	372,064
Всього	22641	2273	4790,522	67067,308

Таблиця 6.4 – Показники оцінки перевезень НЧВ для пшениці

Сільські громади	Пшениця озима, т	Кількість перевезень	Відстань сум. (км)	Вартість сум. (грн)
Велика Каратуль	1574	159	692,86	9700,04
СВГ «Долина»		0	0	0
ПОА «Україна»	1253	126	41,58	582,12
СФГ «Дубина»	118	12	153,408	2147,71
СФГ «Плискачі»	27	3	71,016	994,224
СФГ «Славія»	38	4	94,496	1322,94
ФГ «Ніва +»	138	14	332,36	4653,04
ПП «Каратуль насіння»		0	0	0
Вовчків	311	33	53,61	750,54
ПП «Антарес»	137	14	6,916	96,824
СПП «Київська Русь»	63	7	24,318	340,452
СВГ «Арапин»	63	7	13,496	188,944
СФГ «Виноградний»	48	5	8,88	124,32
Дем'янці	6057	608	681,216	9537,02
СГ «Альта»	1894	190	55,1	771,4
СПП АФ «Альта»	3795	380	110,2	1542,8
СВГ «Колос»	64	7	24,332	340,648
ФГ «Погребного В.М»		0	0	0
СВГ «Роздобудько М.І.»	150	15	251,1	3515,4
СФГ «Слюсар М.Т.»	56	6	107,604	1506,46
ПСП «Переясло-агро»	98	10	132,88	1860,32
Всього	7942	800	1427,69	19987,6

Таблиця 6.5 – Показники оцінки перевезень НЧВ для соняшника

Сільські громади	Соняшник, т	Кількість перевезень	Відстань сум. (км)	Вартість сум. (грн)
Велика Каратуль	3336	337	1269,35	17771
СВГ «Долина»	71	8	154,064	2156,9
ПОА «Україна»	2774	278	91,74	1284,36
СФГ «Дубина»		0	0	0
СФГ «Плискачі»	82	9	213,048	2982,67
СФГ «Славія»	94	10	236,24	3307,36
ФГ «Ніва +»	230	23	546,02	7644,28
ПП «Каратуль насіння»	85	9	28,242	395,388
Вовчків	2735	275	348,038	4872,53
ПП «Антарес»	1800	180	88,92	1244,88
СПП «Київська Русь»	509	51	177,174	2480,44
СВГ «Арапин»	243	25	48,2	674,8
СФГ «Виноградний»	183	19	33,744	472,416
Дем'янци	287	29	496,206	6946,88
СГ «Альта»		0	0	0
СПП АФ «Альта»		0	0	0
СВГ «Колос»		0	0	0
ФГ «Погребного В.М.»		0	0	0
СВГ «Роздобудько М.І.»	197	20	334,8	4687,2
СФГ «Слюсар М.Т.»	90	9	161,406	2259,68
ПСП «Переясло-агро»		0	0	0
Всього	6358	641	2113,6	29590,4

Таблиця 6.6 – Показники оцінки перевезень НЧВ для сої

Сільські громади	Соя, т	Кількість перевезень	Відстань сум. (км)	Вартість сум. (грн)
Велика Каратуль	59	6	133,476	1868,66
СВГ «Долина»	20	2	38,516	539,224
ПОА «Україна»		0	0	0
СФГ «Дубина»		0	0	0
СФГ «Плискачі»		0	0	0
СФГ «Славія»		0	0	0
ФГ «Ніва +»	39	4	94,96	1329,44
ПП «Каратуль насіння»		0	0	0
Вовчків	549	56	31,966	447,524
ПП «Антарес»	527	53	26,182	366,548
СПП «Київська Русь»		0	0	0
СВГ «Арапин»	22	3	5,784	80,976
СФГ «Виноградний»		0	0	0
Дем'янці	1677	170	76,212	1066,97
СГ «Альта»	925	93	26,97	377,58
СПП АФ «Альта»	684	69	20,01	280,14
СВГ «Колос»	57	6	20,856	291,984
ФГ «Погребного В.М.»	11	2	8,376	117,264
СВГ «Роздобудько М.І.»		0	0	0
СФГ «Слюсар М.Т.»		0	0	0
ПСП «Переясло-агро»		0	0	0
Всього	2285	232	241,654	3383,16

При використанні Daewoo Maximus HC3AA (маса вантажу 10 т, споживання дизельного палива 28 л/100 км, вартість 1 л дизельного палива 50 грн) загальна вартість перевезень НЧВ зернових та технічних культур (табл. 6.7) становить 120 028,5 грн.

Аналогічно підрахуємо загальну вартість перевезень НЧВ зернових та технічних культур при використанні автопоїзду DAF FT 95 430 (табл. 6.8): маса вантажу 20 т, споживання дизельного палива 34 л/100 км, вартість 1 л дизельного палива 50 грн.

Таблиця 6.7 – Вартість перевезення культур

НЧВ зернових та технічних культур	Вартість перевезення культури до БГУ (грн)
Кукурудза	67067,30
Пшениця озима	19987,6
Соняшник	29590,4
Соя	3383,16
Всього	120028,5

Таблиця 6.8 – Загальна вартість перевезень НЧВ зернових та технічних культур при використанні автопоїзду DAF FT 95 430

НЧВ зернових та технічних культур	Вартість перевезення культури до БГУ (грн)
Кукурудза	41507,2
Пшениця озима	12569,4
Соняшник	18608,7
Соя	2079,5
Всього	74764,8

При використанні автопоїзду DAF FT 95 430 загальна вартість перевезень НЧВ зернових та технічних культур (табл. 6.8) становить **74 764,8 грн.**

У вересні 2024 року було проведене маркетингове дослідження щодо цін на газ. Для населення ціна складає 8 грн за 1 метр кубічний. Для підприємств ціна складає 16 грн за 1 метр кубічний.

У вересні 2024 року було проведене маркетингове дослідження щодо цін на силос кукурудзи (табл. 6.9). Дані отримані з дошки оголошень. Відповідно ціна змінюється від 1500 до 2500 грн за 1 тону.

Таблиця 6.9 – Результати маркетингового дослідження щодо цін на силос кукурудзи

№	Назва	Код ЄДРПОУ	Ціна грн / 1 т
1	Фізична особа 1	-	1500
2	Фізична особа 2	-	1500
3	Фізична особа 3	-	2000

Рентабельність продажу біогазу розраховується шляхом ділення чистого прибутку на суму отриманої виручки [7].

$$Рп = \frac{Чп}{В} * 100 \%, \quad (6.13)$$

де Рп – рентабельність продажу біогазу (ROS – Return on sales),

Чп – чистий прибуток (Net Profit),

В – виручка, дохід від реалізації (Revenue).

Чистий прибуток – це сума грошей, яку компанія залишає після оплати всіх витрат та податків [8], а саме): після оплати закупочної вартості НЧВ та вартості перевезень НЧВ.

$$\text{Чп} = \text{В} - \text{П} - \text{З} \quad (6.14)$$

де Чп – чистий прибуток (Net Profit),
В – виручка, дохід від реалізації (Revenue),
П – вартість перевезень,
З – закупочна вартість.

Відповідно з урахуванням (6.14) формула (6.13) набуває вигляду:

$$\text{Рп} = \frac{\text{В} - \text{П} - \text{З}}{\text{В}} * 100 \%, \quad (6.15)$$

де Рп – рентабельність продажу біогазу (ROS – Return on sales),
В – виручка, дохід від реалізації (Revenue),
П – вартість перевезень,
З – закупочна вартість.

Таким чином, для розрахунку рентабельність продажу біогазу використовуємо (6.15).

На прикладі НЧВ кукурудзи, враховуючі значення показників її перевезення (табл. 6.9) при використанні Daewoo Maximus НС3АА, з урахуванням даних маркетингових досліджень (табл. 6.9; силос кукурудзи, ціна 1500 грн за 1 тону; ціна газу для населення 8 грн за 1 метр кубічний) розрахуємо (табл. 6.10) для кожного господарства:

- закупочну вартість НЧВ;
- основні показники виходу біогазу;
- виручка від біометану;
- рентабельність продажу біогазу (6.15).

Середня рентабельність при закупівлі у господарств силосу кукурудзи складає **36,8 %**.

Таблиця 6.10 – Результати розрахунку рентабельності продажу біогазу при використанні силосу кукурудзи

Сільські громади	Вартість перевезень	Закупочна вартість НЧВ	Вихід біометану	Виручка від біогазу	Рент.
	грн	грн	м ³ /рік	грн	%
Велика Каратуль	45 381,84	11 361 000	2 252 964	18 023 712	36,715
СВГ «Долина»	3774,568	196 500	38 968	311 744	35,757
ПОА «Україна»	2758,14	8 943 000	1 773 458	14 187 664	36,947
СФГ «Дубина»	6085,184	499 500	99 055	792 440	36,199
СФГ «Плискачі»	6296,752	279 000	55 328	442 624	35,545
СФГ «Славія»	9591,344	426 000	84 479	675 832	35,548
ФГ «Ніва +»	15 953,28	706 500	140 104	1 120 832	35,544
ПП «Каратуль насіння»	922,572	310500	61 575	492 600	36,78
Вовчків	5872,02	7 009 500	1 390 032	11 120 256	36,914
ПП «Антарес»	2711,072	5 868 000	1 163 665	9 309 320	36,938
СПП «Київська Русь»	2480,436	762 000	151 110	1 208 880	36,762
СВГ «Арапін»	431,872	237 000	46 999	375 992	36,852
СФГ «Виноградний»	248,64	142 500	28 259	226 072	36,858
Дем'янці	15 813,448	15 591 000	3 091 801	24 734 408	36,903
СГ «Альта»	2054,36	7 582 500	1 503 661	12 029 288	36,95
СПП АФ «Альта»	1944,74	7 174 500	14 22 752	11 382 016	36,95
СВГ «Колос»	243,32	72 000	14 279	114 232	36,758
ФГ «Погребного В.М»	234,528	52 500	10 412	83 296	36,691
СВГ «Роздобудько М.І.»	8202,6	525 000	104 112	832 896	35,983
СФГ «Слюсар М.Т.»	2761,836	165 000	32 721	261 768	35,913
ПСП «Переясло-агро»	372,064	19 500	3867	30 936	35,764
Всього	67 067,308	33 961 500	6 734 795	53 878 360	36,842

У вересні 2024 року було проведено маркетингове дослідження (табл. 6.11) щодо цін на пшеничну солому. Дані отримані з дошки оголошень. Відповідно ціна змінюється від 760 до 1800 грн за 1 тону.

Таблиця 6.11 – Результати маркетингового дослідження щодо цін на пшеничну солому

№	Назва	Код ЄДРПОУ	Ціна грн / 1 т
1	ТОВ «МРКС-АГРОХІМ»	36 425 619	850
2	ТОВ «ПОЛІССЯ – ІНВЕСТ»	37 381 143	760
3	ТОВ «СЕРВІСАГРО ПОЛТАВА ПЛЮС»	37 174 022	1800

На прикладі НЧВ пшениці, враховуючі значення показників її перевезення (табл. 6.4) при використанні Daewoo Maximus HC3AA, з урахуванням даних маркетингових досліджень (табл. 6.5; пшенична солома, ціна 760 грн за 1 тону; ціна газу для населення 8 грн за 1 метр кубічний) розрахуємо (табл. 6.12) для кожного господарства:

- закупочну вартість НЧВ;
- основні показники виходу біогазу;
- виручка від біометану;
- рентабельність при закупівлі у господарства.

Середня рентабельність при закупівлі у господарств пшеничної соломи складає **18,7 %**.

Таблиця 6.12 – Результати розрахунку -рентабельності продажу біогазу при використанні пшеничної соломи

Сільські громади	Вартість перевезень	Закупочна вартість НЧВ	Вихід біометану	Виручка від біогазу	Рент.
	грн	грн	м ³ /рік	грн	%
Велика Каратуль	9700,04	1 196 240	184 568	1 476 544	18,327
СВГ «Долина»	0	0	0	0	0
ПОА «Україна»	582,12	952 280	146 927	1 175 416	18,935
СФГ «Дубина»	2147,71	89 680	13 837	110 696	17,046
СФГ «Плискачі»	994,224	20 520	3167	25 336	15,085
СФГ «Славія»	1322,94	28 880	4456	35 648	15,275

Продовження таблиці 6.12

ФГ «Ніва +»	4653,04	104 880	16 182	129 456	15,39
ПП «Каратуть насіння»	0	0	0	0	0
Вовчків	750,54	236360	36468	291 744	18,727
ПП «Антарес»	96,824	104 120	16 065	128 520	18,911
СПП «Київська Русь»	340,452	47 880	7388	59 104	18,415
СВГ «Арапин»	188,944	47 880	7388	59 104	18,671
СФГ «Виноградний»	124,32	36 480	5629	45 032	18,715
Дем'яні	9537,02	4 603 320	710 244	5 681 952	18,816
СГ «Альта»	771,4	1 439 440	222 091	1 776 728	18,941
СПП АФ «Альта»	1542,8	2 884 200	445 002	3 560 016	18,941
СВГ «Колос»	340,648	48 640	7505	60 040	18,42
ФГ «Погребного В.М»	0	0	0	0	
СВГ «Роздобудько М.І.»	3515,4	114 000	17 589	140 712	16,486
СФГ «Слюсар М.Т.»	1506,46	42 560	6567	52 536	16,122
ПСП «Переясло-агро»	1860,32	74 480	11 492	91 936	16,964
Всього	19987,6	6 035 920	931 279	7 450 232	18,716

У вересні 2024 року було проведено маркетингове дослідження (табл. 6.13) щодо цін на оброблені лугом стебла соняшника. Дані отримані з дошки оголошень. Відповідно ціна змінюється від 350 до 500 грн за 1 тону.

Таблиця 6.13 – Результати маркетингового дослідження щодо цін на оброблені лугом стебла соняшника

№	Назва	Код ЄДРПОУ	Ціна грн / 1 т
1	Фізична особа 1	-	350
2	Фізична особа 2		400
3	Фізична особа 3		500

На прикладі НЧВ соняшника, враховуючі значення показників її перевезення (табл. 6.5) при використанні Daewoo Maximus HC3AA, з урахуванням даних маркетингових досліджень (табл. 6.13; оброблені лугом

стебла соняшника, ціна 350 грн за 1 тону; ціна газу для населення 8 грн за 1 метр кубічний) розраховуємо (табл. 6.14) для кожного господарства:

- закупочну вартість НЧВ;
- основні показники виходу біогазу;
- виручка від біометану;
- рентабельність при закупівлі у господарства.

Середня рентабельність при закупівлі у господарств обробленого лугом стебла соняшника складає **39,8 %**.

Таблиця 6.14 – Результати розрахунку -рентабельності продажу біогазу при використанні оброблених лугом стебел соняшника

Сільські громади	Вартість перевезень	Закупочна вартість НЧВ	Вихід біометану	Виручка від біогазу	Рент.
	грн	грн	м ³ /рік	грн	%
Велика Каратуль	17 771	1 167 600	245 757	1 966 056	39,709
СВГ «Долина»	2156,9	24 850	5231	41 848	35,465
ПОА «Україна»	1284,36	970 900	204 356	1 634 848	40,534
СФГ «Дубина»	0	0	0	0	0
СФГ «Плискачі»	2982,67	28 700	6041	48328	34,443
СФГ «Славія»	3307,36	32 900	6925	55400	34,644
ФГ «Ніва +»	7644,28	80 500	16 944	135 552	34,974
ПП «Каратуль насіння»	395,388	29 750	6262	50 096	39,825
Вовчків	4872,53	957 250	201 482	1 611 856	40,31
ПП «Антарес»	1244,88	630 000	132 603	1 060 824	40,495
СПП «Київська Русь»	2480,44	178 150	37 498	299 984	39,787
СВГ «Арапин»	674,8	85 050	17 902	143 216	40,144
СФГ «Виноградний»	472,416	64 050	13 482	107 856	40,178
Дем'янці	6946,88	100 450	21 143	169 144	36,506
СГ «Альта»	0	0	0	0	0
СПП АФ «Альта»	0	0	0	0	0
СВГ «Колос»	0	0	0	0	0
ФГ «Погребного В.М»	0	0	0	0	0

Продовження таблиці 6.14

СВГ «Роздобудько М.І.»	4687,2	68 950	14 513	116 104	36,577
СФГ «Слюсар М.Т.»	2259,68	31500	6631	53048	36,361
ПСП «Переясло-агро»	0	0	0	0	0
Всього	29 590,4	2 225 300	468 382	3 747 056	39,823

У вересні 2024 року було проведено маркетингове дослідження (табл. 6.15) щодо цін на оброблену ферментами соєву солому. Дані отримані з дошки оголошень. Відповідно ціна змінюється від 300 до 550 грн за 1 тону.

Таблиця 6.15 – Результати маркетингового дослідження щодо цін на оброблену ферментами соєву солому

№	Назва	Код ЄДРПОУ	Ціна грн/ 1 т
1	Фізична особа 1	-	300
2	Фізична особа 2		400
3	Фізична особа 3		550

На прикладі НЧВ сої, враховуючі значення показників її перевезення (табл. 6.6) при використанні Daewoo Maximus HC3AA, з урахуванням даних маркетингових досліджень (табл. 6.15; оброблена ферментами соєва солома, ціна 300 грн за 1 тону; ціна газу для населення 8 грн за 1 метр кубічний) розраховуємо (табл. 6.16) для кожного господарства:

- закупочну вартість НЧВ;
- основні показники виходу біогазу;
- виручка від біометану;
- рентабельність при закупівлі у господарства.

Середня рентабельність при закупівлі у господарств обробленої ферментами соєвої соломи складає **2,5 %**.

Таблиця 6.16 – Результати розрахунку-рентабельності продажу біогазу при використанні оброблених ферментами соєвої соломи

Сільські громади	Вартість перевезень	Закупочна вартість НЧВ	Вихід біометану	Виручка від біогазу	Рент.
	грн	грн	м ³ /рік	грн	%
Велика Каратуль	1868,66	17 700	2282	18 256	Н. р.
СВГ «Долина»	539,224	6000	774	6192	Н. р.
ПОА «Україна»	0	0	0	0	
СФГ «Дубина»	0	0	0	0	
СФГ «Плискачі»	0	0	0	0	
СФГ «Славія»	0	0	0	0	
ФГ «Ніва +»	1329,44	11 700	1508	12 064	Н. р.
ПП «Каратуль насіння»	0	0	0	0	
Вовчків	447,524	164 700	21 226	169 808	2,745
ПП «Антарес»	366,548	158 100	20 376	163 008	2,787
СПП «Київська Русь»	0	0	0	0	
СВГ «Арапин»	80,976	6600	851	6808	1,866
СФГ «Виноградний»	0	0	0	0	
Дем'янці	1066,97	503 100	64 838	518 704	2,803
СГ «Альта»	377,58	277 500	35 764	286 112	2,879
СПП АФ «Альта»	280,14	205 200	26 446	211 568	2,878
СВГ «Колос»	291,984	17 100	2204	17632	1,362
ФГ «Погребного В.М»	117,264	3300	426	3408	Н. р.
СВГ «Роздобудько М.І.»	0	0	0	0	
СФГ «Слюсар М.Т.»	0	0	0	0	
ПСП «Переясло-агро»	0	0	0	0	
Всього	3383,16	685 500	88 345	706 760	2,53

*- не рентабельно.

Таким чином, з метою моделювання доставки НЧВ зернових та технічних культур від господарств сільських громад до БГУ було використано сервіс Google Maps. Для прокладання маршрутів та отримання їх точних відстаней була використана технологія клієнт-сервер. У якості

сервера був використаний географічний інформаційний сервер Google Maps, а у якості клієнта спеціально розроблений модуль, який використовував технологію API Google Maps.

Базуючись на точних вимірах відстаней маршрутів доставки, була підрахована та проаналізована вартість перевезення НЧВ різних культур від господарств до БГУ, а саме: при використанні на шосейних дорогах автопоїзду DAF FT 95 430 для перевезення НЧВ зернових та технічних культур отримаємо в 2 рази швидші та на 38% більш економічні доставки вантажу (дешевше на 45 263,7 грн). Але менша прохідність та гірша маневреність при виконанні перевезень на ґрунтових дорогах значно обмежує використання останнього у порівнянні з Daewoo Maximus HC3AA.

Відповідно розроблені наступні рекомендації:

- для перевезень НЧВ зернових та технічних культур від земельних ділянок до БГУ по ґрунтовим дорогам оберемо Daewoo Maximus HC3AA;
- для перевезень НЧВ зернових та технічних культур від складів з облаштованими площадками до БГУ по шосейним дорогам оберемо автопоїзд DAF FT 95 430.

При виконанні аналізу даних виходу біометану з НЧВ зернових та технічних культур (табл. 6.10, 6.12, 6.14, 6.16) було виявлено, що у порівнянні з обробленим лугом стеблів соняшника (468 382 м³/рік) найбільші об'єми виходу біометану мають: силос кукурудзи (6 734 795 м³/рік) та пшенична солома (931 279 м³/рік).

При виконанні аналізу даних рентабельності закупівель НЧВ зернових та технічних культур у господарств (табл. 6.10, 6.12, 6.14, 6.16) було виявлено, що найбільш рентабельними для закупівель виявились культури: силос кукурудзи (36,8%) та оброблені лугом стебла соняшника (39,8%).

Це було досягнуто за рахунок:

- максимального виходу біометану (297 м³/т НЧВ у рік) з силосу кукурудзи при досить високій закупівельній ціні (1500 грн/т);

- середнього виходу біометану (73 м³/т НЧВ у рік) у обробленого лугом стебла соняшника при досить низькій закупівельній ціні (350 грн/т).

6.3. Сучасні електротехнології для переробки біомаси

Глобальними проблемами сучасної епохи стали криза нестачі енергії та зміни клімату, які вимагають формування завдань та досягнення цілей вуглецевої нейтральності (CN) у всьому світі. Найновішим інструментом Європейського Союзу для боротьби зі зміною клімату є механізм регулювання кордону вуглецю (CBAM), який вимагає від компаній звітувати про вбудований вуглець на рівні продукту [9, 10]. Ядерна та відновлювана енергія є рушійними силами декарбонізації. З точки зору трансформації вуглецевої нейтральності, необхідно запропонувати пріоритетні послідовності для різних енергоефективних і відновлюваних енерготехнологій, які можуть бути запроваджені в різних кліматичних регіонах країни [11]. У формуванні траєкторій чистого нуля електроенергія буде основою енергетичної системи з нейтральним викидом вуглецю.

Вбудовані викиди продуктів включають прямі та деякі непрямі викиди. Прямі викиди стосуються викидів, наприклад CO₂ та інших парникових газів, що вивільняються безпосередньо в результаті хімічних реакцій на місці, таких як спалювання, розкладання, ферментація, гниття та руйнування органічних матеріалів, виробництво хімічних продуктів. Викиди вуглецю можуть бути пов'язані з енергетикою. Непрямі викиди – це викиди, які пов'язані зі споживанням електроенергії під час виробництва товарів. У дослідженні [11] метод перерахування з діалектичним аналізом був прийнятий для огляду сучасної літератури та порівняння дорожніх карт декарбонізації в регіонах і країнах. Результати вказують на те, що необхідні компромісні стратегії, щоб подолати конфлікт між недостатніми стимулами на основі зелених тарифів і великим економічним тиском (високі інвестиції у системи відновлюваних джерел). Саме регіональні енергетичні системи

створюються для сприяння «вуглецево-нейтральній» економіці територіальних громад, а самі системи можуть стати локальними самоциркулюючими екосистемами [12]. У цій системі при виробництві сільськогосподарської продукції з'являються відходи, які використовуються для отримання газоподібного палива, такого як метан CH_4 і аміак (NH_3) шляхом гідротермічної попередньої обробки та високотемпературної ферментації. Отриманий під час крекінгу аміаку водень додається при спалюванні до збідненої паливної суміші «повітря – метан» у двигунах при виробництві електроенергії, при цьому вихідна потужність зростає при відносно більшому коефіцієнті надлишку повітря. В роботі [13] для задоволення житлових і комерційних потреб, а також транспортних потреб, запропоновані дві гібридні системи: конфігурація «сонце-водень» і компонентами системи накопичення енергії (електролізер і резервуар для зберігання); конфігурація «вітер-водень». Результати оцінки ефективності гібридних конфігурацій показали, що конфігурація «сонце-водень» здатна забезпечувати 35 % житлових і комерційних потреб за рахунок сонячної енергії та 100 % потреб транспорту за допомогою зеленого водню. Конфігурація «вітер-водень» здатна задовольнити більшість житлових і комерційних потреб і близько 44 % попиту на транспортне паливо за рахунок зеленого водню. Оцінка вартості енергії для кожної із запропонованих гібридних конфігурацій, показала, що конфігурація «сонце-водень» більш конкурентоспроможна ніж «вітер-водень».

Економічна та екологічно безпечна утилізація пір'я є однією з головних проблем для територій, де розташовані підприємства галузі птахівництва. Застосування прямого спалювання потребує достатньо тривалого часу перебування в зоні горіння. Тому з економічної та технічної точок зору доцільно спалювати пір'я лише на великому сміттєспалювальному заводі. Біодеградація пір'я та інших відходів на основі кератину потребує подальших досліджень по удосконаленню технологій і промислового масштабування [14].

Технологія, на яку покладають найбільше сподівань – біоенергетика із уловлюванням, зберіганням та захороненням вуглецю – BECCS (БіоУЗВ), відіграватиме значну роль у безпосередньому захопленні вуглецю та перетворенні в органічне паливо. В той же час біовугілля, яке утворюється шляхом піролізу біомаси, стійке до розкладання. При додаванні до ґрунту біовуглець здійснює ґрунтову секвестрацію вуглецю [15].

Отже, розробка технологічних структур з використанням електротехнологій переробки біомаси та спалювання збіднених вуглеводневих сумішей і методичних засад їх оцінки щодо забезпечення вуглецевої нейтральності є актуальною задачею.

6.3.1. Особливості сучасних технологій переробки біомаси

За методологічну основу досліджень прийнято системний підхід, принципи якого згруповані за ознаками функціонування, системоутворювання та інструментальною. За ознакою функціонування обрані принципи системності, узгодженості, сумісності та комплексності підходу, які полягають в необхідності всебічного охоплення всієї керованої системи, максимально можливого обліку усіх властивостей, усіх напрямків перетворення енергії з врахуванням біологічної підсистеми, структурну, функціональну та теплову інтеграцію. За ознакою системоутворювання застосовані принципи єдиної основи, неповної детермінованості та стохастичності, доцільності. Принцип єдності основи мав конкретну реалізацію у застосуванні сукупності понять та визначень фізичних полів, які діють в технічній, біологічній підсистемах і навколишньому середовищі як підсистемі. Це сприяє генерації нових знань, спрямованих на вирішення проблем, що виникають у системі та не можуть бути отримані самостійно у кожній окремій системі.

У сучасній практиці відсутні однозначні знання показників ефективності застосування електротехнологій в комплексах переробки

біомаси і досягнення синергетичного ефекту у забезпеченні вуглецевої нейтральності. Тому з урахуванням ризиків і застосуванням принципів неповної детермінованості та стохастичності при наявності значної різноманітності причинно-наслідкових зв'язків усередині елементів підсистем, між ними й навколишнім середовищем з певним ступенем надійності на основі аналітичного підходу розроблена методика кількісної оцінки ефективності впровадження електротехнологій в комплексах переробки побічних продуктів і відходів.

За інструментальною ознакою застосована група принципів, яка відображає принципи дослідження і створення складних систем, а саме принципи безперервності, комплементарності та актуалізації технічних, економічних і екологічних аспектів. Використання електротехнологій в комплексах переробки побічних продуктів і відходів має у більшості характер дискретних виробництв, де технологічний процес має широкую диференціацію. Виходячи з принципу безперервності, важливим завданням є мінімізація перерв у структурі не тільки окремих виробничих циклів, але і синхронізації операцій, застосування технологічних і організаційних методів оперативного управління виробництвом в межах територіальних громад. У нашому випадку принцип безперервності і комплементарності застосовано і продемонстровано на прикладі створення системи переробки побічних продуктів птахівництва [16]. При цьому принцип комплементарності реалізується на різних рівнях шляхом використання ресурсного потенціалу кожної з окреслених підсистем і їхній взаємодії, а також утворення зв'язків між просторово взаємодоповнюючими фрагментами молекул (утворення водневих зв'язків, гідрофобних взаємодій, електростатичних взаємодій заряджених функціональних груп тощо).

При проведенні експериментальних досліджень параметрів викидів в процесах спалювання традиційного палива і палива з додаванням активованої води в камері згоряння двигунів внутрішнього згоряння використовувалась холодна активна паливно-водно-повітряна суміш, яка

відрізняється тим, що залежно від режимів функціонування двигуна внутрішнього згорання компоненти суміші перебувають у наступних співвідношеннях, мас. %: активний газ 7,7–8,7; розпилена активна дистильована вода 1,3–0,3; активне повітря 91. Стехіометричне співвідношення активного газу до повітря перебуває у межах від 1:11,8 до 1:10,5. Для вимірювання співвідношення повітря/паливо використовувався портативний цифровий широкосмуговий вимірювач INNOVATE 39210 та реєстратор даних LM-2 Dual O₂. Датчик температури вихлопних газів 2 м EGT, К-Тип термопари застосовувався для вимірювання температури вихлопу двигуна. Для вимірювання швидкості потоків газу і повітря використовувалися витратоміри EE741. Для вимірювання вмісту вихлопних газів використано газоаналізатор Chemist 600.

6.3.2. Технічні аспекти реалізації електротехнологій для переробки біомаси та спалювання збіднених вуглеводневих сумішей з метою забезпечення вуглецевої нейтральності

На рис. 6.25 представлена інноваційна схема енергозабезпечення в системі переробки побічних продуктів птахівництва у добриво, корм та паливо [16].

Двомодульний біореактор разом з когенераційним блоком і комунікаційним обладнанням формують автономну систему енергозабезпечення, що подає електроенергію і теплоносії від когенераційного блоку до всіх трьох технологічних ліній. Усі технологічні лінії містять шнекові або заглибні поліфункціональні електромеханічні перетворювачі, статори яких підключені до джерела змінного струму.

При цьому створюються обертові магнітні поля, що збуджують вихрові струми в зовнішніх масивних роторах, за рахунок яких останні нагріваються. При взаємодії обертових магнітних полів і вихрових струмів створюються результуючі електромагнітні моменти, що обертають зовнішні

масивні ротори з гвинтовою навивкою і, відповідно, виконуються в залежності від функцій технологічної лінії операції нагріву, транспортування, змішування, ультрависоких відцентрових прискорень, тонкого подрібнення, водного гідролізу кератину, анаеробного бродіння субстрату з вливом магнітного поля і поверхневих електричних потенціалів. Для кожної з операцій необхідна швидкість обертання і температура зовнішніх масивних роторів з гвинтовою навивкою встановлюється шляхом зміни глибини проникнення обертового магнітного поля у масив роторів та співвідношень електромагнітних моментів, які регулюється зміною частоти і напруги джерела живлення.

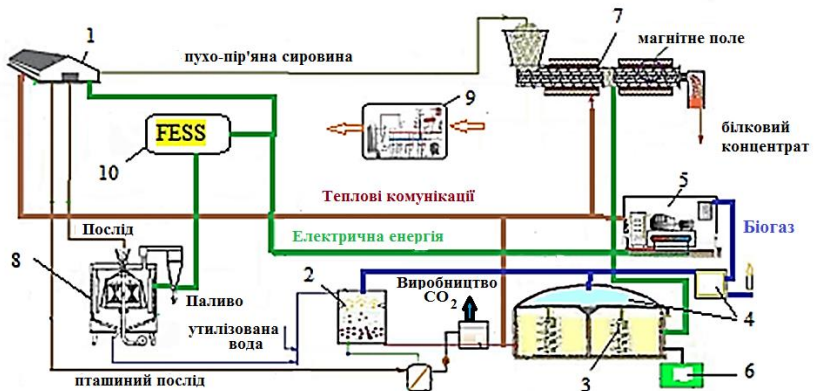


Рисунок 6.25 – Схема енергозабезпечення в системі переробки побічних продуктів птахівництва: 1- птахоферма та убійний цех; 2 – двомодульний біореактор гідролізу та метаногенеза; 3- електромеханічні перетворювачі; 4- газольдер і система очищення біогазу; 5 – блочна когенераційна установка; 6-сепаратор; 7 – технологічна лінія гідротермічної переробки пуху-пір'яного сировини; 8 – технологічна лінія високошвидкісної відцентрової переробки посліду в порошкоподібне і гранульоване паливо; 9– пост інтелектуального керування, суміщений з контролером рекуперації енергії; 10 – система накопичення енергії маховика (FESS)

Запропонована концепція гібридної системи енергозабезпечення електротехнологічного комплексу забезпечує створення інтегрованої системи технологічних процесів для замкненої або частково замкненої безвідходної енергозберігаючої переробки побічних продуктів птахівництва та відходів рослинництва. Вона відрізняється встановленням певного балансу і оптимізації енергопотенціалу біомаси побічних продуктів птахівництва для генерації електричної і теплової енергії з енергопотенціалом сировини у поточних режимах її переробки у білковий концентрат, добрива і паливо, умовами консолідації з основними мережами енергопостачання птахофабрики при пікових сезонних навантаженнях. Структурна схема енерготехнологічного комплексу для термохімічної конверсії рослинної біомаси з високою ступінню рекуперації теплової енергії відпрацьованого теплоносія зображена на рис. 6.26.

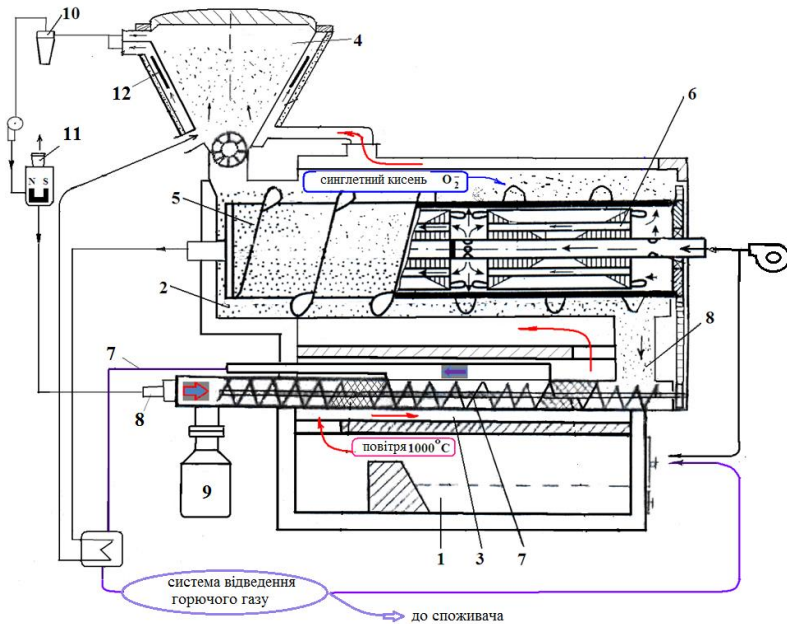


Рисунок 6.26 – Структурна схема енерготехнологічного комплексу для термохімічної конверсії рослинної біомаси

Газовий теплоносій формують в технологічній топці 1 і подають для зовнішнього нагріву камери сухої перегонки 2 і камери прокалювання 3. Теплоносій може бути сформований теплогенератором, що працює на відходах виробництв або з підключенням до біогазової установки [17]. Подрібнена біомаса подається в бункер завантажувального пристрою 4 і далі за допомогою живильника – в шнекову герметичну камеру сухої перегонки 2, в якій здійснюється двобічне нагрівання шару біомаси шляхом кондуктивної передачі тепла і випромінювання через стінки камери і від поверхні зовнішнього ротора поліфункціонального електромеханічного перетворювача 5.

Індуктори 6 електромеханічного перетворювача, які підключені до джерела змінної напруги і частоти, створюють обертові магнітні поля. Більша частина відновлювальних реакцій є ендотермічною, коли фізична теплота біовуглецю поглинається з утворенням горючих газів CO та H₂, які суттєво підвищують теплоту згоряння вихідного горючого газу 7.

Через патрубок подачі додаткового дуття 8 назустріч руху біовуглецю, який вивантажується у ємність 9, подають за допомогою системи відведення повітря 10 (циклон-вентилятор) очищену пароповітряну суміш. При цьому використовується пристрій для очищення від кисню і оксидів азоту 11, заснований на методі магнітної конвекції. Під дією низькочастотного (8–55 Гц) магнітного поля змінюються властивості вологи, що випаровується з біомаси. Термографічні вимірювання в режимі енергограм показали, що теплота випаровування омагніченої води на 11 % нижча, ніж теплота випаровування звичайної дистильованої води без магнітної обробки [18]. Оскільки на поверхні масивного ротора існує різниця електричної напруженості контурів вихрових струмів, відбувається також електроліз водних розчинів з частковим виділенням водню.

Згідно запропонованого способу реалізується етап генерації заряджених негативно водних об'єктів шляхом використання магнітного поля, етап попереднього нагрівання водних об'єктів для отримання водних розчинів у вигляді пари, ін'єкція заряджених негативно і електростатично підсилених

водних об'єктів у згадані тверді вуглецеві матеріали в камері піролізу, відбір синтез-газу, отриманого з твердих вуглецевих матеріалів [19,20]. Для підвищення ККД установки збільшена ступень використання енергії біомаси шляхом подавання частки виробленого горючого газу до топки, використання залишкового тепла відпрацьованих газів для конверсії в електрику в пристрої 12. З екологічної точки зору запропонована технологія є безвідходна. При використанні запропонованих технологій всі види вуглецевмісних відходів сільськогосподарської діяльності можна розглядати, як незатребуваний ресурс для декарбонізації всього енергетичного сектора України.

Важливою проблемою підвищення енергетичної безпеки держави, яку треба вирішувати на промислових і енергетичних об'єктах, є раціональне використання дефіцитних вуглеводневих енергоресурсів і зниження викидів шкідливих речовин при спалюванні. Запропонована електротехнологія оброблення компонентів, формування та використання трикомпонентної водно-вуглеводнево-повітряної пальної суміші для функціонування теплових машин [21]. Спалювання трикомпонентної водно-вуглеводнево-повітряної пальної суміші здійснюється у два етапи. На першому етапі при спалахуванні вуглеводневого палива у масиві кисню та озону енергія первинного тиску перетворюється у корисну роботу відповідних механізмів теплових машин, а тепло горіння в умовах тиску передати воді для її миттєвої термічної дисоціації на водень та кисень. Далі, на другому етапі забезпечується горіння продуктів термічної дисоціації води з формуванням вторинного тиску та продовженням корисної роботи цих же механізмів теплових машин. Унаслідок використання такої суміші зі зниженим вмістом вуглецю та азоту зменшується вміст чадного газу CO і окислів азоту NO_x .

На рис. 6.27 представлена одна з модифікацій розробленої технологічної структури багатострумного імпульсно-розрядового супроводження горіння стехіометрично збідненої пальної повітряно-водно-вуглеводневогазової суміші.

Від генератора 1 імпульсів струму високої напруги подають імпульси вздовж провідника-електрода 2 (умовно показано штриховими лініями) до простору запалювання та супроводження горіння 3, що спричиняє виникнення множини багатостримерних імпульсних розрядів 4 та полів електромагнітної природи 5 навколо них.

Одночасно вздовж гвинтової магістралі 6 подають вуглеводневий газ (на рис. 6.27 показано суцільними стрілками) та насичують його ежекційно або інжекційно від генератора водяної пари 7 сухою водяною парою (на рис. 6.27 умовно показано великою стрілкою з горизонтальними лініями) або генератора водяного туману 8 водяним туманом в умовах впливу імпульсів полів електромагнітної природи. При цьому забезпечується одночасне закручування сухої водяної пари або водяного туману у потоці вуглеводневого газу у гвинтовій магістралі 6, їх ефективне змішування і оброблення імпульсами полів 5 електромагнітної природи від множини стримерів імпульсів розрядів 4. В результаті у просторі запалювання та супроводження горіння 3 здійснюється формування гомогенної пальної вуглеводнево-тумановодної суміші або вуглеводнево-пароводної суміші у масиві багатостримерних розрядів.

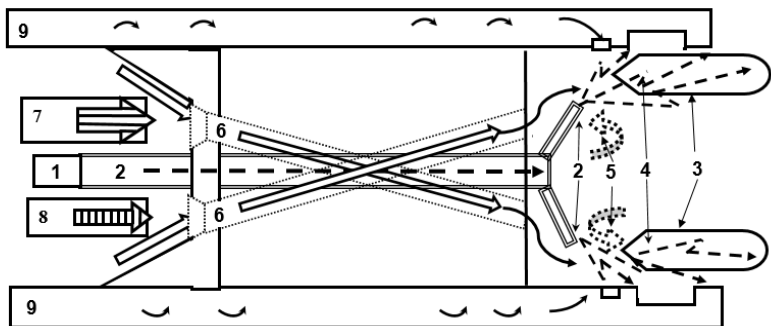


Рисунок 6.27 – Схема технологічної структури багатостримерного імпульсно-розрядового супроводження горіння стехіометрично збідненої пальної повітряно-водно-вуглеводневогазової суміші

Одночасно подають вздовж та закручують у електропровідній магістралі-електроді 9 повітря у напрямку до простору запалювання та супроводження горіння 3 в умовах впливу на повітря імпульсів полів 5 електромагнітної природи. При цьому забезпечується інтенсивне миттєве змішування закручених повітря з вуглеводнево-тумановодною сумішшю або вуглеводнево-пароводною сумішшю у просторі запалювання та супроводження горіння 3 у масиві багатостримерних імпульсів розрядів 4 та формується стехіометрично збіднена вуглеводневим газом гомогенна повітряно-пароводно-вуглеводневогазова або повітряно-тумановодно-вуглеводневогазова суміш. Електрична складова енергії, необхідної для роботи генератора імпульсів струму високої напруги, автономно забезпечується конверсією частини теплової енергії процесів спалювання.

На рис. 6.28 представлено композицію викидів для традиційного палива і палива з додаванням активованої води в камері згоряння двигунів внутрішнього згоряння.

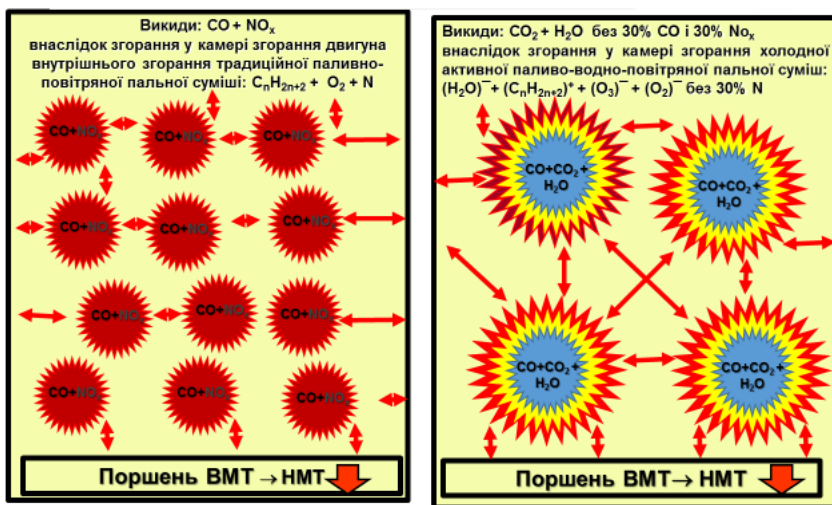


Рисунок 6.28 – Викиди при використанні холодної активованої води як пального для двигунів внутрішнього згоряння

На відміну від традиційного двокомпонентного складу горючих сумішей, виготовлених з енергетичної компоненти – газоподібного вуглеводневого палива C_nH_{2n+2} та окислювача – кисню O_2 у складі атмосферного повітря з коефіцієнтом надлишку повітря 1,45, пропонується використовувати трикомпонентну горючу суміш. Це суміш енергетично активної води $(H_2O)^-$ газоподібного вуглеводневого палива $(C_nH_{2n+2})^+$ та окислювачів – кисню $(O_2)^-$ і озона $(O_3)^-$ з складу атмосферного повітря.

В табл. 6.17 представлені порівняльні результати параметрів викидів при експериментальних дослідженнях процесів спалювання традиційного палива і палива з додаванням активованої води в камері згоряння двигунів внутрішнього згоряння.

Таблиця 6.17 – Викиди при експериментальних дослідженнях процесів спалювання

Параметри	Традиційна паливна суміш	Паливна суміш з електромагнітною активацією
Температура диму, °C	155, 6	171,3
Кисень, %	6,5	0
CO, ppm	36	16
NO _x , ppm	26	18,2
CO ₂ макс, %	13,7	9,6
Коефіцієнт надлишку повітря	1,45	1,58

Досягнуті такі ж ефекти, як у дослідженнях двигуна внутрішнього згоряння при зміні складу паливної суміші «біогаз-повітря» з додаванням водню в умовах збідненого горіння [12]. Додавання водню підвищило температуру згоряння, що призвело до підвищення тиску в циліндрі, а також зменшується викид вуглекислого газу та оксидів азоту.

Будь яка розробка технологічних структур з використанням електротехнологій переробки біомаси та спалювання збіднених вуглеводневих сумішей потребує методичних засад їх оцінки щодо

забезпечення вуглецевої нейтральності. Викиди вуглецю під час процесів, які розглядаються, можна оцінити за підходом, що запропонований в роботах [22, 23], але з врахуванням кількості викидів CO₂ під час процесів збору, обробки і транспортування біомаси, виробництва біопалива або трикомпонентних паливних сумішей. Викиди вуглецю визначаються за таким виразом:

$$M = \frac{44}{12} \cdot E_{\text{в.п}} \cdot C \cdot O + B \quad (6.16)$$

де M – кількість викидів в кг; $E_{\text{в.п}}$ – загальна енергія в залежності від кількості витраченого палива і теплотворної здатності палива, ТДж; $\frac{44}{12} C$ – вміст вуглецю в одиниці енергії палива в залежності від виду палива; O – коефіцієнт окислення, що вказує на відсоток вуглецю в паливі, який зрештою перетворюється на CO₂; B – сукупні викиди CO₂ від виробництва та транспортування палива, кг CO₂_{екв.} на кг палива.

Згідно [24] для отримання єдиного значення, що охоплює всі парникові гази, викиди оксиду нітрогену та метану було переведено в CO₂_{екв.}. В основі цих перетворень лежить потенціал глобального потепління (Global Warming Potential – GWP): викиди 1 граму метану та оксиду нітрогену є еквівалентними викидам 23 та 296 грам CO₂, відповідно.

Коефіцієнт окислення більшості процесів перетворення енергії за умовчанням приймається 1. Добуток вмісту вуглецю у паливі та коефіцієнту 44/12 (за умовчанням) являє собою коефіцієнт викидів (кг/ТДж). Оскільки використання значень за замовчуванням про викиди парникових газів у процесі виробництва і транспортування у більшості випадків неможливе, виробник може передавати покупцю інформацію, що містить реально виміряні дані.

Завданням з значною невизначеністю є розподіл інвестицій між проектами низьковуглецевих енергетичних технологій для досягнення

кліматичних цілей економічно ефективним способом. Ці невизначеності можна поділити на параметричні і структурні, які пов'язані відповідно з постійним розвитком технологій та програмних комплексів для моделювання, еволюцією вартості та ефективності енергетичних технологій, також з причинно-наслідковими зв'язками, наприклад, економічними та суспільними наслідками довгострокових інвестицій.

Пропонується структура оцінювання розподілу інвестицій між проектами низьковуглецевих енергетичних технологій, яка представлена на рис. 6.29.

Найбільш актуальними глобальними екологічними сценаріями на цей час є The Shared Socio-Economic Pathways (SSPs), Representative Concentration Pathways (RCPs), Shared Climate Policy Assumptions (SPA). RCPs являють собою прогнози емісій парникових газів (ПГ). Ефективним інструментом для розрахунку глобальних екологічних сценаріїв є моделі інтегральної оцінки. Загальна мета полягає в тому, щоб мінімізувати суму очікуваного значення вартості скорочення викидів (від GCAM), вартості збитків (від DICE/PAGE/FUND) та альтернативної вартості портфоліо НДДКР.

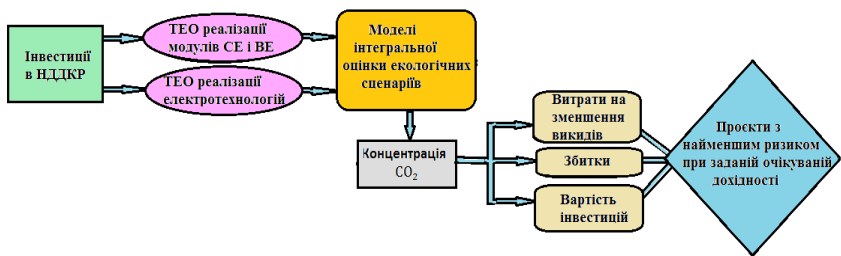


Рисунок 6.29 – Структура оцінювання розподілу інвестицій між проектами низьковуглецевих енергетичних технологій

Висновки до розділу 6

Розроблено методичні засади створення математичної та імітаційної моделі процесу функціонування метантенка для визначення техніко-економічної ефективності впровадження та використання технології перетворення сільськогосподарських відходів у біогаз. Математична модель є системою диференціальних рівнянь, що описують зміну в ферментаторі концентрацій поживних речовин субстрату, біомаси метаногенів і динаміки виходу біогазу. Система диференціальних рівнянь вирішується в пакеті Simulink. При цьому результати експериментальних даних підтверджують результати математичної моделі на 89,43 % з ймовірністю 99 %.

Отримані моделі дозволяють проводити математичне моделювання процесу метанового моноброджування коров'ячого гною та прогнозувати вихід біогазу при різних значеннях початкової концентрації біомаси метаноутворюючих бактерій, початкової концентрації поживних речовин субстрату, обсягу ферментатора, а також при квазінеперервному завантаженні субстратом ферментатора, що використовується у всіх промислових біогазових установках.

Аналіз показав, що жодне окреме паливо чи технологія не можуть у всьому енергетичному сектору досягти чистих нульових викидів CO₂. Успіх залежить від широкого спектру видів палива та технологій, адаптованих до окремих частин енергетичного сектору та до конкретних умов країни.

Подальші дослідження повинні виконуватись у напрямку оцінки синергетичного ефекту використання електротехнологій переробки біомаси та спалювання збіднених вуглеводневих сумішей для забезпечення вуглецевої нейтральності

Список використаних джерел до розділу 6

1. Biomethane is the gas of the future, a source of sustainable, renewable and clean energy. [Electronic resource]. Access mode: <https://uabio.org/materials/video/15400/>
2. Georgy Heletukha, Petro Kucheruk, Yuriy Matveev (2022). Prospects of biomethane production in Ukraine. Analytical note No. 29 of the Bioenergy Association of Ukraine, 60 p.
3. Korolev S.A. Identifikatsiya matematicheskoi modeli i issledovanie razlichnikh rezhimov metanogeneza v mezofilnoi srede [Identification of a mathematical model and study of various modes of methanogenesis in a mesophilic environment]. Computer research and modeling, 2012, vol. 4. no. 1. pp. 131–141.
4. Romaniuk W., Rogovskii I, Polishchuk V., Titova L., Borek K., Shvorov S., Roman K., Solomka O., Tarasenko S., Didur V., Biletskii V. Study of Technological Process of Fermentation of Molasses Vinasse in Biogas Plants. Processes, 2022, Vol. 10, no. 10, AN 2011.
5. M. Zablodskiy, S. Shvorov, V. Polishchuk, V. Trokhaniak, T. Lendiel. Principles of forming biogas plant location places using a neuronetwork, Energy and automation 2023, no. 1, pp. 5–15.
6. БАЗОВІ НОРМИ ВИТРАТ. Міністерство розвитку громад, територій та інфраструктури України Державне підприємство «Державний автотранспортний науково-дослідний і проектний інститут» (ДП «Державтотранс НДІ проект»). Доповнення до Методичних рекомендацій з нормування витрат палива, електричної енергії, мастильних, інших експлуатаційних матеріалів автомобілями та технікою (Редакція 1 від 17.11.2023, с. 91).
7. Рентабельність продажу. Мережа інтернет. 04.10.2004. [https://uk.wikipedia.org/wiki/Рентабельність_продажу#:~:text=Рентабельність%20продажів%20\(англ.,з%20кожної%20гривні%20проданої%20продукції.](https://uk.wikipedia.org/wiki/Рентабельність_продажу#:~:text=Рентабельність%20продажів%20(англ.,з%20кожної%20гривні%20проданої%20продукції.)

8. Чистий прибуток. Мережа інтернет. 04.10.2004.
https://uk.wikipedia.org/wiki/Чистий_прибуток
9. Marcu Andrei, et al, “Border Carbon Adjustment in the EU: Indirect Emissions in the CBAM” European Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition (ERCST) 05 July 2022 Online < <https://ercst.org/indirect-emissions-in-the-eu-cbam-2022/>>
10. The European Union’s Newest Tool to Tackle Carbon Leakage April 19, 2024 By Samuel Huestis <https://rmi.org/the-european-unions-newest-tool-to-tackle-carbon-leakage/>
11. Zhou, Y. (2023). Worldwide carbon neutrality transition? Energy efficiency, renewable, carbon trading and advanced energy policies. *Energy Reviews*, 100026. journal homepage: <https://doi.org/10.1016/j.enrev.2023.100026>
12. Luo, H., Yu, M., Zhai, C., An, Y., Wang, C., & Nishida, K. (2023). Study on fermentation gas combustion with hydrogen addition under various throttle openings. *Green Energy and Resources*, 1(1), 100003. <https://doi.org/10.1016/j.gerr.2022.100003>
13. Al-Ali, H., Ali, D., & Atteya, A. I. (2023). Investigating the potential of renewable-hydrogen energy storage systems (RHES) in enabling Scotland’s farming communities net-zero transition and sizing the proposed RHES system. *Green energy and environment technology*, 2.
14. Kwiatkowski, K., Krzysztoforski, J., Bajer, K., & Dudyński, M. (2013). Bioenergy from feathers gasification—Efficiency and performance analysis. *Biomass and bioenergy*, 59, 402–411. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.07.013>
15. Minx, J. C., Lamb, W. F., Callaghan, M. W., Bornmann, L., & Fuss, S. (2017). Fast growing research on negative emissions. *Environmental Research Letters*, 12(3), 035007. DOI 10.1088/1748-9326/aa5ee5

16. Система переробки побічних продуктів птахівництва у добриво, корм та паливо: пат. України на винахід № 126120, МПК А23N 17/00 (2016.01). заявл. 15.07.2019 р., опубл. 17.08.2022, бюл. № 33.

17. Спосіб деструктивної енерготехнологічної переробки біомаси: пат. України на винахід № 120684. МПК (2006) С10В 51/00 С10В 53/00, заявл. 09.11.2018 р, опубл.10.01.2020, бюл.№ 1/2020

18. Баран Б.А. Фізико-хімічне обґрунтування дії магнітного поля на водні розчини для розробки систем техногенно-екологічної безпеки. – Рукопис. Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора хімічних наук за спеціальністю 21.06.01. – екологічна безпека. – Хмельницький національний університет, м Хмельницький, 2005.

19. Kronenderg, K.J. Verzuge der magnetischen vvasserhandlung, die neue arzliche / K.J. Kronenderg. 1988. Bd. 22. № 35. P. 69–74.

20. Methods and apparatus for sold carbonaceous materials synthesis gas generation. Pat/ № USOO763807OB2, publ. 29.12.2009.

21. Спосіб багатостримерного імпульсно-розрядового супроводження горіння стехіометрично збідненої пальної повітряно-водно-вуглеводнево-газової суміші: пат. України на винахід № 125775. МПК Н05Н 1/24 (2006.01),С10К 3/06 (2006.01)., заявл. 05.11.2020 р, опубл. 01.06.2022, бюл. № 22.

22. Eggleston HS, Buendia L, Miwa K, Ngara T, Tanabe K (2006) 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. IPCC, Japan

23. Zheng, Y., Gao, L., Dong, R., & He, S. (2022). Role of CCUS in carbon neutral power system. Carbon Neutrality, 1(1), 19. <https://doi.org/10.1007/s43979-022-00015-7>

24. Директива 2009/28/ЕС з використання відновлювальних джерел енергії від 23 квітня 2009 року

ДОДАТОК А
РЕКОМЕНДАЦІЇ
ТА ЗАХОДИ З ІНТЕГРАЦІЇ БІОТЕС ТА ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ
ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ В М. ПЕРЕЯСЛАВ

Для забезпечення технічної можливості постачання теплової енергії, яку може виробляти БіоТЕС до споживачів, необхідно виконати наступні рекомендовані заходи:

- від БіоТЕС по вул. Героїв Дніпра, 38а вздовж вулиці Героїв Дніпра до перехрестя з вул. Трубайлівська прокласти нову ділянку трубопроводу Б у 600 мм загальною довжиною близько 750 м;

- від перехрестя вул. Героїв Дніпра та Трубайлівська до котельні по вул. Героїв Дніпра, 31 прокласти нову ділянку трубопроводу Б у 125 мм загальною довжиною близько 240 м;

- від перехрестя вул. Героїв Дніпра та Трубайлівська вздовж вулиці Героїв Дніпра до перехрестя з вул. Небесної сотні прокласти нову ділянку трубопроводу Б у 600 мм загальною довжиною близько 730 м;

- від перехрестя вулиць Героїв Дніпра та вул. Небесної сотні вздовж вулиці Шкільна, Набережна до теплової камери ТКЮг по вул. Пугачова прокласти нову ділянку трубопроводу Б у 300 мм загальною довжиною близько 750 м;

- від перехрестя вулиць Героїв Дніпра та вул. Небесної сотні вздовж вулиці Богдана Хмельницького до перехрестя з вул. Можайська прокласти нову ділянку трубопроводу Б у 450 мм загальною довжиною близько 850 м;

- від перехрестя вулиць Богдана Хмельницького та вул. Можайська вздовж вулиці Можайська та провулку Літописному до котельні по пров. Літописний, 17 прокласти нову ділянку трубопроводу Б у 300 мм загальною довжиною близько 220 м;

- від перехрестя вулиць Богдана Хмельницького та вул. Можайська вздовж вулиці Богдана Хмельницького та вулиці Покровська, Івана Мазепи

до котельні по вул. І. Мазепи, 33 прокласти нову ділянку трубопроводу Б у 350 мм загальною довжиною близько 1350 м. Крім того, на котельні по вул. Івана Мазепи, 33 має бути мережеве насосне обладнання, яке повинно бути достатнім для забезпечення циркуляції теплоносія та відповідати наступними вимогам до напірно-витратних характеристик: О0Пт – 260 т/год, Н0Пт – 10 м вод. ст. Тиск в подавальному трубопроводі слід підтримувати на рівні не нижче 58 м вод. ст., в зворотному трубопроводі – не нижче 36 м вод. ст., наявний напір прийняти не менше 22 м вод. ст.

Об'єднання БіоТЕС з існуючою системою теплопостачання дає можливість створити ринок теплової енергії в м. Переяслав. Для створення стабільного гідравлічного режиму між джерелами теплової енергії та забезпечення оптимальної роботи системи теплопостачання при транспортуванні теплоносія на джерелі теплової енергії – БіоТЕС повинно бути встановлене новітнє обладнання з сучасними технічними характеристиками та ККД не менше 90 % та насосне обладнання котельні, яке повинно бути достатнім для забезпечення циркуляції теплоносія та відповідати наступними вимогам до напірно-витратних характеристик: БіоТЕС по вул. Героїв Дніпра 38а – О0Пт – 700 т/год, Н0Пт – 25 м вод. ст. Тиск в подавальному трубопроводі слід підтримувати на рівні не нижче 53 м вод. ст., в зворотному трубопроводі – не нижче 28 м вод. ст., наявний напір прийняти не менше 25 м вод. ст. Встановлена сумарна потужність котельні повинна бути не менше ніж 21,8 Гкал/год. Для забезпечення надійності теплопостачання та подолання розбалансування виконати налагодження системи теплопостачання з урахуванням рекомендованих наявних напорів на джерелах теплової енергії. Загальна кількість трубопроводів для будівництва згідно цих рекомендованих заходів наведена в табл. А.1 (протяжність наведена в двохтрубному обчисленні).

Таблиця А.1 – Нові рекомендовані трубопроводи

Умовний діаметр, мм	Загальна протяжність, м
125	240
300	970
350	850
450	1350
600	1480

Для запобігання підвищених теплових втрат рекомендується замінити зношене теплоізоляційне покриття трубопроводів. Рекомендується використовувати попередньо ізольовані труби з ППУ ізоляцією. Особливу увагу слід приділити ізоляційному покриттю трубопроводів прокладених надземним способом і в технічних підвалах будівель. Також слід вжити заходів щодо запобігання затоплення каналів, в яких прокладені трубопроводи. Рекомендується замінити зношену запірну арматуру для запобігання можливих аварійних ситуацій, пов'язаними зі зносом запірної арматури через довготривалу експлуатацію. Виконати заходи з термомодернізації будівель споживачів теплової енергії, а саме:

- Модернізація теплового пункту (теплового вводу) будівлі зі обов'язковим встановленням автоматичного регулятора теплового потоку, який враховує погодні умови. Також за потреби встановити насосне обладнання для подолання гідравлічного опору місцевої системи опалення та забезпечення циркуляції теплоносія;

- Комплексна модернізація внутрішньобудинкової системи опалення включаючи встановлення автоматичних балансувальних клапанів на стояках опалення та теплоізоляцію існуючих трубопроводів;

- Утеплення огорожувальних будівельних конструкцій (стін, дахів, перекриття над підвалом);

- Заміна вікон на більш енергоефективні, герметичні з кращим супротивом теплопередачі. Впровадження заходів з термомодернізації

дасть можливість зменшити споживання теплової енергії на 30–35 %. Для забезпечення надійності теплопостачання та подолання розбалансування виконати налагодження системи теплопостачання з урахуванням рекомендованих наявних напорів на джерелах теплової енергії. Рекомендується обладнати теплові вводи споживачів автоматизованою системою комерційного обліку теплової енергії і теплоносія. Це вимагає значних одноразових капіталовкладень, але в результаті призводить до впорядкування взаємних розрахунків між сторонами теплопостачальної організації та споживачами. Оснащення всіх систем теплоспоживання приладами обліку теплової енергії дозволить знизити фінансові витрати до 20 % за рахунок зменшення різниці між фактичним і нормативним теплоспоживанням. Для зменшення високого гідравлічного опору і запобіганню зниженню енергоефективності рекомендується щорічно проводити в літній період промивання внутрішньобудинкових систем опалення.

Потреба міста в тепловій енергії з урахуванням перспективи розвитку

Споживачами теплової енергії від системи централізованого теплопостачання міста є: багатоквартирні житлові будинки; бюджетні установи та організації; комерційні споживачі.

На даний час немає визначеності стосовно перспектив розвитку міста та зміни потреби в тепловій енергії від централізованого теплопостачання. Житлове будівництво розвивається в основному за рахунок приватного сектора де застосовуються поквартирні системи теплопостачання та багатоквартирних будинків з поквартирними системами теплопостачання. Розвиток поквартирних систем опалення в багатоквартирних та садибних будинках та автономних систем в першу чергу на основі автоматизованих твердопаливних котелень навпаки спричиняє зменшення потреби в теплопостачанні від централізованих систем. Приєднане теплове навантаження по м. Переяслав станом на 1.10.2019 становить 19,479 Гкал/год,

в т.ч. за категоріями споживачів: населення – 12,213 Гкал/год, бюджет – 6,559 Гкал/год, інші споживачі – 0,704 Гкал/год.

Варіанти оптимізації системи централізованого теплопостачання міста. Визначальними факторами подальшого розвитку системи централізованого теплопостачання міста є:

– потреба заміни теплогенеруючого обладнання з терміном експлуатації 35–39 років, яке вичерпало термін експлуатації;

– економічна недоцільність подальшої експлуатації котлів НІСТУ-5 які не відповідають сучасним вимогам по енергоефективності – експлуатуються на 4-х котельнях;

– потреба будівництва приміщення котельні по вул. Героїв Дніпра, 31 та капітального ремонту будівель котелень по пров. Літописний, 17, вул. Пугачова, 24, вул. Мазепи, 33 та по вул. Київська, 8.

– низька частка поквартирних систем теплопостачання в секторі багатоквартирних будинках підключених до системи централізованого теплопостачання міста – 16,7% квартир (частка поквартирних систем теплопостачання по окремих будинках не перевищує 47,5%). З урахуванням реальної ситуації, яка склалася на ринку теплопостачання м. Переяслав передбачаються наступні варіанти забезпечення міста тепловою енергією.

Варіант № 0 (існуючий стан) – варіант без проведення модернізації та заміни теплогенеруючого обладнання джерел генерації теплової енергії: За варіантом № 0 (існуючий стан) без виконання модернізації джерел теплової енергії в перспективі система централізованого теплопостачання зіштовхнеться з втратою надійності системи генерації теплової енергії та подальшим зниженням її енергоефективності.

Варіант № 1 – заміна теплогенеруючого обладнання, яке вичерпало термін експлуатації та низькоефективного газового теплогенеруючого обладнання, Заміна теплогенеруючого обладнання яке вичерпало термін експлуатації та низькоефективного газового теплогенеруючого обладнання

дозволить підвищити рівень надійності системи генерації теплової енергії до рівня повного забезпечення приєднаного теплового навантаження за рахунок нового теплогенеруючого обладнання та підвищити енергоефективність виробництва на газовому паливі на 8,8 % та скоротити викиди шкідливих газів.

Варіант № 2 – залучення до системи централізованого теплопостачання міста введеної в експлуатацію БіоТЕС – можливий при технічній та фінансовій можливості та економічній доцільності теплопостачання міста від БіоТЕС, які на даний час не підтверджені.

Потреба коштів по схемі оптимізації за Варіантом 1

Потреба коштів на модернізацію котелень становить 41,1 млн грн, термін окупності простий становить 13,2 років; на реконструкцію мереж (заміну аварійних та зношених теплових мереж) становить 28,7 млн грн – всього 69,8 млн грн. Рекомендованим для впровадження є Варіант № 1 оптимізації системи централізованого теплопостачання м. Переяслав, який передбачає збереження централізованої системи теплопостачання міста в повному обсязі та модернізацію теплогенеруючого обладнання на газовому паливі.

Екологічні показники. Оцінка потенційних змін викидів забруднюючих речовин та парникових газів від паливоспалювального обладнання системи централізованого теплопостачання міста Переяслав в результаті впровадження рекомендованого сценарію оптимізації системи теплопостачання відповідно до розробленої схеми теплопостачання здійснювалась у припущенні незмінного підключеного навантаження споживачів на рівні 2018 р. Рекомендований сценарій (Варіант № 1) передбачає збереження централізованої системи теплопостачання міста в повному обсязі, з модернізацією та / або заміною теплогенеруючого обладнання на газовому паливі у 6 котельнях, модернізацією та / або заміною теплових мереж від 4 котелень, встановлення систем очищення

димових газів котлів, що спалюють тверде паливо, від твердих частинок, у 5 котельнях.

Результати проведених розрахунків змін обсягів викидів забруднюючих речовин та парникових газів від джерел генерації теплової енергії централізованого теплопостачання міста Переяслав на існуючий та розрахунковий періоди за Варіантом 1 нової схеми теплопостачання міста Переяслав, зумовлених підвищенням ефективності теплогенеруючого обладнання котельень, та встановленням систем очищення димових газів котлів, що спалюють тверде паливо, від твердих частинок, наведені в табл. А.2.

Таблиця А.2 – Зведені результати прогнозних розрахунків сумарних змін обсягів викидів забруднюючих речовин та парникових газів від реконструкції котельень

Речовини	Одиниці виміру	Зменшення викидів
Оксиди азоту (NO _x)	Т/рік	0,522
Оксид вуглецю (CO)	Т/рік	2,019
Тверді частинки	Т/рік	12,234
Діоксид вуглецю (CO ₂)	Т/рік	476,951

В результаті реалізації проектних рішень за цим сценарієм можливі наступні ймовірні впливи планованої діяльності на систему теплопостачання, які зумовлять зміни обсягів викидів забруднюючих речовин та парникових газів від джерел генерації теплової енергії централізованого теплопостачання міста Переяслав: підвищення ефективності теплогенеруючого обладнання котельень; зменшення втрат в теплорозподільчих мережах, з відповідним зменшенням потреб у тепловій енергії; зменшення споживання електроенергії на транспортування теплоносія; зменшення викидів твердих частинок у довкілля.

ДОДАТОК Б
ВИХІД ПЕРВИННИХ БІОРЕСУРСІВ МІСЦЕВОГО ПОХОДЖЕННЯ
ПЕРЕЯСЛАВСЬКІЙ ОТГ ДЛЯ ВИКОРИСТАННЯ
В БГУ У 2020–2022 РОКАХ

Таблиця Б.1 – Середньорічна врожайність та кількість зібраного урожаю зернових і технічних культур за 2020–2022 роки у Переяславській ОТГ

Фермерське господарство	Культура	Площа, га	Врожайність, ц	Зібрано, т
с. Велика Каратуль				
ПП «Каратуль насіння»	Кукуруза	72,81	29,94	218
	Соняшник	20	50	100
СФГ «Долина»	Кукурудза	30	50	150
	Соя	23,03	7,82	18
ПОА Україна	Пшениця озима	267	54,22	1447,74
	Кукуруза	938	57,98	5438,67
	Соняшник	571	31,14	1778
СФГ «Дубина»	Кукуруза	117,53	32	376,1
	Пшениця озимая	59	40	236
	Всього			9762,51
с. Вовчків				
ПП «Антарес»	Кукуруза	522,85	61,2	3200
	Соняшник	400	28,84	1153,55
	Пшениця озима	30	21	63
	Жито яре	185	30,82	570,14
	Жито озиме	40	41,25	165
СПП «Київська Русь»	Кукурудза	95	34,32	326
	Соняшник	90	28,33	255
	Пшениця озима	30	38,67	116
	Ячмінь озимий	25	40,8	102
СВГ «Арапин»	Пшениця озима	20	26,5	53
	Кукуруза	55	20	110
	Пшениця яра	20	26,5	53
	Соя	29,56	5,99	17,7
СФГ «Виноградний»	Кукуруза	30	3,33	10
	Пшениця озимая	23,91	16,73	40
	Соняшник	40	15	60
	Всього			6294,39

с. Гайшин				
ПСП «Переясло-агро»	Кукуруза	20,8	7	14,56
	Всього			14,56
СФГ «Плискачі»	Соняшник	36,7	11,12	40,794
	Пшениця яра	12	30	36
	Ячмінь ярий	4	26	10,4
СФГ «Славія»	Кукурудза	33	28,15	92,88
	Соняшник	13	0	0
	Пшениця озима	4	0	0
ФГ «Нива+»	Пшениця озима	20	50	100
	Соняшник	74,49	35,58	265
	Соя	12	20	24
	Всього			569,074
с. Дем'янці				
СГ «Альта»	Пшениця озима	98	69,12	677,4
	Горox	40	35,7	142,8
СПП АФ «Альта»	Кукурудза	1169	67,49	7890
	Горox	171	39,55	676,3
	Пшениця озима	723	63,92	4621,7
	Ячмінь ярий	287	42,43	1217,6
	Соя	400	18,9	756
СВГ «Колос»	Кукуруза	15	55,67	83,5
	Пшениця яра	15	28,11	42,16
	Соя	16	5	8
ФГ «Погребного В.М.»	Кукуруза	25,57	15,64	40
	Соя	10	12	12
	Всього			16167,46
с. Мазінки				
СВГ «Роздобудько М.І.»	Кукуруза	110	40,91	450
	Соняшник	51,55	15,52	80
	Пшениця озима	37	36	133,2
СФГ «Слюсар М.Т.»	Кукурудза	30	31,15	93,44
	Соняшник	29,5	16,51	48,71
	Пшениця яра	20	20,76	41,512
	Всього			846,862

Таблиця Б.2 – Середньорічний вихід гною з тварин за 2020–2022 роки у Переяславській ОТГ

Фермерське господарство	Тварини	Голів	Вихід гною з однієї тварини, т/рік	Вихід гною з усіх тварин, т/рік
с. Велика Каратуль				
ПОА Україна	ВРХ	431	12,775	5506
	Всього			5506

Таблиця Б.3 – Середньорічний вихід сироватки з молока тварин за 2020–2022 роки у Переяславській ОТГ

Фермерське господарство	Тварини	Молоко, л	Вихід сироватки, %	Вихід сироватки, л
с. Велика Каратуль				
ПОА Україна	ВРХ	39112	90	35201
	Всього			35201

Наукове видання

ФОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ СТРУКТУР ЕНЕРГОНЕЗАЛЕЖНИХ ГРОМАД

Монографія

За загальною редакцією В. В. Каплуна



Г Е Л Ь В Е Т И К А
ВИДАВНИЧИЙ ДІМ

WWW.HELVETICA.UA

Підписано до друку 01.11.2024 р. Формат 60×84/16.
Папір офсетний. Гарнітура Times. Цифровий друк.
Ум. друк. арк. 18,14. Наклад 100. Замовлення № 1124-183.
Віддруковано з готового оригінал-макета.

Видавництво і друкарня – Видавничий дім «Гельветика»
65101, Україна, м. Одеса, вул. Інглєзі, 6/1
Тел.: +38 (097) 723 06 08, +38 (095) 934 48 28
E-mail: mailbox@helvetica.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
ДК № 7623 від 22.06.2022 р.