

ЕНЕРГОЖИВЛЕННЯ КОМПЛЕКСУ ІНЖЕНЕРНО–ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ СИСТЕМИ ФІЗИЧНОГО ЗАХИСТУ В УМОВАХ ДОВГОТРИВАЛИХ ЗНЕСТРУМЛЕНЬ

Системи фізичного захисту в умовах сьогодення відіграють ключову роль у підтримці ядерної захищеності та забезпеченні нормального функціонування об'єктів галузі атомної енергетики. Враховуючи можливу відсутність електричного живлення, зумовлену ракетними ударами в умовах війни, ворог чи правопорушники можуть скористатись вразливістю системи фізичного захисту, засоби якої будуть знеструмленими, що може призвести до неприйнятних радіаційних наслідків [1] в результаті вдало здійснених неправомірних дій (диверсії, крадіжки, тощо).

Тому до засобів живлення комплексу інженерно–технічних засобів системи фізичного захисту, відповідно до законодавства, висувається ряд вимог виконання яких в процесі проектування, будівництва чи експлуатації системи фізичного захисту має на меті унеможливлення відмови засобів живлення чи мінімізацію вірогідності виникнення збоїв роботи надійного електропостачання обладнання системи фізичного захисту.

Важливим етапом забезпечення безперебійного функціонування системи фізичного захисту в умовах довготривалих аварійних відключень електроенергії є підбір генераторної установки.

В даній роботі об'єктом дослідження є захищеність об'єктів критичної інфраструктури в умовах довготривалих відключень електроенергії, а предметом дослідження – система електроживлення комплексу інженерно–технічних засобів системи фізичного захисту. У роботі проведено аналіз наявної нормативно–правової документації щодо фізичного захисту та наведено методика підбору генераторної установки, а також варіант інтеграції установки в схему засобів живлення комплексу інженерно–технічних засобів. Основним методом процесу з підбору вказаного обладнання є порівняння та аналіз параметрів вказаних виробником з параметрами та характеристиками, що будуть відповідати вимогам діючої нормативно–правової документації та потребам навчального центру в забезпеченні електроенергією того чи іншого обладнання. Наведений в роботі спосіб є універсальним в застосуванні та може бути масштабований на інші об'єкти критичної інфраструктури, де необхідно забезпечити засоби живлення резервом потужності в умовах довготривалих аварійних відключень джерел промислового живлення.

Ключові слова: *система фізичного захисту, генераторна установка, засоби живлення, комплекс інженерно–технічних засобів, аварійне відключення електроенергії.*

Вступ

Засоби електроживлення – дуже важлива складова комплексу інженерно–технічних засобів системи фізичного захисту ядерних установок, об'єктів поводження з ядерними матеріалами, радіоактивними відходами чи іншими джерелами іонізуючого випромінювання або критичної інфраструктури.

Комплекс інженерно–технічних засобів повинен забезпечити завчасне виявлення та ідентифікацію правопорушника ще на підступах до об'єкту, що охороняється, а також унеможливити потрапляння та/або ускладнити шляхи потрапляння правопорушника на об'єкт шляхом установки засобів виявлення, телевізійного спостереження, або ж установкою різноманітних фізичних бар'єрів на імовірному маршруті правопорушника. До таких засобів входить велика кількість пристроїв, які потребують надійного електропостачання. Наприклад, різноманітні пульти керування, сервери, переговорні пристрої, комутаційні апарати, засоби відеоспостереження, датчики, турнікети на прохідних, електроприводи воріт тощо [2].

Згідно закону України [1], метою фізичного захисту ядерних матеріалів, ядерних установок, радіоактивних відходів та інших джерел іонізуючого випромінювання є забезпечення національної безпеки, запобігання та припинення можливих диверсій, крадіжок або будь-якого іншого незаконного доступу до ядерного матеріалу, радіоактивних відходів і інших джерел іонізуючого випромінювання, а також підтримання режиму нерозповсюдження ядерної зброї.

Зважаючи на надзвичайну важливість даної мети, до комплексу інженерно–технічних засобів системи фізичного захисту висунутий перелік вимог, що зафіксовані в відповідному нормативному

документі, а саме «Вимоги до комплексу інженерно-технічних засобів системи фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання» [3].

Мета та завдання роботи

Метою роботи є забезпечення комплексу інженерно-технічних засобів системи фізичного захисту джерелом автономного живлення, що буде відповідати вимогам нормативно-правової документації, шляхом підбору обладнання та визначення способу інтеграції його в мережу. Для досягнення мети у роботі виконано наступні завдання:

- 1) проведено аналіз діючих у сфері фізичного захисту нормативно-правових документів;
- 2) виконано аналіз наявного обладнання у навчальному центрі та здійснено оцінку необхідного електрозабезпечення;
- 3) проведено підбір генераторної установки на випадок відсутності мережевого електроживлення.

Вимоги до засобів живлення комплексу інженерно-технічних засобів

У пункті 2.9.2 вимог до комплексу інженерно-технічних засобів (КІТЗ) [3] згадано і про засоби живлення. Таким чином, засоби електроживлення мають забезпечувати:

- 1) електроживлення від двох взаєморезервуючих незалежних промислових джерел з напругою 380/220 В з частотою 50 Гц;
- 2) автоматичний перехід на резервне джерело електроживлення;
- 3) відсутність впливу на роботу КІТЗ перехідних процесів при будь-яких перемиканнях засобів електроживлення;
- 4) необхідний резерв потужності;
- 5) автономне живлення КІТЗ не менше 4 годин в разі відсутності промислового живлення;

Також, згідно [4], засоби електроживлення КІТЗ повинні бути обладнаними пристроями, що забезпечують:

–формування та передавання на центральний чи локальний пульти фізичного захисту, інформації про стан засобів електроживлення, несанкціоноване втручання в їх роботу;

–можливість ручного чи автоматичного управління засобами електроживлення.

Засоби електроживлення КІТЗ повинні бути захищені від впливу електромагнітних полів техногенного та природного походження.

В процесі роботи над магістерською дисертацією [2] було проведено дослідження, в ході якого описано спосіб приведення засобів живлення у відповідності до вказаних вище вимог. Зокрема у роботі приведено рекомендації та алгоритм дій щодо приведення у відповідність вимогам промислового живлення, а також розглянуто декілька варіантів джерел, що зможуть забезпечити роботу комплексу не менше ніж на 4 години автономним живленням у разі відмови обох джерел промислового живлення. В процесі дослідження було визначено такі варіанти джерел резервного живлення: генераторна установка, система накопичення електроенергії з акумуляторними батареями та інвертор, а також варіант з системою накопичення електренигії, гібридного інвертора та фотоелектричними панелями.

Останній з описаних варіантів виявився дуже перспективним попри високі капіталовкладення реалізації даного проекту. Описана система розкриє повністю свій потенціал лише за наявності генераторної установки. До недоліків запропонованої системи можна віднести відсутність можливості ручного управління частиною засобів та високу вартість, а також те, що комплекс обладнання складається з багатьох компонентів як фізичних так і програмних, потенційний вихід з ладу яких становить загрозу забезпечення електроенергією комплексу інженерно-технічних засобів. Не зважаючи на перераховані недоліки, даний варіант потребує подальшого більш детального опрацювання і прорахунку та адаптації під вимоги до засобів живлення, адже в перспективі дана система крім окупності може принести і прибуток, а за потреби зможе забезпечити повну автономність обладнання від промислових джерел живлення. Також даний варіант системи можна масштабувати під різні потреби та різний бюджет (наприклад, для забезпечення електроенергії лише певного обладнання системи фізичного захисту). Проте в ході реалізації описаного процесу було визначено, що саме генераторна установка буде оптимальним варіантом для Навчально-наукового центру підтримки ядерної захищеності, адже вона задовольняє параметру «ціна/якість», повністю відповідає вимогам чинного законодавства, є надійною і має мінімальну кількість обладнання у своєму складі.

Тому для здійснення аналізу нормативного документу [3], вважаю необхідним спробувати підібрати саме генераторну установку для комплексу інженерно-технічних засобів системи фізичного захисту, використовуючи дані вимоги. Такий спосіб, на мою думку, дасть змогу на прикладі більш якісно оцінити дані вимоги щодо актуальності і повноти описаної інформації. Було проведено аналіз переваг та недоліків кожного варіанту, а також проаналізовано відповідність кожного з варіантів вимогам законодавства.

Щоб підібрати генераторну установку необхідно звернути увагу на пункти 1, 2, 4, 5 представлених вище вимог.

Підбір генераторної установки

Генераторна установка забезпечує автономне живлення комплексу інженерно–технічних засобів у разі відмови двох промислових джерел живлення

Деякі параметри необхідної генераторної установки відомі з вимог до засобів живлення, а саме: напруга (220/380 В), частота (50 Гц) та робочий цикл (автономна робота на протяжні не менше ніж 4 год). Разом з тим, для підбору генераторної установки необхідно знати, яку потужність споживача вона має заживити. Для визначення даної потужності необхідно здійснити аналіз обладнання, встановленого на об'єкті.

Інформація щодо конкретного обладнання комплексу інженерно–технічних засобів системи фізичного захисту реальних об'єктів (ядерних установок та інших підприємств, що поводяться з радіоактивним матеріалом) відноситься до інформації з обмеженим доступом, тому в магістерській дисертації [2] було прийнято рішення працювати надалі з моделлю комплексу інженерно–технічних засобів системи фізичного захисту. В якості такої моделі було обрано Навчальний комплекс систем фізичного захисту Навчально–наукового центру підтримки ядерної захищеності на базі Навчально–наукового інституту атомної та теплової енергетики. В навчальному комплексі створено систему фізичного захисту з відповідним обладнанням комплексу інженерно–технічних засобів. Робота у навчальному центрі забезпечила доступ до інформації та обладнання системи, яка імітує систему реального об'єкту та не ставить під загрозу безпеку реального об'єкту, але дозволяє масштабувати результат для застосування, в залежності від потреб, у забезпеченні безперервного функціонування системи фізичного захисту реальних об'єктів критичної інфраструктури. В даній статті використано описану вище модель та інформацію з розділу про генераторну установку з магістерської дисертації [2].

Споживчу потужність обладнання, що має живити генераторна установка можна визначити за допомогою використання проекту на виконання електромонтажних робіт, де зазвичай вказують орієнтовну розраховану потужність споживання. Через відсутність доступу до даного проекту, було прийнято рішення визначити потужність, яку споживає обладнання шляхом вимірювання її в реальному часі, оскільки комплекс функціонує. Цей параметр визначено шляхом заміру струмовимірювальними кліщами UNI-T UT201 сили струму, що проходить через провідник, який живить обладнання. Зовнішній вигляд струмовимірювальних кліщів зображено на рисунку 1.



Рисунок 1 – Зовнішній вигляд струмовимірювальних кліщів

Результати вимірювань отримані в одиницях сили струму (А) та наведені у таблиці 1.

Загальну потужність розраховано за законом Ома для однофазного кола.

Потужність обладнання навчального центру, яке має живити генераторна установка, складає 6,1 кВт. Для виконання пункту 4 вимог до засобів живлення комплексу інженерно–технічних засобів додамо до потужності, яку отримуємо в результаті вимірювань 30 – 40 % запасу, що забезпечить необхідний резерв потужності для можливого підключення додаткового обладнання, а також, згідно рекомендації виробників генераторних установок, такий запас забезпечить оптимальну роботу генераторної установки (генераторна установка не повинна працювати з 100 % навантаженням). Виходячи з цього, потужність генераторної установки, яка задовольнить параметр вихідної потужності, повинна сягати не менше 8 кВт.

Для того щоб генераторна установка змогла забезпечити не менше 4 год автономної роботи обладнання, необхідно щоб характеристика її робочого циклу складала не менше 4 годин (час безперервної роботи). На сьогодні, майже всі представлені на ринку генераторні установки відповідають заданому параметру (за даними паспорту обладнання виробника).

Таблиця 1 – Результати вимірювання споживання електроенергії

№	Обладнання	Фактичне споживання, А
Навчальний комплекс систем фізичного захисту		
1	Трипод	0,171
2	Стенд "КУД"	0,1
3	Стенд "Засоби виявлення"	0,077
4	Стенд "Засоби телевізійного спостереження"	0,375
5	Робоче місце викладача	1,15
6	Робочі місця (9шт)	8,68
7	Серверна шафа	1,5
8	Принтер	2,8
9	Освітлення (6шт)	1,043
10	Кондиціонер	4,545
Навчальний комплекс комп'ютерного моделювання		
11	Робочі місця (3шт)	2,9
12	Освітлення (12шт)	2,086
13	Робоче місце викладача	0,995
14	Серверна шафа	1,5
Сума:		7,481
Загальне споживання центру, А:		27,922
Загальна споживана потужність центру в кВт при напрузі 220В ($P=I \times U$):		6,143

Оскільки до автономного живлення у разі відмови промислового джерела не висуното більше вимог, підібрано бензиновий генератор Mатарі МХ13003ЕА- АТS. Дана установка забезпечує вихідну напругу 220/380 В з частотою 50 Гц, номінальна потужність 9 кВт, а робочий цикл складає 12 год. Генератор відноситься до «побутового класу», проте задовольняє висунутим вимогам. Виробник даного обладнання приділяє велику увагу якості виробництва, генератор має оптимальну ціну та якість, в комплект вже входить пристрій автоматичного вводу резерву (АВР), що необхідний для автоматичного переходу і запуску генераторної установки в разі відсутності двох промислових джерел електроживлення. Також дана модель має відносно невелику витрату палива (3 л/год при 60% навантаженні). Загальний вигляд даної установки зображено на рисунку 2 [4], з детальними характеристиками можна ознайомитись на сайті виробника [4]. Вартість такої установки складає 110 000 грн.



Рисунок 2 – Загальний вигляд генераторної установки з АВР

За результатом приведення засобів промислового живлення у відповідності до вимог, а також правильно підібраної генераторної установки та супутнього обладнання до неї, підключення її в мережу Навчально-наукового центру підтримки ядерної захищеності схема електроживлення набуде вигляду, що зображено на рисунку 3.

Інтеграція генераторної установки в мережу навчального центру має бути реалізована на ділянці ланцюга між пристроєм автоматичного вводу резерву зі сторони пристроїв обіку джерел промислового живлення та розподільчим щитом Навчального комплексу систем фізичного захисту.

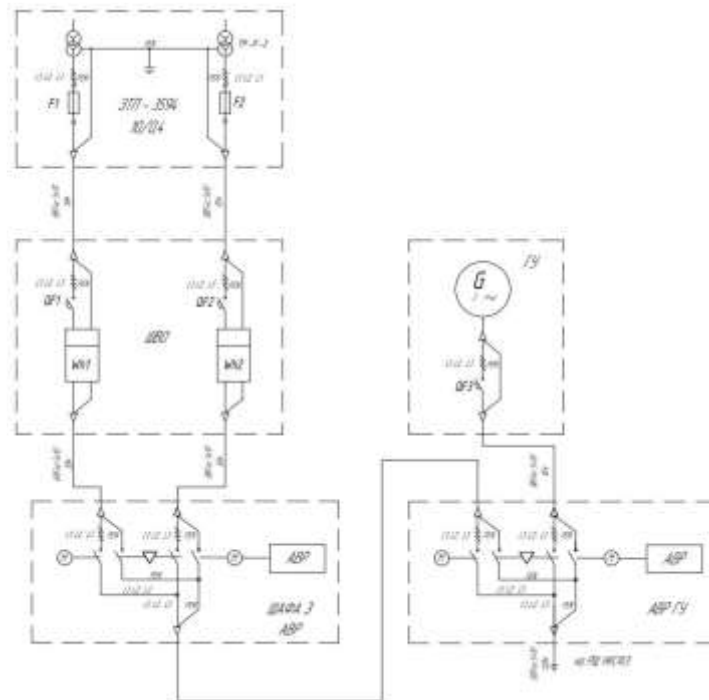


Рисунок 3 – Схема електроживлення навчального центру

Рекомендації до нормативних документів, що регламентують електрозабезпечення

В процесі підбору генераторної установки виникали питання та зауваження, які вважаю доцільним проаналізувати. Зокрема, в пункті 1 вимог до засобів живлення вказано напругу 220/380, проте на сьогодні все менше обладнання комплексу інженерно–технічних засобів потребує живлення 380 В, що пов'язано із покращенням доступних технологій обладнання, наприклад частотні перетворювачі, інвертори, пристрої плавного пуску, нові редуктори для електродвигуни. Так, зокрема, в Навчальному центрі фізичного захисту обліку і контролю ядерного матеріалу імені Джорджа Кузьмича Інституту ядерних досліджень на Навчально–тренувальному майданчику комплексу інженерно–технічних засобів системи фізичного захисту єдиний пристрій, що живиться напругою 380 В є привід пристрою проколювання шин автотранспорту. А в Навчально–науковому центрі підтримки ядерної захищеності взагалі немає споживачів з напругою 380В, як і потреби в них. В свою чергу, при можливості підбору джерела, що забезпечить мінімум 4 години автономної роботи на 220 В це дало би змогу економити на вартості генераторної установки, монтажних робіт, супутніх робіт та товарів.

Тому вважаю доцільним сформулювати дану вимогу таким чином: 1) електроживлення від двох взаєморезервуючих незалежних промислових джерел з заданими параметрами напруги. А задані параметри напруги регламентувати, наприклад, технічним завданням на проект, в якому враховано перелік обладнання та його характеристики.

Щодо пункту 4 про резерв потужності – не зазначено якої саме величини має бути цей резерв для засобів живлення (генераторної установки, промислових джерел та джерел, що забезпечать відсутність впливу перехідних процесів на роботу системи). Хоча завдяки ньому визначається запас щодо можливої подальшої модернізації комплексу інженерно–технічних засобів чи додаванні нового або додаткового обладнання, потреба в якому з'явилася в процесі експлуатації комплексу. При підборі генераторної установки я скористався рекомендаціями виробників установок, щоб визначити цей параметр.

Доцільним, на мою думку, буде нормувати даний параметр наприклад у відсотковому співвідношенні від загального споживання всього обладнання.

В пункті 5 про автономне живлення взагалі відсутні будь–які вимоги, окрім мінімального часу автономної роботи. Щодо даного пункту виникає найбільше зауважень.

Варто відзначити, що у вимогах не вказано тип джерела, що забезпечить автономну роботу комплексу–інженерно технічних засобів у разі відсутності промислових джерел живлення, хоча це може бути як генераторна установка, так і система зберігання електроенергії на основі інверторних перетворювачів та аккумуляторних батарей різного типу. Кожна із технологій має свої переваги та

недоліки. Прикладом можна привести дороговизну системи на акумуляторах та можливість установки її там, де не можна встановити генераторну установку по тим чи іншим причинам, або ж можливість з мінімальною вартістю забезпечити повністю автономне живлення та шкідливі викиди в атмосферу, наявність перехідних процесів та їх відсутність, можливість працювати з складовою відновлювальних джерел електроенергії та неможливість швидко усунути несправності чи замінити обладнання, як це можна зробити з генератором.

У зв'язку з тим, що у вимогах не вказано тип джерела та його конкретні характеристики надійності, підібрано генераторну установку, яка повністю задовольнила вимоги, проте була навмисно підібрана саме генераторна установка «побутового класу» перевіреного виробника, що відповідає ДСТУ ISO 8528-1:2004. І це зроблено не просто так, бо при детальному аналізі літератури та знайомстві з нормативно-правовою документацією було знайдено інформацію, що в Україні є чинним даний міжнародний стандарт (ДСТУ ISO 8528-1:2004 Генераторні установки змінного струму з приводом від поршневих двигунів внутрішнього згоряння). Даний стандарт і регулює підбір генераторних установок для різних об'єктів, зокрема і стратегічні підприємства та об'єкти критичної інфраструктури.

Не зважаючи на вказане вище, для реального об'єкту поводження з радіоактивними матеріалами, я б зупинив свій вибір на генераторній установці «промислового класу». На мою думку, це має бути генераторна установка з дизельним двигуном бо саме він спроектований для надійної та довготривалої роботи. Прикладом такої установки може бути апарат всесвітньовідомого виробника SDMO, який саме спеціалізується на промислових установках, виробу якого цінують за надійність не зважаючи на високу вартість. Прикладом такої установки є генератор SDMO Diesel 15000 TE AVR Silence [5] потужністю 10 кВт (вартість складає 335 000 грн).

Подібні генератори є і в виробника Matari, але потужність таких виробів починається від 15 кВт, що не задовольняє висунуті параметри.

Враховуючи перераховане вище, вважаю доцільним доповнити пункт 5 вимог посиланням на вказаний стандарт, а також перерахувати можливі типи джерел, що можуть застосовуватись в якості джерела, що забезпечить автономне живлення.

Висновки

В ході роботи було визначено оптимальний варіант джерела, що забезпечить автономну роботу на протязі не менше 4 годин комплекс інженерно-технічних засобів системи фізичного захисту, відповідаючи вимогам до засобів живлення.

Також у роботі було запропоновано методику підбору генераторної установки для комплексу інженерно-технічних засобів системи фізичного захисту, за модель для розрахунків обрано Навчальний комплекс систем фізичного захисту. Дану методику можна застосовувати і на інших об'єктах критичної інфраструктури масштабуючи її під ті чи інші потреби.

За результатами роботи було проаналізовано нормативно – правові документи, зокрема «Вимоги до комплексу інженерно технічних засобів системи фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання» [3]. В ході роботи, на прикладі обраної моделі були висунуті певні зауваження до вимог, на які запропоновано способи вирішення та власні коментарі.

Список використаної літератури

1. Про фізичний захист ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання : Закон України від 19.10.2000 р. № 2064-III : станом на 16 жовт. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2064-14#Text>.

2. Фещенко Д. Забезпечення безперебійного функціонування систем фізичного захисту в умовах довготривалих аварійних відключень електроенергії : Магістерська дисертація : 143. Атомна енергетика, Київ, 2023. 113 с.

3. Про затвердження Вимог до комплексу інженерно-технічних засобів системи фізичного захисту ядерних установок, ядерних матеріалів, радіоактивних відходів, інших джерел іонізуючого випромінювання : Наказ Держ. інспекції ядер. регулювання України від 05.12.2011 р. № 176. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1505-11#Text>.

4. Бензиновий генератор 10 кВт з автозапуском (АВР) - Matari MX13003EA-ATS | Купити, ціна в Україні | MATARI. MATARI.UA™. URL: <https://matari.ua/ru/product/matari-mx13003e-ats>.

5. Генератор SDMO Diesel 15000 TE AVR Silence. Київ, Україна. Офіційний дилер SDMO. URL: <https://sdmo.co.ua/products/generator-sdmo-diesel-15000-te-avr-silence>

T. Bibik¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-0134-6022

I. Ostapenko¹, engineer, ORCID 0000-0003-3980-1609

D. Feshchenko¹, master student, ORCID 0009-0007-4018-9281

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

POWER SUPPLY OF THE COMPLEX OF ENGINEERING AND TECHNICAL MEANS OF THE PHYSICAL PROTECTION SYSTEM IN CONDITIONS OF LONG-TERM POWER OUTAGES

Physical security systems in today's conditions play a key role in maintaining nuclear security and ensuring the normal functioning of facilities in the nuclear power industry. Given the possible lack of electrical power caused by missile strikes in wartime, the enemy or criminals can take advantage of the vulnerability of the physical protection system, the means of which will be de-energized, which can lead to unacceptable radiation consequences [1] as a result of successfully executed illegal actions (sabotage, theft, etc.)

Therefore, in accordance with the legislation, a number of requirements are put forward to the power supplies of the complex of engineering and technical means of the physical security system, the fulfillment of which in the process of designing, construction or operation of the physical security system is aimed at preventing the failure of power supplies or minimizing the probability of failures in the reliable power supply of the equipment of the physical security system protection

An important stage of ensuring the uninterrupted functioning of the physical security system in conditions of long-term emergency power outages is the selection of a generator set.

In this work, the object of research is the security of critical infrastructure objects in conditions of long-term power outages, and the subject of research is the power supply system of the complex of engineering and technical means of the physical security system. The paper analyzes the existing regulatory and legal documentation regarding physical security and provides the method of selecting a generator set, as well as the option of integrating the set into the scheme of power supplies of the complex of engineering and technical means. The main method of the process of selecting the specified equipment is the comparison and analysis of the parameters specified by the manufacturer with the parameters and characteristics that will meet the requirements of the current regulatory and legal documentation and the needs of the training center in supplying electricity to this or that equipment. The method presented in the paper is universal in application and can be scaled to other critical infrastructure facilities, where it is necessary to provide power supplies with a power reserve in conditions of long-term emergency shutdowns of industrial power sources.

Keywords: *physical protection system, generator set, power supplies, complex of engineering and technical means, emergency power outage.*

References

1. On physical security of nuclear facilities, nuclear materials, radioactive waste, other sources of ionizing radiation: Law of Ukraine dated 10.19.2000 No. 2064-III: as of October 16 2022 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2064-14#Text>.

2. D. Feshchenko. Ensuring uninterrupted functioning of physical protection systems in conditions of long-term emergency power outages: Master's thesis: 143. Atomic Energy, Kyiv, 2023. 113 p.

3. On the approval of Requirements for the complex of engineering and technical means of the system of physical security of nuclear installations, nuclear materials, radioactive waste, other sources of ionizing radiation: State Order. nuclear inspection. Regulation of Ukraine dated December 5, 2011 No. 176. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1505-11#Text>.

4. Gasoline generator 10 kW with automatic start (AVR) - Matari MX13003EA-ATS | Buy, price in Ukraine | MATARI. MATARI.UA™. URL: <https://matari.ua/ru/product/matari-mx13003e-ats>.

5. Generator SDMO Diesel 15000 TE AVR Silence. Kyiv, Ukraine. Official dealer of SDMO. URL: <https://sdmo.co.ua/products/generator-sdmo-diesel-15000-te-avr-silence>

Надійшла: 09.01.2024

Received: 09.01.2024

Д.В. Козак¹, канд. техн. наук, ст. наук. співр. ORCID 0000-0001-5221-528XС.В. Шевель¹, канд. техн. наук, доцент ORCID 0000-0002-4635-5996Б. М. Рассмакін¹, канд. техн. наук, пров. наук. співр. ORCID 0000-0001-8097-3678С. М. Хайрнатов¹, д. техн. наук, професор ORCID 0000-0001-5494-3934¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ТЕПЛОБМІН В ЗОНІ НАГРІВУ АЛЮМІНІЄВИХ КАНАВЧАТИХ ТЕПЛОВИХ ТРУБ

На теперішній час в системах забезпечення теплових режимів деяких космічних і наземних апаратів все частіше використовуються автономні замкнуті двофазні системи теплопереносу - теплові труби (ТТ). При розробці і застосуванні таких пристроїв необхідно вирішити питання оптимізації характеристик цих систем, що найбільш реально зробити на підставі експериментів, проведених в робочих умовах. Однією з важливих характеристик є інтенсивність теплообміну в зоні нагріву теплової труби при її роботі. У статті наводяться результати експериментальних досліджень тепловіддачі в зоні нагріву для різних робочих рідин на внутрішній розвиненій поверхні у вигляді Ω -подібної капілярної структури алюмінієвої теплової труби, що працює в режимі термосифону, тобто труба була розташована вертикально, зона нагріву знаходилась внизу. Експерименти проводилися на дослідних зразках алюмінієвих теплових труб в діапазоні підведених теплових потоків від $0,1 \cdot 10^4$ Вт/м² до $1,4 \cdot 10^4$ Вт/м² та температур насиченої пари робочої рідини від +30°C до +90°C. Результати досліджень зіставлені з літературними даними з теплообміну цих досліджуваних робочих рідин на гладких поверхнях в умовах великого об'єму та отримана критеріальна залежність розрахунку інтенсивності теплообміну для даних умов.

Ключові слова: тепла труба, термосифон, коефіцієнт тепловіддачі, капілярна структура, кипіння, експеримент.

Вступ

Розвиток сучасних високотехнологічних технічних та електронних пристроїв характеризується як безперервним зростанням споживання електроенергії і збільшенням одиничних потужностей, так і збільшенням терміну служби. Потужність джерел тепловиділення в них може складати суттєву величину, від 1 кВт до 10 кВт і більше, що при невеликих габаритах призводить до великого значення густини теплового потоку і створює проблеми із відведенням цієї теплоти. Застосування радіаторів та інших пристроїв з розвиненою поверхнею відведення тепла, або підведення охолоджуючої рідини для вирішення такої задачі іноді недостатньо, або досить складно. Нові передові конструкції пристроїв з теплонапруженими елементами, від сонячних колекторів до складної радіоелектронної апаратури, часто містять системи забезпечення теплового режиму, основані на теплових трубах і термосифонах (ТС) [1 - 3]. ТТ і ТС це закриті автономні двофазні системи теплопереносу з дуже високою ефективною теплопровідністю, які мають успішну практику застосування в різних видах устаткування. Серед великого різноманіття різних конструкцій ТТ досить перспективними є алюмінієві канавчаті теплові труби (АКТТ) [4-6]. На відміну від мідних і нержавіючих ТТ з порошковою, сітчастою або метало-волокнистою капілярною структурою (КПС) АКТТ мають низький термічний опір і високий граничний тепловий потік. З певної точки зору, капілярну структуру можна розглядати не як засіб для організації замкненого двофазного циклу, тобто, повернення рідини з зони охолодження в зону нагріву, а тільки як розвинену поверхню, що збільшує інтенсивність теплообміну в зоні нагріву в цілому. Такий підхід виправданий, коли АКТТ працює в режимі термосифону, тобто повернення рідкої фази робочого тіла із зони охолодження в зону нагріву відбувається за рахунок сил тяжіння.

Існує ряд робіт з дослідження процесів теплообміну на поверхнях нагріву у великому об'ємі усередині ТТ з канавчатою КПС [7-10]. Автори розглядають різні конструкції, режими і умови в яких відбувається теплообмін. Проте, недостатньою є інформація про вплив роду робочої рідини і тиску її насиченої пари на теплообмінні процеси на поверхнях цих капілярних структур. Результати таких досліджень були б важливим інструментом при розробці методик, математичних і комп'ютерних моделей терморегулюючих систем охолодження радіоелектронної апаратури.

В якості канавчатих КПС досить широко застосовуються прямокутні, трикутні, трапецієвидні і інші форми канавок, отримані методом екструзії [2, 3-6, 10, 11, 12]. Такі КПС характеризуються гарними теплотранспортними характеристиками і високою регулярністю (повторюваністю) їх геометричних

параметрів. За рахунок застосування методу екструзії, який дозволяє виготовити монолітну конструкцію ТТ, термічний опір цих пристроїв може бути на порядок менше чим у згаданих вище на основі порошкових, сітчастих або метало-волокнистих капілярних структур (внаслідок відсутності контактного термічного опору між КПС і корпусом ТТ).

Для дослідження були вибрані АКТТ з Ω -подібною КПС. За рахунок такої форми поперечного перерізу канавок, а саме, суттєвого звуження, при роботі ТТ зменшується площа поверхні контакту фаз рідина-пара, тобто відбувається розділення рідкої і парової фази робочої рідини. Це дозволяє, за деякими даними, збільшити тепловий потік, що передається АКТТ, до 30%.

Тепловіддача при кипінні

Аналіз сучасного стану теорії та експерименту процесів, що мають місце при розвиненому бульбашковому кипінні, показує, що, незважаючи на досить велике число публікацій з результатами експериментальних [13-15] та теоретичних досліджень [16-18], добре відомі математичні моделі [19-21] дуже складні в експлуатації - необхідні великі витрати часу обчислень на аналіз та обробку отриманих результатів. Через складність і недостатнє вивчення механізму перенесення теплоти під час розвиненого бульбашкового кипіння практичні розрахунки тепловіддачі базуються на експериментальних даних, оброблених відповідно до теорій подібності та розмірностей. За допомогою даних теорій вдається отримати узагальнюючі критеріальні залежності для певних випадків та в окремих діапазонах характерних параметрів.

Роботи з узагальнення дослідних даних щодо тепловіддачі при кипінні були проведені багатьма авторами: М. Г. Кружиліним, С. С. Кутателадзе, В. І. Толубінським, В. М. Боришанським, Д. А. Лобунцовим та ін. [22]. У цих роботах за допомогою теорій подібності та розмірностей аналізувалася система рівнянь, що містить рівняння енергії, руху, нерозривності для рідин, а іноді й парової фази, рівняння росту та руху бульбашки, термодинамічні рівняння (Клапейрона-Клаузіуса, Клапейрона-Менделєєва); враховувалися також умови на межі розділу фаз і на поверхні нагріву. У процесі аналізу іноді залучалися ті, чи інші фізичні міркування, засновані на експериментальних фактах. Оскільки не існує чіткого математичного формулювання задачі, то й системи рівнянь і граничні умови в різних авторів дещо різняться. Тому різняться і системи безрозмірних чисел, отриманих різними авторами.

Одним із поширених критеріальних рівнянь розрахунку тепловіддачі при кипінні у великому об'ємі є залежність Кутателадзе С. С. [23]:

$$Nu = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot Pe^{0,7} \cdot Pr^{0,35} \cdot Kp^{0,7}, \quad (1)$$

$$\text{де } Nu = \frac{\alpha l}{\lambda}, \quad Pe = \frac{q_{zn} l}{r \cdot \rho_n a} \cdot \frac{v}{a}, \quad Pr = \frac{v}{a}, \quad Kp = \frac{Pl}{\sigma}.$$

В безрозмірних критеріях Nu , Pr , Kp за характерний розмір l взято капілярну постійну Лапласа:

$$l = \left(\frac{\sigma}{g(\rho - \rho_n)} \right)^{0,5}.$$

В формулі (1) α – коефіцієнт тепловіддачі, Вт/м²К; λ – коефіцієнт теплопровідності рідини, Вт/м·К; q_{zn} – густина теплового потоку в зоні нагріву, Вт/м²; r – теплота пароутворення, Дж/кг; ρ , ρ_n – відповідно густина рідини та пари на лінії насичення, кг/м³; v – кінематичний коефіцієнт в'язкості, м²/с; σ – коефіцієнт поверхневого натягу, Н/м; a – коефіцієнт температуропровідності м²/с; P – тиск, Па.

На основі теорії подібності та розмірностей, а також підходу Кутателадзе С. С. до аналізу отриманих експериментальних даних, Киселев Ю. Ф. отримав критеріальну залежність для розрахунку коефіцієнта тепловіддачі при розвиненому бульбашковому кипінні на гладкій поверхні термосифонів [22]:

$$Nu = 9,3 \cdot 10^{-3} \cdot Pe^{0,7} \cdot Pr^{-1} \cdot Kp^{0,6}. \quad (2)$$

Залежності (1) та (2) включають в себе критерій тиску Kp , що характеризує структуру та механізм процесу теплообміну при розвиненому бульбашковому кипінні.

Об'єкт і методика дослідження

Об'єктом дослідження служили процеси теплообміну в АКТТ з Ω -подібною КПС. У даній роботі наводяться результати досліджень тепловіддачі на розвиненій поверхні КПС в зоні підведення тепла АКТТ в режимі термосифону (працює під дією сил тяжіння) для таких робочих рідин, як н-пентан, ацетон і фреон 141b. В подальшому будемо мати на увазі під терміном «теплова труба» (ТТ) АКТТ, яка працює в режимі ТС. Предметом дослідження було визначення впливу тиску насиченої пари, а, отже, теплофізичних властивостей робочої рідини на величини коефіцієнтів теплообміну в діапазоні теплових потоків, що

підводилися, від $0,1 \cdot 10^4$ Вт/м² до $1,4 \cdot 10^4$ Вт/м² і температурах насиченої пари робочої рідини від +30°C до +90°C.

Зовнішній вигляд корпусу ТТ і поперечний переріз канавки представлений на рис. 1. Корпус ТТ виготовлений із спеціального алюмінієвого профілю отриманого методом екструзії із сплаву марки АД31/6060 (рис.1а). Зовнішня поверхня АКТТ має гладку циліндричну форму, внутрішня поверхня являє собою поздовжні Ω-подібні канавки. Як видно з рис. 1б, форма канавки умовно розділяється на дві частини. Нижня частина має циліндричну форму, якою рухається рідина із зони охолодження під силою тяжіння з мінімальним гідравлічним опором. Верхня частина вужча, що зменшує площу поверхні контакту фаз пара-рідина, і зменшує, відповідно, сили тертя при зустрічному русі цих фаз. Така форма канавки КПС має найкращі теплопередавальні характеристики при роботі АКТТ в режимі термосифону.

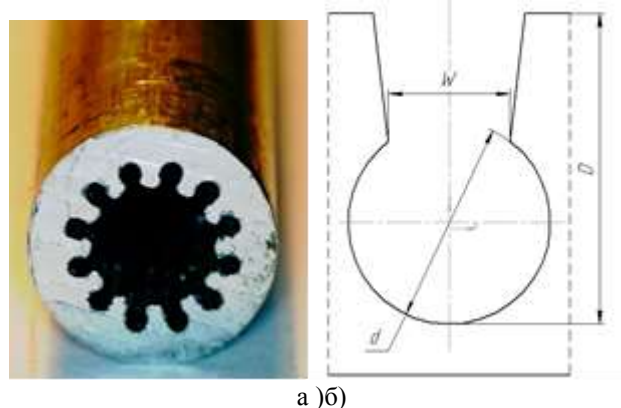


Рисунок 1 - Загальний вигляд корпусу АКТТ (а) і поперечний переріз канавки (б)

Усі зразки АКТТ, що досліджувались, мали такі геометричні параметри:

- зовнішній діаметр АКТТ - 10 мм;
- діаметр парового простору - 5 мм;
- довжина АКТТ - від 1,2 м до 2 м;
- довжина зони нагріву - від 0,25 м до 1,68 м;
- довжина зони конденсації - 0,28 м;
- кількість канавок - 14 шт;
- глибина канавки - 1,65 мм;
- діаметр канавки - 1 мм;
- ширина канавки - 0,6 мм.

Коефіцієнт заправки робочою рідиною складав 0,3 відносно всього об'єму КПС АКТТ.

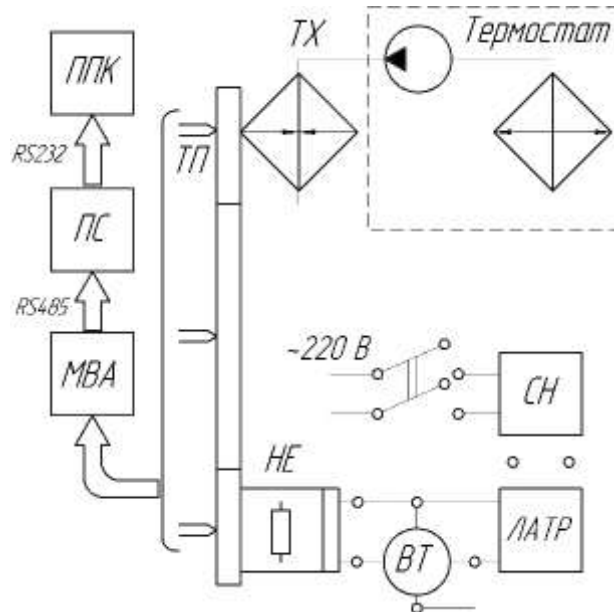
Дослідження проводились методом натурального експерименту на дослідній установці, схема якої представлена на рис. 2. Тепловий потік до поверхні зони нагріву АКТТ підводився електричним нагрівачем НЕ, регулювання цього потоку здійснювалось за допомогою лабораторного автотрансформатора ЛАТР, а його контроль - за показаннями ватметра ВТ з класом точності 0,2.

Відведення тепла, регулювання і підтримка температурного рівня ТТ здійснювалось за рахунок використання циркуляційного термостата Huber HS60 через теплообмінник-холодильник ТХ який встановлювався в зоні конденсації ТТ. Цей термостат має можливість отримувати і підтримувати рідину в ньому з температурою від -40 °С до +100 °С з точністю 0,5 °С, що дозволило проводити дослідження процесів теплообміну в АКТТ при температурах насиченої пари робочої рідини від +30 °С до +90 °С. Вся зона конденсації, як і зона нагріву АКТТ, для виключення тепловтрат і забезпечення необхідної точності дослідження була теплоізольована базальтовою ватою. Рівень значень коефіцієнтів тепловіддачі та діапазон густини теплового потоку дає змогу вважати, що в даному випадку теплообмін відбувається за рахунок бульбашкового кипіння, хоч і в умовах обмеженого об'єму.

Результати дослідження

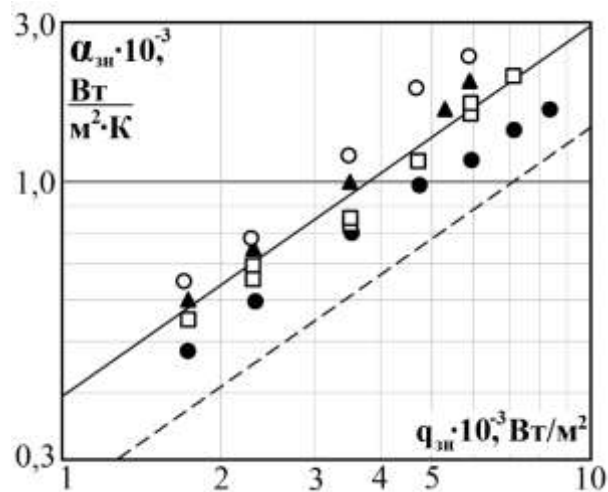
На рис. 3 представлені дані з інтенсивності теплообміну при кипінні n-пентану в зоні нагріву АКТТ, які отримані в процесі дослідження. Як видно з графіка, залежність має степеневий характер, що узгоджується із загальною теорією теплообміну при розвиненому кипінні. Для порівняння на графіку вказані також розрахунки за формулою (1) для кипіння у великому об'ємі [23]. Результати вказують на існування залежності інтенсивності теплообміну від температури насичення. Відомо, що вплив температури насичення, а, отже, і тиску на інтенсивність теплообміну при кипінні пояснюється тим, що при цьому змінюються теплофізичні властивості робочої рідини. Із збільшенням тиску зменшується поверхневий натяг та теплота пароутворення, що призводить до зменшення радіусу елемента який при

цьому значенні перегріву ΔT може бути центром зародження парової фази, тобто, до збільшення кількості центрів пароутворення. Іншими словами, із зростанням тиску полегшуються умови зародження парових бульбашок на поверхні в зоні нагріву АКТТ. При низьких тисках, навпаки, поверхня збіднюється центрами пароутворення, тому для зародження на ній парових бульбашок певного радіусу необхідно більш високий перегрів робочої рідини.



АКТТ - алюмінієва канавчата тепла труба; НЕ - нагрівач електричний; ВТ - ватметр; ЛАТР - лабораторний автотрансформатор; СН - стабілізатор напруги; ТХ - теплообмінник-холодильник; ТП - термопара; МВА - модуль аналогового вводу; ПС - перетворювач сигналу; ПК - персональний комп'ютер.

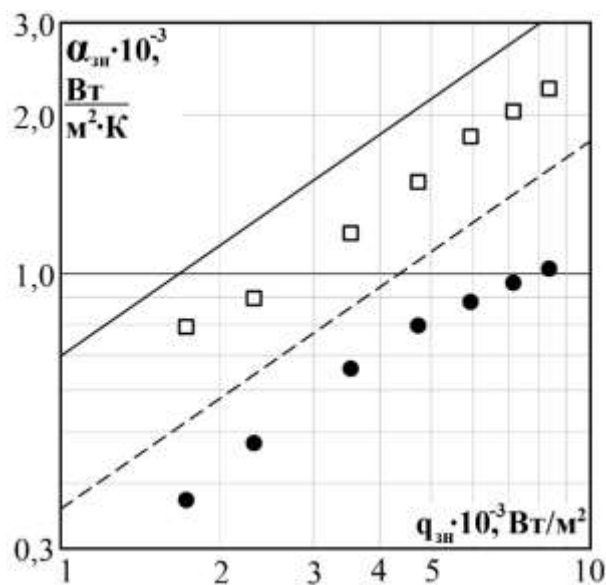
Рисунок 2 - Схема експериментальної установки для дослідження процесів теплообміну всередині ТТ



- - $t_n = 40^\circ\text{C}$ ($P_n = 1,2$ бар); □ - $t_n = 50^\circ\text{C}$ ($P_n = 1,6$ бар);
- ▲ - $t_n = 60^\circ\text{C}$ ($P_n = 2,1$ бар); ○ - $t_n = 70^\circ\text{C}$ ($P_n = 2,8$ бар);
- розрахунок за формулою (1) для великого об'єму ($P_n = 1,2$ бар);
- розрахунок за формулою (2) для ТС ($P_n = 1,2$ бар).

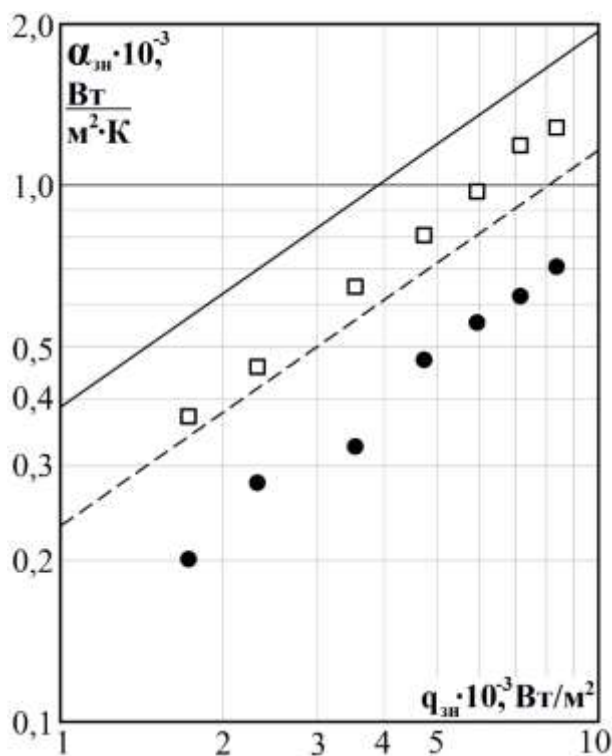
Рисунок 3 - Залежність інтенсивності теплообміну при кипінні n-пентану в АКТТ від густини теплового потоку

Експериментальні дані з інтенсивності тепловіддачі в зоні нагріву АКТТ для ацетону і фреону 141b представлені на рис. 4-5.



● – $t_n = 60^\circ\text{C}$ ($P_n = 1,2$ бар); □ – $t_n = 90^\circ\text{C}$ ($P_n = 2,3$ бар);
 - - - - розрахунок за формулою (1) для великого об'єму ($P_n = 2,3$ бар);
 — — — розрахунок за формулою (2) для ТС ($P_n = 2,3$ бар).

Рисунок 4 - Залежність інтенсивності теплообміну при кипінні ацетону в АКТТ від густини теплового потоку



● – $t_n = 40^\circ\text{C}$ ($P_n = 1,3$ бар); □ – $t_n = 90^\circ\text{C}$ ($P_n = 5,4$ бар);
 - - - - розрахунок за формулою (1) для великого об'єму ($P_n = 5,4$ бар);
 — — — розрахунок за формулою (2) для ТС ($P_n = 5,4$ бар).

Рисунок 5 - Залежність інтенсивності теплообміну при кипінні фреону 141b в АКТТ від густини теплового потоку

Ці результати показали, що інтенсивність теплообміну при кипінні ацетону в 1,5-2 рази більше ніж при кипінні фреону 141b і н-пентану. Поясненням такої істотної різниці є їх відмінність теплофізичних властивостей, в першу чергу, теплоти пароутворення, яка у ацетону найбільша. Впливає також в'язкість, зі збільшенням якої зменшується інтенсивність перемішування рідини і тим самим зменшується

інтенсивність теплообміну при кипінні, а також теплопровідність рідкої фази, яка позитивно впливає на коефіцієнт тепловіддачі.

Аналіз рівнянь руху рідини та пари, енергії, нерозривності, характерних для теплообміну між стінкою і рідиною при кипінні [23], а також умов однозначності, проведений на основі теорії подібності дає можливість узагальнити експериментальні дані за допомогою критеріального рівняння виду:

$$Nu = f(Pe; Pr; K_p). \quad (3)$$

І хоча даний вид залежності застосовують для визначення інтенсивності теплообміну при кипінні у великому об'ємі та в термосифонах з гладкою поверхнею, виявилось, що він з досить задовільною точністю описує процес в термосифоні з канавчатою структурою.

В результаті обробки експериментальних даних (рис. 6) отримана критеріальна залежність для розрахунку інтенсивності теплообміну при кипінні в АКТТ, яка має вигляд:

$$Nu = 0,00142 \cdot Pe^{0,67} \cdot Pr^{-1} \cdot K_p^{0,75} \quad (4)$$

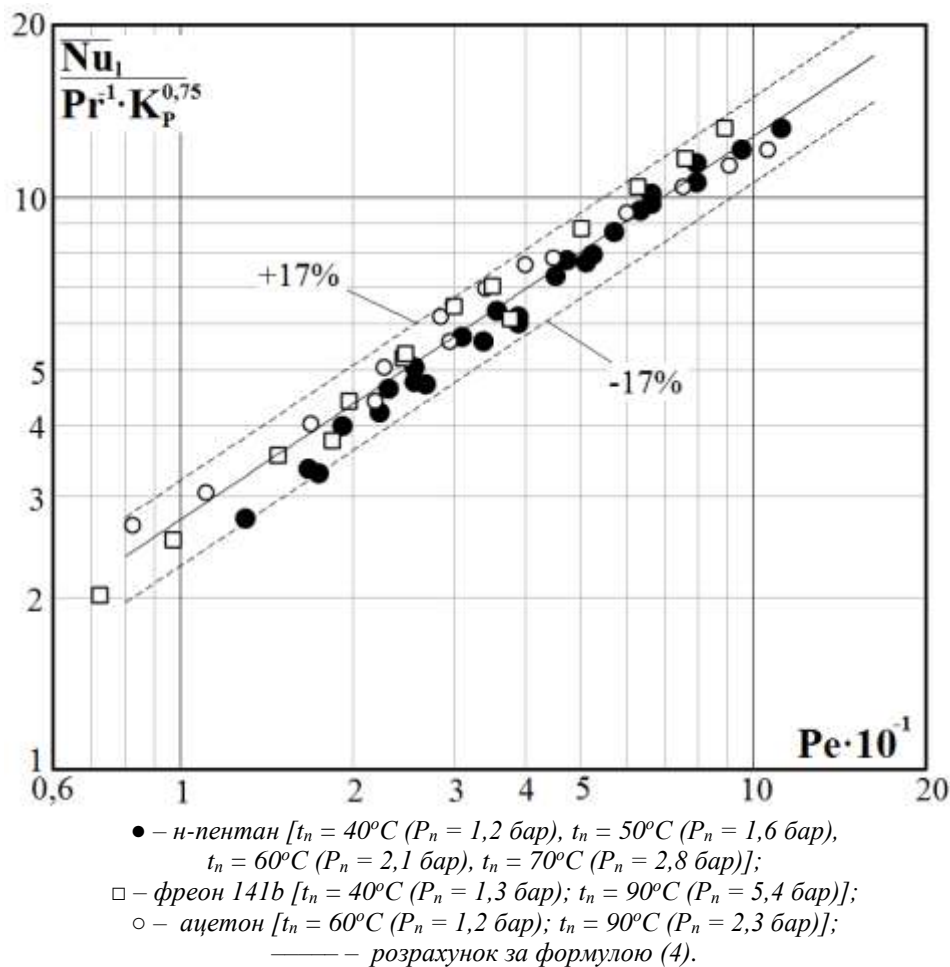


Рисунок 6 - Узагальнення експериментальних даних з теплообміну в зоні нагріву АКТТ

Висновки

1. Результати досліджень інтенсивності теплообміну при кипінні є важливим інструментом для розробки методик, математичних і комп'ютерних моделей розрахунків терморегулюючих систем охолодження радіоелектронної та іншої високотехнологічної апаратури, працюючих на базі АКТТ в режимі термосифону.

2. Інтенсивність теплообміну при кипінні в зоні нагріву АКТТ залежить від таких основних чинників:

- густина підведеного теплового потоку;
- теплофізичні властивості робочої рідини;
- тиск насиченої пари робочої рідини.

3. Вплив тиску насиченої пари робочої рідини АКТТ істотно впливає на процес теплообміну при кипінні що необхідно враховувати при розробці і експлуатації даних ТТ в технічних пристроях. Іншими словами, від цього чинника залежать теплотехнічні характеристики АКТТ - термічний опір і максимальний тепловий потік.

4. Для розрахунку інтенсивності теплообміну при кипінні в зоні нагріву АКТТ яка працює в режимі термосифону рекомендується критеріальна залежність (4), яка справедлива в діапазоні підведеної густини теплового потоку від $0,1 \cdot 10^4$ Вт/м² до $1,4 \cdot 10^4$ і температури пари робочої рідини від +30°C до +90°C. При цьому похибка становить не більше $\pm 17\%$

Список використаної літератури

1. Heat Pipes: Theory, Design and Applications / D. Reay et al. Elsevier Science & Technology Books, 2022. 288 p.
2. Space-applied aluminum profiled heat pipes with axial grooves: experiments and simulation / B. Rassamakin et al. Heat Pipe Science and Technology, An International Journal. 2010. Vol. 1, no. 4. P. 313–327. URL: <https://doi.org/10.1615/heatpipesciotech.v1.i4.20>
3. Pis'mennyi E., Khairnasov S., Rassamakin B. Heat Transfer in Evaporation Zone of Ammonia Aluminium Heat Pipes. Research Bulletin of the National Technical University of Ukraine "Kyiv Politechnic Institute". 2017. No. 1. P. 14–23. URL: <https://doi.org/10.20535/1810-0546.2017.1.82925>
4. The study of the heat-engineering characteristics of a solar heat collector based on aluminum heat pipes / S. M. Khairnasov et al. Applied Solar Energy. 2013. Vol. 49, no. 4. P. 225–231. URL: <https://doi.org/10.3103/s0003701x13040051>
5. Rassamakin B., Khairnasov S., Anisimova A. Thermal performance of aluminium grooved heat pipes. 2016 International Conference on Electronics and Information Technology (EIT), Odessa, Ukraine, 23–27 May 2016. 2016. URL: <https://doi.org/10.1109/iceait.2016.7500979>
6. Батуркин В. М., Шевель Е. В. Исследование гидродинамических характеристик конструкционных капиллярных структур в тепловых трубах. Східно-Європейський журнал підприємницьких технологій. 2009. Вип. 3, № 6. С. 30-36.
7. Kozak D. V., Nikolaenko Y. E. The working characteristics of two-phase heat transfer devices for LED modules. 2016 International Conference on Electronics and Information Technology (EIT), Odessa, Ukraine, 23–27 May 2016. 2016. URL: <https://doi.org/10.1109/iceait.2016.7500980>
8. Николаенко Ю. Е., Козак Д. В., Хайрнасое С. М. Коэффициенты теплоотдачи в зонах испарения и конденсации алюминиевой тепловой трубы с резьбовидной капиллярной структурой. Труды XVIII міжнародної науково-практичної конференції «Сучасні інформаційні та електронні технології», 22-26 травня, Одеса. 2017. С. 37-38.
9. Николаенко Ю. Е., Козак Д. В., Хайрнасое С. М. Сравнение тепловых характеристик термосифона и гравитационной тепловой трубы одинаковых размеров. Труды XVII міжнародної науково-практичної конференції «Сучасні інформаційні та електронні технології», 23-27 травня, Одеса. 2016. С. 164-165.
10. Khairnasov S., Rassamakin B., Kozak D. Experimental investigations of aluminum thermosyphons for a photovoltaic thermal module. Heat Pipe Science and Technology, An International Journal. 2015. Vol. 6, no. 3-4. P. 205–215. URL: <https://doi.org/10.1615/heatpipesciotech.v6.i3-4.80>
11. Investigation performance of axial grooved heat pipes with high thermal capacity/ V. Barantsevith et al. Proc. of 12th International Heat Pipe Conference, Moscow, Russia. 2002. P. 489-494
12. J.P. Alario et al. Method of making a re-entrant groove heat pipe : patent U.S. Patent 4 457 059 United States. Applied on 03.07.1984.
13. Kim C., Lee K.-S., Yook S.-J. Effect of air-gap fans on cooling of windings in a large-capacity, high-speed induction motor. Applied Thermal Engineering. 2016. Vol. 100. P. 658–667. URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.02.077>
14. Thermal enhancement by using grooves and ribs combined with delta-winglet vortex generator in a solar receiver heat exchanger/ L. Luo et al. Applied Energy. 2016. Vol. 183. P. 1317–1332. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.077>
15. Ibrahim E., Moawed M., Berbish N. S. Heat transfer characteristics of rotating triangular thermosyphon. Heat and Mass Transfer. 2012. Vol. 48, no. 9. P. 1539–1548. URL: <https://doi.org/10.1007/s00231-012-0995-9>
16. Two-phase closed thermosyphons: A review of studies and solar applications / D. Jafari et al. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 53. P. 575–593. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.002>
17. Theoretical and Experimental Analysis of the Steady Flow Across the Cylinderhead of a Low-Capacity Engine / A. Castilla et al. Journal of Applied Mechanics. 2016. Vol. 83, no. 12. URL: <https://doi.org/10.1115/1.4034619>

18. Kumar A., Dhiman A., Baranyi L. Fluid flow and heat transfer around a confined semi-circular cylinder: Onset of vortex shedding and effects of Reynolds and Prandtl numbers. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2016. Vol. 102. P. 417–425. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.06.026>

19. Kuznetsov G.V., Sitnikov A.E. Numerical analysis of basic regularities of heat and mass transfer in high-temperature heat pipe. *TVT*. 2002. Vol. 40, Iss. 6. P. 964–970. URL: doi: 10.1023/a:1021437502952

20. Kuznetsov G. V., Al-Ani M. A., Sheremet M. A. Numerical analysis of convective heat transfer in a closed two-phase thermosyphon. *Journal of Engineering Thermophysics*. 2011. Vol. 20, no. 2. P. 201–210. URL: <https://doi.org/10.1134/s1810232811020081>

21. Fadhil B., Wrobel L. C., Jouhara H. Numerical modelling of the temperature distribution in a two-phase closed thermosyphon. *Applied Thermal Engineering*. 2013. Vol. 60, no. 1-2. P. 122–131. URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.06.044>

22. Семена М. Г., Киселев Ю. Ф. Исследование теплообмена в зоне теплоподвода двухфазных термосифонов при малых степенях заполнения // *Инженерно-физический журнал*. ТОМ 35, №4. С. 600–605.

23. Кутателадзе С.С. Теплопередача при конденсации и кипении Машгиз, 1952, 232 с.

D.Kozak¹, Cand. Sc. (Eng.), Senior Researcher, ORCID 0000-0001-5221-528X

Ie. Shevel¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-4635-5996

B. Rassamakin¹, Cand. Sc. (Eng.), Leading Researcher, ORCID 0000-0001-8097-3678

S. Khairnasov¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0001-5494-3934

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

HEAT EXCHANGE IN THE HEATING ZONE OF ALUMINUM GROOVED HEAT PIPES

At the present time, autonomous closed two-phase heat transfer systems - heat pipes (TP) are increasingly used in the systems for ensuring the thermal regimes of some space and ground vehicles. When developing and using such devices, it is necessary to solve the issue of optimizing the characteristics of these systems, which is most realistic to do on the basis of experiments conducted in working conditions. One of the important characteristics is the intensity of heat exchange in the heating zone of the heat pipe during its operation. The article presents the results of experimental studies of heat transfer in the heating zone for different working fluids on the internal developed surface in the form of an Ω -shaped capillary structure of an aluminum heat pipe operating in thermosiphon mode, i.e. the pipe was located vertically, the heating zone was located below. The experiments were carried out on experimental samples of aluminum heat pipes in the range of supplied heat fluxes from $0.1 \cdot 10^4$ W/m² to $1.4 \cdot 10^4$ W/m² and temperatures of the saturated steam of the working fluid from +30°C to +90°C. The research results are compared with the literature data on the heat exchange of these investigated working fluids on smooth surfaces in conditions of a large volume, and the criterion dependence of the calculation of the intensity of heat exchange for these conditions is obtained.

Keywords: heat pipe, thermosyphon, heat transfer coefficient, capillary structure, boiling, experiment.

Надійшла: 14.03.2024

Received: 14.03.2024

МОДЕЛЬ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОЇ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА З РОЗОСЕРЕДЖЕНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

Впровадження розосереджених джерел енергії в електричні мережі промислових підприємств та розвиток енергетики сталого розвитку, який передбачає використання енергетичних установок невеликої потужності, вимагають й відповідних змін в структурі централізованої системи електропостачання. Використання розосередженої генерації підвищує надійність електропостачання споживачів, спрощує передачу та розподіл електроенергії між ними. Але, водночас нестабільна генерація потужності відновлюваними джерелами енергії може викликати небажані перетоки енергії та додаткові втрати потужності. В статті запропонована модель електричної мережі промислового підприємства, яка складається з трьох локальних мереж: якісної та неякісної електроенергії змінного струму та об'єднуючої їх мережі постійного струму. Для дослідження запропонованої електромережі розраховані математичною моделлю на прикладі умовного промислового підприємства. Розроблена математична модель дозволяє провести розрахунок усталених режимів роботи локальних електромереж з урахуванням можливих місць приєднання накопичувачів енергії, джерел розосередженої генерації тощо. Запропонований підхід дає можливість обрати оптимальний варіант підключення розподіленої генерації до електричних мереж підприємства, позбутися небажаних перетоків електричної енергії та зменшити втрати енергії в них.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, розосереджена генерація, електрична мережа, розрахунок усталених режимів, якість електроенергії.

Вступ.

В останні роки централізована система електропостачання, яка передбачає використання достатньо потужного електрообладнання і об'єднання його в єдиний енергетичний комплекс, зазнає суттєвих змін за рахунок впровадження розосереджених джерел енергії. У зв'язку з цим у світі поширюється так звана енергетика сталого розвитку [1], що передбачає використання енергоустановок невеликої потужності. А це вискоелективні газотурбінні, парогазові [2 – 4] й, звісно, відновлювані джерела енергії, такі як вітро- й фотоелектричні перетворювачі.

Очевидно, що електромережі у зазначеному випадку також зазнають суттєвих змін, через підключення до них розосереджених джерел енергії, що суттєво спрощує передачу і розподілення енергії між споживачами й підвищує надійність електропостачання. Та, нажаль, й ці мережі характеризуються деякими негативними факторами, такими як нестабільне генерування потужності ВДЕ, зміни напрямку перетоків енергії у часі й збільшення за рахунок цього втрат потужності тощо.

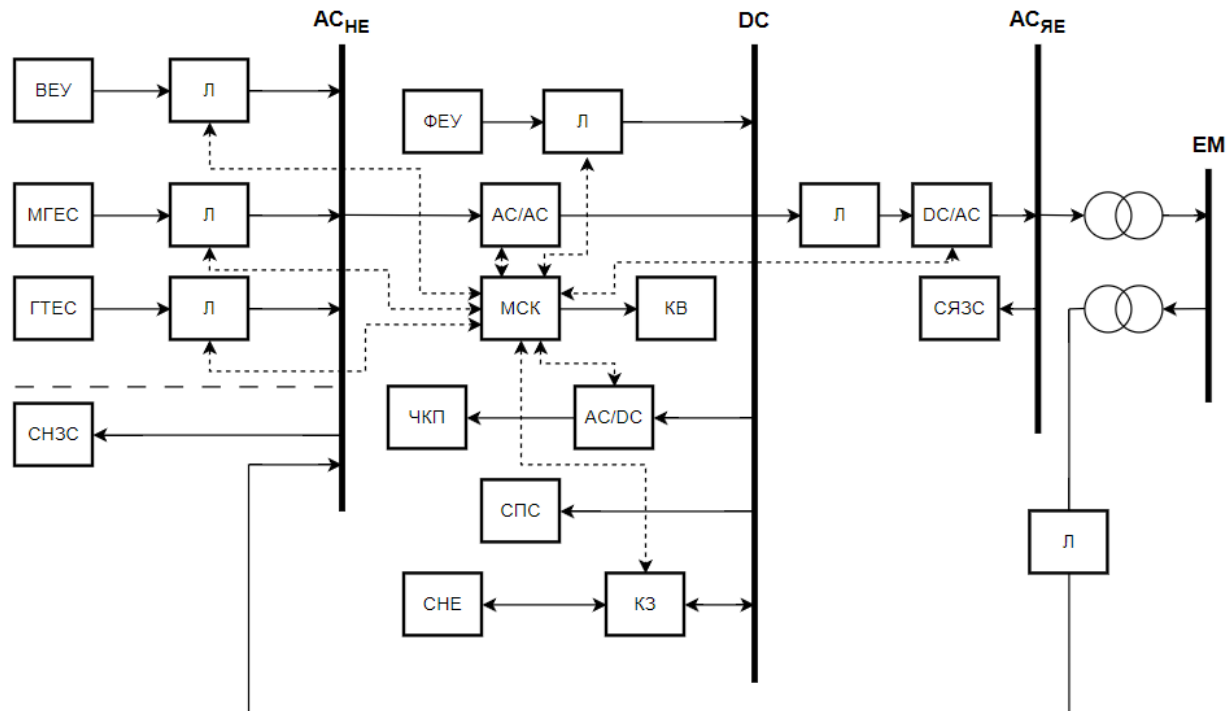
Враховуючи останнє й одночасно позитивний досвід впровадження розосередженої генерації, зараз активно обговорюється питання створення так званих локальних мікросистем (окремих модулів). Вони розглядаються як єдиний відокремлений об'єкт керування в межах конкретної електричної топології і можуть працювати як у ізолюваному від загальної мережі режимі, так і знаходячись у підключеному до неї стані [5].

Відомо, що промислові підприємства, які фактично є навантаженнями загальної енергосистеми, також намагаються впроваджувати ВДЕ у свої електромережі, перетворюючи їх у більш складні вже з розосередженою генерацією і усіма негативними факторами. Тож стає зрозуміло, що і їх необхідно розглядати натеper як локальні модулі єдиної енергосистеми й будувати на вже інших, ніж раніше, принципах. Структура таких мереж повинна відповідати загальним особливостям розосереджених систем і давати можливість позбутися негативу, який стрімко накопичується у традиційно побудованих електромережах промислових підприємств.

Метою роботи є розробка моделі енергоефективної електромережі промислового підприємства з розосередженою генерацією.

Матеріал і результати досліджень.

В роботі [6] запропонована принципова схема такої енергоефективної електромережі промислового підприємства з розосередженими джерелами енергії, яка має три взаємопов'язані локальні складові: мережі якісної і неякісної електроенергії й мережу постійного струму. На рис. 1 наведена її структурна схема.



СНЗС – споживачі неякісного змінного струму; СЯЗС – споживачі якісного змінного струму; СПС – споживачі постійного струму; МГЕС – мікроГЕС; ГТЕС – газотурбінна установка; ВЕУ, ФЕУ – вітрова фотоелектростанції; СНЕ – системи накопичення енергії; МСК – мікропроцесорна система керування; КЗ – контролер заряду; КВ – керуючі впливи; Л – лічильник електроенергії; ЧКП – частотно-керований привод

Рисунок 1 - Загальна структура ефективної електромережі промислового підприємства з джерелами розосередженої генерації:

Така схема повністю відповідає вимогам щодо зазначених вище локальних модулів, значно спрощує інтегрування в неї ВДЕ, робить непотрібним забезпечувати якість всього обсягу споживаної електроенергії, електромагнітну сумісність навантажень і самої мережі з розподільчою, суттєво зменшує кількість і загальну потужність використаних пристроїв силової електроніки. Наведена структура електромережі дозволить створити також ефективну уніфіковану систему керування процесом споживання електроенергії на підприємстві, у яку можуть бути інтегровані сучасні комунікаційні технології Smart Grid.

Зрозуміло, що для забезпечення максимальної енергоефективності запропонованої децентралізованої локальної електромережі промислового підприємства необхідно провести розрахунок усталених режимів її роботи з урахуванням можливих місць приєднання джерел розосередженої генерації, накопичувачів електроенергії, а також перетворювачів щодо останньої через які поєднуються складові мережі між собою. Це дасть можливість не тільки мінімізувати втрати потужності в ній, а й забезпечити однонаправленість її перетоку (передачі).

Для того, щоб провести зазначені дослідження запропонованої електромережі розрахунковими методами треба мати відповідну математичну модель і синтезувати її доцільно також у вигляді поєднаних між собою складових, що відповідають локальним мережам якісної й неякісної електроенергії змінного струму і мережі постійного струму. Блок-схема такої моделі представлена на рис. 2, а послідовність дій при цьому повинна бути наступною:

1. Розрахунок струмів, втрат потужності і напруги у гілках мережі якісної енергії, загальної потужності споживачів у ній. Очевидно, що остання разом з її втратами буде в подальшому слугувати навантаженням для мережі постійного струму.

2. Розрахунки тих же величин у мережі постійного струму за двома випадками: накопичувач розглядається як її навантаження і як джерело енергії в залежності від режиму його роботи (заряджання чи розряджання). Загальна потужність споживачів вже двох розглянутих мереж і втрат останньої у їх гілках будуть слугувати навантаженням мережі неякісної електроенергії.

3. Аналогічні розрахунки для мережі неякісної електроенергії за двома раніше зазначеними випадками, які і дозволять розрахувати найменше і найбільше навантаження загальної мережі.

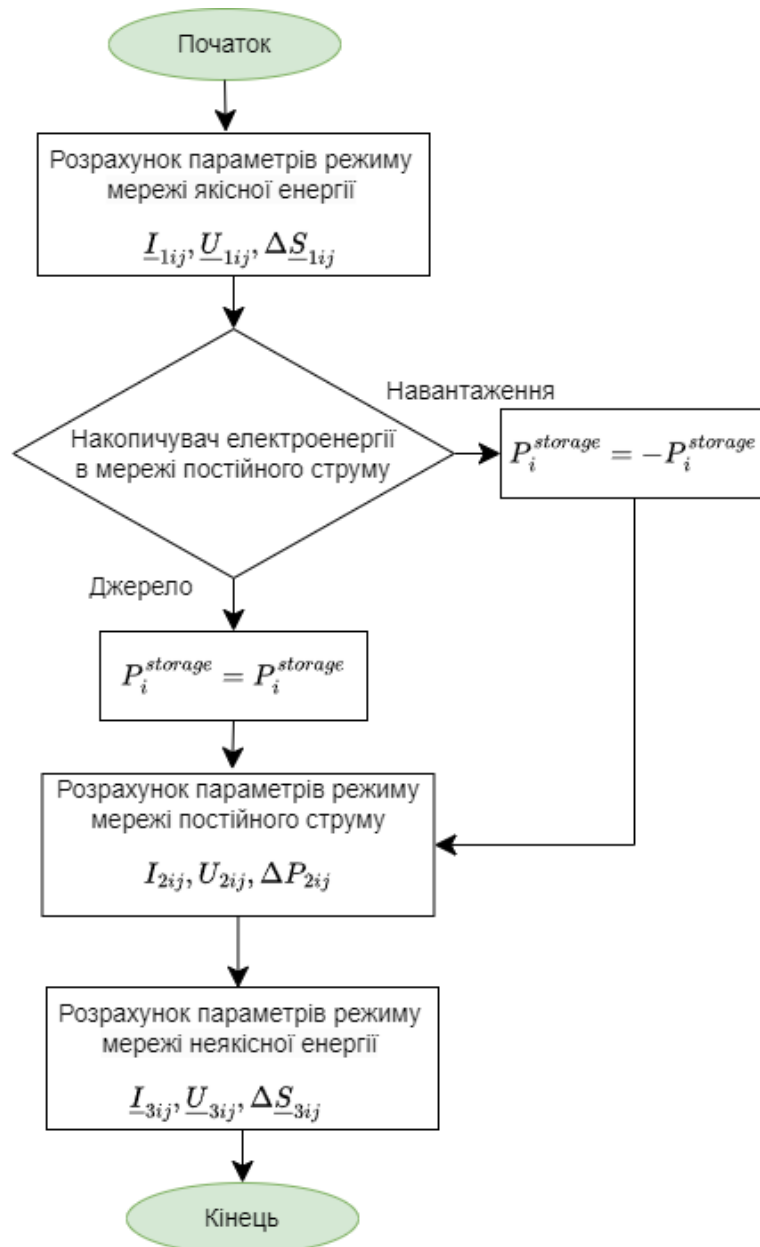


Рисунок 2 - Алгоритм розрахунку ustalених режимів ефективної електромережі промислового підприємства з трьома локальними мережами.

Тож, виконаємо таке моделювання на прикладі електромережі умовного промислового підприємства, представленої на рис. 3. Найбільш поширеним способом для розрахунку ustalених режимів роботи останньої є метод вузлових напруг, який зручніше, звісно, використовувати у матричній формі [7 – 9]. Цей метод є більш ефективним, ніж розв’язувати систему рівнянь, складених за першим та другим законами Кірхгофа, оскільки кількість гілок в схемах складних електричних мереж значно більша, ніж кількість вузлів в них.

Система рівнянь вузлових напруг для мережі, яка містить n гілок може бути записана у наступному вигляді.

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix}, \quad (1)$$

де Y_{ij}, Y_{ji} – взаємні та власні провідності вузлів мережі; U_i, I_i – напруги та струми шин електричної мережі.

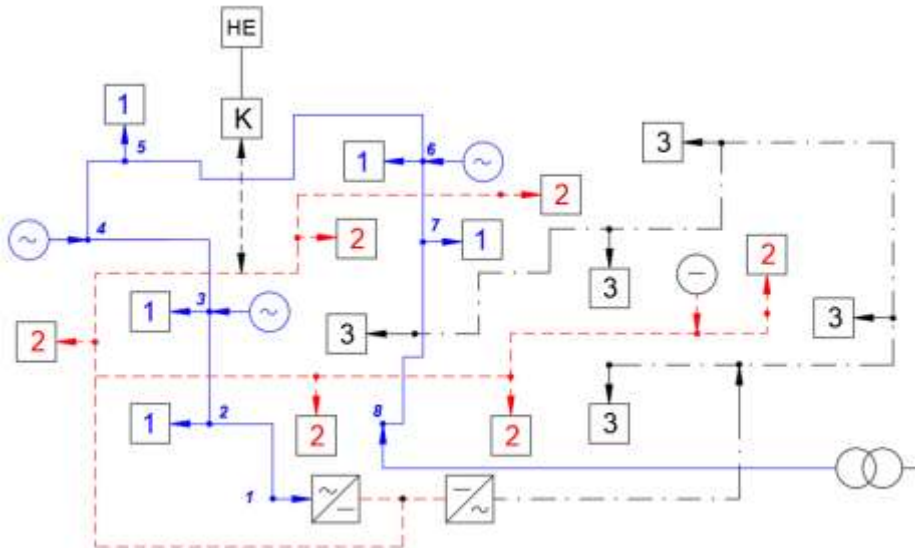


Рисунок 3 - Електрична мережа умовного промислового підприємства з трьома локальними мережами:
 1 – мережа неякісної енергії, 2 – мережа постійного струму, 3 – мережа якісної енергії.

Тут власні провідності вузлів мережі Y_{ii} дорівнюють сумі провідностей гілок, які мають з'єднання з вузлом i . Взаємна провідність вузлів i та j Y_{ij} дорівнює від'ємній сумі провідностей гілок, що з'єднують зазначені вузли.

Для визначення величин й напрямів струмів та потужностей на окремих ділянках електричної мережі використовують отримані в результаті розв'язку системи (1) значення напруг на шинах \underline{U}_i . Величину струму на ділянці електричної мережі в такому випадку можна визначити за наступним виразом:

$$I_{ij} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (\underline{U}_i - \underline{U}_j) \cdot Y_{ij} = \frac{U_i - U_j}{\sqrt{3} \cdot Z_{ij}}, \quad (2)$$

а повну потужність на початку та в кінці ділянки kj як:

$$S_{kj}^{begin} = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_k \cdot I_{kj}^* = -Y_{kj} \underline{U}_k^2 + Y_{kj} \underline{U}_k \underline{U}_j^*, \quad (3)$$

$$S_{kj}^{end} = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_j \cdot I_{kj}^* = -Y_{kj} \underline{U}_j \underline{U}_k + Y_{kj} \underline{U}_j^2. \quad (4)$$

Розглянемо застосування рівнянь (1) – (4) для локальної мережі змінного струму з підключеними джерелами розосередженої генерації, представлена на рис. 4.

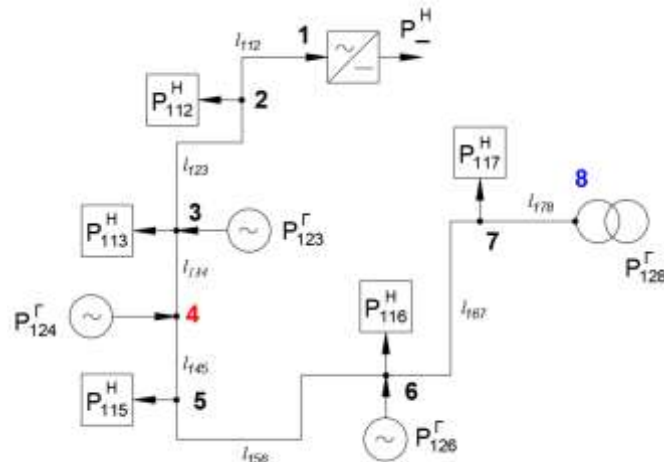


Рисунок 4 - Електрична мережа з джерелами розосередженої генерації без засобів забезпечення якості електроенергії.

Остання містить 8 вузлів з підключеними до них навантаженнями та розосередженими джерелами енергії. Навантаження та джерела енергії позначені потрійним індексом. Перша цифра відповідає типу локальної мережі, так якщо це 1 – мережа змінного струму неякісної енергії, 2 – мережа постійного струму, 3 – мережа змінного струму якісної енергії. Друга цифра приймає значення 1, 2 та 3, що відповідає навантаженню, джерелу енергії та накопичувачу останньої відповідно. Третя цифра є порядковим номером об'єкта, підключеного до вузла. Наприклад, P_{113} – потужність третього навантаження мережі неякісної енергії, P_{221} – потужність першого джерела в мережі постійного струму тощо.

Потужність для зазначеної вище мережі постійного струму розглядається як навантаження, що підключене до вузла 1 (рис. 4). Тож, система рівнянь вузлових напруг останньої може бути записана в наступному вигляді:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{112} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -Y_{112} & Y_{22} & -Y_{123} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{123} & Y_{33} & -Y_{134} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{134} & Y_{44} & -Y_{145} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -Y_{145} & Y_{55} & -Y_{156} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_{156} & Y_{66} & -Y_{167} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_{167} & Y_{77} & -Y_{178} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -Y_{178} & Y_{88} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \\ U_5 \\ U_6 \\ U_7 \\ U_8 \end{bmatrix} = \sqrt{3} \cdot \begin{bmatrix} -P_{DC}^H / U_1 \\ -S_{112}^H / U_2 \\ \left(S_{123}^G - S_{113}^H \right) / U_3 \\ S_{124}^G / U_4 \\ -S_{115}^H / U_5 \\ \left(S_{126}^G - S_{116}^H \right) / U_6 \\ -S_{117}^H / U_7 \\ S_{128}^G / U_8 \end{bmatrix},$$

де

$$\begin{aligned} Y_{11} &= Y_{112}; & Y_{22} &= Y_{112} + Y_{123}; & Y_{33} &= Y_{123} + Y_{134}; \\ Y_{44} &= Y_{134} + Y_{145}; & Y_{55} &= Y_{145} + Y_{156}; & Y_{66} &= Y_{156} + Y_{167}; \\ Y_{77} &= Y_{167} + Y_{178}; & Y_{88} &= Y_{178}. \end{aligned}$$

В подальшому для визначення розподілу потужностей в мережі можуть бути застосовані відомі ітераційні методи розв'язку вищенаведеної системи рівнянь, такі як метод Гауса-Зейделя, Ньютона-Рапсона тощо [7, 10, 11].

Розрахунок параметрів мережі постійного струму проводиться з урахуванням режиму роботи накопичувачів електричної енергії (заряджання чи розряджання). При цьому розраховуються струми, втрати напруги та активної потужності в гілках. Рівняння, за якими виконується зазначений вище розрахунок є суто лінійними і для їх розв'язання достатньо однієї ітерації.

Для визначення параметрів мережі змінного струму якісної енергії в загальному вигляді може бути також використана система рівнянь (1) – (4). Зазначена мережа умовного підприємства, що розглядається (рис. 5), не містить джерел розосередженої генерації та замкнених кіл. Тож, для нерозгалуженої схеми розглянутого підприємства втрати активної потужності можна визначити за наступними виразами:

$$\begin{aligned} \Delta P_{3(n-1)n}^M &= I_{3(n-1)n}^2 \cdot R_{3(n-1)n}, \\ \Delta P_{3(n-2)(n-1)}^M &= I_{3(n-2)(n-1)}^2 \cdot R_{3(n-2)(n-1)}, \\ \Delta P_{3(n-3)(n-2)}^M &= I_{3(n-3)(n-2)}^2 \cdot R_{3(n-3)(n-2)}, \\ &\dots \\ \Delta P_{301}^M &= I_{301}^2 \cdot R_{301}, \end{aligned}$$

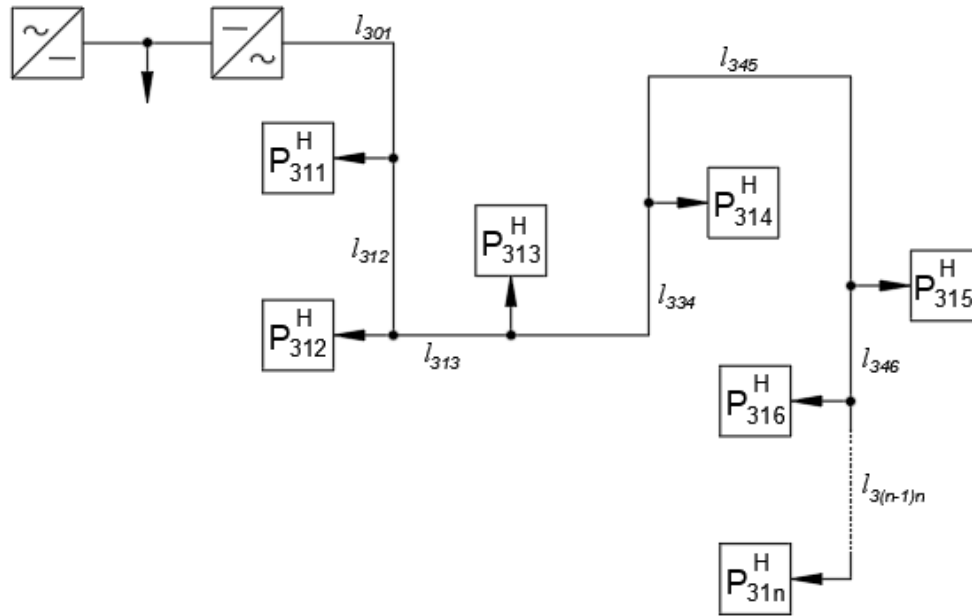


Рисунок 5 - Структурна схема мережі змінного струму якісної енергії.

Тут активна складова струмів на кожній ділянці може бути розрахована наступним чином:

$$I_{3(n-1)n} = P_{3n}^H / U,$$

$$I_{3(n-2)(n-1)} = I_{3(n-1)n} + P_{3(n-1)}^H / U,$$

$$I_{3(n-3)(n-2)} = I_{3(n-2)(n-1)} + P_{3(n-2)}^H / U,$$

...

$$I_{301} = I_{3[n-(n-1)][(n-1)(n-2)]} + P_{3(n-(n-1))}^H / U,$$

а активний опір відповідних гілок мережі дорівнює:

$$R_{3(n-1)n} = \rho_{3(n-1)n} \cdot \frac{l_{3(n-1)n}}{F_{3(n-1)n}},$$

$$R_{3(n-2)(n-1)} = \rho_{3(n-2)(n-1)} \cdot \frac{l_{3(n-2)(n-1)}}{F_{3(n-2)(n-1)}},$$

$$R_{3(n-3)(n-2)} = \rho_{3(n-3)(n-2)} \cdot \frac{l_{3(n-3)(n-2)}}{F_{3(n-3)(n-2)}},$$

...

$$R_{301} = \rho_{301} \cdot \frac{l_{301}}{F_{301}},$$

де ρ – питома провідність провідника, Ом·мм²/м;

l – довжина ділянки між вузлами, м;

F – переріз провідника, мм².

Тож загальні втрати активної потужності в мережі якісної електроенергії становлять:

$$\Delta P_{3\Sigma}^M = \sum_{i=1, j=1}^N \Delta P_{3ij}.$$

У синтезованій моделі енергоефективної електромережі промислового підприємства з розосередженими джерелами енергії, що складається з трьох локальних мереж: якісної і неякісної електроенергії змінного струму та об'єднуючої їх мережі постійного струму, у явному вигляді використані параметри, що характеризують як топологію, так і перерізи й довжини всіх її гілок. Вона передбачає також можливість змінювати місце приєднання будь-якого розосередженого джерела енергії і накопичувача чи напівпровідникових перетворювачів останньої до мережі. Тож, за допомогою цієї моделі можливо виконати всі необхідні розрахункові дослідження щодо максимізації енергоефективності запропонованої електромережі у кожному конкретному випадку її реалізації.

Висновки.

1. Промислові підприємства активно впроваджують розосереджені джерела енергії у свої електричні мережі, що може призвести до виникнення небажаних перетоків енергії та додаткових втрат потужності.

2. Зменшити негативний вплив джерел розосередженої генерації на показники якості електроенергії в мережах промислових підприємств та підвищити ефективність їх використання можливо шляхом створення локальних взаємопов'язаних мереж змінного струму з якісною та неякісною електроенергією та мережі постійного струму, яка об'єднує вищезазначені між собою.

3. Запропонована математична модель дозволяє провести розрахунок ustalених режимів роботи зазначених вище локальних електромереж з урахуванням можливих місць приєднання накопичувачів енергії, джерел розосередженої генерації тощо. Такий підхід дає можливість обрати оптимальний варіант підключення ВДЕ до електромереж промислового підприємства, позбутися небажаних перетоків потужності в них та зменшити втрати останньої.

Список використаної літератури

1. Кириленко О. В., Праховник А. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*. 2010. С. 10-16.
2. M. F. Akorede, H. Hizam, E. Pouresmaeil. Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2010. Vol. 14, no. 2. P. 724–734, doi: 10.1016/j.rser.2009.10.025.
3. S. Mane. Advancements in gas turbine engine technology: A conceptual aspect. *International Journal of Enhanced Research Science Technology & Engineering*. 2023. Vol. 12, no. 7. P. 37-41.
4. R. De Robbio. Micro Gas Turbine Role in Distributed Generation with Renewable Energy Sources. *Energies*. 2023. Vol. 16, no. 2. P. 704, doi: 10.3390/en16020704.
5. A. Brem, M. M. Adrita, D. T. J. O'Sullivan, K. Bruton. Industrial smart and micro grid systems – A systematic mapping study. *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 244. P. 118828, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118828.
6. Качан Ю. Г., Шрам О. А. Щодо структури енергоефективної електромережі промислового підприємства з джерелами розосередженої генерації. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 4. С. 54-59, doi: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-175-4-54-59>.
7. Zhu J. OPTIMIZATION OF POWER SYSTEM OPERATION. Hoboken, NJ, USA : John Wiley & Sons, Inc, 2015. <https://doi.org/10.1002/9781118887004>.
8. Deepinder Kaur M., Er, Saini S. Load Flow Analysis: A Review. *International journal of advanced research in electrical, electronics and instrumentation engineering*, 2016. Vol. 5. Issue 3. P. 1254-1260, doi: 10.15662/IJAREEIE.2016.0503009.
9. Abur A, Expósito AG. Power System State Estimation Theory and Implementation. New York: Wiley-IEEE Press; 2004.
10. Arrillaga J., Watson N.R. Computer Modelling of Electrical Power Systems, Second Edition. John Wiley & Sons, Ltd., 2001.
11. Igbogidi Onyebuchi. MODERN TREND OF LOAD FLOW ANALYSIS IN POWER SYSTEM. 2024. Vol. 12. P. 53-58.

O. Shram¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-4206-7716

Yu. Kachan¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof, ORCID 0000-0001-9984-3646

¹National University “Zaporizhzhia Polytechnic”

MODEL OF AN ENERGY-EFFICIENT POWER GRID OF AN INDUSTRIAL ENTERPRISE WITH DISTRIBUTED GENERATION

The integration of distributed energy sources into the power grids of industrial enterprises and the development of sustainable energy, which involves the use of low-capacity power facilities, require corresponding changes in the structure of the centralized power supply system. The use of distributed generation increases the reliability of electricity supply to consumers, simplifies the transmission and distribution of electricity between them. However, at the same time, unstable power generation by renewable energy sources can cause unwanted energy flows and additional power losses.

The article proposes a model of an industrial enterprise power grid consisting of three local grids: high-quality and low-quality AC power and the DC grid that unites them. Such a scheme fully meets the requirements for the above-mentioned local modules, significantly simplifies the integration of renewable energy sources into it, makes it unnecessary to ensure the quality of the entire volume of consumed electricity, the electromagnetic compatibility of loads and the grid itself with the distribution one, and significantly reduces the number and total power of power electronics devices used. The described structure of the power grid will also create an effective unified system for managing the process of electricity consumption at the enterprise, into which modern communication technologies of the Smart Grid can be integrated.

To study the proposed power grid by computational methods, a mathematical model is synthesized and its use is considered on the example of a simulated industrial enterprise. The developed mathematical model allows to calculate the steady-state modes of operation of local power grids, taking into account possible places of connection of energy storage devices, sources of distributed generation, etc. The proposed approach makes it possible to choose the optimal variant of connecting distributed generation to the enterprise's power grids, to eliminate unwanted power flows and reduce energy losses in them.

Keywords: renewable energy sources, distributed generation, power grid, calculation of steady-state modes, power quality.

References

1. Kyrylenko O. V., Prakhovnik A. V. Energy for sustainable development: challenges and ways to build. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. Special issue*. 2010. P. 10-16.
2. M. F. Akorede, H. Hizam, E. Pouresmaeil. Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2010. Vol. 14, no. 2. P. 724–734, doi: 10.1016/j.rser.2009.10.025.
3. S. Mane. Advancements in gas turbine engine technology: A conceptual aspect. *International Journal of Enhanced Research Science Technology & Engineering*. 2023. Vol. 12, no. 7. P. 37-41.
4. R. De Robbio. Micro Gas Turbine Role in Distributed Generation with Renewable Energy Sources. *Energies*. 2023. Vol. 16, no. 2. P. 704, doi: 10.3390/en16020704.
5. A. Brem, M. M. Adrita, D. T. J. O’Sullivan, K. Bruton. Industrial smart and micro grid systems – A systematic mapping study. *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 244. P. 118828, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118828.
6. Kachan Yu., Shram O. On the Structure of an Energy-Efficient Power Grid of an Industrial Enterprise with Distributed Generation Sources. *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*. 2024. № 4. P. 54-59, doi: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2024-175-4-54-59>.
7. Zhu J. OPTIMIZATION OF POWER SYSTEM OPERATION. Hoboken, NJ, USA : John Wiley & Sons, Inc, 2015. <https://doi.org/10.1002/9781118887004>.
8. Deepinder Kaur M., Er, Saini S. Load Flow Analysis: A Review. *International journal of advanced research in electrical, electronics and instrumentation engineering*, 2016. Vol. 5. Issue 3. P. 1254-1260, doi: 10.15662/IJAREEIE.2016.0503009.
9. Abur A, Expósito AG. Power System State Estimation Theory and Implementation. New York: Wiley-IEEE Press; 2004.
10. Arrillaga J., Watson N.R. Computer Modelling of Electrical Power Systems, Second Edition. John Wiley & Sons, Ltd., 2001.
11. Igbogidi Onyebuchi. MODERN TREND OF LOAD FLOW ANALYSIS IN POWER SYSTEM. 2024. Vol. 12. P. 53-58.

Надійшла: 21.10.2024

Received: 21.10.2024

ЕНЕРГЕТИКА СТАЛОГО РОЗВИТКУ

ENERGY OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT

УДК 621.317.318

DOI 10.20535/1813-5420.3.2024.314619

О.В. Коцар¹, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-7958-2335

Є.О. Касьяненко¹, студент магістратури, ORCID 0009-0008-6704-6616

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

АНАЛІЗ МОДЕЛЕЙ УПРАВЛІННЯ MICROGRID В НАЦІОНАЛЬНОМУ ЗАКОНОДАВЧОМУ ТА РЕГУЛЯТОРНОМУ ПРОСТОРИ

У статті досліджено поняття "microgrid" ("мікромережа"), моделі microgrid та класифікацію microgrid. За результатами опрацювання нормативно-правових актів ЄС та України запропоновано визначення, а також класифікаційні ознаки microgrid, що дозволяють ідентифікувати окремі моделі мікромереж. Розглянуто моделі управління microgrid. За результатами аналізу визначено прогалини законодавства, що стримують розвиток мікромереж в Україні. Бібл. 25. Рис. 6.

Ключові слова: *microgrid, мікромережі, моделі microgrid, моделі управління microgrid, активний споживач, prosumer, енергетичний кооператив, MCP, CDS, CEC, DSOMM, PC, FMM.*

Процеси децентралізації електроенергетики призводять, зокрема, до перетворення пасивних електричних мереж з односпрямованими потоками енергії від масивної генерації (Bulk Generation, BG) до електричних навантажень кінцевих споживачів на активні мережі з двоспрямованими потоками енергії від розподілених/розосереджених генерувальних установок (Distributed Generation, DG) активних користувачів, створених переважно на базі альтернативних та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), які разом іменують розподіленими енергетичними ресурсами (Distributed Energy Resources, DER), до електричних навантажень тих самих або інших активних користувачів та кінцевих споживачів електричної мережі загального користування (в подальшому – загальна електромережа). Передусім, це має на меті скорочення використання викопного палива та зменшення шкідливого впливу на довкілля. Разом з тим досвід війни України проти російського агресора довів, що електроенергетична система (ЕЕС), побудована на базі розподіленої генерації, набагато менше вразлива до агресивних зовнішніх впливів, зокрема, до ракетних атак на електроенергетичну інфраструктуру.

У площині Smart Grid [1] DERs приєднуються до загальної електромережі переважно на рівні напруги розподілу. Крім того, розподілена генерація, зокрема когенерація, дедалі частіше застосовується у комплексі із системами накопичення енергії (СНЕ) та електричними і тепловими навантаженнями, утворюючи збалансовані мікроелектроенергетичні системи або microgrids (мікромережі) [2]. В результаті традиційна розподільна електрична мережа перетворюється на активну мережу розподілу (Active Distributed Network, ADN), яка з'єднує із загальною ЕЕС мікромережі невеликої потужності, що містять розподілені генерувальні установки, СНЕ та контрольовані навантаження, кожна з яких сама по собі по суті є активною мікросистемою розподілу.

З точки зору ADN мікромережі, з врахуванням їхньої гнучкості, розглядаються як контрольовані навантаження [2]. Втім, здатність мікромереж функціонувати як в режимі приєднання до загальної електромережі (мережевому, гібридному), так і в автономному (ізолюваному, острівному) режимі, а також переривчастий характер роботи, нестабільність виробітку та некерованість генерувальних установок на базі ВДЕ управління такими мікромережами вимагає принципово нових підходів, а також докорінної зміни парадигми управління децентралізованими ЕЕС. Це стосується як управління власне режимами функціонування мікромереж, так і керування бізнес-процесами з управління режимами microgrid та постачання електричної енергії приєднаним до мікромережі користувачам, а також надання з боку microgrid допоміжних послуг (ДП) на запит загальної електромережі.

Метою статті є дослідження нормативного та правового забезпечення процесів впровадження та експлуатації microgrid в Сполучених Штатах Америки (США), Європейському Союзі (ЄС) та в Україні, а також дослідження можливості імплементації передових моделей управління microgrid на основі сучасного законодавства.

Для досягнення поставленої мети необхідно:

- дослідити поняття та процеси утворення microgrid, зокрема, цілі створення microgrid, прагнення та очікування їхніх власників;
- визначити класифікаційні ознаки та диференціювати моделі microgrid;
- виконати порівняльний аналіз законодавчої та регуляторної бази з розробки, впровадження та експлуатації microgrid в США, ЄС та Україні;
- проаналізувати поведінкові моделі активних користувачів за різних моделей microgrid;
- виконати аналіз і визначити моделі управління microgrid, найбільш придатні для імплементації в Україні.

Матеріал і результати досліджень. Упродовж останніх років інтерес до microgrid суттєво підвищився. Втім, головну увагу науковців як і раніше зосереджено переважно на технологічних аспектах функціонування та управління режимами мікромереж, не приділяючи, на нашу думку, достатньої уваги цілям утворення, а також прагненням та очікуванням власників DERs, які утворили microgrid. Крім того, варто брати до уваги, що інтереси окремих власників DERs в одній і тій самій мікромережі можуть різнитися і ситуативно змінюватися як в короткостроковій і середньостроковій, так і в довгостроковій і далекоглядних перспективах, а інколи навіть протирічати одне одному. Саме тому розвиток моделей управління microgrid недоцільно і нераціонально здійснювати без вивчення цілей утворення microgrid, прагнень та очікувань власників DERs, які утворили конкретну мікромережу, а також без належного вивчення поведінкових моделей активних користувачів за різних моделей microgrid. Межі цієї статті не дозволяють провести детальний аналіз у цій сфері, тому обмежимося лише окремими аспектами моделей управління мікромережами, наголошуючи при цьому, що детальний аналіз має бути виконано задля підвищення продуктивності застосування microgrid на користь усіх користувачів електромережі.

Головною метою microgrid є надійне енергозабезпечення споживачів належної якості, зокрема, під час від'єднання від загальної електромережі. Також microgrids застосовуються в регіонах, де неможливо забезпечити приєднання споживачів до загальної електромережі (наприклад, морські острови, віддалені населені пункти тощо). Першочерговим завданням дослідження є з'ясування, що є microgrid, адже сьогодні у науково-технічній літературі доступна велика кількість визначень. Проте, в європейському та українському законодавстві сьогодні усталене визначення microgrid окреслено не чітко, що призводить до помилкових трактувань цього терміну. Ба більше, немає консенсусу навіть з приводу єдиного написання терміну “microgrid”, як серед науковців, так і серед профільних органів. Зокрема, зустрічаються такі варіанти: “microgrid” [3], “Micro-grid” [4], “MicroGrid” [5], “micro grid” [6] тощо. Розглянемо різні визначення.

Міністерство енергетики США (United States Department of Energy) визначає microgrid, як *групу взаємопов'язаних навантажень і розподілених енергетичних ресурсів у межах чітко визначених електричних кордонів, яка діє як єдиний керований об'єкт по відношенню до мережі та може приєднуватись та від'єднуватись від загальної мережі, що дозволяє їй працювати в острівному режимі* [3]. Такої ж думки дотримується і Міжнародна електротехнічна комісія (International Electrotechnical Commission, IEC), яка у Міжнародному електротехнічному словнику (International Electrotechnical Vocabulary, IEV) використовує саме таке визначення, зазначаючи при цьому, що воно охоплює як комунальні мікромережі, так і мікромережі об'єктів, що належать споживачам [7].

Професор Національного технічного університету Афін Нікос Д. Хаціаргіріу, визначає microgrids, як *системи розподілу з розподіленими джерелами енергії, пристроями зберігання та контрольованими навантаженнями, які працюють під'єднаними до основної електромережі або ізольованими у скоординований спосіб* [4].

Громадська організація New York State Energy & Development Authority (NYSERDA), що спеціалізується на аналізі, проведенні технічних експертиз, консультуванні з енергоефективності і використання ВДЕ, визначає microgrids, як *локальні енергетичні мережі, що можуть від'єднуватись від більшої електромережі під час екстремальних погодних умов чи надзвичайних ситуацій, надаючи живлення окремим споживачам та критичним громадським сервісам такі, як лікарні, служби реагування на надзвичайні ситуації та водоочисні споруди* [5].

Міжнародний Конгрес Великих Енергетичних Систем (International Council on Large Electric Systems, CIGRE) під терміном microgrid розуміє *системи розподілу, що містять навантаження та розосереджені енергетичні ресурси (генератори, накопичувальні пристрої або контрольовані навантаження), які можуть працювати у контрольованій, координованій спосіб, як під час з'єднання із основною мережею, так і в острівному режимі* [8].

Нідерландський науковець Ромен Могер упродовж 2020 — 2021 років провів дослідження, частина якого стосувалась визначення поняття “microgrid” [6]. У ході дослідження було опрацьовано понад 30 наукових статей, книг, офіційних доповідей, що здебільшого було опубліковано з 2010 по 2020 рр., які так чи інакше стосуються microgrid. З цих праць було проаналізовано визначення поняття “microgrid”, що пропонують автори і виділено спільні риси:

- локальне розташування (на обмеженій географічній території);
- наявність мікрогенерації на базі традиційних та/або відновлюваних мікроджерел енергії, пристроїв накопичення/зберігання енергії та контрольованих навантажень, що забезпечує енергонезалежність та підвищення надійності електропостачання споживачів;
- здатність microgrid відокремлюватись від загальної мережі і працювати в острівному режимі. При цьому, microgrid може взагалі не мати зв'язку із загальною електромережею [6].

Ще на початку ХХІ ст., коли активно почали досліджуватися питання розбудови microgrid з метою підвищення надійності електропостачання, передусім у США через стихійні лиха, що часто руйнують енергетичну інфраструктуру, науковці зазначали про важливість обмеження потужностей для таких мікромереж. Управління енергетичних досліджень і розвитку штату Нью-Йорк (NYSERDA) у 2010 році опублікувало звіт “Microgrids: an assessment of the value, opportunities and barriers to development in New York state” [9]. Дослідницькою групою було виявлено, що більшість мікромереж мають генерувальну потужність до 10 МВт, проте більші системи, які призначено, наприклад, для енергозабезпечення кампусів, мали потужність до 40 МВт. Як зазначають автори, розмір microgrid змінюється залежно від розв'язуваних завдань, проте на їхню думку прийнятною, хоча й умовною верхньою межею потужності мікромережі є 40 МВт [9]. Відповідно до онлайн сервісу “Microgrids Map of the EU” можна проаналізувати наявні microgrid у ЄС. Більшість мікромереж мають потужність до 1-2 МВт і лише дві мікромережі “Feldheim” (Німеччина) та “Bornholm-Microgrid” (Данія) мають генерувальні потужності 75 МВт та 62,5 МВт відповідно [10].

За результатами проведених досліджень та аналізу визначень від різних наукових та комерційних організацій запропонуємо наступне визначення: *microgrid* — це локально розташована (на обмеженій географічній території в межах чітко визначених географічних кордонів) збалансована мікроенергетична система з єдиним центром управління та обмеженою генерувальною потужністю (зазвичай не більше 40 МВт), що охоплює мікрогенерацію, зокрема мікрогенерацію, на базі традиційних та/або відновлюваних мікроджерел енергії, пристрої накопичення/зберігання енергії і контрольовані теплові та електричні навантаження і забезпечує енергопостачання споживачів (промислових, комунальних, побутових) та/або підвищує його надійність як в режимі функціонування у складі загальної електромережі, так і за тимчасового або не обмеженого в часі автономного/острівного режиму. Слід зазначити, що обмеження генерувальної потужності мікромережі саме 40 МВт бачиться доцільним сьогодні. Проте, через неухильне вдосконалення генерувальних установок, зростання потужностей струмоприймачів та обсягів споживання електроенергії це обмеження передбачає виключення і в подальшому може бути переглянuto.

З метою впорядкування нормативно-правового забезпечення функціонування мікромереж доцільно визначити ключові класифікаційні ознаки, що дозволять диференціювати microgrids. Мікромережа має забезпечувати надійне електропостачання споживачів, зокрема, в острівному режимі за тимчасового чи необмеженого від'єднання від загальної електромережі. Отже, однією з головних класифікаційних ознак microgrid є її автономність і збалансованість за потужностями навантаження та генерації. Іншою класифікаційною ознакою є обмеження генерувальної потужності microgrid. Якщо мікромережі не обмежувати в потужності, це може стати певною лазівкою для недоброчесних підприємців, які будуватимуть мікромережі з великими генерувальними потужностями і користуватись або ж пільговими умовами, що потенційно передбачені у законодавстві щодо microgrid або ж виникатимуть великі монопольні гравці в регіоні, яких буде важко контролювати. Також, будь-яка розподільна мережа має керуватись з єдиного центру управління. Microgrid не є виключенням і важливою класифікаційною ознакою є наявність єдиного центру управління мікромережею. Загальну структуру та класифікаційні ознаки microgrid наведено на рис. 1.

Аналізуючи законодавство ЄС у сфері електроенергетики, зокрема, Директиву ЄС 2019/944 про загальні правила внутрішнього ринку електричної енергії [12], Директиву ЄС 2018/2001 про сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел [13], а також публікації європейських науковців, варто зазначити, що сьогодні microgrid в ЄС законодавчо не визначено. Тобто не існує офіційного визначення, що можна було б розуміти під таким поняттям [14]. Як зазначає науковець Джеймі Берент у своїй праці “Small Systems: Big Impacts – Examining the Concept of Microgrids from an EU Law Perspective” [14] в ЄС поняття “microgrid” використовується здебільшого у наукових колах та політичних документах і не має офіційного юридичного підкріплення, що стримує розвиток мікромереж. Відсутність офіційного тлумачення призводить до обмеження переваг споживачів, які могли б надати такі мікромережі.

Директива 2019/944 не містить визначення “microgrid”, проте, окремі положення [12] можна все ж таки співставити з певними класами мікромереж (рис. 2), зокрема, закриті системи розподілу (Closed Distribution Systems, CDSs), громадські енергетичні спільноти (Citizen Energy Communities, CECs), активні користувачі (active customers), малі ізольовані системи (Small Isolated Systems, SISs) і малі приєднані системи (Small Connected Systems, SCSs). Директивою ЄС 2018/2001 [13] визначено спільноти з

відновлюваних джерел (Renewable Energy Communities, RECs), які також можна співставити з окремим класом microgrid [14].

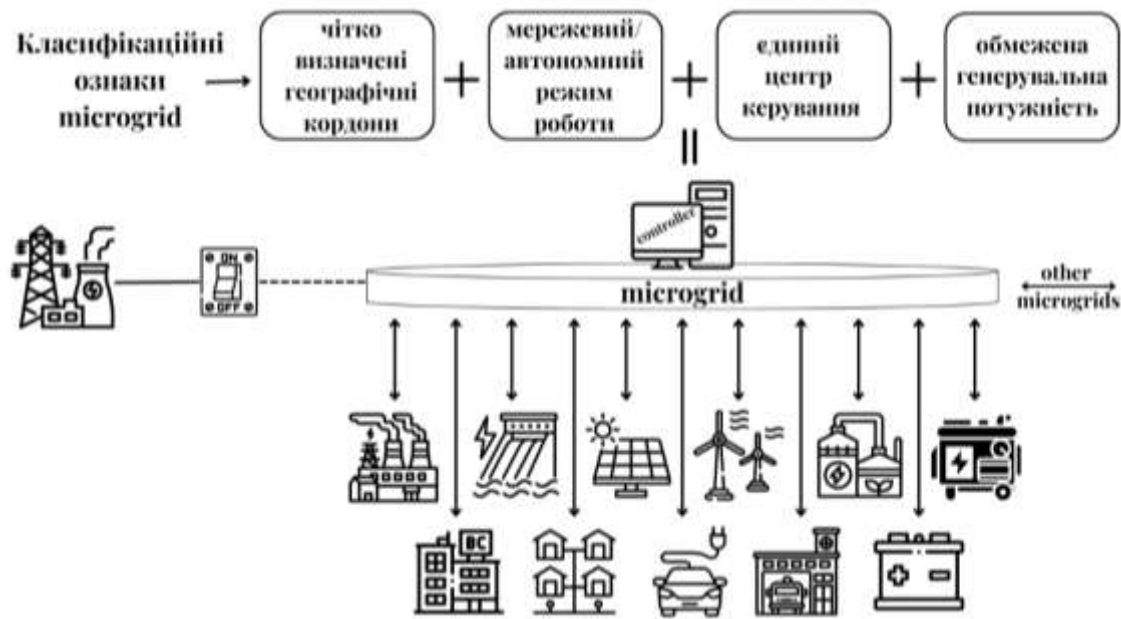


Рисунок 1 — Загальна структура та класифікаційні ознаки microgrid. Створено з частковим використанням ресурсу flaticon.com [11]

Закриті системи розподілу (CDSs) призначено для розподілу електричної енергії на окремо визначеному географічному просторі для промислових та комерційних об'єктів. Отже, CDS є одним із випадків microgrid, що забезпечує електропостачання промислових та комерційних споживачів.

Громадські енергетичні спільноти (CECs) відповідно до свого визначення в п.11 ст.2 Директиви 2019/944 є добровільними організаціями, що спеціалізуються на виробітку (зокрема, на базі ВДЕ), розподілі, постачанні, споживанні, агрегуванні, зберіганні енергії тощо [12]. Головною метою CECs є отримання економічної, екологічної та соціальної вигоди для членів або акціонерів спільноти, а не отримання фінансового прибутку. У п.16 ст.2 Директиви 2018/2001 передбачено визначення ВДЕ-громади (REC), що має практично ідентичне значення, що й CEC, але виробництво електроенергії має здійснюватись виключно на базі ВДЕ на відміну від громадських енергетичних спільнот [13]. Як і в попередньому випадку можна стверджувати, що CEC та REC є окремими класами мікромереж, що передбачають створення юридичної особи з кількістю учасників не менше двох [14].

Також, у п.8 ст.2 Директиви 2019/944 наведено поняття “активний користувач” (active customer), яке визначає кінцевого користувача або групу спільно діючих користувачів, що споживає або зберігає електроенергію, вироблену в своїх приміщеннях, розташованих в обмежених кордонах, або, якщо це дозволено державою-членом, в інших приміщеннях, або який продає електроенергію власного виробництва або бере участь у схемах забезпечення гнучкості або енергоефективності, за умови, що така діяльність не є його основною комерційною чи професійною діяльністю [12]. Виробництво електроенергії активним користувачем здебільшого має бути спрямовано на задоволення власних потреб. Відсутня можливість постачати електроенергію іншим користувачам, проте дозволено продавати надлишки виробленої електроенергії до загальної електромережі, що можна класифікувати, як окремий випадок microgrid.

Мала ізольована система (SIS), являє собою будь-яку систему, яка в 1996 р. споживала менше ніж 3000 ГВт-год і яка отримує менше ніж 5% річного споживання через пов'язані системи. Мала приєднана система (SCS), являє собою будь-яку систему, яка в 1996 р. споживала менше ніж 3000 ГВт-год і яка отримує більше ніж 5% річного споживання через пов'язані системи [12]. Деякі мікромережі можна віднести до SIS або SCS виходячи з їхнього річного електроспоживання та залежно від взаємозв'язків з іншими системами, проте знову ж таки це буде лише окремим випадком microgrid.

Якщо ж оцінювати загалом сучасне енергетичне законодавство ЄС у сфері microgrid, то варто звернути увагу, що окремі мікромережі можуть складатись лише з декількох домогосподарств, у той час, як інші можуть жити селище в цілому, а в законодавстві ЄС також сформульовано вимоги для мікромереж, що мають кількість приєднань понад 100 тисяч абонентів [14]. Також, у зв'язку з відсутністю регулювання microgrid виникає ще одна проблема з приводу того, хто відповідальний за мікромережу, коли microgrid працює в режимі приєднання до загальної електромережі разом з основною

енергосистемою, а хто – коли в острівному і відповідно коли настають повноваження того чи іншого учасника ринку (ОСР або оператора microgrid) [14].

Отже, певні неврегульованості у нормативно-правовому забезпеченні застосування microgrid, починаючи з визначення поняття “microgrid”, зумовлюють невизначеності у розподілі ролей у сфері управління мікромережами між учасниками ринку, їхніми функціями, правами, обов’язками тощо. Звісно, деякі мікромережі можна підвести під чинне законодавство, наприклад мікромережі, що забезпечують електропостачання промислових споживачів, але це лише окремі класи microgrid.

Сьогодні в Україні відсутня нормативно-правова база, яка б стосувалась безпосередньо класичної microgrid, що було попередньо розглянуто [15]. Як і в європейській нормативно-правовій базі, в Україні також існують певні терміни, що можна віднести до окремих класів мікромереж, а саме (рис. 3):

- мала системи розподілу, МСР (Кодекс системи розподілу, КСР) [16];
- активний споживач (Закон України «Про ринок електричної енергії») [17];
- енергетичний кооператив (Закон України «Про альтернативні джерела енергії») [18].

Під МСР розуміється система ліній, допоміжного обладнання, обладнання для трансформації та перемикачів від точки приєднання до мереж оператора системи розподілу (ОСР) або оператора системи передачі (ОСП) до точок приєднання електроустановок користувачів, розташованих на обмеженій території об’єктів та/або земельних ділянок, які є власністю оператора МСР і використовуються для розподілу електричної енергії користувачам, що відповідають вимогам, визначеним законом [16].

Пунктом 9.2. КСР [16] передбачено умови визначення МСР, серед них підпунктом 2 встановлено, що розподіл електричної енергії малими системами розподілу не здійснюється побутовим споживачам. Також КСР визначено, що користувачами малої системи розподілу є юридичні особи або фізичні особи-підприємці, які відпускають або приймають електричну енергію до/з мереж малої системи розподілу для задоволення своїх потреб.

Отже, виходячи з цієї умови поняття “мала система розподілу” є лише одним з випадків microgrid, адже класичним поняттям “microgrid” не передбачено обмежень щодо постачання електричної енергії побутовим споживачам. Такі мікромережі використовуються здебільшого індустріальними парками. Донедавна діяльність МСР провадилась без отримання ліцензії, проте, у липні 2023 року набули чинності зміни до Закону України «Про ринок електричної енергії» [17], де передбачено отримання ліцензій для операторів МСР.

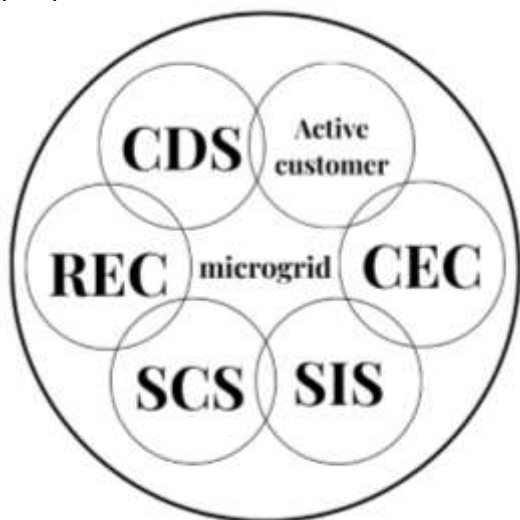


Рисунок 2 — Взаємозв’язок microgrid з визначеннями європейської законодавчої бази



Рисунок 3 — Взаємозв’язок microgrid з визначеннями української регуляторної бази

Законом України «Про ринок електричної енергії» передбачено визначення поняття “активний споживач”, зокрема, “приватне домогосподарство, енергетичний кооператив, споживач, який є замовником енергосервісу, що споживає електричну енергію та виробляє електричну енергію, та/або здійснює діяльність із зберігання енергії, та/або продає надлишки виробленої та/або збереженої електричної енергії, або бере участь у заходах з енергоефективності та управління попиту відповідно до вимог закону, за умови що ці види діяльності не є його основною господарською або професійною діяльністю” [17]. Законом передбачено, що генерувальні установки повинні забезпечувати здебільшого самого споживача, і лише надлишки виробленої електроенергії дозволено продавати. У ч.1 ст.58¹ [17] передбачено втрату статусу активного споживача у разі якщо споживач має генерувальні установки понад 1 МВт і при цьому за попередній календарний рік обсяг відпуску електричної енергії, що було вироблено генерувальними установками споживача перевищив 50% загального обсягу споживання електричної

енергії (з мережі та генерувальних установок) такого споживача [17]. Також, активний споживач має обмеження у дозволений потужності генерувальних установок під час її продажу за “зеленим” тарифом [17]:

- побутові споживачі у своїх приватних домогосподарствах – генерувальні установки, встановлена потужність яких не перевищує 50 кВт, призначені для виробництва електричної енергії з енергії сонячного випромінювання та/або енергії вітру та її продажу за “зеленим” тарифом відповідно до статті 9¹ Закону України «Про альтернативні джерела енергії» [18];

- інші споживачі, зокрема енергетичні кооперативи, – генерувальні установки, встановлена потужність яких не перевищує 150 кВт, призначені для виробництва електричної енергії з енергії сонячного випромінювання та/або енергії вітру, з біомаси, біогазу, гідроенергії, геотермальної енергії та її продажу за “зеленим” тарифом відповідно до статті 9¹ Закону України «Про альтернативні джерела енергії» [18];

- приватні домогосподарства – генерувальні установки, приєднані до електроустановок, призначених для споживання електричної енергії напряму або через мережі такого споживача, за умови що встановлена потужність генерувальних установок не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії, але не більше 30 кВт, та продажу виробленої, але не спожитої електричної енергії за механізмом самовиробництва відповідно до статті 9⁶ Закону України «Про альтернативні джерела енергії» [18];

- малі непобутові споживачі – генерувальні електроустановки, що приєднані до електроустановок, призначених для споживання електричної енергії напряму або через мережі такого споживача, за умови що встановлена потужність таких електроустановок не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії, але не більше 50 кВт, та продажу виробленої, але не спожитої електричної енергії за механізмом самовиробництва відповідно до статті 9⁶ Закону України «Про альтернативні джерела енергії» [18];

- непобутові споживачі – генерувальні електроустановки, приєднані до електроустановок, призначених для споживання електричної енергії напряму або через мережі такого споживача, за умови що встановлена потужність таких електроустановок не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії та продажу виробленої, але не спожитої електричної енергії за механізмом самовиробництва до статті 9⁶ Закону України «Про альтернативні джерела енергії» [18].

Отже, поняття “активний споживач” є одним з випадків microgrid, що передбачає виробництво електроенергії лише для власного споживання (дозволено продаж лише надлишків), можливість встановлення генерувальних установок для побутових та малих непобутових споживачів з суттєвими обмеженнями за потужністю.

Варто також дослідити законодавство про енергетичні кооперативи, що мають спільні риси із громадськими енергетичними спільнотами (CECs) у Європі. Законом України «Про альтернативні джерела енергії» передбачено визначення енергетичного кооперативу, що є юридичною особою, яка створена відповідно до Закону України «Про кооперацію» [20] або Закону України «Про споживчу кооперацію» [21] для здійснення господарської діяльності з виробництва, заготівлі або транспортування паливно-енергетичних ресурсів та зберігання енергії, для надання інших послуг з метою задоволення потреб його членів або територіальної громади, а також з метою отримання прибутку відповідно до законодавства (рис. 4) [18].

Відповідно до ст.6 Закону України «Про кооперацію» кооперативи поділяються на три типи: виробничий, обслуговуючий та споживчий. У ст.23 цього ж закону зазначено, що лише виробничий кооператив утворюється з метою отримання прибутку, а інші кооперативи надають послуги своїм членам не маючи на меті отримання прибутку. Оскільки активний споживач здійснює продаж надлишків виробленої електричної енергії, а отже отримує прибуток, то за характером діяльності енергетичний кооператив слід віднести до виробничих кооперативів. Законом передбачено визначення виробничого кооперативу, що являє собою кооператив, який утворюється шляхом об’єднання фізичних осіб для спільної виробничої або іншої господарської діяльності на засадах їхньої обов’язкової трудової участі з метою одержання прибутку [20]. Відповідно до визначення “активного споживача” енергетичний кооператив є одним із можливих випадків такого споживача, а отже – одним із випадків microgrid, у якому передбачена трудова участь всіх його членів. Якщо метою такого кооперативу буде отримання прибутку і він буде утворений відповідно до Закону України «Про кооперацію», то його засновниками можуть бути виключно фізичні особи. Розглянемо можливість функціонування енергетичних кооперативів відповідно до Закону України «Про споживчу кооперацію» [21]. Відповідно до цього закону споживча кооперація в Україні визначається, як “добровільне об’єднання громадян для спільного ведення господарської діяльності з метою поліпшення свого економічного та соціального стану. Вона здійснює торговельну, заготівельну, виробничу та іншу діяльність, не заборонену чинним законодавством України, сприяє соціальному і культурному розвитку села, народних промислів і ремесел, бере участь у міжнародному кооперативному

русі”. У ст.3 вказано, що кооперація незалежна у своїй діяльності від органів державної влади, політичних партій та громадських організацій. Статтею 6 визначено членство у споживчому товаристві, яке може бути індивідуальним (громадяни, які досягли 16-річного віку) та колективним (фермерські господарства, колективні сільськогосподарські підприємства, господарські товариства, кооперативні, державні та інші підприємства, що поділяють його цілі та інтереси) [21]. Отже, враховуючи це можна стверджувати, що при утворенні енергетичного кооперативу відповідно до Закону України «Про споживчу кооперацію» учасниками можуть бути як фізичні, так і юридичні особи, зокрема ті, що мають державну форму власності, але учасниками не можуть бути державні органи та органи місцевого самоврядування.

Що стосується місцевих органів влади, то ситуація з точки зору законодавства є неоднозначною. З одного боку не всі місцеві органи влади є державними, наприклад органи місцевого самоврядування (сільська, селищна, міська, районна в місті, районна, обласна ради). До державних органів влади слід віднести обласні державні адміністрації, Київську міську державну адміністрацію. Отже, можна було б припустити, що саме органи місцевого самоврядування могли б бути учасниками таких кооперативів. До того ж ч.3 ст. 169 Цивільного кодексу України передбачено, що «територіальні громади можуть створювати юридичні особи приватного права (підприємницькі товариства тощо), брати участь в їх діяльності на загальних підставах, якщо інше не встановлено законом» [22]. Проте, з іншого боку ч.4 ст.43 Господарського кодексу України (ГК України) передбачено, що «здійснення підприємницької діяльності забороняється органам державної влади та органам місцевого самоврядування» [23]. Враховуючи це можна припустити, що засновником/учасником енергетичного кооперативу органи місцевого самоврядування можуть бути лише, якщо такий кооператив не має на меті отримання прибутку. Одним можливих варіантів участі місцевого самоврядування в енергетичних кооперативах є створення або вибір наявного комунального підприємства, яке і стане учасником енергетичного кооперативу. У такому випадку орган, до сфери управління якого відноситься комунальне підприємство, і буде представляти інтереси власника і виконувати його функції, що передбачені законодавством (ч.2 ст.78 ГК України).

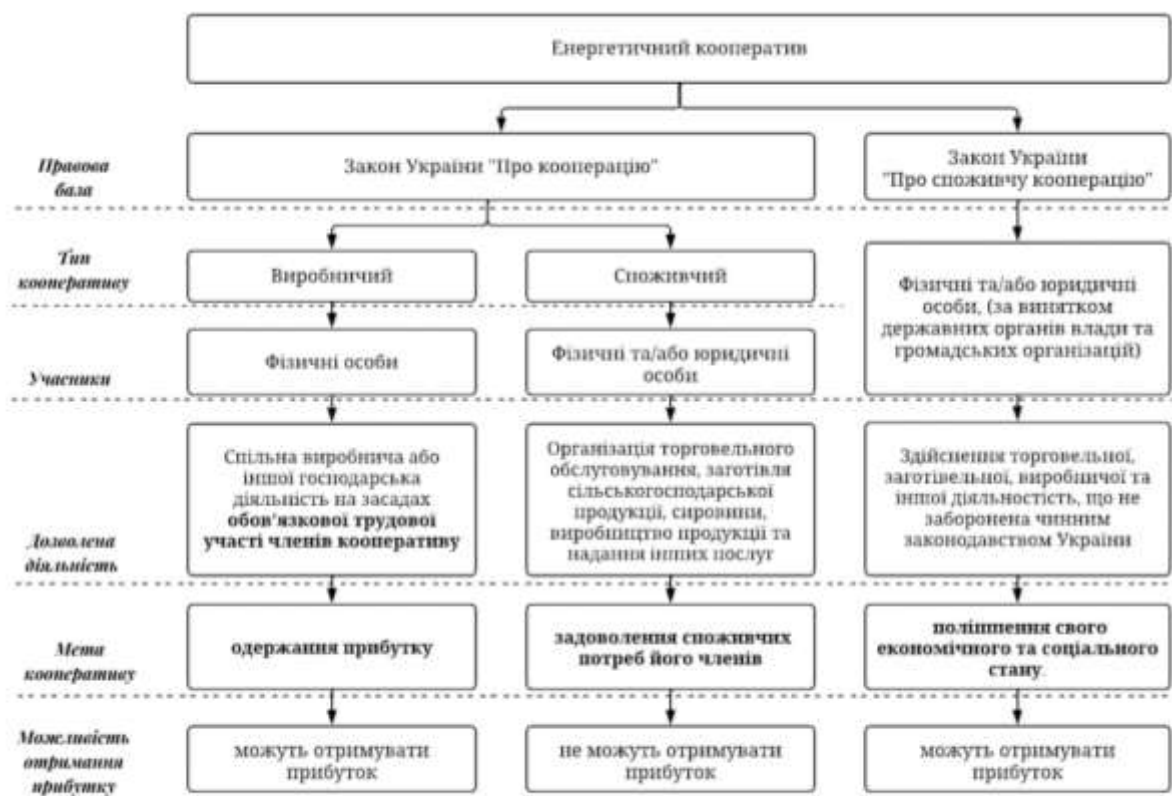


Рисунок 4 — Законодавчі засади створення енергетичних кооперативів та основні вимоги до них

Варто зазначити, що перший енергетичний кооператив у м. Славутич заснований відповідно до Закону України «Про споживчу кооперацію» [21] (СТ «Сонячне місто»). Власником паю в цьому енергетичному кооперативі є комунальне підприємство «Агенція регіонального розвитку», що дозволяє місту контролювати діяльність кооперативу з середини.

Підсумовуючи можна стверджувати, що сьогодні немає узгодженого визначення microgrid в українському нормативно-правовому полі, проте передбачено окремі випадки мікромереж як то МСР, енергетичний кооператив, активний споживач. Втім, діяльність таких мікромереж не є чітко регламентованою. Діяльність окремих видів мереж, які можна б було віднести до microgrid, а також учасників таких мікромереж регулюється низкою нормативно-правових актів. Окрім цього, сьогодні немає розуміння щодо моделі управління такими мікромережами, де було б визначено чіткі ролі, права та обмеження для кожного з учасників, що працюють з microgrid, уникаючи при цьому конфлікту інтересів. Результати порівняння європейської та української нормативно-правової бази із забезпечення функціонування мікромереж наведено в табл. 1:

За результатами порівняльного аналізу, наведеними в табл. 1, “закрита система розподілу” (CDS) та “мала система розподілу” (МСР) є аналогічними поняттями як у європейському, так і в українському законодавстві. Що стосується термінів “громадська енергетична спільнота” (СЕС) та “енергетичний кооператив”, то в Україні такі організації створюються, зокрема, з метою отримання прибутку, а в ЄС головною метою є отримання екологічних, економічних або соціальних суспільних благ для учасників та/або акціонерів і територіальних громад, а не отримання фінансового прибутку [12]. Як і в ЄС, в Україні такі організації належать до активних користувачів/споживачів внаслідок внесення змін 30.06.2023 р. до Закону України «Про ринок електричної енергії» [17]. Загалом, в обох законодавчих базах немає чітко визначеного поняття microgrid, що стримує їхній розвиток та породжує невизначеності під час функціонування наявних мікромереж. Що стосується розглянутих випадків microgrid як у європейському законодавстві, так і в українському існують рівнозначні визначення, що є природним на шляху прагнення України до євроінтеграції. Проте, інколи процес імплементації європейських нормативно-правових актів затягується, і до того ж в Україні вони набувають певних національних особливостей, що не завжди є раціональним.

Таблиця 1 — Порівняння європейської та української нормативно-правової бази із забезпечення функціонування мікромереж

№ з/п	Визначення		Спільні риси	Відмінність
	ЄС	Україна		
1	Закрита система розподілу (CDS)	Мала система розподілу (МСР)	<ul style="list-style-type: none"> - є системою розподілу; - відсутність постачання електроенергії побутовим споживачам; - територіальна обмеженість 	В Україні передбачена можливість роботи в острівному режимі
2	Активний користувач	Активний споживач	<ul style="list-style-type: none"> - споживання і виробництво електричної енергії; - першочергове задоволення власних потреб в електричній енергії, а потім можливий продаж надлишків; - можливість накопичення електричної енергії - можлива участь у заходах з енергоефективності та управління попитом 	В Україні активним споживачем в т. ч. є і замовник енергосервісу (як до, так і після переходу до нього права власності на майно, утворене (встановлене) за енергосервісним договором
3	Громадська енергетична спільнота (СЕС)	Енергетичний кооператив	<ul style="list-style-type: none"> - юридична особа; - добровільне об'єднання; - учасниками можуть бути як фізичні, так і юридичні особи 	Учасниками кооперативу можуть бути фізичні та юридичні особи, але не державні органи влади. У ЄС головною метою є отримання економічних, екологічних та соціальних благ членам спільноти, а не отримання фінансового прибутку. Членами можуть бути і органи місцевого самоврядування

Задля продуктивного застосування microgrids вкрай важливим є підвищення ефективності бізнес-моделей управління мікромережами. У науковій літературі виділяють три бізнес-моделі управління

microgrid, а саме (рис. 5): модель монополії оператора системи розподілу (Distribution System Operator Monopoly Model, DSOMM), консорціум просюмерів (Prosumer Consortium, PC) та модель вільного ринку (Free Market Model, FMM) [24]. Як зазначає дослідник Джеймі Берент, ці моделі використовуються багатьма науковцями для класифікації мікромереж за формою власності та операційною структурою.

Перша модель — DSOMM передбачає, що мікромережа належить ОСП та управляється ним або ОСП призначає юридичну особу, що пов'язана (або є дочірньою) до ОСП. Такі мікромережі здебільшого будуються у віддалених районах або на островах, де під'єднання до загальної мережі є економічно не виправданим з точки зору витрат на будівництво системи розподілу до таких споживачів.

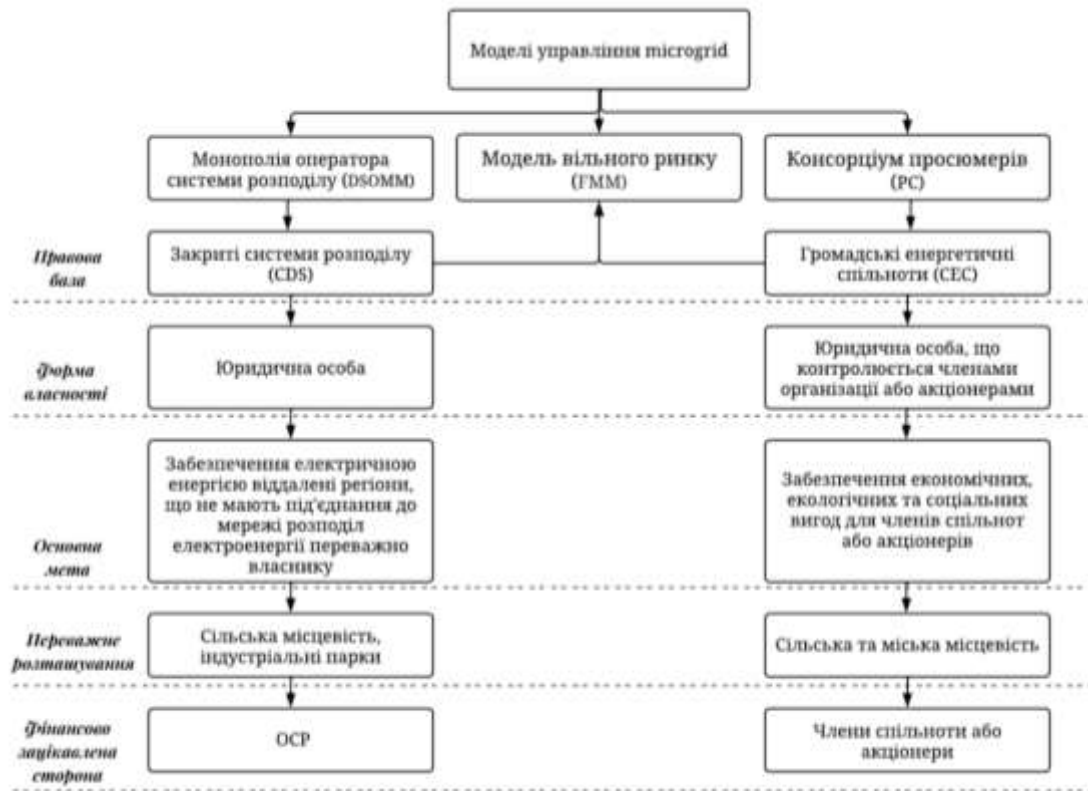


Рисунок 5 — Основні положення сучасної європейської нормативно-правової бази щодо моделей управління microgrid

Друга модель — PC керується споживачем або групою споживачів, що споживають та виробляють електричну енергію. Оператор такої системи є частиною юридичної особи, що утворена для керування мікромережею. Метою створення такої мікромережі зазвичай є підвищення енергонезалежності споживачів, зменшення витрат на оплату електроенергії, проте, інколи доцільним є також продаж виробленої електроенергії до загальної електромережі у період високого попиту та, відповідно, вищих цін з метою отримання прибутку.

Третя група — FMM може належати та керуватись будь-якою із заінтересованих сторін, наприклад ОСП, місцевими органами влади, постачальником електроенергії або споживачем. На сьогодні ця модель є найменш дослідженою, зокрема через її не поширеність. Наприклад, у ЄС немає мікромереж, що управлялись за допомогою цієї моделі, оскільки законодавством не передбачено можливість переходу юридичної відповідальності за роботу мікромережі від однієї сторони до іншої в залежності від того в чіх інтересах microgrid працює в конкретний час [14; 24]. Вона є альтернативною DSOMM та PC, де власники можуть залучати до управління мікромережею одного з учасників ринку [24].

Оскільки, як вже зазначалося, у європейському законодавстві сьогодні немає згадки про мікромережі та управління ними, Джеймі Берент пропонує регулювати адміністративне управління мікромережами відповідно до моделей DSOMM виходячи з вимог до CDSs, а PC — відповідно до вимог і правил функціонування громадських енергетичних спільнот (CECs). Що стосується FMM, така концепція може регулюватись DSOMM або PC виходячи з того, хто є власником microgrid. [24].

Попередньо дослідивши поняття закритої системи розподілу та її особливостей можемо припустити, що використання моделі DSOMM можливе на основі нормативної бази, що створена для CDS. Проте, можна виділити дві законодавчі прогалини, якими будуть обмежуватись такі мікромережі.

По-перше, CDS в сучасному європейському законодавстві не може працювати ізольовано. По-друге, електроенергія з CDS не може постачатись побутовим споживачам. В інших випадках, використання законодавчої бази щодо CDS можливе в контексті управління microgrid за моделлю DSOMM. У разі ухвалення рішення про управління мікромережею за моделлю DSOMM на основі CDS після проходження всіх офіційних процедур з під'єднання, що передбачені чинним законодавством конкретної країни, оператор мікромереж буде кваліфікуватись, як оператор системи розподілу, а отже повинен дотримуватись усіх регуляторних вимог, що передбачені до таких учасників ринку електричної енергії. Законодавством ЄС передбачено, що OCP не може виробляти та продавати електроенергію. Проте існує виключення у ч.4 ст.35 Директиви ЄС 2019/944 [12], згідно з яким OCP, що мають менше ніж 100 000 споживачів звільняються від юридичного та функціонального відокремлення діяльності з розподілу електричної енергії від інших видів діяльності. Крім цього, ст.38 Директиви ЄС 2019/944 [12] передбачено, що держави члени ЄС можуть дозволити таким операторам системи розподілу не закуповувати послуги гнучкості та не подавати плани розвитку їхньої мережі до національного регулятора, володіти, розвивати, управляти та експлуатувати зарядні пункти для електромобілів та установки для накопичення/зберігання енергії.

Друга модель управління мікромережами — консорціум просюмерів (PC) може бути розвинена на основі чинної законодавчої бази щодо громадських енергетичних спільнот (CECs). Варто зауважити, що CECs можуть бути віртуальними, тобто їхні учасники можуть бути географічно розподіленими [24], з чого витікає, що у разі, якщо генерувальні потужності таких учасників є територіально віддаленими і вони не можуть об'єднуватись в єдину мікросистему, то не всі громадські енергетичні спільноти можна буде віднести до мікромереж. Різниця між PC та CECs полягає у тому, що для перших передбачено функціонування в острівному режимі. Регулювання діяльності CECs передбачено тією ж Директивою ЄС 2019/944. У ч.2 ст.16 Директиви ЄС 2019/944 [12] передбачено можливість держав членів ЄС формувати сприятливу нормативно-правову базу для таких користувачів, зокрема CEC може володіти, створювати, орендувати, управляти частиною власних мереж розподілу. CEC може набути право на статус OCP або CDS. Отже, навіть якщо мікромережа класифікується як CEC, вона повинна призначити оператора, який буде дотримуватись вимог OCP або CDS.

Директивою ЄС 2019/944 [12] передбачено, що кожна сторона має права та обов'язки відповідно до ролі, яку вона виконує (споживач, виробник, постачальник, тощо). Користувачі мікромережі PC можуть одночасно підпадати під декілька ролей. Якщо споживачі виробляють, споживають або зберігають власне вироблену електроенергію в межах своїх електроустановок з урахування визначених законодавчо обмежень, таких споживачів можна класифікувати, як активних користувачів, а отже вони можуть делегувати свої обов'язки третім сторонам. Делегована сторона може бути оператором системи розподілу, а члени CEC візьмуть на себе роль споживачів та виробників і будуть виконувати свої зобов'язання, як активні користувачі. Проте, як зазначає Джеймі Берент [24] учасники мікромережі можуть мати різні інтереси в конкретний період часу і при цьому їх не можна обмежувати, наприклад, у виборі електропостачальників. Але, якщо при зміні електропостачальника будуть страждати інші учасники спільноти через обмеженість потужності або вони повинні будуть понести додаткові витрати на функціонування мікромережі, це може призвести до нежиттєздатності такої мікромережі. Щоб уникнути цього необхідно ще на початкових етапах утворення спільноти передбачити це, збалансувати інтереси будь якої сторони та передбачити це у контрактах [24].

Третя модель управління мікромережами — модель вільного ринку (FMM). За такої моделі право власності може належати OCP, територіальній громаді, постачальнику електроенергії або споживачам. У такому випадку доцільно розглядати управління за цією моделлю виходячи з того, хто є власником цієї мікромережі. Якщо оператор системи розподілу керує частиною загальної мережі і залучений до управління мікромережею, то у такому випадку доцільно розглядати управління такою microgrid з боку CDS. Якщо ж OCP не є власником такої мікромережі, то доцільно розглядати законодавчу базу з погляду CEC. З юридичної точки зору ця модель може керуватись як CDS, так і CEC [24].

Як і в європейському законодавстві, в Україні є свої рівнозначні поняття до CDS та CEC, а саме “мала система розподілу” та “енергетичний кооператив”. Розглянемо можливість використання моделей управління мікромережами на основі правової бази, що розроблена для MCP та енергетичних кооперативів (рис. 6).

MCP фактично є аналогічною до CDS з точки зору законодавства. Що стосується вимог до MCP, то також передбачено відсутність можливості постачати електричну енергію побутовим споживачам. Крім того, висувається низка вимог у п. 9.2 КСР [16], що мають виконуватись для того, щоб таку електричну мережу можна було класифікувати, як малу систему розподілу. Зокрема, електричні мережі повинні бути розташовані на території об'єктів та/або земельних ділянок, на яких розташовані електроустановки користувачів MCP (крім ліній приєднання MCP до OCP або OCP, що можуть розташовуватись поза їхніми межами). Це суттєво обмежує під'єднання додаткових споживачів, що не мають спільних меж земельної ділянки. У п.9.4.1 КСР [16] передбачено, що MCP повинна провадити свою діяльність з дотриманням

вимог законодавства, що регулює функціонування ринку електричної енергії та діяльність ОСР, враховуючи особливості, що визначені для оператора малої системи розподілу (ОМСР).

Пунктом 9.4.3 [16] передбачено, що ОМСР може виконувати функції постачальника електричної енергії своїм користувачам за умови отримання ліцензії, а також функції постачальника послуг комерційного обліку. Законом України «Про ринок електричної енергії» у п.11 ст.47 передбачено таке: якщо ОСР має менше 100 тисяч приєднаних споживачів, а його середньомісячний обсяг розподілу електричної енергії не перевищує 20 млн. кВт-год, то Регулятор (Національна комісія, що здійснює регулювання у сфері електроенергетики та комунальних послуг, НКРЕКП) може прийняти рішення про звільнення вимоги щодо недопустимості ОСР здійснювати діяльність з виробництва та/або передачі, та/або постачання електричної енергії [17]. На відміну від європейського законодавства, в Україні дозволено ОСР працювати в ізолюваному режимі після ухвалення змін до КСР [16] у грудні 2023 р. Отже, використання правової бази МСР під час управління мікромережею за моделлю DSOMM є можливим, проте існують певні обмеження, зокрема, що стосуються постачання електроенергії побутовим споживачам, а також розміщення розподільних мереж виключно на території/об'єктах споживачів.

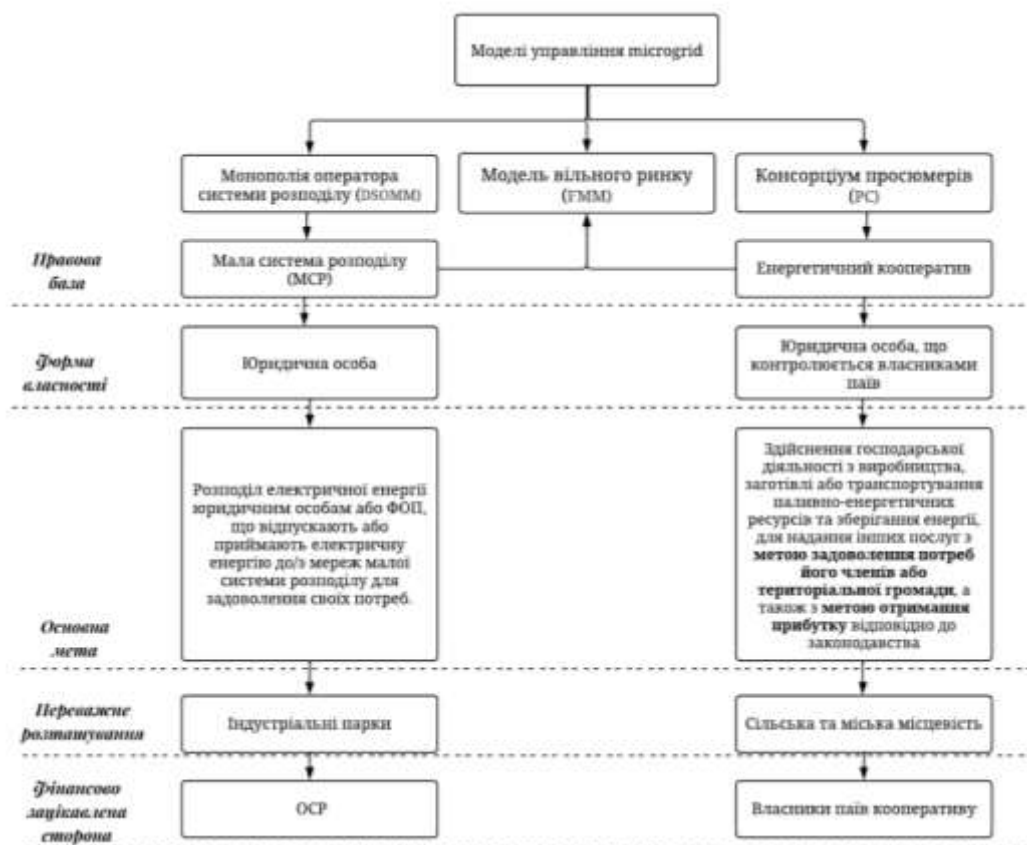


Рисунок 6 — Основні положення української нормативно-правової бази щодо моделей управління microgrid. Створено з використанням ресурсів [16, 18, 20, 21].

Другу модель управління мікромережами (PC) пропонується розглядати в рамках національної законодавчої бази про енергетичні кооперативи [18, 20, 21]. Законодавством передбачено, що енергетичні кооперативи утворюються з метою отримання прибутку. Враховуючи особливості утворення кооперативів, а саме, якщо кооператив буде утворено відповідно до Закону України «Про кооперацію» і при цьому передбачається отримання прибутку, то лише фізичні особи можуть бути засновниками. Такий енергетичний кооператив “утворюється шляхом об’єднання фізичних осіб для спільної виробничої або іншої господарської діяльності на засадах їхньої обов’язкової трудової участі з метою одержання прибутку” [20]. Якщо ж кооператив буде просто виробляти електроенергію та розподіляти її між своїми членами не маючи на меті отримання прибутку, то такий кооператив буде споживчим і його можуть утворювати як фізичні, так і юридичні особи. Інший варіант створення енергетичного кооперативу передбачений Законом України «Про споживчу кооперацію» [21]. Учасниками такого кооперативу можуть бути, як фізичні, так і юридичні особи за виключенням державних органів влади і органів місцевого самоврядування. Це є однією з перелон на шляху до використання такої моделі в рамках українського

законодавства, адже немає можливості, наприклад органам державної влади інвестувати кошти та брати активну участь у розвитку мікромереж.

Хоча поняття “енергетичний кооператив” було введено в нормативно-правове поле ще у 2019 році, у законодавчій базі воно зустрічається досить рідко. Через це немає чіткого розуміння, за якими правилами такий кооператив має працювати. Крім того, положення ч.2 ст.58¹ Закону України «Про ринок електричної енергії» [17] передбачає, що енергетичні кооперативи можуть встановлювати генерувальні потужності до 150 кВт, що є недостатнім. Побутові споживачі у приватних домогосподарствах можуть встановлювати генерувальні потужності до 50 кВт (на умовах продажу електроенергії за “зеленим” тарифом). Через такі обмеження та обмежену нормативно-правову базу щодо енергетичних кооперативів існують суттєві перешкоди на шляху їхнього розвитку.

У експертному фокус-груповому дослідженні проведеному у 2023 році Socio Inform «Фінансові, технічні та законодавчі аспекти створення енергетичних спільнот в Україні» було розглянуто культурні, інформаційні, економічні та регуляторні бар’єри створення енергетичних спільнот в Україні [25]. Відповідно до мети нашого дослідження доцільним буде зупинитись на таких бар’єрах, як невивідні умови встановлення ВДЕ для ОСББ, неврегульованість багатьох питань, що стосуються діяльності таких кооперативів, відсутність альтернативи продажу електроенергії, відсутність прозорості ОСР. З приводу першого бар’єру, то сьогодні ОСББ є некомерційними організаціями, отже прибутку від продажу залишків виробленої електроенергії вони отримувати не можуть, єдина можлива мета – це економія коштів на закупівлю електричної енергії з загальної електромережі. Також, сьогодні відмічається досить складні процедури на виділення коштів на обслуговування установок ВДЕ, а також на списання застарілого обладнання. Експерти зазначають, що існуючі кооперативи ще на етапі формування дозвільної документації мали суттєві проблеми з ОСР, зокрема, відмічалось висування умов з боку ОСР, які фактично неможливо виконати [25].

Отже, питання функціонування енергетичних кооперативів сьогодні в українському законодавстві передбачено у досить обмеженому вигляді. Звісно, наявні положення можуть слугувати певною базою для розгортання на їхній основі моделі управління РС, проте законодавча база потребує доопрацювання.

Що стосується моделі FMM, то з огляду на схожість європейської нормативно-правової бази з українською її функціонування також доцільно розглядати, як один з варіантів або МСР або енергетичного кооперативу. Залежно від того, хто є власником такої мікромережі, вибирається ключовий напрям і подальше функціонування такої моделі. Відсутність її реального втілення не лише на українському ринку, а й на європейському свідчить про її низьку популярність перш за все через жорстке регулювання енергетичного ринку.

Виходячи з проведеного дослідження слід зазначити, що чинна українська нормативно-правова база регламентує діяльність трьох класів мікромереж (МСР, енергетичний кооператив, активний споживач), проте це не є всіма можливими випадками microgrid, що стримує їхній розвиток. Наявне законодавства щодо цих класів може слугувати правовою базою для функціонування моделей управління мікромережами (DSOMM, РС, FMM). Проте існують такі прогалини, як:

- електричні мережі МСР має бути розташовано на території об’єктів та/або земельних ділянок, на яких розташовано електроустановки користувачів МСР;
- учасниками енергетичного кооперативу не можуть бути органи місцевого самоврядування (у разі передбачення отримання кооперативом прибутку) та органи державної влади;
- суттєві обмеження генерувальних потужностей для енергетичних кооперативів;
- складнощі у приєднанні через слабе регулювання ОСР, тощо.

Отже, враховуючи вищесказане, виникає необхідність подальших досліджень, що полягають у виокремленні інших можливих випадків мікромереж, їхнього законодавчого регулювання, а також вдосконалення української нормативно-правової бази щодо випадків microgrid на основі яких можна розглядати функціонування моделей управління мікромережами.

Висновки.

Перспектива розбудови ОЕС України полягає в імплементації концепції активних мереж розподілу, що об’єднують збалансовані microgrids (мікромережі), зокрема, на базі ВДЕ. Разом з тим, продуктивне застосування мікромереж має базуватися на усталеній термінології і класифікації microgrids та вимагає належного нормативно-правового забезпечення. Проведені дослідження доводять, що чинна законодавча та регуляторна база містить численні прогалини, зокрема, щодо визначення поняття “microgrid”, і не охоплює усіх класів мікромереж та моделей управління ними, що стримує їхній розвиток в Україні. З іншого боку, чинні законодавчі та регуляторні обмеження щодо створення та застосування мікромереж часто-густо не враховуються або не повною мірою враховуються в наукових дослідженнях таких структур. Це вимагає проведення подальших досліджень з метою вдосконалення нормативно-правового забезпечення застосування і розвитку мікромереж в Україні на основі їхньої усталеної класифікації та передових моделей управління.

Список використаної літератури

1. Smart Grid Coordination Group. Smart Grid Reference Architecture; CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group: Brussels, Belgium, 2012. URL: https://www.cenelec.eu/media/CEN-CENELEC/AreasOfWork/CEN-CENELEC_Topics/Smart%20Grids%20and%20Meters/Smart%20Grids/reference_architecture_smartgrids.pdf (дата звернення: 23.04.2024).
2. S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley (2009) Microgrids and Active Distribution Networks. URL: <http://www.farzadrazavi.com/files/Courses/microgrid/902/bookiee.pdf> (дата звернення: 23.04.2024).
3. DOE Microgrid Workshop Report by Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, Smart Grid R&D Program // Energy.gov. URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/Microgrid%20Workshop%20Report%20August%202011.pdf> (дата звернення: 23.04.2024)
4. Nikos Hatziargyriou, Microgrids: Architectures and Control, (Editor), ISBN: 978-1-118-72068-4, Mar 2014, Wiley-IEEE Press. URL: https://web.nit.ac.ir/~shahabi.m/M.Sc%20and%20PhD%20materials/DGs%20and%20MicroGrids%20Course/Books/Microgrids-Architectures%20and%20Control%20by%20Nikos%20Hatziargyriou/Microgrids_%20Architectures%20and%20Control-Wiley-IEEE%20Press%202014_by%20Nikos%20Hatziargyriou.pdf (дата звернення: 23.04.2024)
5. Red Hook Community MicroGrid // Nyc.gov. URL: <https://www.nyc.gov/site/brooklynbc6/about/special-projects/red-hook-community-microgrid.page> (дата звернення: 23.04.2024)
6. Mauger, R., & Roggenkamp, M. (2021). Deliverable D7.3 – Developing Microgrids in the EU: A deliverable for the SMILE (Smart Island Energy Systems) H2020 project. URL: https://h2020smile.eu/wp-content/uploads/2021/12/D7.3_SMILE_final_rev0.pdf (дата звернення: 01.05.2024)
7. International Electrotechnical Vocabulary by International Electrotechnical Commission, IEC ref 617-04-22 // Electropedia. URL: <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-22> (дата звернення: 23.04.2024)
8. Siad, Sabah. DC MicroGrids Control for renewable energy integration, 2019. URL: <https://hal.science/tel-02173724/> (дата звернення: 23.04.2024)
9. N. Y. STATE ENERGY RES. & DEV. AUTH., Microgrids: an assessment of the value, opportunities and barriers to development in New York state a-32 (2010). URL: https://www.academia.edu/2587581/Microgrids_An_Assessment_of_the_Value_Opportunities_and_Barriers_to_Deployment_in_New_York_State (дата звернення: 01.05.2024)
10. Microgrids Map of the EU // Microgrids-research: веб-сайт. URL: <https://www.microgrids-research.eu/mapping-microgrids> (дата звернення: 01.05.2024)
11. Flaticon // Flaticon. URL: <https://www.flaticon.com/ru/> (дата звернення: 02.05.2024)
12. Про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та внесення змін до Директиви 2012/27/ЄС: Директива Європейського парламенту і Ради (ЄС) 2019/944 від 05 черв. 2019 р. URL: <https://energysecurityua.org/ua/briify/dyrektyva-yes-2019-944-yeuropeyskoho-parlamentu-i-rady-vid-05-cherwnia-2019-roku/> (дата звернення: 25.04.2024)
13. Про стимулювання використання енергії з відновлюваних джерел: Директива Європейського парламенту і Ради (ЄС) 2018/2001 від 11 груд. 2018 р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/55-GOEEI/direktiva-evropeyskogo-parlamentu-i-radi-es-2018-2001.pdf> (дата звернення: 25.04.2024)
14. Behrendt, J. (2021). Small Systems: Big Impacts - Examining the Concept of Microgrids from an EU Law Perspective. European Energy and Environmental Law Review, 30(3), 74-84. URL: <https://pure.rug.nl/ws/portalfiles/portal/196492283/EELR2021008.pdf> (дата звернення: 25.04.2024)
15. Через великі борги в енергетиці інвестори не придуть в галузь для будівництва нових потужностей – експерт // Glavcom. URL: <https://glavcom.ua/economics/finances/cherez-veliki-borhi-v-enerhetitsi-investori-ne-prijdut-v-haluz-dlja-budivnitstva-novikh-potuzhnostej-ekspert-984576.html> (дата звернення: 24.04.2024)
16. Про затвердження Кодексу системи розподілу: Постанова НКРЕКП № 310 від 14.03.2018. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text> (дата звернення: 24.04.2024)
17. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13 квіт. 2017 р. № 2019. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (дата звернення: 24.04.2024)
18. Про альтернативні джерела енергії: Закон України від 20 лют. 2002 р. № 555. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text> (дата звернення: 24.04.2024)
19. НКРЕКП ліцензуватиме діяльність малих систем розподілу електрики // Ukrinform. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3769767-nkrekp-licenzuvatime-dialnist-malih-sistem-rozpodilu-elektriki.html> (дата звернення: 24.04.2024)

20. Про кооперацію: Закон України від 10 лип. 2003 №1087. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1087-15#Text> (дата звернення: 03.05.2024)
21. Про споживчу кооперацію: Закон України від 10 квіт. 1992 №2265. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2265-12#Text> (дата звернення: 03.05.2024)
22. Цивільний кодекс України : Закон України від 16.01.2003 р. № 435-IV : станом на 27 квіт. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/435-15> (дата звернення: 19.05.2024)
23. Господарський кодекс України : Закон України від 16.01.2003 р. № 436-IV : станом на 08 бер. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/436-15> (дата звернення: 19.05.2024)
24. Behrendt, J. (2023). Microgrids and EU law: Three Microgrid models to solve one regulatory puzzle, *Energy Policy*, Elsevier, vol. 177(C). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142152300068X> (дата звернення: 03.05.2024)
25. Експертне фокус-групове дослідження Socio Inform, Фінансові, технічні та законодавчі аспекти створення енергетичних спільнот в Україні. URL: https://citizenenergy.com.ua/sites/default/files/2023-11/zvit_energetichni-spilnoti_11_23.docx.pdf (дата звернення: 04.05.2024)

O. Kotsar¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-7958-2335

Ye. Kasianenko¹, master student, ORCID 0009-0008-6704-6616

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

ANALYSIS OF MICROGRID MANAGEMENT MODELS IN THE NATIONAL LEGISLATIVE AND REGULATORY SPACE

The article examines the concept of "microgrid", microgrid models and microgrid classification. According to the results of the elaboration of the regulatory legal acts of EU and Ukraine, definitions and classification features of microgrid are proposed, which allow to identify individual models of microgrids. According to the results of the analysis, gaps in the legislation that restrain the development of microgrids have been identified. References 25. Figures 6.

Key words: microgrid, microgrid models, microgrid management models, active consumer, prosumer, energy cooperative, MCP, CDS, CEC, DSOMM, PC, FMM.

References

1. Smart Grid Coordination Group. Smart Grid Reference Architecture; CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group: Brussels, Belgium, 2012. URL: https://www.cenelec.eu/media/CEN-CENELEC/AreasOfWork/CEN-CENELEC_Topics/Smart%20Grids%20and%20Meters/Smart%20Grids/reference_architecture_smartgrids.pdf (accessed at 23.04.2024).
2. S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley (2009) Microgrids and Active Distribution Networks. URL: <http://www.faradzazavi.com/files/Courses/microgrid/902/bookiee.pdf> (accessed at 23.04.2024).
3. DOE Microgrid Workshop Report by Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, Smart Grid R&D Program // Energy.gov. URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/Microgrid%20Workshop%20Report%20August%202011.pdf> (accessed at 04.23.2024)
4. Nikos Hatziargyriou, Microgrids: Architectures and Control, (Editor), ISBN: 978-1-118-72068-4, Mar 2014, Wiley-IEEE Press. URL: https://web.nit.ac.ir/~shahabi.m/M.Sc%20and%20PhD%20materials/DGs%20and%20MicroGrids%20Course/Books/Microgrids-Architectures%20and%20Control%20by%20Nikos%20Hatziargyriou/Microgrids_%20Architectures%20and%20Control-Wiley-IEEE%20Press%202014_by%20Nikos%20Hatziargyriou.pdf (accessed at 04.23.2024)
5. Red Hook Community MicroGrid // Nyc.gov. URL: <https://www.nyc.gov/site/brooklynbc6/about/special-projects/red-hook-community-microgrid.page> (accessed at 04.23.2024)
6. Mauger, R., & Roggenkamp, M. (2021). Deliverable D7.3 – Developing Microgrids in the EU: A deliverable for the SMILE (Smart Island Energy Systems) H2020 project. URL: https://h2020smile.eu/wp-content/uploads/2021/12/D7.3_SMILE_final_rev0.pdf (accessed at 05.01.2024)
7. International Electrotechnical Vocabulary by International Electrotechnical Commission, IEV ref 617-04-22 // Electropedia. URL: <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-22> (accessed at 04.23.2024)

- 8.Siad, Sabah. DC MicroGrids Control for renewable energy integration, 2019. URL: <https://hal.science/tel-02173724/> (accessed at 04.23.2024)
- 9.N.Y. STATE ENERGY RES. & DEV. AUTH., Microgrids: an assessment of the value, opportunities and barriers to development in New York state a-32 (2010). URL: https://www.academia.edu/2587581/Microgrids_An_Assessment_of_the_Value_Opportunities_and_Barriers_to_Deployment_in_New_York_State (accessed at 05.01.2024)
- 10.Microgrids Map of the EU // Microgrids-research: website. URL: <https://www.microgrids-research.eu/mapping-microgrids> (accessed at 05.01.2024)
- 11.Flaticon // Flaticon. URL: <https://www.flaticon.com/ru/> (accessed at 05.02.2024)
- 12.On common rules of the internal electricity market and amendments to Directive 2012/27/EU: Directive of the European Parliament and of the Council (EU) 2019/944 of June 5. 2019 URL: <https://energysecurityua.org/ua/brify/dyrektyva-yes-2019-944-yevropeykoho-parlamentu-i-rady-vid-05-chervnia-2019-roku/> (accessed at 04.25.2024)
- 13.On encouraging the use of energy from renewable sources: Directive of the European Parliament and the Council (EC) 2018/2001 of December 11. 2018 URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/55-GOEEI/direktiva-evropeyskogo-parlamentu-i-radi-es-2018-2001.pdf> (accessed at 04.25.2024)
- 14.Behrendt, J. (2021). Small Systems: Big Impacts – Examining the Concept of Microgrids from an EU Law Perspective. *European Energy and Environmental Law Review*, 30(3), 74-84. URL: <https://pure.rug.nl/ws/portalfiles/portal/196492283/EELR2021008.pdf> (accessed at 04.25.2024)
- 15.Due to large debts in the energy sector, investors will not come to the industry to build new capacities - an expert // Glavcom. URL: <https://glavcom.ua/economics/finances/cherez-veliki-borhi-v-enerhetitsi-investori-ne-prijdut-v-haluz-dlja-budivnitstva-novikh-potuzhnostej-ekspert-984576.html> (accessed at 04.24.2024)
- 16.On the approval of the Distribution System Code: Resolution of the NEURC No. 310 of 03/14/2018. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text> (accessed at 04.24.2024). (Ukr)
- 17.On the electric energy market: Law of Ukraine dated April 13 2017 No. 2019. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text> (accessed at 04.24.2024). (Ukr)
- 18.On alternative energy sources: Law of Ukraine dated February 20 No. 555 of 2002. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text> (accessed at 04.24.2024). (Ukr)
- 19.NERCEP will license the activity of small electricity distribution systems // Ukrinform. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3769767-nkrekp-licenzuvatime-dialnist-malih-sistem-rozpodilu-elektriki.html> (accessed at 04.24.2024)
- 20.On cooperation: Law of Ukraine dated July 10 2003 #1087. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1087-15#Text> (accessed at 05.03.2024). (Ukr)
- 21.On consumer cooperation: Law of Ukraine dated April 10 1992 #2265. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2265-12#Text> (accessed at 05.03.2024). (Ukr)
- 22.Civil Code of Ukraine: Law of Ukraine dated January 16, 2003 No. 435-IV: as of April 27 2024 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/435-15> (accessed at 05.19.2024). (Ukr)
- 23.Economic Code of Ukraine: Law of Ukraine dated January 16, 2003 No. 436-IV: as of March 8 2024. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/436-15> (accessed at 05.19.2024). (Ukr)
- 24.Behrendt, J. (2023). Microgrids and EU law: Three Microgrid models to solve one regulatory puzzle, *Energy Policy*, Elsevier, vol. 177(C). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142152300068X> (accessed at 05.03.2024)
- 25.Socio Inform expert focus group study, Financial, technical and legislative aspects of creating energy communities in Ukraine. URL: https://citizenenergy.com.ua/sites/default/files/2023-11/zvit_energetichni-spilnoti_11_23.docx.pdf (accessed at 05.04.2024)

Надійшла: 20.05.2024
Received: 20.05.2024

В.А. Попов¹, д-р. техн. наук, проф., ORCID 0000-0003-3484-4597
О.С. Ярмолюк¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0001-8571-2573
А.Б. Хоренко¹, студентка, ORCID 0009-0009-1582-0021
І.Р. Гладченко¹, студент, ORCID 0009-0009-7325-0354
¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ У СИСТЕМАХ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

У статті розглядаються питання визначення й обґрунтування різноманітних шляхів і засобів регулювання напруги у розподільних системах, які містять у своїй структурі локальні нерегульовані та регульовані джерела енергії. Продемонстровано, що у багатьох випадках використання традиційних методів визначення параметрів централізованих засобів регулювання напруги у зазначених умовах не тільки не дає змоги забезпечити нормовані відхилення напруги у споживачів, але, навіть, і погіршує якість електричної енергії. У зв'язку з цим у роботі запропоновано модифікований алгоритм визначення закону регулювання напруги у центрі живлення, демонструється можливість й ефективність цілеспрямованого впливу на режими напруги за рахунок примусової зміни поточкорозподілу активної та реактивної потужностей в окремих розподільних лініях із локальними джерелами енергії. Для зазначеної мети планується використовувати установки зберігання енергії й альтернативні джерела енергії, які підключаються до мережі через інверторний інтерфейс.

Ключові слова: локальні енергетичні ресурси, розподільні мережі, регулювання напруги, матриця чутливості по реактивній потужності, якість електричної енергії.

Вступ

Практичний досвід багатьох країн свідчить, що поширення використання у системах розподілу електричної енергії локальних джерел енергії різноманітного характеру, перш за все нерегульованих, може здійснювати суттєвий вплив практично на весь спектр показників якості електричної енергії, серед яких, насамперед, слід відзначити відхилення, коливання та провали, напруги, її гармонійні спотворення [1, 2].

Зрозуміло, що шляхи подолання наслідків, пов'язаних із коливаннями напруги, тривалими змінами режиму напруги (її відхиленнями від номінального значення), появою вищих гармонік будуть суттєво різними. Особливої уваги потребує забезпечення припустимих відхилень напруги, що у традиційних розподільних системах має забезпечуватися шляхом відповідного налаштування та використання централізованих засобів регулювання напруги.

Проблеми, які при цьому виникають, пов'язані не тільки з випадковістю та нестабільністю вихідної потужності, що генерується, зокрема, відновлюваними джерелами енергії, які інтегруються у розподільні мережі, але, найчастіше, і розбіжністю у часі режимів максимуму генерації та максимального електроспоживання. Це призводить у багатьох випадках до істотної зміни поточкорозподілу в окремих розподільних лініях по відношенню до режиму електроспоживання основної маси споживачів, які отримують живлення від загальної шини (трансформатора) підстанції. Зазначені обставини істотно впливають на ефективність централізованого регулювання напругою, що безпосередньо впливає на якість електроенергії на затискачах усієї маси електроприймачів.

Ще одна складність реалізації ефективного керування напругою в розподільних мережах пов'язана з тим, що раптова зміна швидкості вітру або сонячної радіації призводить до зміни вихідної потужності локальних джерел генерації, а, відповідно, і режиму напруги, що може призвести до безперервного спрацьовування пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформатора. Це, по суті, і викликає коливання напруги, у той час як самі по собі коливання вихідної потужності джерел генерації у більшості випадків не мають такого істотного впливу на зміни напруги.

У літературі розглядалось декілька шляхів виходу з цієї ситуації, які були визначені достатньо давно, та, серед інших, включали обмеження потужності відновлюваних джерел енергії [3], управління потоками реактивної потужності, зокрема, через використання інверторного інтерфейсу [4], залучення установок зберігання енергії (УЗЕ) [5].

Окремо, кожне з наведених рішень має свої недоліки. Малоімовірно, що власники локальних джерел генерації погодяться на зменшення обсягів енергії, яка ними виробляється, або ці втрати потенційного прибутку мають бути відповідним чином скомпенсовані. Збільшення перетікань реактивної потужності вимагає застосування інверторів з більш високою номінальною потужністю, що призводить як до зростання їхньої вартості, так і величини втрат потужності. Використання УЗЕ вимагає не тільки

додаткових інвестицій, але й вирішення питань щодо визначення необхідних параметрів, місць розташування та принципів керування їхньою роботою.

Таким чином, радикальним рішенням може бути або відмова від централізованого регулювання напруги та переорієнтація на децентралізоване (принаймні для окремих розподільних ліній), що потребує суттєвої перебудови існуючих систем розподілу електричної енергії, або комплексне вирішення завдання шляхом адаптації традиційних методів централізованого регулювання напруги до умов наявності локальних джерел енергії з одночасним оптимальним використанням зазначених вище можливостей цілеспрямованого впливу на режими напруги.

Адаптація методу визначення закону регулювання напруги у центрах живлення

Будь-який із існуючих методів керування напругою у розподільних мережах, ставить за мету забезпечення її рівнів у всіх електроприймачів максимально наближених до номінального значення. Достатньо поширена та використовувана на практиці методика визначення параметрів засобів централізованого регулювання напруги у традиційних розподільних системах [6], полягає в тому, щоб у кожний момент часу t забезпечити добавку напруги на трансформаторі у центрі живлення E_{Π} , яка дорівнює сумі середньозважених за потужністю втрат напруги від шин підстанції до центру навантаження усіх N розподільних трансформаторів, які від неї одержують живлення. При цьому в процесі розрахунку враховують втрати напруги в розподільній мережі до певного розподільного трансформатора, втрати напруги в самому трансформаторі та в його низьковольтній мережі, а також обрані попередньо добавки напруги на розподільних трансформаторах E_{TR} .

У загальному випадку середньозважені за потужністю втрати напруги до умовного центру навантаження кожної ТП d -тої ($d = 1, \dots, D$) розподільної лінії визначаються наступним чином

$$\Delta U_{dnt} = \sum_{\ell=1}^{M_{dLn}} \Delta U_{d\ell t} + \Delta U_{dTRnt} + \frac{\sum_{m=1}^{M_{dCn}} \Delta U_{dnmt} P_{dnmt}}{\sum_{m=1}^{M_{dCn}} P_{dnmt}} = \Delta U_{dLnt} + \Delta U_{dTRnt} + \Delta U_{dCnt}, \quad (1)$$

де M_{dLn} – кількість ділянок розподільної лінії на шляху живлення n -тої ТП;

M_{dCn} – кількість споживачів у мережі низької напруги n -тої ТП;

$\Delta U_{d\ell t}$ – втрата напруги на ℓ -й ділянці розподільної лінії у t -му режимі;

ΔU_{dTRnt} – втрата напруги в трансформаторі n -тої ТП у t -му режимі;

ΔU_{dnmt} – втрата напруги від шин низької напруги n -тої ТП до її m -го споживача потужністю P_{dnmt} у t -му режимі;

ΔU_{dLnt} – втрата напруги в d -й розподільній лінії до n -тої ТП у t -му режимі;

ΔU_{dCnt} – втрата напруги до умовного центру навантажень n -тої ТП у t -му режимі.

На підставі отриманих згідно (1) результатів з'являється обґрунтування для вибору відгалужень переключень без збудження (ПБЗ), а, відповідно, і надбавок напруги E_{TRn} в окремих розподільних трансформаторах кожної d -тої розподільної лінії, виходячи з умови

$$E_{TRn} \leq \left| \frac{\sum_{t=1}^T (\Delta U_{dLnt} + \Delta U_{dTRnt} + \Delta U_{dCnt}) P_{dnt}}{\sum_{t=1}^T P_{dnt}} \right|, \quad n = 1, \dots, N_d,$$

де P_{dnt} – навантаження трансформатору n -тої ТП d -тої розподільної лінії у t -му режимі;

N_d – кількість ТП в d -й розподільній лінії.

Таким чином, принцип вибору закону регулювання у центрі живлення полягає у визначенні таких рівнів напруги на його шинах, які б забезпечували для будь-якого періоду часу компенсацію середньозваженої втрати напруги до умовного центру навантаження кожної ТП з урахуванням усіх розподільних ліній, тобто

$$E_{\Pi t} = - \frac{\sum_{d=1}^D E_{dt} \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}{\sum_{d=1}^D \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}, \quad (2)$$

де P_{dnt} – навантаження n -тої ТП d -тої розподільної лінії у t -му режимі;

$$E_{dt} = \frac{\sum_{n=1}^{N_d} (E_{TRn} - \Delta U_{dnt}) P_{dnt}}{\sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}, \quad t = 1, \dots, T, \quad (3)$$

E_{TRn} – добавка напруги створювана ПБЗ n -тої ТП d -тої розподільній лінії;

ΔU_{dnt} – середньозважені за потужністю втрати напруги до умовного центру навантаження кожної ТП d -тої ($d = 1, \dots, D$) розподільної лінії визначаються згідно (1).

Для традиційних розподільних мереж розрахунки згідно (1)–(3) є тривіальною задачею. У той же час, за умов наявності в мережах локальних джерел енергії, при виконанні зазначених розрахунків мають бути враховані наступні особливості.

При розрахунку втрат напруги в мережах низької напруги, вплив локальних джерел енергії враховується лише за умов приєднання останніх безпосередньо до ввідно-розподільних пристроїв споживачів.

Вихідна потужність локальних джерел генерації, а також УЗЕ в режимі розрядження у період їх функціонування (відповідно $t \in t_{pг}$ та $t \in t_f^-$) розглядається як від’ємне навантаження. Якщо виявляється, що у певній лінії низької напруги в окремі періоди часу змінюється напрямок потокорозподілу на протилежний, то втрата напруги в ній, відповідно, буде мати від’ємне значення, оскільки при цьому потужність, що генерується локальним джерелом або УЗЕ, перевищує навантаження споживача. Потужність УЗЕ у період її зарядження ($t \in t_f^+$) враховується як додаткове навантаження.

У разі присутності в мережі трансформаторних підстанцій ($k = 1, \dots, K$) з приєднаними до них локальними джерелами енергії та/або УЗЕ, втрата напруги (у відсотках) у них корегується наступним чином

$$\delta(\Delta U_{TRkt}) = -\frac{P_{pгkt} R_{TRk}}{10U_{Bkt}^2} - \frac{Q_{pгkt} X_{TRk}}{10U_{Bkt}^2} + [a] \frac{P_{fkt} R_{TRk}}{10U_{Bkt}^2} + [a] \frac{Q_{fkt} R_{TRk}}{10U_{Bkt}^2}, \quad t \in t_{pг}, \quad t \in t_f,$$

де $P_{pгkt}$, $Q_{pгkt}$ – відповідно значення активної та реактивної потужностей, що генерується з боку локальних джерел генерації у t -му режимі ($t \in t_{pг}$);

R_{TRk} , X_{TRk} – відповідно значення активного та реактивного опорів k -го трансформатора ТП;

U_{Bkt} – рівень напруги на шинах високої напруги ТП у t -му режимі;

$[a]$ – параметр, значення якого залежить від режиму роботи УЗЕ: $[a] = -1$ – у разі роботи УЗЕ в режимі розрядження ($t \in t_f^-$), $[a] = 1$ – у разі роботи УЗЕ в режимі зарядження ($t \in t_f^+$);

P_{fkt} , Q_{fkt} – значення активної та реактивної потужності УЗЕ, відповідно, у режимі їх розрядження ($t \in t_f^-$) або зарядження ($t \in t_f^+$).

Варто зазначити, що у певних режимах, якщо генерація з боку локальних джерел генерації або УЗЕ в умовах розряду перевищує навантаження трансформатору, в ньому виникають реверсивні потоки потужності та, відповідно, скореговані втрати напруги будуть мати від’ємне значення.

Вплив локальних джерел генерації й УЗЕ на втрати напруги від шин підстанції до ТП залежить від взаємного розташування трансформатора, до якого розраховується втрата напруги, та трансформаторів, до яких підключено зазначені локальні джерела енергії. У даному випадку розрахунки доцільно вести окремо для кожної з розподільних ліній ($d = 1, \dots, D$), приєднаних до шин підстанції. При цьому в періоди роботи зазначених засобів генерування й УЗЕ втрати напруги до кожної ТП обчислюють (корегують) по чергово, враховуючи вплив кожного з локальних джерел енергії окремо.

Наприклад, у разі появи в мережі УЗЕ, встановленого у вузлі s , відповідне значення втрат напруги до кожного n -го розподільного трансформатора ($n = 1, \dots, N_d$) d -тої розподільної лінії ($d = 1, \dots, D$) корегується наступним чином:

- у режимі зарядження втрати напруги (у відсотках) зростають на величину

$$\delta(\Delta U_{dLnt}) = P_{dfst} \sum_{i \in \Pi n, s} \frac{R_i}{10U_{it}^2} + Q_{dfst} \sum_{i \in \Pi n, s} \frac{X_i}{10U_{it}^2}, \quad t \in t_f^+, \quad d = 1, \dots, D;$$

- у режимі розрядження втрати напруги (у відсотках) зменшуються на величину

$$\delta(\Delta U_{dLnt}) = -P_{dfst} \sum_{i \in \Pi n, s} \frac{R_i}{10U_{it}^2} - Q_{dfst} \sum_{i \in \Pi n, s} \frac{X_i}{10U_{it}^2}, \quad t \in t_f^+, \quad d = 1, \dots, D;$$

де P_{dfst} , Q_{dfst} – вихідна потужність УЗЕ встановленого в s -му вузлі d -тої розподільної лінії у t -му режимі;

$t \in t_f$ – час роботи УЗЕ відповідно у режимах зарядження $t \in t_f^+$ та розрядження $t \in t_f^-$;

$i \in \Pi n, s$ означає, що підсумовуються опори R_i та X_i тільки тих ділянок мережі, які одночасно перебувають на шляху живлення вузлів навантаження n та s .

Таким чином, при використанні відповідних залежностей щодо визначенням закону регулювання напруги у центрі живлення, мають бути прийняті до уваги особливості розрахунку втрат напруги в усіх елементах мережі, пов'язані з наявністю в ній і особливістю роботи локальних джерел генерації й УЗЕ, які були розглянуті вище.

Регулювання потоків активної та реактивної потужностей

На практиці у багатьох випадках складається ситуація, коли локальні енергетичні ресурси інтегруються переважно в окрему розподільну лінію. Тому її характеристики визначені згідно (3) суттєво відрізняються від аналогічних характеристик решти розподільних ліній принаймні в окремі періоди часу. Це значно ускладнює визначення закону регулювання напруги, який би задовольняв усіх споживачів центру живлення з точки зору забезпечення припустимих відхилень напруги.

Як вже зазначалося вище, одним з можливих шляхів вирішення зазначеної проблеми є примусова зміна поточкорозподілу в лінії з локальними джерелами енергії за рахунок їх раціонального (у певному сенсі) використання.

Для цієї мети визначається $E_{Птав}$ – значення показника (2) для групи розподільних ліній, які мають схожі режимні характеристики. Керуючи впливи, які повинні здійснюватися за рахунок зміни поточкорозподілу, повинні максимально компенсувати різницю між $E_{Птав}$ й показником (3) розрахованим, наприклад, для j -тої розподільної лінії (E_{jt}) з відмінними режимними характеристиками незалежно по кожному часовому перерізу. Якщо в k -му вузлі j -тої розподільної лінії знаходиться регульоване локальне джерело (джерела) енергії, то вибір бажаних змін режимів його роботи (ΔP_{jkt} , ΔQ_{jkt}) можна здійснити виходячи з необхідності виконання наступної умови

$$\left(\frac{\sum_{d=1}^D E_{dt} \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}}{\sum_{d=1}^D \sum_{n=1}^{N_d} P_{dnt}} - E_{jt} - \frac{\sum_{i \in \Pi k} R_{ji} \Delta P_{jkt} + \sum_{i \in \Pi k} X_{ji} \Delta Q_{jkt}}{\sum_{n=1}^{N_j} P_{jnt}} \right) \rightarrow \min, \quad t = 1, \dots, T, (4)$$

де E_{dt} , E_{jt} визначаються на підставі (2) та (3);

P_{dnt} , P_{jnt} – навантаження трансформатору n -тої ТП, відповідно, d -тої та j -тої розподільних ліній в t -му режимі;

R_{ji} , X_{ji} – опори i -тої ділянки j -тої розподільної лінії;

$i \in \Pi k$ означає, що підсумовуються опори усіх ділянок лінії, які лежать на шляху живлення k -тої ТП.

Одна з потенційних можливостей впливу на рівні напруги у розподільній мережі полягає у зміні потоків активної або реактивної потужностей. Зокрема, напруга у вузлах розподільної мережі може бути знижена або за рахунок зменшення активної вихідної потужності локальних джерел енергії, або шляхом збільшення активної потужності навантажень, або використовуючи УЗЕ, що працюють у відповідному режимі. Скорочення виробництва енергії з боку локальних джерел – це крайня міра та припустима лише у виключних випадках, якщо недостатні можливості інших засобів впливу на режим напруги. Штучно збільшити навантаження споживачів також практично неможливо.

В останні роки активно вивчається питання застосування різноманітних УЗЕ для вирішення питань як розширення використання розподіленої генерації, так і запобігання можливих негативних наслідків для режимів електричних мереж, які можуть при цьому виникнути. Наприклад, у роботі [7] автори одними з перших порушили питання можливості використання УЗЕ, як контрольованих джерел, з метою зменшення кількості спрацьовувань РПН трансформаторів підстанцій за рахунок корекції поточкорозподілу в розподільній лінії в процесі зміни навантажень та, перш за все, вихідної потужності інтегрованих до неї відновлюваних локальних джерел генерації. Тому саме варіант використання УЗЕ виглядає сьогодні найбільш перспективним у плані реалізації необхідного впливу на режим напруги. У цьому сенсі зазначені установки є унікальними, оскільки, принаймні теоретично, дають можливість у залежності від конкретної ситуації виконувати функцію як додаткового навантаження та, таким чином, збільшувати втрати напруги

в мережі, або в режимі розряду зменшувати втрати напруги. Це дає змогу визначити такий режим їх роботи в певні періоди часу, який буде сприяти виконанню умови (4).

Можливість управління генерацією реактивної потужності з боку локальних джерел генерації залежить від форми їхнього приєднання до мережі [8]. Синхронні й асинхронні генератори можуть як безпосередньо підключатися до мережі, так і через інверторні перетворювачі. Також через зазначені перетворювачі підключаються до загальної мережі сонячні батареї й УЗЕ. Генерація реактивної потужності синхронним генератором регулюється системою збудження. Асинхронні генератори завжди споживають реактивну потужність. За наявності інверторів реактивна й активна потужності можуть регулюватися незалежно за умови, що не перевищено значення номінальної (граничної) потужності інвертора.

Сучасні генератори, які використовуються у якості локальних джерел енергії, часто вже оснащені автоматичними регуляторами напруги (АРН), і, таким чином, мають змогу регулювати свою реактивну потужність, виходячи з напруги на їх клеммах, тобто можуть працювати у режимі керування напругою. Сучасні АРН дають змогу здійснювати перемикання між режимами регулювання коефіцієнта потужності та регулювання напруги в залежності від того, чи знаходиться напруга на клеммах на прийнятному рівні, чи ні. Таким чином, відповідний контролер працює в режимі керування коефіцієнтом потужності, поки напруга на клеммах залишається в певних межах, але переходить у режим регулювання напруги при її виході за встановлені межі [9].

Показник $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j}$ характеризує вплив (ступень впливу) зміни реактивної потужності (навантаження)

у вузлі j δQ_j на напругу у вузлі i . Іншими словами, зазначені характеристики можливо розглядати як показники чутливості напруги у вузлах відносно реактивних навантажень у мережі.

Таким чином, якщо маємо генерацію реактивної потужності в мережу (відповідно $\delta Q_j < 0$) у будь-якому з вузлів мережі, то зміна напруги буде позитивною $\delta U_i > 0$, тобто напруга у вузлі підвищується. Якщо є необхідність знизити напругу у будь-якому вузлі мережі, то необхідно передбачити збільшення споживання реактивної енергії у будь-якому з вузлів, тобто має бути $\delta Q_j > 0$.

Зазначена умова може бути відображена наступним виразом

$$\begin{pmatrix} \delta U_1 \\ \delta U_2 \\ \dots \\ \delta U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\delta U_1}{\delta Q_1} & \frac{\delta U_1}{\delta Q_2} & \dots & \frac{\delta U_1}{\delta Q_n} \\ \frac{\delta U_2}{\delta Q_1} & \frac{\delta U_2}{\delta Q_2} & \dots & \frac{\delta U_2}{\delta Q_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\delta U_n}{\delta Q_1} & \frac{\delta U_n}{\delta Q_2} & \dots & \frac{\delta U_n}{\delta Q_n} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} \delta Q_1 \\ \delta Q_2 \\ \dots \\ \delta Q_n \end{pmatrix}, \quad (5)$$

або у матричній формі $|\delta U| = |S_Q| \times |\delta Q|$,

де $|S_Q|$ – матриця чутливості по реактивній потужності;

$|\delta Q|$ – вектор зміни реактивної потужності (навантаження);

$|\delta U|$ – вектор зміни напруги у вузлах мережі.

Можливо довести, що елементи i, j матриці чутливості являють собою арифметичну суму реактивних опорів ділянок мережі по яким протікає реактивна потужність, що споживається як у вузлі i , так і у вузлі j , помножену на $(-\frac{1}{U_n})$.

На практиці виникає завдання щодо визначення вузла мережі, регулювання реактивною потужністю в якому, має найбільший вплив на рівень напруги в i -му вузлі. Аналіз виразу (5) свідчить, що найбільш ефективним, у зазначеному плані, буде вузол, у якому параметр $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j} \delta Q_j$ має максимальне значення.

З метою визначення найкращої точки підключення джерела реактивної потужності, необхідно оцінити окремі компоненти $\frac{\partial U_i}{\partial Q_j} \delta Q_j$, що знаходяться в матриці $|S_Q|$ у рядку, який відповідає вузлу i та розраховуються на підставі реактивних опорів відповідних ділянок розподільної мережі.

Таким чином, шляхом знаходження максимального значення показника чутливості у рядку i , автоматично визначається найкращий вузол для використання потенціалу джерела реактивної потужності. При цьому кожний елемент i, j у матриці $|S_Q|$ являє собою зміну фазної напруги у вузлі i , коли має місце зміна реактивної потужності у вузлі j .

Якщо відсутня можливість регулювання реактивної потужності у певному вузлі навантаження j мережі (тобто $\delta Q_j = 0$) або у зазначеному вузлі джерело реактивної потужності взагалі відсутнє, то відповідний елемент у матриці чутливості приймає нульове значення.

Висновки

З поширенням використання різноманітних локальних енергетичних ресурсів, інтегрованих в розподільні мережі, можуть виникнути проблеми з забезпечення допустимих відхилень напруги. У багатьох випадках основною причиною цього є те, що зазначені розподілені ресурси концентруються в окремій розподільній лінії, суттєво змінюють її режим і, таким чином, знижують ефективність централізованого регулювання напруги при спробі задовольнити вимоги усіх без винятку споживачів щодо припустимих відхилень напруги за умов використанні традиційних методів визначення законів її регулювання на підстанції. Певна адаптація законів регулювання напруги, примусова зміна потококорозподілу активної та реактивної потужностей в окремих розподільних лініях гарантовано не вирішують питання забезпечення відповідної якості електричної енергії, але їх одночасне, скоординоване використання у багатьох випадках може дати позитивний результат і виключити необхідність інвестицій у додаткове регулювальне обладнання.

Список використаної літератури

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 1. С. 46–53.
2. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Буславець О.А., Тептя В.В. Оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на функціонування електричних мереж. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка*. 2015. № 165. С. 40–49.
3. Tonkoski R., Lopes L.A.C., El-Fouly T.H.M. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. *IEEE Trans. Sustainable Energy*. 2011. Vol. 2, No. 2. Pp. 139–147.
4. Caldón R., Coppo M., Turri R. Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators. *Electric Power Systems Research*. 2014. Vol. 107. Pp. 85–92.
5. Liu X.H., Aichhorn A., Liu L.M., Liu H. Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2012. Vol. 3, No. 2. Pp. 897–906.
6. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,32 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 163 с. Назва з екрану. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/45661>.
7. Liu X., Aichhorn A., Liu L., Li H. Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2012. Vol. 3. Pp. 897–906.
8. Hasheminamin M., Agelidis V.G., Ahmadi A., Siano P., Teodorescu R. Single-point reactive power control method on voltage rise mitigation in residential networks with high PV penetration. *Renewable Energy*. 2018. Vol. 119. Pp. 504–512.
9. Carvalho P.M.S., Correia P.F., Ferreira L.A.F. Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks. *IEEE Trans. Power System*. 2008. Vol. 23. Pp. 766–772.

V. Popov¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0003-3484-4597

O. Yarmoliuk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-8571-2573

A.B. Khorenko¹, student, ORCID 0009-0009-1582-0021

I.R. Gladchenko¹, student, ORCID 0009-0009-7325-0354

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

FEATURES OF VOLTAGE CONTROL IN ELECTRICAL ENERGY DISTRIBUTION SYSTEMS WITH LOCAL ENERGY SOURCES

The article deals with the identification and justification of the most rational approaches and technical solutions for voltage control in electrical distribution systems with the local non-dispatchable and dispatchable energy sources in their structure. It has been demonstrated that under conditions in many cases the use of traditional methods of determining the parameters of technical means to realise centralized voltage control using distribution transformers and transformers of power substations not only does not allow to ensure permissible voltage deviations for consumers, but even will deteriorate the quality of electric energy. This is especially true to the situation when the local energy sources are concentrated in separate distribution feeders. In this regard, the paper proposes a modified algorithm for determining the law of voltage control applied to transformer of power substations, demonstrates the possibility and effectiveness of a targeted impact on voltage regimes due to a forced change of the active and reactive power flow in separate feeders with local energy sources. For this purpose, it is planned to use energy storage devices and alternative energy sources that are connected to the network through the inverter interface. Due to the use of the reactive power sensitivity matrix, it becomes possible to determine the most appropriate network nodes, in which alterations in reactive power will be the most effective from the point of view of impact on the voltage levels. Under these conditions, in many cases, by the alteration of load flow in the feeder with local energy sources, it is possible to increase the homogeneity of the load curves of all distribution feeders and, due to this, to improve the efficiency of voltage control without involving investments in the installation of additional voltage control equipment.

Keywords: local energy sources, electrical distribution networks, voltage control, reactive power sensitivity matrix, quality of electrical energy.

References

1. Kyrylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.M. Technical aspects of adoption of distributed generation sources in electric mains. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2011. No 1. Pp. 46–53.
2. Lezhniuk P.D., Kulyk V.V., Buslavets O.A., Teptia V.V. Assessment of the impact of renewable sources of electricity on the operation of electrical networks. *Kharkiv Petro Vasylenko National Technical University of Agriculture Bulletin*. 2015. No 165. Pp. 40–49.
3. Tonkoski R., Lopes L.A.C., El-Fouly T.H.M. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. *IEEE Trans. Sustainable Energy*. 2011. Vol. 2, No. 2. Pp. 139–147.
4. Caldón R., Coppo M., Turri R. Distributed voltage control strategy for LV networks with inverter-interfaced generators. *Electric Power Systems Research*. 2014. Vol. 107. Pp. 85–92.
5. Liu X.H., Aichhorn A., Liu L.M., Liu H. Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2012. Vol. 3, No. 2. Pp. 897–906.
6. Effective management of modes of systems for providing consumers with electric energy [Electronic resource] : study guide for students of specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", educational programs "Electricity supply systems for consumers" and "Energy management and energy-efficient technologies" / V. A. Popov, V. V. Tkachenko, O. S. Yarmoliuk ; National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute». – Electronic text data (1 file: 4,32 Mb). – Kyiv : National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», 2021. – 163 p. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/45661>.
7. Liu X., Aichhorn A., Liu L., Li H. Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration. *IEEE Trans. Smart Grid*. 2012. Vol. 3. Pp. 897–906.
8. Hasheminamin M., Agelidis V.G., Ahmadi A., Siano P., Teodorescu R. Single-point reactive power control method on voltage rise mitigation in residential networks with high PV penetration. *Renewable Energy*. 2018. Vol. 119. Pp. 504–512.
9. Carvalho P.M.S., Correia P.F., Ferreira L.A.F. Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks. *IEEE Trans. Power System*. 2008. Vol. 23. Pp. 766–772.

Надійшла: 01.04.2024

Received: 01.04.2024

АНАЛІЗ РЕЖИМУ РОБОТИ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

В статті розглядається графік зміни навантаження сонячної електростанції в енергооб'єднанні Україна-Молдова. Проведено аналіз даних усереднених на щохвилинному та 15-хвилинному інтервалі в періоді з 01.10.2022 00:00 по 27.09.2023 14:00. Запропоновано зміни до прогнозування зміни навантаження на сонячних електростанціях в короткостроковій перспективі.

Проблематика: зростання частки генерації сонячної електроенергії в енергосистемах країн світу призводить до необхідності контролювати та управляти процесом виробництва електричної енергії для підвищення стабільності та стійкості енергосистеми. Значна ціна на компенсацію небалансів в енергосистемі закладається в тарифи, що впливає на кінцевих споживачів електричної енергії.

Мета дослідження: підвищення адекватності результатів розподілу дефіцитних резервів підтримки частоти, резервів відновлення частоти для компенсації небалансів, що виникають під час зміни генерації на сонячних електростанціях. Зменшення вартості компенсації небалансів, що виникають при зміні генерації на сонячних електростанціях. Для вирішення мети необхідно проаналізувати режим роботи сонячної електростанції та величину небалансів, викликаних відхиленням від графіку генерації на сонячній електростанції та розробити нові методи короткострокового прогнозування.

Методика реалізації: використано соціально-інженерний підхід прогнозування та моделювання для аналізу процесів, що впливають на метод управління графіком генерації сонячної електростанції.

Результати дослідження: Запропоновано нове математичне та технічне рішення для компенсації небалансу в енергосистемі у разі швидкої зміни графіку генерації електричної енергії на сонячних електростанціях. Вперше проаналізовано графік генерації електричної енергії на сонячній електростанції та визначено швидкість зміни генерації на різних часових проміжках. Проаналізовано графік генерації електричної енергії на сонячній електростанції та запропоновано нове технічне рішення для прогнозування та керування графіком генерації перенести на більш високий рівень, ніж станційний. Таке технічне та математичне рішення може знайти широке застосування в процесі управління графіком генерації електричної енергії на сонячних електростанціях у багатьох системних операторів різних країн світу, де існує проблема дефіцитних резервів підтримки та відновлення частоти, а кількість сонячної генерації електричної енергії має значну частку в загальній кількості генерації електричної енергії.

Висновки: Проаналізовано дані генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. в період з 01.10.2022 00:00 по 27.09.2023 14:00. За результатами аналізу графіку генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. видно, що сонячні станції не здатні приймати участь на ринку допоміжних послуг, бо не відповідають вимогам кодексу системи передачі. Суттєвою проблемою сонячних електростанцій залишається миттєва зміна величини генерації електричної енергії, яка в пікові моменти сягає 84,377%/хв від максимального значення генерації за досліджуваний період часу. Компенсувати такі небаланси можливо за рахунок встановлення УЗЕ, проте враховуючи специфіку роботи сонячної електростанції можна зробити висновок, що знадобиться УЗЕ великої ємності. УЗЕ великої ємності значно підвищить вартість і термін окупності сонячної електростанції і, ймовірно, буде збитковою для підприємства. В результаті, пропонується перенести процес прогнозування та управління графіком генерації на більш високий рівень, ніж рівень станції.

Ключові слова: Інтелектуальні системи, управління сонячними електростанціями, компенсація небалансу енергосистеми, допоміжні послуги, кодекс системи передачі.

Вступ/

Процес декарбонізації крім турботи про довкілля несе в собі значні ризики для стійкості енергосистем країн світу. Українські енергетики отримали передовий та унікальний досвід збереження стійкості енергосистеми в умовах війни та забезпечення стабільної роботи енергосистеми в умовах дефіциту резервів. Цей досвід не обмежується лише балансуванням енергосистеми під час бойових дій, а й дає можливість спрогнозувати поведінку енергосистеми в умовах дефіциту резервів для балансування, досвід під час різкої втрати споживання чи генерації, алгоритм роботи під час розвалу енергосистеми. Весь цей досвід та знання активно використовуються для створення нових методів та засобів, що дозволять підвищити та забезпечити стійкість енергосистеми.

Стійкість енергосистеми буває двох видів[1]:

1. Стійкість енергосистеми динамічна – здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи без асинхронного режиму після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму прирівнюються до їх середніх значень. Та передбачає стійкість кута вибігу ротора. Стабільність частоти і стабільність напруги.

2. Стійкість енергосистеми статична – здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму роботи без порушення синхронізму після малих збурень, за яких зміни параметрів режиму є дуже малими у порівнянні з їх середніми значеннями.

Широке впровадження відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та відмова від теплової генерації в першу чергу несе в собі ризики зменшення кількості обертового резерву, зниження інерційності системи в цілому, низьку прогнозованість зміни навантаження, що впливає з мінливості погодних умов, значну собівартість генерації електроенергії для фізичних та юридичних осіб.

Останнім часом в світі зростає тривога в енергетичній спільноті через суттєве зниження інерційності енергосистем країн та зростання дефіциту допоміжних послуг, таких як надання резерву підтримки частоти, резерви відновлення частоти (як автоматичні, так і ручні) та резерви заміщення. І хоча сучасні технології та програмне забезпечення дозволяють швидко виявляти проблемні ділянки, прогнозувати в короткостроковій перспективі ймовірні небаланси та швидко реагувати на зміну частоти в енергосистемі, проте величина миттєвих небалансів, що виникають в енергосистемі постійно зростає, а, отже, й ризики для стійкості енергосистеми також зростають.

Процес декарбонізації значно підвищив кількість відновлювальних джерел енергії у загальній генерації електричної енергії різних країн світу, проте нестабільність цих джерел енергії змушують шукати шляхи для більш точного прогнозування змін в графіку генерації цих електростанцій та шляхів для впливу, що дозволило б зменшити небаланси, які при цьому виникають. Одним з кроків на цьому шляху стали установки зберігання енергії (УЗЕ), які стають доволі популярним рішенням для підприємств, що планують приймати участь на ринку допоміжних послуг. Особливості роботи УЗЕ навіть призвели до внесення змін в законодавство як країн Європи, так і українського, що знайшло своє відображення в кодексі систем розподілу в частині приєднання електроустановок[2] та правил ринку[3]. Внесення змін також торкнулось і ENTSO-E[4] – європейської мережі системних операторів передачі електроенергії.

Враховуючи тенденцію на дефіцитність резервів допоміжних послуг, зростає ціна на балансування енергосистем країн Європи, що призводить до зростання тарифів на диспетчеризацію енергосистеми, а відповідно і на ціну для кінцевих споживачів, що видно по ситуації на енергетичному ринку північної Європи[5] та ринку допоміжних послуг північної Європи за видами резервів[6].

Мета та завдання: підвищення адекватності результатів розподілу дефіцитних резервів підтримки частоти, резервів відновлення частоти для компенсації небалансів, що виникають при зміні генерації на сонячних електростанціях. Зменшення вартості компенсації небалансів, що виникають при зміні генерації на сонячних електростанціях. Для вирішення мети необхідно проаналізувати режим роботи сонячної електростанції та величину небалансів, викликаних відхиленням від графіку генерації на сонячній електростанції та розробити нові методи короткострокового прогнозування.

Матеріал та результати досліджень:

Аналіз графіку генерації на сонячній електростанції

Проаналізуємо графік генерації на сонячній електростанції з умовною назвою Б. в період її роботи з 01.10.2022 00:00 по 27.09.2023 14:00. Для аналізу було прийнято масив даних на щохвилинній основі та усереднено на 15-хвилинних інтервалах часу. Крім того, фактичні значення генерації на сонячній електростанції було переведено у відносні у порівнянні з максимальним значенням генерації на сонячній електростанції за відповідний період часу. На основі отриманих даних було створено матрицю значень, яка в подальшому стала основою для побудови тривимірного графіку залежності значення генерації електричної енергії на сонячній станції Б. відносно максимального значення у відсотках до часу. Фрагмент цієї матриці значень відображено на рисунку 1.

За даними матриці значень було побудовано тривимірний графік залежності значення генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. відносно максимального значення у відсотках до часу, що відображено на рисунку 2.

Згідно з отриманих даних знайдемо кількість часу, коли сонячна електростанція Б. знаходилась в роботі. Для цього з допомогою формул знайдемо кількість значень більших за 0 відсотків. Значенням меншим за 0 відповідає невелике споживання електроенергії з мережі у години простою. Також знайдемо загальну кількість 15-хвилинок в масиві інформації. Відношення кількості 15-хвилинок в яких станція знаходилась в роботі до кількості всіх 15-хвилинок дозволить визначити відношення часу роботи до загального часу роботи.

За допомогою формули $F(x)=COUNT(D12:D34723)$ визначили, що загальна кількість 15-хвилинок дорівнює 34 712. За допомогою формули $F(x)=COUNTIF(D12:D34723;">0")$ визначили, що загальна

За допомогою формули $F(x)=\text{COUNT}(D12:D34723) - \text{COUNTIF}(D12:D34723;"<40") - \text{COUNTIF}(D12:D34723;">60")$ визначимо кількість 15-хвилин, що під час роботи станції знаходились у необхідному діапазоні. Кількість таких 15-хвилин рівна 2179, що дорівнює 6,28% від загального часу, або трохи більше у середньому за 94 хвилини на день. Мінімальний час продажу допоміжних послуг – 1 година і станція має бути здатна забезпечити зменшення або збільшення видачі енергії протягом цього часу. Установка УЗЕ великої ємності здатна збільшити час роботи СЕС у необхідних межах, проте в такому випадку необхідно значне підвищення ємності УЗЕ, що призводить до значного підвищення ціни.

Важливим параметром також може стати усереднене значення генерації електричної енергії на станції під час роботи. За допомогою формули $F(x)=\text{SUMIF}(D12:D34723;">0")/\text{COUNTIF}(D12:D34723;">0")$ визначаємо, що станція в середньому генерувала 29,6% від максимального значення генерації на станції.

Крім того, знайдемо середнє значення генерації електричної енергії на станції Б у кожен годину доби за встановлений проміжок часу, усереднене значення вносимо в таблицю (табл. 1) та побудуємо графік (рис. 3).

Таблиця 1 – Усереднене значення генерації електричної енергії по годинам доби

Година	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00
Середнє значення за годину	1,3078177	1,3083011	1,308605	1,3095856	1,3871823	2,2361878
	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
	5,0015193	12,642244	23,445311	33,857901	40,196264	43,756022
	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
	44,263805	41,419627	37,729378	30,129475	20,109468	10,102818
	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
	3,8768577	1,9065331	1,6387155	1,3961671	1,3452831	1,3079213

За результатами розрахунків побудуємо відповідний графік.



Рисунок 3 – Графік залежності усередненого значення генерації електричної енергії на СЕС по відповідним годинам доби.

Також важливим параметром для аналізу є швидкість зміни генерації електричної енергії. Проаналізуємо дані на щохвилинному інтервалі часу, знайдемо кількість зміни інцидентів з завантаженням і розвантаженням, величину зміни генерації відносно максимального значення, середню швидкість зміни генерації на завантаження та розвантаження.

Кількість змін генерації електричної енергії на сонячній електростанції за досліджуваний період на розвантаження рівна 100 374 випадків, на завантаження 112 206 випадкам. При цьому середня швидкість зміни генерації на розвантаження рівна 1,456%/хв, а на завантаження 1,302%/хв. При цьому головною проблемою залишаються миттєва зміна генерації електричної енергії на завантаження і розвантаження. Для даних за досліджуваний період часу пікова зміна генерації на розвантаження сягнула 84,377%/хв, а на завантаження 77,017%/хв від максимального значення генерації електричної енергії на цій станції за досліджуваний час її роботи.

Подібна тенденція зберігається, якщо дані усереднити на 15-хвилинному інтервалі. Тоді кількість змін генерації електричної енергії на сонячній електростанції за досліджуваний період на розвантаження буде рівна 7579 випадків, а на завантаження 8479 випадків. При цьому середня швидкість зміни генерації на розвантаження усереднена на 15-хвилинному інтервалі буде рівна 4,982%/15хв, а на завантаження буде дорівнювати 4,454%/15хв. Проблема з піковими значеннями миттєвої зміни генерації на 15-хвилинному інтервалі залишається і на розвантаження дорівнює 78,57%/15хв, а для завантаження дорівнює 73,34%/15хв.

Виходячи з отриманих результатів аналізу генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. зрозуміло, що ефективних засобів та методів контролю та прогнозування зміни генерації електричної енергії на СЕС Б., з урахуванням сучасних технологій, впровадити не вдається, тому пропонується піднятися на вищі рівні організації процесу генерації.

Пропонується відмовитись від підходу часткової модернізації і перейти до комплексного підходу в питанні диспетчеризації сонячних електростанцій. Кроками на цьому шляху може стати впровадження штучного інтелекту для прогнозування зміни генерації електричної енергії на сонячних електростанціях в режимі реального часу в короткостроковій перспективі і подальшої передачі цієї інформації з рівня ОСРів (ОСР- оператор системи розподілу) до ОСП (ОСП – оператор системи передачі). В подальшому ОСП буде збирати інформацію від ОСРів в єдину інформаційну базу і отримувати сумарне дійсне результуюче значення відхилення генерації електричної енергії на СЕС від прогнозованого графіку генерації, що дасть можливість ОСП бути готовим реагувати на значні коливання в енергосистемі завчасно.

Таким чином, впровадження таких кроків дозволить збільшити стійкість енергосистеми, її прогнозованість в короткостроковій перспективі та збільшить час для можливості реагування на відхилення для диспетчерського персоналу.

Висновок

Отже, проаналізовано дані генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. в період з 01.10.2022 00:00 по 27.09.2023 14:00. За результатами аналізу графіку генерації електричної енергії на сонячній електростанції Б. видно, що сонячні станції не здатні приймати участь на ринку допоміжних послуг, бо не відповідають вимогам кодексу системи передачі. Суттєвою проблемою сонячних електростанцій залишається миттєва зміна величини генерації електричної енергії, яка в пікові моменти сягає 84,377%/хв від максимального значення генерації за досліджуваний період часу. Компенсувати такі небаланси можливо за рахунок встановлення УЗЕ, проте враховуючи специфіку роботи сонячної електростанції можна зробити висновок, що знадобиться УЗЕ великої ємності. УЗЕ великої ємності значно підвищить вартість і термін окупності сонячної електростанції і, ймовірно, буде збитковою для підприємства. В результаті, пропонується перенести процес прогнозування та управління графіком генерації на більш високий рівень, ніж рівень станції.

Список використаної літератури

1. [Електронний ресурс] Кодекс системи передачі. Версія №1848 від 27.12.2022-<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>
2. [Електронний ресурс] Кодекс системи розподілу. Версія №1575 від 29.11.2022-<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>
3. [Електронний ресурс] Про затвердження Правил ринку. Версія №1592 від 29.11.2022-<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18>
4. [Електронний ресурс] Офіційний сайт ENTSO-E - <https://vision.entsoe.eu/>
5. [Електронний ресурс] Енергетичний ринок північної Європи - <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/#/nordic/table>
6. [Електронний ресурс] Ринок допоміжних послуг північної Європи за видами резервів-https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&markets=BALANCING_CAPACITY,BALANCING_ENERGY

A. Khomiak¹, Ph. D. student, ORCID: 0000-0003-0315-0883

V. Rozen¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID: 0000-0002-0440-4251

¹National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

ANALYSIS OF THE OPERATION MODE OF THE SOLAR POWER PLANT

The article examines the load change schedule of the solar power plant in the Ukraine-Moldova energy union. The analysis of data averaged at minute and 15-minute intervals in the period from 01.10.2022 00:00 to

27.09.2023 14:00 was carried out. Changes to forecasting load changes at solar power plants in the short term are proposed.

Background. The increase in the share of solar electricity generation in the energy systems of the countries of the world leads to the need to control and manage the process of electricity production to increase the stability and sustainability of the energy system. A significant price for compensation of imbalances in the energy system is included in the tariffs, which affects the end consumers of electricity.

Objective: increasing the adequacy of the results of the distribution of deficit frequency containment reserves, frequency restoration reserves to compensate for imbalances that arise when generation is changed at solar power plants. Reducing the cost of compensation for imbalances that occur when changing generation at solar power plants. To solve the goal, it is necessary to analyze the mode of operation of the solar power plant and the amount of imbalances caused by the deviation from the generation schedule at the solar power plant and to develop new methods of short-term forecasting.

Methods: the social engineering approach of forecasting and modeling was used to analyze the processes affecting the method of controlling the generation schedule of the solar power plant.

Results. A new mathematical and technical solution is proposed for compensating the imbalance in the power system in case of a rapid change in the electricity generation schedule at solar power plants. For the first time, the electricity generation schedule at the solar power plant was analyzed and the rate of change of generation at different time intervals was determined. The electricity generation schedule at the solar power plant was analyzed and a new technical solution for forecasting and management of the generation schedule was proposed to be transferred to a higher level than the station one. Such a technical and mathematical solution can be widely used in the process of managing the schedule of electricity generation at solar power plants in many system operators in different countries of the world, where there is a problem of insufficient reserves for frequency support and restoration, and the amount of solar electricity generation has a significant share in the total amount of generation electrical energy.

Conclusions. Data on electricity generation at the B. solar power plant in the period from 01.10.2022 00:00 to 27.09.2023 14:00 were analyzed. According to the results of the analysis of the electricity generation schedule at the B. solar power plant, it is clear that the solar plants are not able to participate in the auxiliary services market because they do not meet the requirements of the transmission system code. A significant problem of solar power plants remains the instantaneous change in the value of electric energy generation, which at peak times reaches 84.377%/min of the maximum value of generation for the studied time period. It is possible to compensate for such imbalances by installing a ESS, but taking into account the specifics of the operation of the solar power plant, it can be concluded that a large-capacity ESS will be needed. Large-capacity ESS will significantly increase the cost and payback period of the solar power plant and will probably be unprofitable for the enterprise. As a result, it is proposed to move the process of generation schedule forecasting and management to a higher level than the station level.

Keywords: Intelligent systems, solar power plant management, power system imbalance compensation, auxiliary services, transmission system code

References

1. [Electronic resource] Transmission system code. Version No. 1848 dated 12/27/2022 - <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>
2. [Electronic resource] Distribution system code. Version No.1575 dated November 29, 2022 - <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>
3. [Electronic resource] On the approval of the Market Rules. Version No. 1592 dated 29.11.2022 - <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18>
4. [Electronic resource] ENTSO-E official website <https://vision.entsoe.eu/>
5. [Electronic resource] Energy market of Northern Europe <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/#/nordic/table>
6. [Electronic resource] Northern European auxiliary services market by types of reserves - https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/?productTypes=PRL,SRL,MRL&markets=BALANCING_CAPACITY,BALANCING_ENERGY

Надійшла: 12.02.2024

Received: 12.02.2024

С.В. Зайченко¹, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-8446-5408
Д.Г. Дерев'янку¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-4877-5601

А.Р. Трачук¹, аспірант

Н.І. Жукова¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-4215-6981

¹Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОЦІНКА КОМПЛЕКСНИХ ПОКАЗНИКІВ ПРОГНОЗУВАННЯ СТРАТЕГІЧНОГО РОЗВИТКУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ В СТРУКТУРІ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ НАЦІОНАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

Стаття присвячена системному огляду сучасних тенденцій використання відновлювальних джерел енергії та їх впливу на енергетичну систему країни. Основою аналізу є оцінка ступеня технологічної зрілості технологій відновлювальної енергетики, ефективності їх впровадження в порівнянні з традиційними джерелами енергії. Завдяки широкому спектру аналізу стаття робить важливий внесок у розуміння перспектив і детермінант ефективного впровадження відновлювальної національної енергетики в контексті сучасних енергетичних викликів і може слугувати основою для подальших досліджень у цій галузі.

У цій статті основним методом для прогнозування було обрано метод Хольта - для побудови прогнозних моделей для чотирьох ключових компонентів відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в Україні — вітру, сонця, гідроенергії та біомаси. За результатами прогнозування авторами визначено перспективи розвитку відновлювальної національної енергетики в Україні. Отримані результати підкреслюють стратегічну важливість активізації зусиль у сфері розвитку, залучення інвестицій і перегляду енергетичної політики з метою її узгодження з глобальними тенденціями до вуглецевої нейтральності економіки. Розроблено відповідні рекомендації щодо перегляду Енергетичної стратегії України та оптимізації нормативно-правової бази для ефективного нагляду за належним станом усіх генерувальних потужностей енергосистеми. У світлі цих прогнозів стаття наголошує на необхідності проактивних заходів для забезпечення сталого та зростання екологічно чистого стратегічного сектору - відновлювальної національної енергетики України.

Ключові слова: відновлювальна енергія, системи прогнозування, метод Хольта, біомаса, сонячна енергія, енергія вітру, ТЕС на біомасі, ВДЕ (відновлювальні джерела енергії).

Вступ

У суспільстві виникають нові проблеми, особливо складні на стику наук, вирішення яких можливе лише з урахуванням системи взаємозв'язків об'єктів реального світу. Тому системність стає одним із головних аспектів практичної діяльності, забезпечує ефективні шляхи подолання проблемних ситуацій за допомогою системних досліджень, реалізованих на основі системного підходу [1].

Основою системного дослідження є розробка загальних методів і засобів аналізу та синтезу об'єктів дослідження, формалізація опису їх інтегральних характеристик, аналіз зв'язків між компонентами системи та середовищем. Таким чином, системність стає одним із основних аспектів практичної діяльності, що зумовлює проведення комплексних досліджень при вирішенні практичних завдань. Одним із таких завдань є ефективність функціонування систем енергозабезпечення, яка є однією з найважливіших характеристик забезпечення життєдіяльності та розвитку регіону. Підвищення енергоефективності та енергетичної безпеки, перехід до раціональної моделі ресурсоспоживання з мінімальними витратами на виробництво, перетворення, транспортування та споживання енергоносіїв є пріоритетами стратегічного розвитку регіонів. Необхідною умовою реалізації цієї стратегії є впровадження в енергетичний баланс України відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [2].

Україна має багаторічний досвід практичного використання відновлюваних джерел енергії. За розрахунковими даними довгострокової програми «Енергозбереження та підвищення енергоефективності України до 2050 р.» завдяки реалізації повного потенціалу використання відновлюваних джерел енергії в Україні є реальні перспективи підвищення рівня генерувальних потужностей на основі ВДЕ. У зв'язку з цим актуальною є розробка методології комплексної оцінки потенціалу ВДЕ та їх залучення до енергетичного балансу країни на основі системних досліджень, що потребує розробки методів аналізу та синтезу енергетичних систем з ВДЕ [3-6].

Ряд статей присвячено дослідженню методів аналізу та синтезу енергетичних систем, які можна класифікувати та згрупувати за типами джерел енергії: вітрова, сонячна, гідроенергетика та біоенергетика.

Дослідженню питання поступового та достатньо планомірного розвитку відновлювальної енергетики у світі присвячені роботи [4-10]. Проаналізовано перехід світової енергетики на відновлювальні джерела енергії. Гібридні системи відновлювальної енергії можуть забезпечити опалення, охолодження та електроенергію для промислових процесів, використовуючи значну частку відновлювальної енергії. Відновлювальні джерела енергії можуть включати паливо, отримане з джерел біоенергії, геотермальну, сонячну теплову та відновлювальну електроенергію з сонячної, вітрової, гідро- та геотермальної енергії. Для подолання просторових і транспортних проблем потрібна більш чітка місцева інтеграція відновлювальної енергії. Досліджуються новітні перспективи, які сприяють впровадженню нових технологій чистої енергії. Дослідження можуть спрямовувати розробку та реалізацію стратегій для підтримки переходу до сталого та низьковуглецевого майбутнього. Було досліджено, що використання відновлюваної енергії може сприяти розвитку людства. Було розглянуто позитивний зв'язок між впровадженням відновлювальної енергії та людським розвитком у трьох вимірах: здоров'я, освіта та дохід. Розвиток відновлювальної енергетики дуже тісно пов'язаний з розвитком усього людства загалом, що, враховуючи теоретичні та практичні наслідки, сприятиме більш інтенсивному та ефективному використанню відновлювальної енергії для досягнення цілей сталого розвитку. Доведено, що цільові показники скорочення енергоємності зменшують споживання викопного палива та надлишкові викиди забруднюючих речовин завдяки розвитку відновлювальних джерел енергії, про що свідчать наявні дослідження. Вплив цільових показників енергоємності на розвиток відновлюваної енергетики на різних рівнях економіки було проаналізовано шляхом застосування моделі частково лінійного функціонального коефіцієнта з панельними даними. Відновлювальні джерела енергії можуть сприяти досягненню цілей зниження енергоємності. Потрібна політична воля для прийняття цільової політики управління та інструментів, адаптованих до місцевих умов для розвитку відновлювальної енергетики. Урбанізація та зростання населення спричинюють викиди вуглецю, а також необхідність переходу на відновлювальні джерела енергії, що вимагає дослідження впливу гібридних систем накопичення відновлювальної енергії на досягнення цілей сталого розвитку. Розглянуто техніко-економічну оцінку автономної гібридної системи в сільській громаді з дефіцитом мережі. Але комплексна прогнозна оцінка розвитку відновлювальних джерел на основі кількох джерел врахована недостатньо. Тому це питання потребує глибшого дослідження, особливо в ракурсі реалій України.

Дослідженню питання розвитку вітроенергетики присвячені роботи [11-16]. Проаналізовано причини, чому одні країни надають енергії вітру важливу роль у декарбонізації своїх електроенергетичних систем, тоді як інші приділяють цій технології набагато менше уваги. Зроблена оцінка поточного стану, проблем і обмежень інтегрованих у будівлі вітряних турбін і технологій мікро- або маломасштабної вібрації, спричиненої вітром, щоб покращити їх продуктивність, ефективність, надійність і економічну ефективність. Досліджено сучасний рівень, застосування та технічні характеристики, які оптимізують ці технології для ефективної роботи в умовах нерівномірних потоків вітру та широкого діапазону швидкостей вітру. Досліджуються відновлювальні джерела енергії океану (такі як офшорний вітер і хвилі), які є багатими та важливими енергетичними ресурсами для підтримки майбутніх цілей щодо нульових викидів вуглецю. Однак їхня переривчастість енергії та висока вартість перешкоджають комерціалізації та широкомасштабному впровадженню цих океанських енергетичних технологій. Основна увага зосереджена на проблемах підвищення диспетчеризації океанських енергетичних ферм шляхом вивчення потенціалу гібридної вітрової та хвильової енергетичної платформи з системами накопичення енергії. Інтеграція енергії вітру в енергетичні системи може ефективно знизити експлуатаційні витрати та споживання енергії. У всьому світі частка вітрової енергії швидко зростає і, за прогнозами, досягне або навіть перевищить 40% усієї виробленої енергії протягом наступних десятиліть у багатьох частинах світу. Техніко-економічні підходи можна поєднувати з більш цілісними підходами, які враховують вплив на суспільство та навколишнє середовище, коли ми рухаємося до глибоко декарбонізованих мереж. Проведено огляд досліджень екологічного водню, який розглядається як фундаментальний компонент у прискоренні енергетичного переходу та розширенні можливостей для сталого майбутнього.

Дослідженню питання розвитку сонячної енергетики присвячені роботи [17-21]. Проаналізовано доцільність використання концентрованої сонячної енергії шляхом розробки нового стійкого процесу виробництва металевих компонентів і поєднання адитивного виробництва та сонячної енергії. Досліджено фактори, які впливають на здатність домогосподарства приймати сонячну енергію. Забезпечення справедливого доступу до сонячної енергії створює підтримку енергетичного переходу та сприяє зусиллям із подолання енергетичної бідності. В останні десятиліття сонячні технології продемонстрували багатообіцяюче майбутнє в зеленій енергетиці. Потенціал сонячної енергії 235 країн і територій було вивчено як перший крок до розвитку сонячної енергетики в цих регіонах. Було надано порівняння статусу сонячної енергії між країнами та територіями, враховуючи концентровану сонячну енергію та встановлену фотоелектричну потужність для кожного континенту. І галузь сонячної енергетики все ще має явні прогалини в створенні перспективних моделей прогнозування. У найближчі три десятиліття сонячна енергетика може стати другим за потужністю джерелом енергії. Будівництво нових сонячних

електростанцій дозволить країнам виробляти приблизно 25% загальної світової потреби в електроенергії до 2050 року. Протягом багатьох років автономні сонячні фотоелектричні системи приділяли велику увагу, оскільки вони можуть забезпечувати чисту та дешеву електроенергію для громад у сільській місцевості, особливо в країнах, що розвиваються. В Європейському Союзі відбувається екологічний перехід із використанням відновлювальних джерел енергії.

Враховуючи вищевикладене, в проаналізованих роботах недостатньо уваги приділено питанню прогнозування комплексного показника виробництва електроенергії з одночасним врахуванням чотирьох видів енергії: вітрової, сонячної, гідроенергетики та біоенергетики. Саме тому автори вирішили приділити особливу увагу вирішенню та розгляду цього питання як стратегічної складової розвитку відновлювальної національної енергетики України.

Враховуючи вищевикладене, можна зробити висновок про необхідність дослідження питання прогнозування відновлення національної економіки України за певними детермінантами.

Мета і завдання дослідження

Метою даного дослідження є проведення оцінки комплексних показників прогнозування стратегічного розвитку відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в Україні та їхнього впливу на структуру відновлювальної національної енергетики країни. Дослідження спрямоване на аналіз та оцінку розвитку чотирьох ключових компонентів ВДЕ - вітроенергетики, сонячної енергії, гідроенергетики та біоенергетики. Завдання дослідження включають:

- розробка та застосування методів прогнозування, включаючи метод Хольта, для визначення очікуваного зростання встановлених потужностей кожного компонента ВДЕ.
- аналіз та інтерпретація результатів прогнозування, зокрема визначення стратегічно важливих тенденцій у розвитку кожного типу ВДЕ.
- формулювання рекомендацій для удосконалення енергетичної стратегії України до 2050 року з урахуванням глобальних тенденцій до вуглецевої нейтральності.

Матеріал і результати дослідження

На основі попередніх досліджень було обрано для побудови прогнозних параметрів методом Хольта наступні стратегічні види відновлювальної енергії: сонячна, вітрова, гідро- та біоенергетика.

Метод Хольта використовується для прогнозування часових рядів, коли є тенденція до зростання чи зниження значень часових рядів. А також для серій, коли дані не для повного циклу (наприклад, для неповного року для місячного прогнозу). Постійні згладжування в методі Хольта ідеологічно відіграють ту ж роль, що і константи в простому експоненційному згладжуванні. Метод Хольта використовується для прогнозування часових рядів, коли є тенденція до збільшення або зменшення значень часових рядів. Основними залежностями та закономірностями методу Хольта є такі [22]:

Експоненціально-згладжений ряд:

$$L_t = kY_t + (1-k)(L_{t-1} - T_{t-1}), \quad (1)$$

де L_t – згладжене значення за поточний період;

k – коефіцієнт згладжування ряду;

Y_t – поточні значення ряду;

L_{t-1} – згладжене значення за попередній період;

T_{t-1} – значення тренду за попередній період.

Визначення значення тренду:

$$T_t = b(L_t - L_{t-1}) + (1-b)T_{t-1}, \quad (2)$$

де T_t – значення тренду за поточний період;

b – коефіцієнт згладжування тренду;

L_t – експоненціально-згладжене значення за поточний період;

L_{t-1} – експоненціально-згладжене значення за попередній період;

T_{t-1} – значення тренду за попередній період.

Побудова прогнозу за методом Хольта:

$$\hat{Y}_{t+p} = L_t + pT_t, \quad (3)$$

де \hat{Y}_{t+p} – прогноз за методом Хольта на період;

L_t – експоненціально-згладжене значення за останній період;

p – порядковий номер періоду, на який складається прогноз;

T_t – тренд за останній період.

Постійні згладжування в методі Хольта ідеологічно відіграють ту ж роль, що і константа в простому експоненційному згладжуванні. Вони вибираються, наприклад, перебираючи ці параметри з деяким кроком. Також можуть бути використані менш складні за кількістю обчислень алгоритми. Головне, що завжди можна підібрати таку пару параметрів, яка дає високу точність моделі на тестовій множині, а потім використовувати цю пару параметрів у реальному прогнозуванні.

Головне, що завжди можна підібрати таку пару параметрів, яка дає високу точність моделі на тестовій множині, а потім використовувати цю пару параметрів у реальному прогнозуванні. У моделі Хольта параметри згладжування характеризують ступінь адаптації моделі до змін ряду спостережень. Вони визначають швидкість реакції моделі на зміни, що відбуваються в розвитку. Чим їх більше, тим швидше модель реагує на зміни. Звичайно, для стійких рядів їх значення більше, а для нестійких – менше. У різних методах прогнозування використовується різний підхід до їх визначення. Їх можна прийняти за фіксовані, а найкраще значення можна визначити методом вибору, щоб похибка прогнозу на крок вперед була найменшою. Альтернативою цьому підходу є динамічна зміна параметрів згладжування. У еволюційних і симплексних методах планування параметри адаптації постійно змінюються на кожному кроці. Для параметра згладжування генерується кілька значень [22].

Аналіз даних із джерел [23], зокрема Укрстату, дав змогу сформувати вихідну базу даних для прогнозування у табл. 1.

Таблиця 1. Динаміка розвитку встановленої потужності вде в Україні за 2012-2021 рр., МВт)

Рік	Встановлена потужність (за видами відновлювальних джерел енергії), МВт			
	ВІТРОВА	СОНЯЧН А	ГЕС	ТЕС на біомасі
2012 рік	230	326	5410	20
2013 рік	320	616	5410	23
2014 рік	380	411	5780	27
2015 рік	410	432	5810	32
2016 рік	301	568	6220	38
2017 рік	330	742	6330	43
2018 рік	530	1388	6100	48
2019 рік	1150	4925	6150	51
2020 рік	230	6320	5849	67
2021 рік	230	8541	7350	109

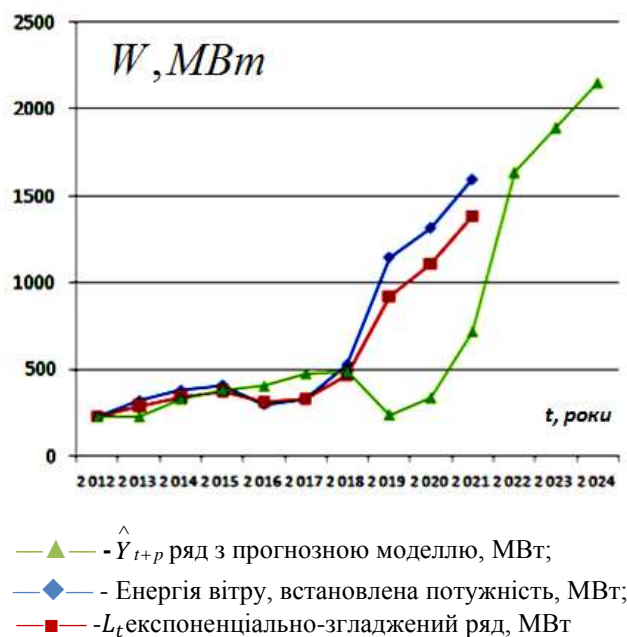


Рисунок 1 - Прогнозування динаміки розвитку встановленої потужності вітроенергетики України за методом Хольта:

Як видно (рис. 1) із побудованого графіка щодо встановленої потужності вітроенергетики в Україні отримано такі результати побудови прогнозної моделі: до 2026 р. збільшення обсягу встановленої потужності вітроенергетики прогнозується до рівня 2500 МВт, що підтверджує, що в Україні необхідно приділяти особливу увагу активізації розвитку нових генерувальних потужностей у сфері вітроенергетики.

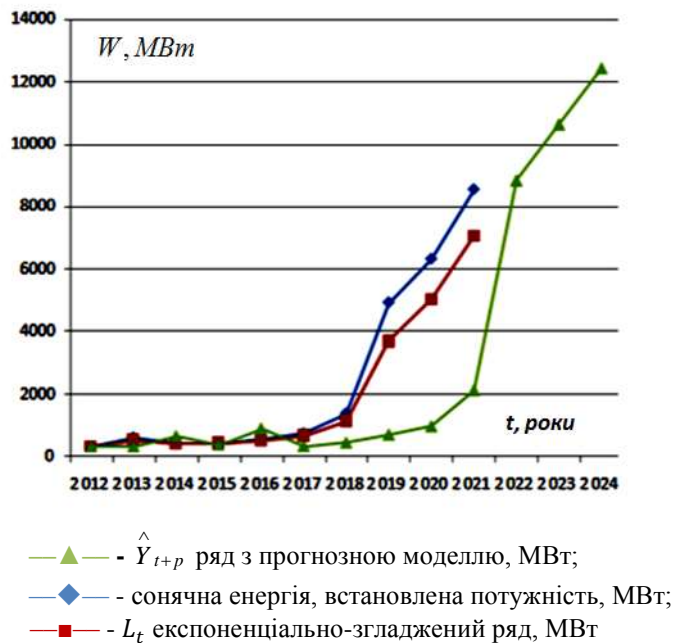


Рисунок 2 - Прогнозування динаміки розвитку встановленої потужності сонячної енергетики в Україні за методом Хольта

Як видно (рис. 2) - побудований графік показує, що серед усіх видів ВДЕ найбільш перспективним є розвиток сонячної енергетики, оскільки до 2026 року за допомогою прогнозу ми отримали такі результати, які показують зростання встановленої потужності сонячної енергії до рівня 14000 МВт. Це свідчить про необхідність зосередити особливу увагу на залученні додаткових інвестицій у розвиток сонячної енергетики в Україні.

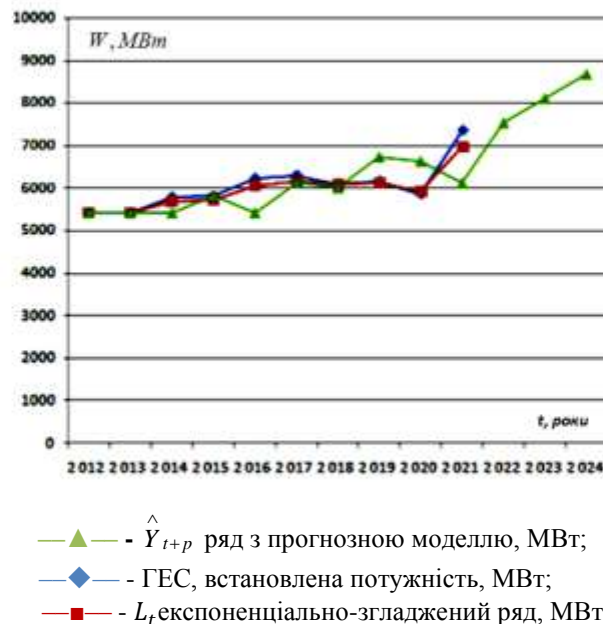


Рисунок 3 - Прогнозування динаміки розвитку встановленої потужності гідроелектростанцій України за методом Хольта

Як бачимо (рис. 3) – провівши відповідні розрахунки та проаналізувавши динаміку розвитку гідроелектростанцій (ГЕС) в Україні, ми дійшли висновку, що цей напрямок відновлювальної енергетики

також є дуже важливим, оскільки прогнози розрахунки показують, що до 2026 року встановлена потужність гідроелектростанцій в Україні зросте до рівня 9000 МВт. Це підтверджує, що галузь гідроенергетики є другою в Україні за рівнем розвитку порівняно з іншими стратегічними складовими ВДЕ в Україні

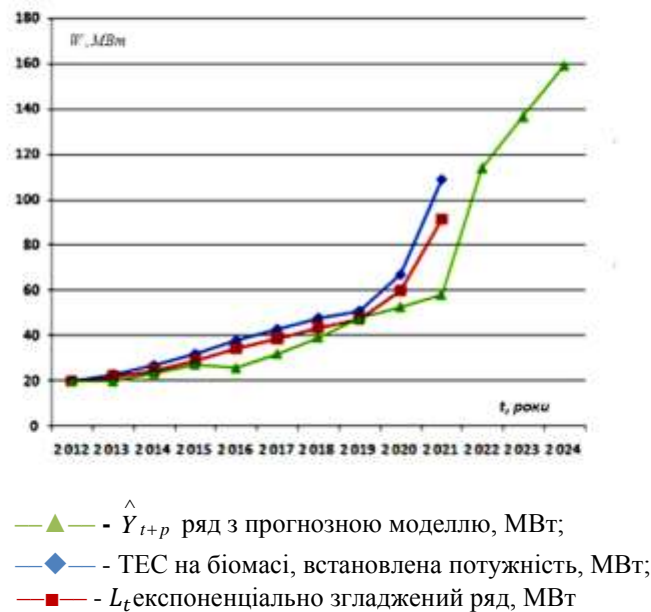


Рисунок 4 - Прогнозування динаміки розвитку встановленої потужності ТЕС України на біомасі за методом Хольта

Як бачимо з (рис. 4) – результати аналізу графіка, який показує встановлену потужність ТЕС на біомасі в Україні, свідчать про те, що незважаючи на те, що за встановленою потужністю сфери біоенергетики ще перебуває в стадії становлення, за активної підтримки держави існує значна ймовірність того, що найближчим часом ця галузь швидко розвиватиметься: прогнозна модель передбачає збільшення встановленої потужності ТЕС на біомасі до 180 МВт до 2026 р. Це доводить для нас стратегічну важливість та екологічність цього виду ВДЕ, який можна і потрібно розвивати найближчим часом.

Розвиток енергетичної системи безпосередньо впливає на конкурентоспроможність національної економіки та рівень життя всього населення України. Відповідно, стратегічним завданням для будь-якої країни є забезпечення країни економічно обґрунтованими та екологічно безпечними енергетичними ресурсами.

Сьогодні вітрова та сонячна енергетика є одним із найперспективніших напрямів розвитку енергетичної незалежності країни. Доречно звернути увагу на те, що використання енергії з біомаси також стабільно зростає. Разом з тим, для України, враховуючи глобальні виклики у сфері декарбонізації енергетичного сектору, необхідно звернути увагу особливо на модернізацію гідроелектростанцій в Україні, а це реабілітація гідроелектростанцій, вдосконалення нормативно-правового забезпечення та інтенсивний розвиток енергетичних компаній.

Висновки

За допомогою методу Хольта були побудовані відповідні прогнози моделі для чотирьох стратегічно важливих компонентів ВДЕ: вітрової, сонячної, гідро- та біомаси.

У результаті розрахунків і побудови прогнозних моделей автори дійшли наступних висновків:

Отримано наступні результати побудови прогнозної моделі:

- до 2026 року прогнозується збільшення встановленої вітроенергетичної потужності до рівня 2500 МВт, що підтверджує необхідність приділяти особливу увагу в Україні активізації розвитку нових генерувальних потужностей у сфері вітроенергетики. ;

- серед усіх видів ВДЕ найбільш перспективним є розвиток сонячної енергетики, оскільки до 2026 року за допомогою прогнозу ми отримали такі результати, що свідчать про зростання встановленої потужності сонячної енергетики до рівня 14000 МВт. Це свідчить про необхідність зосередити особливу увагу на залученні додаткових інвестицій у розвиток сонячної енергетики в Україні;

- провівши відповідні розрахунки та проаналізувавши динаміку розвитку гідроелектростанцій (ГЕС) в Україні, ми дійшли висновку, що цей напрямок ВДЕ також є дуже важливим, оскільки прогнози розрахунки показують, що до 2026 року встановлена потужність гідроелектростанцій в Україні зросте до

9000 МВт. Це підтверджує, що галузь гідроенергетики є другою в Україні за рівнем розвитку порівняно з іншими стратегічними складовими ВДЕ в Україні;

- результати розрахунків прогностичних значень встановленої потужності теплових електростанцій (ТЕС) на біомасі в Україні свідчать про те, що, незважаючи на те, що сфера біоенергетики ще перебуває в стадії формування за встановленою потужністю, з активної підтримки держави існує значна ймовірність того, що найближчим часом ця галузь швидко розвиватиметься: прогностична модель передбачає збільшення встановленої потужності ТЕС на біомасі до 180 МВт до 2026 року. Це доводить для нас стратегічну важливість та екологічність цього виду ВДЕ, який можна і потрібно розвивати найближчим часом.

Враховуючи систематизацію наукових досліджень та результати прогнозування змін у використанні енергії з відновлюваних джерел, важливо вжити таких заходів:

- переглянути Енергетичну стратегію України до 2050 року та розробити нові стратегічні напрями розвитку з урахуванням світових тенденцій у напрямку вуглецево-нейтрального розвитку національної економіки;

- розвивати комунальний електротранспорт задля покращення стану довкілля та зменшення паливної залежності від інших країн;

- оптимізувати та модифікувати нормативно-правове середовище для ефективного контролю та нагляду за підтримкою належного стану енергетичних підприємств.

Список використаної літератури

1. Zaichenko S. et al. Substantiation of diagnostic parameters of autonomous sources of electric energy on the basis of the internal combustion engine at development of system of technical diagnostics //POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology. – 2020. – №. 3. – С. 29-34..

2. Зайченко, С., Дерев'яно, Д. (2023). Порівняння енергетичної ефективності синхронного генератора з двигуном іскрового запалювання на різних видах палива. У системах, рішеннях і контролі в енергетиці V (стор. 155-177). Cham: Springer Nature Switzerland.

3. Зайченко С., Шевчук С., Опришко В., Прядко С., Халем А. (2020, травень). Підвищення енергоефективності автономного джерела електроенергії шляхом регулювання газорозподілу двигуна внутрішнього згоряння. У 2020 році IEEE 7-а міжнародна конференція з енергетичних інтелектуальних систем (ESS) (стор. 262-265). IEEE.

4. Кульбовський І., Голуб Г., Скляренко І., Сорочинська О., Гуренкова О., Кияшко В., Харута В. (2020). Дослідження моделі функціонування виробничо-технологічного потенціалу відділень електропостачання метрополітену. У транспортних засобах – матеріали міжнародної конференції (с. 416-420).

5. [Голуб Г., Кульбовський І., Скок П., Бамбура О., Мельниченко О., Харута В., Третиниченко Ю. (2020). Системна модель інформаційних потоків у мережах системи електропостачання в проектах транспортної інфраструктури. У транспортних засобах – матеріали міжнародної конференції (с. 132-135).

6. Walmsley, TG, Philipp, M., Picón-Núñez, M., Meschede, H., Taylor, MT, Schlosser, F., & Atkins, MJ (2023). Hybrid renewable energy utility systems for industrial sites: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 188, 113802.

7. Onu, P., Pradhan, A., & Mbohwa, C. (2023). The potential of industry 4.0 for renewable energy and materials development—The case of multinational energy companies. *Heliyon*, 9(10).

8. Nguyen, TTH, Phan, GQ, Tran, TK, & Bui, HM (2023). The role of renewable energy technologies in enhancing human development: Empirical evidence from selected countries. *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*, 8, 100496.

9. Ge, T., Ge, Y., Lin, S., & Ji, J. (2023). Do energy intensity reduction targets promote renewable energy development? Evidence from partially linear functional-coefficient models. *Energy Strategy Reviews*, 49, 101165.

10. Wali, SB, Hannan, MA, Ker, PJ, Abd Rahman, MS, Tiong, SK, Begum, RA, & Mahlia, TI (2023). Techno-economic assessment of a hybrid renewable energy storage system for rural communities towards achieving sustainable development goals. *Energy Strategy Reviews*, 50, 101217.

11. Schneider, N., & Rinscheid, A. (2024). The (de-) construction of technological legitimacy: Contending storylines surrounding wind energy in Austria and Switzerland. *Technological Forecasting and Social Change*, 198, 122929.

12. Calautit, K., & Johnstone, C. (2023). State-of-the-art review of micro to small-scale wind energy harvesting technologies for building integration. *Energy Conversion and Management*: X, 100457.

13. [13]Gao, Q., Bechlenberg, A., Vakis, AI, Ertugrul, N., Jayawardhana, B., & Ding, B. (2022). Techno-economic assessment of offshore wind and hybrid wind-wave farms with energy storage systems. Available at SSRN 4358078.

14. Qu, LN, Ji, BX, Lim, MK, Shen, Q., Li, LL, & Tseng, ML (2023). A hybrid static economic dispatch optimization model with wind energy: Improved pathfinder optimization model. *Energy Reports*, 10, 3711-3723.

15. Loth, E. (2023). Wind energy value and deep decarbonization design, what's next?. *Next Energy*, 1(4), 100059.
16. AlZohbi, G., AlShuhail, L., & Almoaikel, A. (2023). An estimation of green hydrogen generation from wind energy: A case study from KSA. *Energy Reports*, 9, 262-267.
17. Cañadilla, A., Rodríguez, G., Romero, A., Caminero, MA, & Dura, OJ (2023). Sustainable production of copper components using concentrated solar energy in material extrusion additive manufacturing (MEX-CSE). *Sustainable Materials and Technologies*, e00799.
18. Arroyo, Á., Basurto, N., Casado-Vara, R., Timiraos, M., & Calvo-Rolle, JL (2024). A Hybrid Intelligent Modeling approach for predicting the solar thermal panel energy production. *Neurocomputing*, 565, 126997.
19. Kraaijvanger, CW, Verma, T., Doorn, N., & Goncalves, JE (2023). Does the sun shine for all? Revealing socio-spatial inequalities in the transition to solar energy in The Hague, The Netherlands. *Energy Research & Social Science*, 104, 103245.
20. Sayed, MA, Ahmed, MM, Azlan, W., & Kin, LW (2023). Peer to Peer Solar Energy Sharing System for Rural Communities. *Cleaner Energy Systems*, 100102.
21. Pourasl, HH, Barenji, RV, & Khojastehzhad, VM (2023). Solar energy status in the world: A comprehensive review. *Energy Reports*, 10, 3474-3493.
22. Kotsialos, A., Papageorgiou, M., & Poulimenos, A. (2005). Holt-winters and neural-network methods for medium-term sales forecasting. *IFAC Proceedings Volumes*, 38(1), 133-138.
23. State Statistics Service of Ukraine [Electronic resource]. Available at: <http://www.ukrstat.gov.ua>.

S. Zaichenko¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-8446-5408

D. Derevianko¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-4877-5601

A. Trachuk¹, Ph.D. student

N. Zhukova¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-4215-6981

¹**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

EVALUATION OF COMPLEX INDICATORS FOR FORECASTING THE STRATEGIC DEVELOPMENT OF RENEWABLE ENERGY SOURCES OF UKRAINE WITHIN THE STRUCTURE OF RENEWABLE NATIONAL ENERGY INDUSTRY OF UKRAINE

The article is devoted to a systematic review of modern trends in the use of renewable energy sources and their impact on the country's energy system. The basis of the analysis is the assessment of the degree of technological maturity of renewable energy technologies, the effectiveness of their implementation in comparison with traditional energy sources. Thanks to a wide range of analysis, the article makes an important contribution to understanding the prospects and determinants of effective implementation of renewable national energy in the context of modern energy challenges and can serve as a basis for further research in this field.

In this article, the Holt method was chosen as the main method for forecasting - to build forecast models for four key components of renewable energy sources (RES) in Ukraine - wind, solar, hydropower and biomass. Based on the forecasting results, the authors determined the prospects for the development of renewable national energy in Ukraine. The obtained results emphasize the strategic importance of intensifying efforts in the field of development, attracting investments and revising the energy policy with the aim of aligning it with global trends towards a carbon-neutral economy. Appropriate recommendations have been developed regarding the revision of the Energy Strategy of Ukraine and the optimization of the legal framework for effective supervision of the proper condition of all generating capacities of the energy system. In the light of these forecasts, the article emphasizes the need for proactive measures to ensure the sustainable and growth of the ecologically clean strategic sector - renewable national energy of Ukraine.

Key words: *renewable energy, forecasting systems, Holt's method, biomass, solar energy, wind energy, TPP (Thermal power plant) on biomass, RES (renewable energy sources).*

References

1. Zaichenko S. et al. Substantiation of diagnostic parameters of autonomous sources of electric energy on the basis of the internal combustion engine at development of system of technical diagnostics //POWER ENGINEERING: economics, technique, ecology. – 2020. – № 3. – С. 29-34..

2. Zaichenko, S., & Derevianko, D. (2023). Comparison of the Energy Efficiency of Synchronous Power Generator with Spark Ignition Engine Using Different Types of Fuels. In *Systems, Decision and Control in Energy V* (pp. 155-177). Cham: Springer Nature Switzerland.

3. Zaichenko, S., Shevchuk, S., Opryshko, V., Pryadko, S., & Halem, A. (2020, May). Autonomous electric power source energy efficiency improvement by internal combustion engine gases distribution control. In 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS) (pp. 262-265). IEEE.
4. Kulbovskiy, I., Holub, H., Skliarenko, I., Sorochynska, O., Gurenkova, O., Kyiashko, V., & Kharuta, V. (2020). Investigation of the model of functioning of production and technological potential of subway power supply departments. In Transport Means-Proceedings of the International Conference (pp. 416-420).
5. Holub, H., Kulbovskiy, I., Skok, P., Bambura, O., Melnychenko, O., Kharuta, V., & Tretynychenko, Y. (2020). System model of information flows in networks of the electric supply system in transport infrastructure projects. In Transport Means-Proceedings of the International Conference (pp. 132-135).
6. Walmsley, TG, Philipp, M., Picón-Núñez, M., Meschede, H., Taylor, MT, Schlosser, F., & Atkins, MJ (2023). Hybrid renewable energy utility systems for industrial sites: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 188, 113802.
7. Onu, P., Pradhan, A., & Mbohwa, C. (2023). The potential of industry 4.0 for renewable energy and materials development—The case of multinational energy companies. *Heliyon*, 9(10).
8. Nguyen, TTH, Phan, GQ, Tran, TK, & Bui, HM (2023). The role of renewable energy technologies in enhancing human development: Empirical evidence from selected countries. *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*, 8, 100496.
9. Ge, T., Ge, Y., Lin, S., & Ji, J. (2023). Do energy intensity reduction targets promote renewable energy development? Evidence from partially linear functional-coefficient models. *Energy Strategy Reviews*, 49, 101165.
10. Wali, SB, Hannan, MA, Ker, PJ, Abd Rahman, MS, Tiong, SK, Begum, RA, & Mahlia, TI (2023). Techno-economic assessment of a hybrid renewable energy storage system for rural communities towards achieving sustainable development goals. *Energy Strategy Reviews*, 50, 101217.
11. Schneider, N., & Rinscheid, A. (2024). The (de-) construction of technological legitimacy: Contending storylines surrounding wind energy in Austria and Switzerland. *Technological Forecasting and Social Change*, 198, 122929.
12. Calautit, K., & Johnstone, C. (2023). State-of-the-art review of micro to small-scale wind energy harvesting technologies for building integration. *Energy Conversion and Management: X*, 100457.
13. Gao, Q., Bechlenberg, A., Vakis, AI, Ertugrul, N., Jayawardhana, B., & Ding, B. (2022). Techno-economic assessment of offshore wind and hybrid wind-wave farms with energy storage systems. Available at SSRN 4358078.
14. Qu, LN, Ji, BX, Lim, MK, Shen, Q., Li, LL, & Tseng, ML (2023). A hybrid static economic dispatch optimization model with wind energy: Improved pathfinder optimization model. *Energy Reports*, 10, 3711-3723.
15. Loth, E. (2023). Wind energy value and deep decarbonization design, what's next?. *Next Energy*, 1(4), 100059.
16. AlZohbi, G., AlShuhail, L., & Almoaikel, A. (2023). An estimation of green hydrogen generation from wind energy: A case study from KSA. *Energy Reports*, 9, 262-267.
17. Cañadilla, A., Rodríguez, G., Romero, A., Caminero, MA, & Dura, OJ (2023). Sustainable production of copper components using concentrated solar energy in material extrusion additive manufacturing (MEX-CSE). *Sustainable Materials and Technologies*, e00799.
18. Arroyo, Á., Basurto, N., Casado-Vara, R., Timiraos, M., & Calvo-Rolle, JL (2024). A Hybrid Intelligent Modeling approach for predicting the solar thermal panel energy production. *Neurocomputing*, 565, 126997.
19. Kraaijvanger, CW, Verma, T., Doorn, N., & Goncalves, JE (2023). Does the sun shine for all? Revealing socio-spatial inequalities in the transition to solar energy in The Hague, The Netherlands. *Energy Research & Social Science*, 104, 103245.
20. Sayed, MA, Ahmed, MM, Azlan, W., & Kin, LW (2023). Peer to Peer Solar Energy Sharing System for Rural Communities. *Cleaner Energy Systems*, 100102.
21. Pourasl, HH, Barenji, RV, & Khojastehnezhad, VM (2023). Solar energy status in the world: A comprehensive review. *Energy Reports*, 10, 3474-3493.
22. Kotsialos, A., Papageorgiou, M., & Poulimenos, A. (2005). Holt-winters and neural-network methods for medium-term sales forecasting. *IFAC Proceedings Volumes*, 38(1), 133-138.
23. State Statistics Service of Ukraine [Electronic resource]. Available at: <http://www.ukrstat.gov.ua>.

Надійшла: 06.02.2024
Received: 06.02.2024

С.В. Бойченко¹, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-2489-4980
С.Ю. Докшина¹, аспірант, старший викладач, ORCID 0000-0001-8136-8779
І.О. Шкільнюк¹, канд. техн. наук, завідувач лабораторією, ORCID 0000-0002-8808-3570
А.В. Яковлева¹, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-7618-7129
С. О. Зубенко¹, к.х.н., науковий співробітник ORCID 0000-0003-2161-5939

¹Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ОБҐРУНТУВАННЯ ПОТЕНЦІАЛУ ОТРИМАННЯ КОМПОЗИЦІЙНОГО МОТОРНОГО ПАЛИВА З ВІДХОДІВ ВИРОБНИЦТВА РОСЛИННИХ ОЛІЙ ТА ТВАРИННИЦТВА

Харчові відходи становлять негативний вплив на довкілля за неправильного поводження. Органічні відходи під час розкладання виділяють метан – парниковий газ, що сприяє зміні клімату. Однак, правильне управління харчовими відходами та їх утилізація може суттєво зменшити їх негативний вплив. На сьогодні в Україні існує невирішене питання високої відходоємності. Відходи промислового та побутового походження часто не піддаються належному сортуванню та переробці, що призводить до їх накопичення на звалищах та сміттєзвалищах. Другим болючим питанням є паливна залежність України від країн Європи. Тому саме перспективним напрямом посилення паливної незалежності є виробництво вітчизняних альтернативних моторних палив. Виробництво останніх можна налагодити саме з харчових відходів, вирішуючи одночасно питання відходоємності та паливної залежності.

Тому метою даного дослідження є визначення потенціалу отримання вітчизняного альтернативного палива з харчових відходів. Об'єктом дослідження є утилізація харчових відходів, що утворюються в процесі діяльності ресторанного бізнесу, виробництва рослинних олій та тваринництва в Україні. Предметом дослідження є харчові відходи, їх енергетичний потенціал з метою отримання альтернативного палива. Робочою гіпотезою дослідження є те, що налагодження екологістики збору та перетворення даних відходів здатне частково вирішити енергетичну ситуацію в країні.

У наведеній статті описано шкочу, що можуть спричинити довкіллю харчові відходи, виконано аналіз світового досвіду утилізації цих відходів, здійснено аналіз найбільших мереж ресторанного бізнесу, аналіз відходів за останні роки від виробництва рослинних олій та тваринництва, проаналізовано коефіцієнти перетворення харчових відходів у композиційне моторне паливо та розрахований потенціал отримання альтернативного палива з харчових відходів для України.

У результаті дослідження було встановлено, що середній річний потенціал отримання альтернативного палива від відходів виробництва олій та рослинної сировини знаходиться у діапазоні 33,25-44,2 тис. тонн/рік, а середній річний потенціал отримання альтернативного палива від відходів продуктів тваринництва знаходиться у діапазоні 2,65-5,2 тис. тонн/рік. Обсяги виробництва палива від відходів ресторанного бізнесу потенційно значно більші. Проте доступ до цих даних, нажаль, поки обмежений. Отже, сумарний річний потенціал отримання альтернативного палива з відходів виробництва олій та рослинної сировини, а також продуктів тваринництва знаходиться у діапазоні 35,9-49,4 тис. тонн/рік. Висунута нами гіпотеза підтверджена результатами цих досліджень.

Дослідження виконуються у рамках проєкту «Розроблення технологічних рішень отримання композиційних моторних палив із вторинної сировини для підвищення енергетичної безпеки» за рахунок державного бюджету згідно наказу Міністерства освіти і науки України №1572 від 27.12.2023 р. «Про затвердження переліку проєктів фундаментальних наукових досліджень, прикладних наукових досліджень, науково-технічних (експериментальних) розробок, виконавцями яких є заклади вищої освіти та наукові установи, що належать до сфери управління Міністерства освіти і науки України, які пройшли конкурсний відбір та фінансування яких розпочнеться з 2024 року за рахунок коштів Державного бюджету України» (реєстраційний номер 0124U000973).

Ключові слова: утилізація харчових відходів, альтернативні моторні палива, композиційні моторні палива, відходоємність, паливна незалежність, декарбонізація, рециклінг, екологістика, енергоефективність.

Вступ

Харчові відходи є значною екологічною проблемою, за неправильного поводження вони негативно впливають на довкілля. Під час розкладання органічних відходів виділяється метан – потужний парниковий газ, що сприяє зміні клімату. Однак, правильне управління харчовими відходами, включаючи компостування та перетворення на біогаз або у моторне паливо, може суттєво зменшити їхній негативний вплив. В Україні існує гостра проблема високого рівня відходоємності [1]: промислові та побутові відходи

часто не піддаються належному сортуванню та переробці, що призводить до їх накопичення на звалищах. Крім того, країна залежить від імпортного палива з Європи [2], що ставить перед нею завдання підвищення паливної незалежності шляхом виробництва альтернативних моторних палив. Виробництво такого палива може одночасно вирішувати як проблему відходоємності та шкоди довкіллю, так і паливної залежності.

Метою дослідження є оцінка потенціалу перетворення харчових відходів у композиційне моторне паливо для України.

Для досягнення мети, поставлено наступні завдання: проаналізувати світовий досвід утилізації харчових відходів; провести аналіз відходів найбільших мереж ресторанного бізнесу; дослідити відходи від виробництва рослинних олій та тваринництва за останні роки; проаналізувати коефіцієнти перетворення харчових відходів у композиційне моторне паливо; розрахувати потенціал виробництва композиційного моторного палива для України.

Об'єктом дослідження є утилізація харчових відходів, що утворюються в процесі діяльності ресторанного бізнесу, виробництва рослинних олій та тваринництва в Україні. **Предметом** дослідження є харчові відходи, їх енергетичний потенціал з метою отримання альтернативного палива. **Робочою гіпотезою** дослідження є те, що налагодження екології збору та перетворення даних відходів здатне частково вирішити енергетичну ситуацію в країні.

Матеріали та результати досліджень

1. Відходи відпрацьованої олії та рослинних жирів

1.1. Світові масштаби утворення відпрацьованої олії

На рисунку 1 наведено світові масштаби утворення відпрацьованої олії. Європа у світових масштабах займає 4%. Найбільші обсяги утворення відпрацьованої олії має Америка (55%) та Китай (25%).



Рисунок 1 – Виробництво відпрацьованої олії у світових масштабах
Джерело: [3] (прим. Перекладено авторами)

За даними [4], біодизель/біоетанол може замінити приблизно 10% споживання дизельного палива в Європі та 5% загального попиту на паливо в Південно-Східній Азії.

1.2. Відходи відпрацьованих олій при споживанні у готелях та ресторанах

Зі списку найбільших мереж ресторанів України перше місце займає мережа кав'ярень-пекарень "Львівські круасани" (153 заклади), друге місце посідає львівський холдинг !Fest (105 закладів різних форматів), з них мережа ресторанів "Реберня", "Перша львівська грильова ресторація м'яса та справедливості", "Пструг, хліб та вино" можуть бути потенційними партнерами для виробництва композиційних моторних палив. Третє місце посідає МакДональдс. Наступні місця посіли такі мережі: GastroFamily Дмитра Борисова (66 закладів), Domino's Pizza (65 ресторанів); KFC (56 закладів); Pizza Celentano (50 закладів); Пузата хата (36 закладів); Чорноморка (31 заклад); Сушия – 22 заклади [5]. Усі перелічені мережі, окрім "Львівських круасанів" різною мірою беруть участь в утворенні відходів відпрацьованої олії та тваринних жирів.

Обсяги утворення даних відходів є закритими даними. На запит щодо надання інформації, мережа МакДональдс надала відповідь, що вони приймають пропозиції тільки до співпраці. Потенційно, можливо налагодити логістику збуту відходів від цієї мережі. Проте за офіційними даними, екологістика збуту даних відходів вже налагоджена: "З харчових відходів – добрива для земель, а з олій – біопаливо та мастильні матеріали для будівництва" [6].

Стосовно закладів KFC, даних щодо утилізації жирів чи олій немає у відкритому доступі. Дані щодо утилізації у мережі "Пузата хата" відсутні. Проте є інформація щодо наявності у ресторанах систем для прийому стічних рідин та успішне очищення колодязів та жировловлювачів компанією "Труболюб" у ресторанах [7]. Інформація щодо поводження з відходами олій та жирів у інших мережах відсутня.

1.3. Відходи олійного виробництва

За даними [8], для отримання палива з промислових відходів олійного виробництва можливо використовувати сировину рослинну для виробництва олії та жирів рослинних зіпсовану, забруднену або неідентифіковану, її залишки, які не можуть бути використані за призначенням.

У таблиці 1 Наведений обсяг утворення відходів олії та рослинної сировини при виробництві у 2017-2020 роки.

Таблиця 1 – Обсяг утворення відходів олії та рослинної сировини при виробництві у 2017-2020 рр., тонн [9]

№	код	назва	Обсяг утворення відходів олії та рослинної сировини при виробництві, тонн			
			2017	2018	2019	2020
1	1541.1.1.01	Сировина рослинна для виробництва олії та жирів рослинних зіпсована, забруднена або неідентифікована, її залишки, які не можуть бути використані за призначенням	10437,1	11452,39	14388,65	1149,77
2	1541.1.1.03	Сировина та речовини допоміжні, які використовуються під час виробництва олії, жирів тваринних та рослинних неочищених, зіпсовані, забруднені або неідентифіковані, їх залишки, які не можуть бути використані за призначенням	1103,5	7449,301	9475,997	15117,96
3	1541.2.9.08	Напівфабрикати власного виробництва олії та жирів тваринних та рослинних неочищених або залишки незакінченого виробництва олії, жирів тваринних та рослинних неочищених, не придатні для використання за призначенням	29752,5	78632,38	2073,335	2416,92
4	1542.2.9.06	Напівфабрикати власного виробництва олії, жирів тваринних та рослинних очищених або залишки незакінченого виробництва олії, жирів тваринних та рослинних очищених, не придатні для використання за призначенням	263794,8	38,45	111,796	58,52
5	1543.3.1.03	Суміші жирів рослинних і тваринних некондиційні	2,7	3,2	5,2	1,725
6	1543.3.1.04	Жири та олії харчові інші, включаючи рідкий маргарин некондиційні	23,4	2,203	7,331	28,328
Разом, тонн:			305114	97577,92	26062,31	18773,22

Згідно даних з таблиці 1, за 2017 рік в Україні утворилось 305,1 тис. тонн відходів олійного виробництва, що є потенційним паливом. У 2020 році ця цифра становила 18,78 тис. тонн. Обсяг утворених відходів за 2017 рік значно відрізняється від обсягів утворених відходів олії та рослинної сировини у наступні роки. Тому, середнє значення утворених відходів олії та рослинної сировини при виробництві розраховувалось за 2018-2020 роки та становить 47,5 тис. тонн/рік.

1.4. Потенціал отримання альтернативного палива від відходів виробництва олії та рослинної сировини

Авторам [4] вдалось досягти вихід біодизеля від відпрацьованої олії у 88-90% при співвідношенні метанол/олія 7:1-8:1, температурах 30-50 °C і 0,75 мас.% гідроксиду калію. Трішки менші дані отримані [10] з коефіцієнтом перетворення 71,62%, за наступних умов: співвідношення олії до метанолу 1:6, каталізатор 2%, 120°C. Більше значення вдалось досягти [11] з максимальною конверсією вище 93%. Схоже значення отримання біодизеля від суміші відпрацьованих олій у 91,03% знайшли [12]. Отже, коефіцієнт перетворення біодизеля від відпрацьованої олії 70-93%.

Потенціал отримання палива від відходів відпрацьованої олії та рослинного виробництва розраховується за формулою 1.

$$N_{оп} = N_{во} \cdot k_{во} \quad (1)$$

де:

$N_{оп}$ – кількість отриманого палива від відходів відпрацьованої олії та відходів рослинного виробництва, тис. тонн/рік

$N_{во}$ – кількість утворених відходів відпрацьованої олії та відходів рослинного виробництва, тис. тонн/рік

$k_{во}$ – коефіцієнт перетворення відходів відпрацьованої олії та відходів рослинного виробництва у паливо, в.о.

Середнє значення утворених відходів олії та рослинної сировини при виробництві становить 47,5 тис. тонн/рік.

Розрахуємо річний потенціал отримання альтернативного палива від відходів виробництва олії та рослинної сировини:

середній річний потенціал отримання альтернативного палива від відходів виробництва олії та рослинної сировини знаходиться у діапазоні: від $N_{он} = 47,5 \cdot 0,7 = 33,25$ тис. тонн/рік до $N_{он} = 47,5 \cdot 0,93 = 44,2$ тис. тонн/рік. Обсяги виробництва палива від відходів ресторанного бізнесу потенційно значно більші. Проте доступ до цих даних, на жаль, поки обмежений.

2. Відходи продуктів тваринництва

2.1 Відходи виробництва продуктів тваринництва у світі

Відходи тваринного жиру є серйозною проблемою для навколишнього середовища в усьому світі, величезна кількість якого щодня утворюється на бойнях. Лише в Сполучених Штатах щорічно виробляється приблизно 2000 мільйонів метричних тонн відходів тваринництва, які містять близько 15% сухої речовини, що призводить до приблизно 300 мільйонів метричних тонн річного виходу сухої речовини [13]. Агрохарчова промисловість, включаючи відходи тваринного жиру, значною мірою сприяє забрудненню навколишнього середовища, що вимагає дорогої обробки через суворі правила. Проте відходи тваринного жиру є можливістю для виробництва біоенергії, оскільки дані відходи є дешевшою сировиною для виробництва біодизеля порівняно з відходами рослинної олії, так, у 2019 році тваринний жир становив до 6% загальної сировини [14]. Ці відходи можна переробити на цінне паливо, таке як біодизель, пропонуючи стійку альтернативу традиційному дизельному паливу та зменшуючи викиди вуглекислого газу, таким чином пом'якшуючи вплив на навколишнє середовище [15].

2.2. Відходи виробництва продуктів тваринництва в Україні

Для отримання альтернативного палива можна використовувати різноманітні відходи тваринного виробництва. Такими відходами можуть слугувати курячі відходи, такі як голова, пір'я, кишки, шкіра, курячий жир: [16], [17], [18], кров, субпродукти, м'ясо-жирових відходів, що залишаються після розділення тушок і виробництва м'ясо-кісткового борошна [19]. Для виробництва олії можна також використовувати топлений пташиний жир, яловичий жир, соєву олію [20]. Взагалі, відходи тваринного жиру, що мають високий вміст вільних жирних кислот [21], субпродукти м'ясопереробних виробництв [22] підходять для виробництва біодизеля.

У таблиці 2 наведено відходи виробництва продуктів тваринництва у 2017-2020 роках, що можуть бути використані для виробництва альтернативного палива.

За даними таблиці 2, відходи виробництва продуктів тваринництва у 2017 році становили 6,5 тис. тонн. У 2020 році обсяг цих відходів становив 4,9 тис. тонн. Середній обсяг утворення відходів продуктів тваринництва за ці роки становить 5,3 тис. тонн/рік.

2.3. Потенціал отримання альтернативного палива від продуктів тваринництва

Відходи тваринництва, такі як курячі відходи, тваринний жир і різні побічні продукти, можна використовувати для виробництва біодизеля за допомогою таких процесів, як переетерифікація та піроліз. Це перетворення не тільки забезпечує екологічно безпечне рішення для управління відходами [16], [23], але також сприяє виробництву відновлюваних джерел енергії, зменшуючи залежність від викопного палива та пом'якшуючи їх виснаження [24], [25]. Крім того, біодизель, отриманий з відходів тваринництва, може бути економічно ефективною альтернативою традиційному дизельному паливу, оскільки дослідження показують порівнянну продуктивність двигунів без необхідності модифікацій [26]. Крім того, використання відходів тваринництва для виробництва біопалива сприятиме значному скороченню викидів парникових газів.

Авторам [27] вдалось досягти максимальний вихід біодизеля з тваринного жиру з коефіцієнтом у 94% шляхом переетерифікації на основі метилу. У [28] стверджують, що переетерифікація відходів тваринної олії може давати 98,7% біодизеля.

Менше значення отримання біопалива з курячих відходів, що становить 51%, досягли автори [29]. Авторам [30] вдалось отримати біодизельне паливо з коефіцієнтом перетворення 87%. Отже, коефіцієнт перетворення тваринних відходів становить 50-99%.

Потенціал отримання палива від тваринного виробництва розраховується за формулою 2.

$$N_{mn} = N_{mв} \cdot k_{mв}(2)$$

де:

N_{mn} – кількість отриманого палива від відходів тваринного виробництва, тис. тонн/рік

N_{me} – кількість утворених відходів тваринного виробництва, тис. тонн/рік

k_{me} – коефіцієнт перетворення тваринного виробництва у паливо, в.о.

Середній обсяг утворення відходів продуктів тваринництва становить 5,3 тис. тонн/рік.

Розрахуємо річний потенціал отримання альтернативного палива від відходів продуктів тваринництва:

середній річний потенціал отримання альтернативного палива від відходів продуктів тваринництва знаходиться у діапазоні: від $N_{mn} = 5,3 \cdot 0,5 = 2,65$ тис. тонн/рік до $N_{mn} = 5,3 \cdot 0,99 = 5,2$ тис. тонн/рік.

Таблиця 2 – Відходи виробництва продуктів тваринництва у 2017-2020 роках [9]

№	код	назва	Відходи виробництва продуктів тваринництва, тонни			
			2017	2018	2019	2020
1	1511.3.1.06	Продукти виробництва м'яса побічні їстівні перероблені, некондиційні	30,9	29,837	40,11	0,065
2	1511.3.1.10	Жири великої рогатої худоби, свиней, овець, кіз, коней, віслуків, мулів, лошаків і тварин інших некондиційні	356,5	274,362	248,579	229,269
3	1512.1.1.03	Тушки птиці свійської та кролів зіпсовані, забруднені або неідентифіковані, їх залишки, які не можуть бути використані за призначенням	326,2	130,985	268,467	267,48
4	1512.2.9.03	Ноги птиці свійської	85,1	15	16,3	8,7
5	1512.2.9.09	Лапи кролів	0,5	0,3	-	-
6	1512.2.9.13	Напівфабрикати власного виробництва м'яса свіжого та консервованого птиці свійської та кролів або залишки незакінченого виробництва м'яса свіжого та консервованого птиці свійської та кролів, не придатні для використання за призначенням	2347,7	1643,69	21,5	-
7	1512.3.1.07	Пір'я некондиційне	1062,5	2338,847	2620,819	4201,174
8	1513.1.1.06	Сировина м'ясна інша зіпсована, забруднена або неідентифікована, її залишки, які не можуть бути використані за призначенням	1062,5	3,532	2,93	2,46
9	1513.2.9.01	Шматки м'яса зіпсовані, забруднені або неідентифіковані, їх залишки, які не можуть бути використані за призначенням	612,8	769,82	18,46	39,06
10	1513.3.1.03	Вироби з м'яса птиці свійської та продуктів побічних інших, некондиційні	593,9	690,84	814,33	151,9
Сумарно, тонн			6478,6	5897,213	4051,495	4900,108

На рисунку 1 наведена феноменологічна модель отримання альтернативного моторного палива з відходів виробництва олії та рослинної сировини та тваринних відходів. Ці відходи, що надходять на вхід системи, перетворюючись у компоненти моторного палива створюють енергетичний потенціал отримання альтернативного моторного палива в Україні, роблячи свій внесок у поліпшення енергетичної та екологічної ситуації в країні.

Як відомо [31], на сьогодні активно розвиваються технології продукування альтернативних видів моторного палива, що обумовлено як посиленням екологічних вимог щодо шкідливих викидів в атмосферу так і виснаженням невідновлюваних сировинних ресурсів. Технології виробництва синтетичних і біологічних палив з різних видів сировини дозволяють отримати паливо з близькими показниками якості до традиційних палив, але повністю замінити їх поки що не вдається. Тому сьогодні світовою тенденцією є застосування альтернативних палив, що являють собою суміш (композицію) з нафтовим традиційним паливом у різних співвідношеннях. Наприклад, одним із стандартизованих авіаційних альтернативних палив є синтетичний авіаційний гас SPK (FT-SPK), що виробляється з вугілля, природного газу або біологічної маси за вдосконаленою технологією Фішера-Тропша відповідно до вимог стандарту ASTM D 7566. Даний авіаційний керосин являє собою суміш синтетичного компоненту та традиційного авіаційного нафтового авіаційного палива марки Jet A-1 [32, 33, 34] у максимальному співвідношенні 50:50.

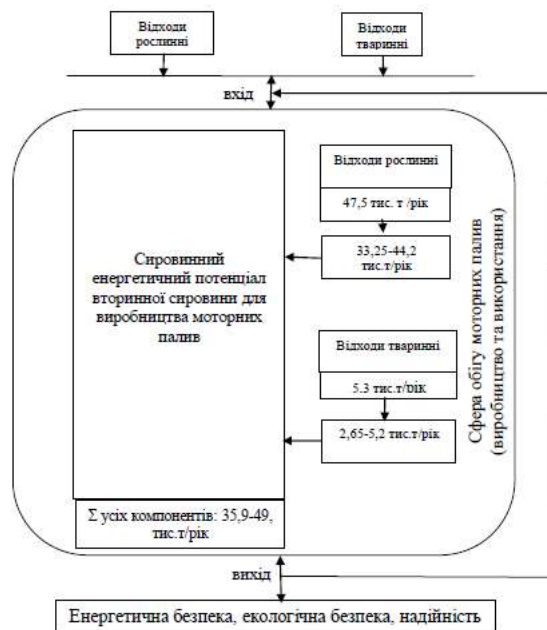


Рисунок 1 - Феноменологічна модель отримання альтернативного моторного палива з харчових відходів

На підставі аналізу літературних даних ми дійшли висновку, що найближчим аналогом в галузі нафтохімії, нафтохімічного синтезу та нафтопереробки є процес гідрокрекінгу нафти [35]. Гідрокрекінг – один з найбільш швидкозростаючих процесів нафтопереробки. За останні 20 років потужності установок гідрокрекінгу виросли в світі в 4 рази і досягли майже 250 млн куб. м сировини на рік. Процес дозволяє підбором відповідних каталізаторів і параметрів технологічного режиму отримувати високий вихід широкого асортименту високоякісних компонентів палив і олів. За допомогою гідрокрекінгу можна одержувати значну кількість легких продуктів за використання як сировини важких нафтових дистилатів, важких нафт, нафтових залишків – малоцінних мазутів, а також відходів харчової галузі (олій після фритюру, тваринних жирів).

Висновки

За 2017 рік в Україні утворилось 305,1 тис. тонн відходів олійного виробництва, що є потенційним паливом. У 2020 році ця цифра становила 18,78 тис. тонн. Обсяг утворених відходів за 2017 рік значно відрізняється від обсягів утворених відходів олії та рослинної сировини у наступні роки. Тому, середнє значення утворених відходів олії та рослинної сировини під час виробництва розраховувалось за 2018-2020 рр та становить 47,5 тис. тонн/рік.

Відходи виробництва продуктів тваринництва у 2017 році становили 6,5 тис. тонн. У 2020 році обсяг цих відходів становив 4,9 тис. тонн. Середній обсяг утворення відходів продуктів тваринництва за ці роки становить 5,3 тис. тонн/рік.

Підсумовуючи результати дослідження, ми дійшли висновку, що середній річний потенціал отримання альтернативного палива від відходів виробництва олії та рослинної сировини знаходиться у діапазоні 33,25-44,2 тис. тонн/рік, а середній річний потенціал отримання альтернативного палива від відходів продуктів тваринництва знаходиться у діапазоні 2,65-5,2 тис. тонн/рік. Обсяги виробництва палива від відходів ресторанного бізнесу потенційно значно більші. Проте доступ до цих даних, на жаль, поки обмежений.

Отже, сумарний річний потенціал отримання альтернативного палива з відходів виробництва олії та рослинної сировини, а також продуктів тваринництва знаходиться у діапазоні 35,9-49,4 тис. тонн/рік. Висунута нами гіпотеза підтверджена результатами цих досліджень.

На підставі аналізу літературних даних ми дійшли висновку, що найближчим аналогом в галузі нафтохімії, нафтохімічного синтезу та нафтопереробки є процес гідрокрекінгу нафти. Процес дозволяє підбором відповідних каталізаторів і параметрів технологічного режиму отримувати високий вихід широкого асортименту високоякісних компонентів палив і олів. За допомогою гідрокрекінгу можна одержувати значну кількість легких продуктів за використання як сировини важких нафтових дистилатів, важких нафт, нафтових залишків – малоцінних мазутів, а також відходів харчової галузі (олій після фритюру, тваринних жирів).

Список використаної літератури

1. Цілі сталого розвитку: Україна. Національна доповідь. Міністерство економічного розвитку і торгівлі України. 2017. 174 с. URL: <https://www.undp.org/uk/ukraine/publications/цiлi-сталого-розвитку-нацiональна-доповідь-2017> (дата звернення: 20.02.2024)
2. Україна за півроку наростила імпорту пального у 12 разів. Українська ENERGETUKA: веб-сайт. URL: <https://ua-energy.org/posts/ukraina-za-pivroku-narostyla-import-palnoho-v-12-raziv> (дата звернення: 02.09.2023)
3. Wan Nur Aifa Wan Azahar, Mastura Bujang, Ramadhansyah Putra Jaya, Mohd Rosli Hainin, Azman Mohamed, Norzita Ngad, Dewi Sri Jayanti. The potential of waste cooking oil as bio-asphalt for alternative binder – An overview. *Jurnal Teknologi*. (2016). 78(4). Pp. 111-116. <https://doi.org/10.11113/jt.v78.8007>
4. Anh N. Phan, Tan M. Phan. Biodiesel production from waste cooking oils. *Fuel*. (2008). Vol. 87, Iss. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2008.07.008>
5. Рейтинг найбільших ресторанних мереж в Україні: десятка лідерів. 24 Бізнес: веб-сайт. URL: https://24tv.ua/business/desyat-naybilshih-restorannih-merezh-ukrayini-hto-uvyishov-do_n2465086 (дата звернення: 20.02.2024)
6. Від тримачів для напоїв до біопалива: на що перероблюють відходи в Макдональдз. VGORODE: веб-сайт. URL: https://kiev.vgorode.ua/news/dosuh_y_eda/a1176163-vid-trimachiv-dlja-napojiv-do-biopaliva-na-shcho-pererobljujut-vidkhodi-v-makdonaldz (дата звернення: 20.02.2024)
7. Мережа ресторанів “Пузата хата”. ТРИБОЛЮБ: веб-сайт. URL: <https://trubolub.com.ua/uk/projects/set-restoranov-puzata-hata/> (дата звернення: 28.02.2024)
8. Кірюхіна Д.В., Ілляш О.Е. Аналіз стану системи управління промисловими відходами харчової промисловості. II Міжнародна науково-практична конференція “VinSmartEco” 20-21 травня 2021 р.: збірник матеріалів. С. 118-120. URL: <https://docs.academia.vn.ua/handle/123456789/556> (дата звернення 27.02.2024).
9. Утворення відходів за класифікаційними угрупованнями державного класифікатора відходів. Державна служба статистики України: веб-сайт. URL: https://www.ukrstat.gov.ua/operativ/menu/menu_u/ns.htm (дата звернення: 20.02.2024).
10. Paramita Dwi Sukmawati. Optimization Of Used Cooking Oil Into Biodiesel With Sulfated Zirconia Zeolite Catalyst. *Prosiding Seminar Nasional Teknik Kimia “Kejuangan”*. (2016). J5. URL: <https://core.ac.uk/outputs/305078934>
11. Joshi, S., Hadiya, P., Shah, M. et al. Techno-economical and Experimental Analysis of Biodiesel Production from Used Cooking Oil. *Biophys Econ Resour Qual* 4, 2 (2019). DOI: <https://doi.org/10.1007/s41247-018-0050-7>
12. Mohamed A. Zayed, Mamoun S. M. Abd El-Kareem, N. H. S. Zaky. Gas Chromatography-Mass Spectrometry Studies of Waste Vegetable Mixed and Pure Used Oils and Its Biodiesel Products. *Journal of Pharmaceutical and Applied Chemistry*. (2017). Vol. 2, Iss: 1, Pp. 30-37. URL: https://www.researchgate.net/publication/317596936_Gas_Chromatography-Mass_Spectrometry_Studies_of_Waste_Vegetable_Mixed_and_Pure_Used_Oils_and_Its_Biodiesel_Products
13. Jafar A. Ali, Ribwar K. Abdulrahman, Mohammed H. S. Zangana. The Production of Biodiesel from Animal Tallow to be Used for Electric Generators: A Case Study. *Scientific & Academic Publishing*. (2015). Vol. 5, Iss: 1, pp 17-23. doi:10.5923/j.ep.20150501.03
14. Feddern, V., Cunha, A., De Pra, M. C., de Abreu, P. G., Santos Filho, J. I. dos, Mayumi, M., ... Coldebell, A. (2011). Animal Fat Wastes for Biodiesel Production. *InTech*. doi: 10.5772/26691
15. Chávez-Fuentes, J.J., Capobianco, A., Barbušová, J. et al. Manure from Our Agricultural Animals: A Quantitative and Qualitative Analysis Focused on Biogas Production. *Waste Biomass Valor*. (2017). 8, Pp. 1749–1757 <https://doi.org/10.1007/s12649-017-9970-5>
16. S. Senthilkumar, S. Ganesan, D Krishana Prasad, K. Krishana Kumar, M. Kannan. Review on usage of animal waste oil in diesel engine. *AIP Conference Proceedings*. (2020). Vol. 2311, Iss: 1, pp 020002. <https://doi.org/10.1063/5.0033969>
17. A. I. M. Idris, A. Salmiaton, Rozita Omar. Pyrolysis—Solvent Extraction of Chicken Fats and Skins for Bio-oil Production. *Energy Sources. Part A. Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. (2015). Vol. 37. Iss. 23. Pp. 2543-2549. DOI: 10.1080/15567036.2012.675411
18. Tamrat Tesfaye, Bruce Sithole, Deresh Ramjugernath. Valorisation of Waste Chicken Feathers: Green Oil Sorbent. *International Journal Of Chemical Sciences*. (2018). Vol. 16, Iss: 3, pp 1-13. DOI: 10.21767/0972-768X.1000282
19. М.М. Муштрук, Ю.Г. Сухенко, І.Г. Брігченко. Відходи переробних підприємств - сировина для виробництва дизельного біопалива. VIII міжнародна науково-практична конференція вчених, аспірантів і студентів «Наукові здобутки у вирішенні актуальних проблем виробництва та переробки сировини, стандартизації і безпеки продовольства»: Збірник праць. К.: РВВ НУБІП України, 2019. С. 247- 248.
20. Bahar Riazi, James Mosby, Byron Millet, Sabrina Spatari, Sabrina Spatari. Renewable diesel from oils and animal fat waste: implications of feedstock, technology, co-products and ILUC on life cycle GWP. *Resources Conservation and Recycling (Elsevier)*. (2020). Vol. 161, pp 104944. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.104944>
21. Pollardo, A.A., Lee, Hs., Lee, D. et al. Effect of supercritical carbon dioxide on the enzymatic production of biodiesel from waste animal fat using immobilized *Candida antarctica* lipase B variant. *BMC Biotechnol*. (2017). 17, 70. DOI: <https://doi.org/10.1186/s12896-017-0390-1>
22. Ivana B. Banković-Ilić, Ivan J. Stojković, Olivera S. Stamenković, Vlada B. Veljković, Yung-Tse Hung. Waste animal fats as feedstocks for biodiesel production. *Renewable & Sustainable Energy Reviews (Pergamon)*. (2014). Vol. 32, pp 238-254.
23. Richard L. Skaggs, André M. Coleman, Timothy E. Seiple, Anelia Milbrandt. Waste-to-Energy biofuel production potential for selected feedstocks in the conterminous United States. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. (2018). Vol. 82, Iss: 3, pp 2640-2651.

24. Hashim, M., Akbar, A., Safi, S.Z., Arshad, M., Gul, Z. (2023). Valorization of Animal Waste for the Production of Sustainable Bioenergy. In: Arshad, M. (eds) *Climate Changes Mitigation and Sustainable Bioenergy Harvest Through Animal Waste*. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-26224-1_17
25. Hemanandh Janarthanam, Sridhar Raja Sundara Raju Kachupalli, Senthil Kumar Jayapalan, Ganesan Subbiah, Purusothaman Mani, M. Velkumar, S. Siva Adithya. *Emission and performance analysis of thermochemical conversion of bio-oil using waste animal fat*. Vol. 2311, Iss: 1, pp 020020. URL: <https://pubs.aip.org/aip/acp/article-abstract/2311/1/020020/1027704/Emission-and-performance-analysis-of?redirectedFrom=fulltext>
26. Barua, P., Dhana Raju, V., Soudagar, M.E.M., Hossain, N. (2022). Animal Fat-Derived Biodiesel and Nano-Technology Applications. In: Guldhe, A., Singh, B. (eds) *Novel Feedstocks for Biofuels Production. Clean Energy Production Technologies*. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-19-3582-4_11
27. Gokul Raghavendra Srinivasan, Shalini Palani, Ranjitha Jambulingam. Optimised Production of Biodiesel Synthesised from Waste Animal Fat. *Journal of Biofuels*. (2018). Vol. 9, Iss: 1, pp 17-24. URL: <https://www.semanticscholar.org/paper/Optimised-Production-of-Biodiesel-Synthesised-from-Srinivasan-Palani/b4144313e4bd3b24c97ba9617e9de01ac4bcc36d>
28. Dandan Pang, Hao Tan, Rongshu Zhu, Feng Ouyang. Producing biodiesel from waste animal oil by modified ZnO. *International Journal of Green Energy*. (2017). Vol. 14, Iss: 8, pp 703-711. <https://doi.org/10.1080/15435075.2017.1324793>
29. Zacharie Merlin Ayissi, Alain Fokoua Fongain, Leonel Tsafack Dongmo, Hossain Nazia, R. Alloune, Innocent Ndoh Mbue, Ruben Mouangue. An Overview of Energy Recovery from Local Slaughterhouse-Based Gallus gallus domesticus Greasy Residues and Latest Applications. *Journal of Combustion*. (2022). Vol. 2022, pp 1-11. URL: <https://www.hindawi.com/journals/jc/2022/3512194/>
30. Zhiliang Zhang, Jianbing Ji. Waste Pig Carcasses as a Renewable Resource for Production of Biofuels. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*. (2015). Vol. 3, Iss: 2, pp 204-209. URL: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/sc500591m?src=recsys>
31. W.A. Chishty, T. Chan, P. Canteenwalla, C.R. Davison, J. Chalmers. Benchmarking data from the experience gained in engine performance and emissions testing on alternative fuels for aviation. *Journal of the Global Power and Propulsion Society*. 2017. P. 195–210. DOI: <https://doi.org/10.22261/S5WGLD>
32. Сергій Бойченко, Андрій Пушак, Петро Топільницький, Казимір Лейда. Моторні палива: властивості та якість: підручник, за заг. ред. проф. С.Бойченка. К.: «Центр учбової літератури», 2017. 324 с.
33. Sergii Boichenko, Olexander Aksionov, Petro Topilnytskyi, Andrii Pushak, Kazimierz Lejda. Selected aspects of providing the chemmotological reliability of the engineering: Monograph, under the general editorship of prof. Sergii Boichenko. K.: Center for Educational Literature, 2019. 342 p. DOI: <https://doi.org/10.18372/38195>
34. Boichenko S., Yakovlieva A., Lejda K., Kurdel P. Modern Road Transport's Operational materials. Technical University of Košice, 2020. 279 p. ISBN: 978-80-553-3646-64.
35. Мачинський О.Я., Топільницький П.І. Гідрокрекінг : Монографія. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2011. 348 с.

S. Boichenko¹, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-2489-4980

S. Dokshyna¹, Ph. D. student, Senior Teacher, ORCID 0000-0001-8136-8779

I. Shkilniuk¹, Cand. Sc. (Eng.), Head of Laboratory, ORCID 0000-0002-8808-3570

A. Yakovlieva¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-7618-7129

S. Zubenko¹, Cand. Sc. (Chem.), Research Associate, ORCID 0000-0003-2161-5939

¹National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

SUBSTANTIATION OF THE POTENTIAL FOR OBTAINING COMPOSITE MOTOR FUEL FROM VEGETABLE OIL AND LIVESTOCK PRODUCTION WASTES

Food waste has a negative impact on the environment if it is not handled properly. When organic waste decomposes, it releases methane, a greenhouse gas that contributes to climate change. However, proper management and disposal of food waste can significantly reduce its negative impact. On the other hand, Ukraine has an unresolved issue of high waste intensity. Industrial and household waste is often not properly sorted and recycled, leading to its accumulation in landfills and dumps. Another painful issue is Ukraine's fuel dependence on European countries. Therefore, the production of domestic alternative motor fuels is a promising way to increase fuel independence. The latter can be produced from food waste, thus solving both the issue of waste intensity and fuel dependence.

Therefore, the purpose of this study is to determine the potential for obtaining domestic alternative fuels from food waste. The object of the study is food waste generated in the course of the restaurant business, vegetable oil production and livestock farming in Ukraine. The subject of the study is the methods and technologies for converting food waste into composite motor fuel and their potential to reduce the environmental burden and increase Ukraine's fuel independence. The working hypothesis of the study is that the establishment of an ecological system for the collection and conversion of these wastes can partially resolve the energy situation in the country.

This article describes the harm that food waste can cause to the environment, analyses the global experience of recycling this waste, analyses the largest restaurant chains, analyses waste from vegetable oil production and livestock production in recent years, analyses the conversion factors of food waste into composite motor fuels, and calculates the potential for producing alternative fuels from food waste for Ukraine.

The study found that the average annual potential for alternative fuel production from oil and vegetable raw material waste is in the range of 33.25-44.2 thousand tonnes/year, and the average annual potential for alternative fuel production from animal waste is in the range of 2.65-5.2 thousand tonnes/year. The volume of fuel production from restaurant waste is potentially much higher. However, access to this data is unfortunately still limited. Thus, the total annual potential for alternative fuel production from oil and vegetable waste, as well as animal products, is in the range of 35.9-49.4 thousand tonnes per year. Our hypothesis is confirmed by the results of these studies.

The research is carried out within the framework of the project "Development of technological solutions for the production of composite motor fuels from secondary raw materials to improve energy security" at the expense of the state budget in accordance with the order of the Ministry of Education and Science of Ukraine No. 1572 of 27.12.2023 "On approval of the list of projects of basic research, applied research, scientific and technical (experimental) developments, executed by higher education institutions and scientific institutions belonging to the Ministry of Education and Science of Ukraine".

Keywords: food waste utilisation, alternative motor fuels, composite motor fuels, waste intensity, fuel independence, environmental protection, recycling, ecology.

References

1. Sustainable development goals: Ukraine. National report. Ministry of Economic Development and Trade of Ukraine. (2024, 20 February). UNDP. [In Ukrainian]. Retrieved from: URL: <https://www.undp.org/uk/ukraine/publications/цілі-сталого-розвитку-національна-доповідь-2017>
2. Ukraine has increased fuel imports 12 times in six months. (2023, 2 September). *Ukrainska ENERGETUKA*. [In Ukrainian]. Retrieved from: <https://ua-energy.org/uk/posts/ukraina-za-pivroku-narostyla-import-palnoho-v-12-raziv>
3. Wan Nur Aifa Wan Azahar, Mastura Bujang, Ramadhansyah Putra Jaya, Mohd Rosli Hainin, Azman Mohamed, Norzita Ngad, Dewi Sri Jayanti. The potential of waste cooking oil as bio-asphalt for alternative binder – An overview. *Jurnal Teknologi*. (2016). 78(4). Pp. 111-116. <https://doi.org/10.11113/jt.v78.8007>
4. Anh N. Phan, Tan M. Phan. Biodiesel production from waste cooking oils. *Fuel*. (2008). Vol. 87, Iss. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2008.07.008>
5. Rating of the largest restaurant chains in Ukraine: top ten leaders. (2024, 20 February). *24 Biznes* [In Ukrainian]. Retrieved from: https://24tv.ua/business/desyat-naybilshih-restorannih-merezh-ukrayini-hto-uviyshov-do_n2465086
6. From drink holders to biofuel: what McDonald's recycles waste into. (2024, 20 February). *VGORODE* [In Ukrainian]. Retrieved from: https://kiev.vgorode.ua/news/dosuh_y_eda/a1176163-vid-trimachiv-dlja-napojiv-do-biopalivana-shcho-pererobljujut-vidkhodi-v-makdonaldz
7. Puzata Khata restaurant chain. (2024, 28 February). *TRUBOLiUB* [In Ukrainian]. Retrieved from: <https://trubolub.com.ua/uk/projects/set-restoranov-puzata-hata/>
8. Kiriukhina D.V., Illiash O.E. (2021). Analysing the state of the food industry's industrial waste management system. *II Miznarodna naukovo-praktychna konferentsiia "VinSmartEco" 20-21 travnia 2021 r.: zbirnyk materialiv*. (pp. 118-120). Retrieved from: <https://docs.academia.vn.ua/handle/123456789/556> [In Ukrainian]
9. Waste generation by classification groups of the state waste classifier. (2024, 20 February). *Derzhavna sluzhba statystyky Ukrainy* [In Ukrainian]. Retrieved from: https://www.ukrstat.gov.ua/operativ/menu/menu_u/ns.htm
10. Paramita Dwi Sukmawati. Optimization Of Used Cooking Oil Into Biodiesel With Sulfated Zirconia Zeolit Catalyst. *Prosiding Seminar Nasional Teknik Kimia "Kejuangan"*. (2016). J5. URL: <https://core.ac.uk/outputs/305078934>
11. Joshi, S., Hadiya, P., Shah, M. et al. Techno-economical and Experimental Analysis of Biodiesel Production from Used Cooking Oil. *Biophys Econ Resour Qual* 4, 2 (2019). DOI: <https://doi.org/10.1007/s41247-018-0050-7>
12. Mohamed A. Zayed, Mamoun S. M. Abd El-Kareem, N. H. S. Zaky. Gas Chromatography-Mass Spectrometry Studies of Waste Vegetable Mixed and Pure Used Oils and Its Biodiesel Products. *Journal of Pharmaceutical and Applied Chemistry*. (2017). Vol. 2, Iss: 1, Pp. 30-37. URL: https://www.researchgate.net/publication/317596936_Gas_Chromatography-Mass_Spectrometry_Studies_of_Waste_Vegetable_Mixed_and_Pure_Used_Oils_and_Its_Biodiesel_Products
13. Jafar A. Ali, Ribwar K. Abdulrahman, Mohammed H. S. Zangana. The Production of Biodiesel from Animal Tallow to be Used for Electric Generators: A Case Study. *Scientific & Academic Publishing*. (2015). Vol. 5, Iss: 1, pp 17-23. doi:10.5923/j.ep.20150501.03
14. Feddern, V., Cunha, A., De Pra, M. C., de Abreu, P. G., Santos Filho, J. I. dos, Mayumi, M., ... Coldebell, A. (2011). Animal Fat Wastes for Biodiesel Production. *InTech*. doi: 10.5772/26691
15. Chávez-Fuentes, J.J., Capobianco, A., Barbušová, J. et al. Manure from Our Agricultural Animals: A Quantitative and Qualitative Analysis Focused on Biogas Production. *Waste Biomass Valor*. (2017). 8, Pp. 1749-1757 <https://doi.org/10.1007/s12649-017-9970-5>
16. S. Senthilkumar, S. Ganesan, D Krishana Prasad, K. Krishana Kumar, M. Kannan. Review on usage of animal waste oil in diesel engine. *AIP Conference Proceedings*. (2020). Vol. 2311, Iss: 1, pp 020002. <https://doi.org/10.1063/5.0033969>

17. A. I. M. Idris, A. Salmiaton, Rozita Omar. Pyrolysis—Solvent Extraction of Chicken Fats and Skins for Bio-oil Production. *Energy Sources. Part A. Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. (2015). Vol. 37. Iss. 23. Pp. 2543-2549. DOI: 10.1080/15567036.2012.675411
18. Tamrat Tesfaye, Bruce Sithole, Deresh Ramjugernath. Valorisation of Waste Chicken Feathers: Green Oil Sorbent. *International Journal Of Chemical Sciences*. (2018). Vol. 16, Iss: 3, pp 1-13. DOI: 10.21767/0972-768X.1000282
19. M.M. Mushtuk, Yu.H. Sukhenko, I.H. Britchenko. (2019). Waste from processing plants as a raw material for diesel biofuel production. *VIII Mizhnarodna naukovo-praktychna konferentsiia vchenykh, aspirantiv i studentiv «Naukovi zdobutky u vyrishenni aktualnykh problem vyrobnytstva ta pererobky syrovyny, standartyzatsii i bezpeky prodovolstva»: Zbirnyk prats.* (pp. 247- 248). K.: RVV NUBiP Ukrainy [In Ukrainian].
20. Bahar Riazzi, James Mosby, Byron Millet, Sabrina Spatari, Sabrina Spatari. Renewable diesel from oils and animal fat waste: implications of feedstock, technology, co-products and ILUC on life cycle GWP. *Resources Conservation and Recycling (Elsevier)*. (2020). Vol. 161, pp 104944. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.104944>
21. Pollardo, A.A., Lee, Hs., Lee, D. et al. Effect of supercritical carbon dioxide on the enzymatic production of biodiesel from waste animal fat using immobilized *Candida antarctica* lipase B variant. *BMC Biotechnol.* (2017). 17, 70. DOI: <https://doi.org/10.1186/s12896-017-0390-1>
22. Ivana B. Banković-Ilić, Ivan J. Stojković, Olivera S. Stamenković, Vlada B. Veljković, Yung-Tse Hung. Waste animal fats as feedstocks for biodiesel production. *Renewable & Sustainable Energy Reviews (Pergamon)*. (2014). Vol. 32, pp 238-254.
23. Richard L. Skaggs, André M. Coleman, Timothy E. Seiple, Anelia Milbrandt. Waste-to-Energy biofuel production potential for selected feedstocks in the conterminous United States. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. (2018). Vol. 82, Iss: 3, pp 2640-2651.
24. Hashim, M., Akbar, A., Safi, S.Z., Arshad, M., Gul, Z. (2023). Valorization of Animal Waste for the Production of Sustainable Bioenergy. In: Arshad, M. (eds) *Climate Changes Mitigation and Sustainable Bioenergy Harvest Through Animal Waste*. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-26224-1_17
25. Hemanandh Janarthanam, Sridhar Raja Sundara Raju Kachupalli, Senthil Kumar Jayapalan, Ganesan Subbiah, Purusothaman Mani, M. Velkumar, S. Siva Adithya. *Emission and performance analysis of thermochemical conversion of bio-oil using waste animal fat*. Vol. 2311, Iss: 1, pp 020020. URL: <https://pubs.aip.org/aip/acp/article-abstract/2311/1/020020/1027704/Emission-and-performance-analysis-of?redirectedFrom=fulltext>
26. Barua, P., Dhana Raju, V., Soudagar, M.E.M., Hossain, N. (2022). Animal Fat-Derived Biodiesel and Nano-Technology Applications. In: Guldhe, A., Singh, B. (eds) *Novel Feedstocks for Biofuels Production. Clean Energy Production Technologies*. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-19-3582-4_11
27. Gokul Raghavendra Srinivasan, Shalini Palani, Ranjitha Jambulingam. Optimised Production of Biodiesel Synthesised from Waste Animal Fat. *Journal of Biofuels*. (2018). Vol. 9, Iss: 1, pp 17-24. URL: <https://www.semanticscholar.org/paper/Optimised-Production-of-Biodiesel-Synthesised-from-Srinivasan-Palani/b4144313e4bd3b24c97ba9617e9de01ac4bcc36d>
28. Dandan Pang, Hao Tan, Rongshu Zhu, Feng Ouyang. Producing biodiesel from waste animal oil by modified ZnO. *International Journal of Green Energy*. (2017). Vol. 14, Iss: 8, pp 703-711. <https://doi.org/10.1080/15435075.2017.1324793>
29. Zacharie Merlin Ayissi, Alain Fokoua Fongain, Leonel Tsafack Dongmo, Hossain Nazia, R. Alloune, Innocent Ndoh Mbue, Ruben Mouangue. An Overview of Energy Recovery from Local Slaughterhouse-Based *Gallus gallus domesticus* Greasy Residues and Latest Applications. *Journal of Combustion*. (2022). Vol. 2022, pp 1-11. URL: <https://www.hindawi.com/journals/jc/2022/3512194/>
30. Zhiliang Zhang, Jianbing Ji. Waste Pig Carcasses as a Renewable Resource for Production of Biofuels. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*. (2015). Vol. 3, Iss: 2, pp 204-209. URL: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/sc500591m?src=recsys>
31. W.A. Chishty, T. Chan, P. Canteenwalla, C.R. Davison, J. Chalmers. (2017). Benchmarking data from the experience gained in engine performance and emissions testing on alternative fuels for aviation. *Journal of the Global Power and Propulsion Society*, 195–210. DOI: <https://doi.org/10.22261/S5WGLD>
32. Serhii Boichenko, Andrii Pushak, Petro Topilnytskyi, Kazymir Leida. (2017). *Motor fuels: properties and quality: textbook, in general. ed. Prof. S. Boichenko*. K.: «Tsentr uchbovoi literatury» [in Ukrainian].
33. Sergii Boichenko, Olexander Aksionov, Petro Topilnytskyi, Andrii Pushak, Kazimierz Lejda. (2019). Selected aspects of providing the chemmological reliability of the engineering: Monograph, under the general editorship of prof. Sergii Boichenko. K.: Center for Educational Literature, 2019. 342 p. DOI: <https://doi.org/10.18372/38195>
34. Boichenko S., Yakovlieva A., Lejda K., Kurdel P. *Modern Road Transport's Operational materials*. Technical University of Košice, 2020. 279 p. ISBN: 978-80-553-3646-64.
35. Machynskyi O.Ia., Topilnytskyi P.I. (2011). *Hydrocracking: Monograph*. Lviv: Vydavnytstvo Lvivskoi politekhniki [in Ukrainian].

Надійшла: 09.07.2024

Received: 09.07.2024

ОГЛЯД МОЖЛИВОСТЕЙ УЧАСТІ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

В роботі проведено аналіз ринку електричної енергії України, визначено основні можливості участі промислового підприємства в різних сегментах цього ринку. Проаналізовані типи договорів купівлі-продажу електричної енергії, включаючи ринок двосторонніх договорів, ринок «на добу наперед», та внутрішньодобовий ринок. Проаналізована процедура участі у балансуєчому ринку. Проаналізовано фактори, які впливають на ціну постачання. Визначено напрям майбутніх досліджень ефективності споживання підприємством електричної енергії, одним з яких є створення моделі прогнозування, яка включає техніки і методи проаналізовані в цій роботі. Приведена класифікація методів прогнозування згідно кількісного та якісного підходів. Визначені обмеження та ризики сегментів ринку та їх вплив на вартість «помилки» прогнозування. Запропоновано проведення оцінки економічної ефективності методів і моделей прогнозування, що буде враховувати вартість «помилки» прогнозування, як результат участі на різних сегментах ринку електричної енергії.

Ключові слова: електрична енергія, ринок, договір, балансуєчий ринок, прогнозування.

Вступ.

Відносини між різними суб'єктами галузі електроенергетики України на сьогодні виконуються на ринку електричної енергії України, який базується на європейських принципах та стандартах. Така модель ринку передбачає вільний вибір постачальника електроенергії для всіх споживачів, конкуренцію між виробниками, постачальниками та трейдерами, формування ціни на електроенергію за допомогою ринкових механізмів.

Для промислових підприємств, які є великими споживачами електроенергії, нова модель ринку відкриває нові можливості та виклики. З одного боку, промислові підприємства можуть скористатися перевагами ринкових умов, а саме вибір постачальників або участь у ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку. З іншого боку, на підприємство покладається відповідальність за свої небаланси та вводяться вимоги до якості, надійності та безперебійності постачання електроенергії.

Отже, важливим є питання аналізу можливостей участі підприємства на ринку в контексті підвищення його конкурентоспроможності за рахунок зменшення вартості за споживання електричної енергії.

Метою роботи є зменшення вартості за споживання електричної енергії за рахунок участі підприємства на ринку електроенергії.

Викладення основного матеріалу

Роль промислового підприємства на ринку електричної енергії

Основна мета роботи великого промислового підприємства є підвищення своєї конкурентоспроможності, що вимагає створення стратегії для більш ефективного використання ресурсів підприємства. Одними з яких є фінансові ресурси, а саме у частині витрат на споживання або виробництво електричної енергії. У зв'язку з цим, одним із завдань є визначення ролі промислового підприємства на ринку електричної енергії в Україні з аналізом усіх можливостей впливу на ціну, а відповідно і на вартість спожитої електричної енергії. Тому необхідно проаналізувати різні можливості участі на ринку та роботу його організованих сегментів, а саме: ринку "на добу наперед"; внутрішньодобового ринку; балансуєчого ринку.

Згідно Закону про ринок електричної енергії учасники ринку провадять свою діяльність на договірних засадах [1]. Тому важливо визначити такі види договорів, які може укласти промислове підприємство в процесі своєї діяльності на ринку електричної енергії.

Промислове підприємство, як споживач електричної енергії, може брати участь у роздрібному ринку електричної енергії і вільно обирати електропостачальника (за умови, що у нього не має власного виробництва електричної енергії) [1, 2]. У такому випадку між електропостачальником і споживачем укладається договір постачання електричної енергії споживачу. Але промислове підприємство може як споживати, так і виробляти електричну енергію, що в даному випадку робить його повноцінним учасником ринку і прибирає необхідність в укладанні такого договору. Це відкриває можливість для підприємства брати участь у різних сегментах та використовувати різні можливості на ринку електричної енергії. Треба

зауважити, що всі учасники ринку, крім споживачів, які купують електроенергію за цим договором, несуть фінансову відповідальність за свої небаланси електричної енергії [1], що фактично покладає на учасника ринку більшу відповідальність.

Двосторонній договір купівлі-продажу електричної енергії (ринок двосторонніх договорів - РДД).

Цей вид договору може бути укладений з метою купівлі споживачем електричної енергії для власного споживання за умови укладення ним договору про врегулювання небалансів та договору про надання послуг з передачі електричної енергії з оператором системи передачі [1]. Сторони повинні проводити реєстрацію обсягів купівлі-продажу за двостороннім договором на електронній платформі оператора системи передачі (ОСП). Учасники мають право вільно змінювати договірні обсяги необмежену кількість разів, але до «закриття воріт РДД», що настає о 10:00 за один день до торгового дня. [3]

Договір про участь у ринку "на добу наперед" та/або внутрішньодобовому ринку.

Цей договір укладається з Оператором ринку для того щоб стати учасником ринку «на добу наперед» (РДН) та внутрішньодобового ринку (ВДР). Промислове підприємство може бути учасником РДН та ВДР, як споживач, за умови укладання з ОСП договору про врегулювання небалансів електричної енергії. [4]

Договір про купівлю-продаж електричної енергії на ринку "на добу наперед".

Цей договір укладається з Оператором ринку і дає можливість учасникам здійснювати купівлю-продаж електричної енергії на ринку «на добу наперед». Учасник може подавати заявки на торги на РДН за 7 календарних днів до доби постачання і до 12:00 години доби, що передує добі постачання, а також мають право вільно коригувати або скасовувати подані ними заявки на торги на РДН до цього часу [4]. Купівля-продаж електричної енергії на РДН проходить для окремої доби постачання.

Договір про купівлю-продаж електричної енергії на внутрішньодобовому ринку.

Цей договір укладається з Оператором ринку і дає можливість учасникам здійснювати купівлю-продаж електричної енергії на внутрішньодобовому ринку. Учасник може подавати заявки на торги на ВДР, починаючи з 15:00 години доби, що передує добі постачання, і до «закриття воріт ВДР», що настає за 60 хвилин до початку розрахункового періоду, на який подається заявка [4]. Купівля-продаж електричної енергії на ВДР проходить для окремої години доби постачання.

Договір про участь у балансуєчому ринку.

Даний договір може бути підписаний між виробниками електричної енергії та ОСП. За цим договором учасник ринку отримує статус постачальника послуг з балансування і зобов'язується надавати балансуєчу електричну енергію на завантаження або розвантаження для здійснення ОСП балансування об'єднаної енергетичної системи України [3]. ОСП зобов'язується продавати балансуєчу електричну енергію постачальником послуг з балансування (ППБ) або купувати балансуєчу електричну енергію у ППБ та отримувати оплату за продану ППБ балансуєчу електричну енергію або сплачувати кошти за куплену балансуєчу електричну енергію у ППБ відповідно до умов цього Договору та Правил ринку [3]. Участь у балансуєчому ринку є обов'язковою для всіх ППБ, які управляють одиницями відпуску [3], тому промислове підприємство, за умови наявності у такого точки відпуску, є учасником балансуєчого ринку.

Договір про врегулювання небалансів.

Як було зазначено вище, частина учасників ринку несе фінансову відповідальність за свої небаланси електричної енергії. Ця вимога вимагає укладення договору з Оператором системи передачі і фактично надає учаснику ринку статус сторони, відповідальної за баланс і встановлює порядок та умови врегулювання небалансів. Цей договір необхідний для того, щоб стати повноцінним учасником ринку електричної енергії, тобто мати змогу брати участь у РДД, РДН та ВДР, але і покладає обов'язки з врегулювання небалансів. Врегулювання небалансів здійснюється за результатами балансуєчого ринку і є останньою можливістю для учасників ринку зменшити величину небалансу, що дає змогу зменшити фінансові витрати.

Відповідальність учасника ринку за небаланси може бути делегована іншому учаснику шляхом приєднання до його балансуєчої групи. Балансуєча група створюється на підставі договору про створення балансуєчої групи, а визначений договором учасник ринку, який входить до такого об'єднання, несе відповідальність за баланс електричної енергії всіх інших учасників ринку, що входять до цієї групи [1].

Інші договори, які зазначені в Законі про ринок електричної енергії, але необхідні для забезпечення нормальної роботи енергосистеми і не впливають на участь промислового підприємства на організованих сегментах ринку. До таких можна віднести договори: про надання послуг з розподілу; про надання послуг з передачі; про надання допоміжних послуг; про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління; про приєднання до системи передачі; про участь у розподілі пропускну здатності; про постачання електричної енергії постачальником універсальних послуг; про постачання електричної енергії постачальником "останньої надії"; про надання послуг комерційного обліку електричної енергії; про купівлю-продаж електричної енергії за механізмом самовиробництва та інші договори [1].

Аналіз ціноутворення на ринку електричної енергії

Одним із шляхів оцінки ефективності участі у ринку електричної енергії є аналіз ціноутворення на різних його сегментах. Це дасть можливість порівнювати ефективність за показником вартості електричної енергії різних моделей участі у ринку.

Якщо розглядати ринок двосторонніх договорів, то згідно Правил ринку [3] обсяги електричної енергії, що купується, а отже і ціна є предметом домовленостей. Можлива також купівля електричної енергії за результатами електронних аукціонів [5], де середньозважена ціна купівлі-продажу буде залежати від попиту на конкретну позицію. Прогнозування ефективності витрат у цьому сегменті ринку є ускладненим у зв'язку з необхідністю прогнозування попиту та пропозиції на ринку на довгостроковий період.

Ціноутворення на ринку «на добу наперед» так само залежить від попиту та пропозиції на ринку, але період прогнозу обмежується одним днем. Це вимагає застосування короткострокового прогнозу, що робить його більш ліквідним даючи можливість ефективніше впливати на витрати купівлі електричної енергії.

Внутрішньодобовий ринок, в свою чергу, вимагає оперативного реагування на попит та пропозицію, що може значно підвищити ціну у порівнянні з іншими сегментами.

Ціна за результатами врегулювання небалансів на балансуєчому ринку та ринку небалансів буде найбільшою, враховуючи методику розрахунків небалансу [3]. Отже, витрати за врегулювання небалансів залежать від результатів участі у попередніх сегментах ринку.

Враховуючи зазначене, можна визначити сумарні витрати (вартість) за електричну енергію, що купується на ринку електричної енергії, як:

$$C_{\Sigma} = C_{РДД(t)} + C_{РДН(t)} + C_{ВДР(t)} + C_{БР(t)} + C_{уч(t)}$$

де $C_{РДД(t)}$ – вартість закупленої електричної енергії за результатами участі у сегменті двосторонніх договорів за період t ;

$C_{РДН(t)}$ – вартість закупленої електричної енергії за результатами участі у сегменті ринку «на добу наперед» за період t ;

$C_{ВДР(t)}$ – вартість закупленої електричної енергії за результатами участі у сегменті внутрішньодобового ринку за період t ;

$C_{БР(t)}$ – вартість врегулювання небалансів між замовленими та фактично спожитими обсягами електричної енергії у сегменті балансуєчого ринку за період t ;

$C_{уч(t)}$ – платежі, пов'язані з участю на ринку електричної енергії за період t . Сюди входить платежі оператору ринку, платежі за регуляторну діяльність НКРЕКП та інші.

Отже, розглядаючи різні механізми участі у ринку електричної енергії, можна визначити різницю у підходах до прогнозування витрат на купівлю електричної енергії в залежності від певного сегменту. Тому для планування та оперативного управління режимами функціонування підприємства необхідно визначити наступні часові діапазони: оперативний (доба); короткостроковий (день); довгостроковий (місяць). Такі діапазони фактично відповідають діапазонам роботи у сегментах ВДР, РДН та РДД відповідно.

Також підприємству необхідно враховувати характеристики кожного сегменту ринку, наприклад, участь у ВДР вимагає гнучкого прогнозування, тоді як участь у РДН або у балансуєчому ринку вимагає вищої точності.

Огляд можливостей прогнозування споживання електричної енергії в умовах ринку

З метою зменшення витрат підприємства на спожиту електричну енергію, враховуючи зазначені вище можливості участі у ринку та ціноутворення на різних його сегментах, важливим є пошук шляхів до підвищення ефективності його діяльності на ринку. Одним із шляхів можна вважати підвищення точності прогнозування електроспоживання.

В даній роботі під прогнозуванням електроспоживання мається на увазі процес, в результаті якого отримуються значення спожитої електричної енергії підприємством наперед на певний часовий діапазон.

Класифікація методів прогнозування.

Виділяють два підходи до прогнозування, а саме: кількісний і якісний [6].

Кількісні методи прогнозування можуть бути застосовані за умов, по перше, доступності числової інформації про минуле та, по друге, враховуючи можливе припущення, що деякі аспекти минулих моделей збережуться у майбутньому. У свою чергу, якщо неможливо забезпечити такі умови, тоді доцільно застосовувати якісні методи прогнозування [6].

В роботі [7] методи прогнозування поділено на дві основні групи: самостійні (застосовують одну техніку для аналізу тенденцій) та гібридні (більше ніж одну техніку). Самостійні техніки можуть бути віднесені до таких категорій [7]: статистичні, обчислювальний інтелект (СІ) та математичне

програмування (MP). А гібридні в свою чергу можуть бути групами: статистичні-статистичні, статистичні-CI, статистичні-MP, CI-CI.

У свою чергу, в роботі [8], техніки прогнозування поділяються на дві категорії: статистичні та штучного інтелекту (AI). У роботах [7,8] використання статистичних технік представлено регресійними моделями та моделями аналізу часових рядів (TSA). Треба зауважити, що техніки віднесені до CI або AI у роботах [7,8] є спільними. Одними з таких є техніки машинного навчання (ML), що включають в себе: штучні нейронні мережі (ANN), методи опорних векторів (SVM), дерево ухвалення рішень та інші.

З іншого боку в [7] окремо виділено методи невизначеності та метаевристичні методи. Методи невизначеності включають в себе техніки нечіткої логіки, що у роботі [8] віднесені до методів AI, та теорії сірих систем. Аналогічно представлено метаевристичні методи: генетичний алгоритм (GA), еволюційний алгоритм (EA), меметичний алгоритм (MA), метод рою часток (PSO), оптимізація штучного бджолиного рою (ABCO), алгоритм оптимізації мурашиної колонії (ACO), диференціальна еволюція (DE), алгоритм імітації відпалу (SA), алгоритм зозулі (CSA) та інші [7].

Загалом дискусія щодо класифікації методів прогнозування є відкритою. Наприклад в роботі [9] аналізується доцільність класифікації методів прогнозування на статистичні та ML. В цій роботі представлено для обговорення «виміри» за якими можуть бути класифіковані методи прогнозування.

Запропоновано виділити «виміри», що відповідають математичним властивостям моделей, а саме [9]: глобальні або локальні; імовірнісні або точкові прогнози; обчислювальна складність; лінійність або опуклість. Іншою умовною категорією є моделі, що відносяться до вимірів які мають методологічну або культурну природу, а саме [9]: на основі даних або моделі; групова або окрема модель; розрізнявальна або породжувальна модель; статистичні гарантії; пояснювальна/інтерпретована або прогнозна модель.

Така класифікація має помітні припущення, але є цікавою з точки зору її подальшого обговорення.

Метрики для оцінки якості прогнозу.

Правильний вибір методу прогнозування є одним із факторів підвищення якості прогнозування. Одним із показників, що впливає на визначення ефективності результату прогнозування обраного методу можна вважати значення «помилки», тобто, у випадку роботи промислового підприємства, різниці для окремого моменту часу між прогнозованим значенням попиту на електричну енергію і фактично спожитою електричною енергією. З метою аналізу «помилки» визначені такі категорії мір «помилки» [10]:

- залежні від розміру (RMSE, MdAE, GMAE, тощо);
- на основі відсоткових «помилки» (MAPE, RMSPE, тощо);
- на основі відносних «помилки» (NRMSE, MRAE, GMRAE, тощо);
- відносні міри (RelMAE, RelMSE, RSE, тощо);
- на основі масштабованих «помилки» (MASE, RMSSE, тощо);
- та інші категорії мір, які можуть залежати від певних рангів, ставок та трансформації.

Порівняльна оцінка економічної ефективності різних методів прогнозування може бути представлена як залежність вартості допущеної «помилки» від вартості їх розробки та впровадження.

Враховуючи особливості роботи зазначених вище сегментів ринку електричної енергії, вартість допущеної «помилки» буде залежати від ціни за яку буде виконано купівлю-продаж електричної енергії під час участі у певному сегменті ринку. А отже, важливим є диференціація різних методів прогнозування, для участі у певних сегментах ринку, а власне для різних часових діапазонів прогнозування, з метою створення прогнозної моделі, та оцінки її ефективності із застосуванням різних метрик.

Висновки.

Проаналізовані можливості участі промислового підприємства в різних сегментах ринку електричної енергії дозволяють проводити подальше дослідження у цьому напрямку, з метою підвищення ефективності споживання підприємством електричної енергії.

Основним напрямком визначено можливість створення окремої моделі прогнозування, використовуючи різні техніки і методи.

Промислове підприємство, як повноцінний учасник ринку електричної енергії, повинно враховувати всі особливості роботи конкретного сегменту ринку: його вимоги, характеристики та попит. Це додає нові умови до вибору методів, наприклад, часові обмеження, що вимагають від них різну швидкість реагування на зміни (гнучкість) та швидкість отримання кінцевого результату. Також присутній ризик коливання цін, що буде негативно впливати на значення вартості «помилки» методу прогнозування. Все це змінює складність моделей, що буде суттєво впливати на їх вартість та ефективність прогнозування.

Проаналізовано існуючі метрики, для оцінки «помилки», що дасть змогу проведення аналізу точності прогнозу, а економічна ефективність окремого методу чи моделі може бути представлена відносною залежністю вартості «помилки» прогнозу від вартості впровадження такого методу прогнозування на конкретному сегменті ринку. Оцінка економічної ефективності різних методів, у подальшому дослідженні, дасть змогу сформулювати найбільш ефективну модель прогнозування, враховуючи особливості та фінансові можливості конкретного підприємства.

Список використаної літератури

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII : станом на 03.09.2023 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 04.10.2023).
2. Про затвердження Правил роздрібногo ринку електричної енергії : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 : станом на 01.07.2023 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18> (дата звернення: 30.04.2023).
3. Про затвердження Правил ринку : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 : станом на 19.01.2023 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18> (дата звернення: 30.04.2023).
4. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308 : станом на 02.12.2022 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18> (дата звернення: 30.04.2023).
5. Про затвердження Порядку проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами та Порядку відбору організаторів електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами : Постанова Кабінету Міністрів України від 05.06.2019 № 499 : станом на 30.11.2022 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/499-2019-п> (дата звернення: 30.04.2023).
6. M. Lovric, Ed., “International Encyclopedia of Statistical Science,” 2011, doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-04898-2>.
7. K. B. Debnath and M. Mourshed, “Forecasting methods in energy planning models”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 88, pp. 297–325, May 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.002>.
8. T. Hong and S. Fan, “Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review,” International Journal of Forecasting, vol. 32, no. 3, pp. 914–938, Jul. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.11.011>.
9. T. Januschowski et al., “Criteria for classifying forecasting methods,” International Journal of Forecasting, vol. 36, no. 1, pp. 167–177, Jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2019.05.008>.
10. H. Hewamalage, K. Ackermann, and C. Bergmeir, “Forecast evaluation for data scientists: common pitfalls and best practices,” Data Mining and Knowledge Discovery, Dec. 2022, doi: <https://doi.org/10.1007/s10618-022-00894-5>.

V. Kalinchyk¹, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003-4028-0185

O. Kopchykov¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0001-7885-4055

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»

OVERVIEW OF THE OPPORTUNITIES OF INDUSTRIAL ENTERPRISE PARTICIPATION IN THE ELECTRICITY MARKET

The paper analyzes the electricity market of Ukraine, identifies the main opportunities for the participation of an industrial enterprise in various segments of this market. The types of electricity purchase and sale contracts were analyzed, including the bilateral contract market, the day-ahead market, and the intraday market. The procedure of participation in the balancing market is analyzed. Factors affecting the supply price were analyzed. The direction of future studies of the efficiency of the enterprise's consumption of electric energy is determined, one of which is the creation of a forecasting model that includes the techniques and methods analyzed in this work. The classification of forecasting methods according to quantitative and qualitative approaches is given. Limitations and risks of market segments and their impact on the cost of forecasting "error" are defined. It is proposed to carry out an assessment of the economic efficiency of forecasting methods and models, which will take into account the cost of forecasting "error" as a result of participation in various segments of the electric energy market.

Keywords: *electricity, market, contract, balancing market, forecasting.*

References

1. On Electricity Market : Law of Ukraine on April 13, 2017 № 2019-VIII : Revision on 03.09.2023 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (date of access: 04.10.2023).
2. On the approval of the Rules of the retail electricity market : Resolution of the NEURC on 14.03.2018 № 312 : Revision on 01.07.2023 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18> (date of access: 30.04.2023).
3. On the approval of the Market Rules : Resolution of the NEURC on 14.03.2018 № 307 : Revision on 19.01.2023 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18> (date of access: 30.04.2023).

4. On the approval of the Rules of the “day-ahead market” and the “intraday market” : Resolution of the NEURC on 14.03.2018 № 308 : Revision on 02.12.2022 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18> (date of access: 30.04.2023).

5. On the approval of the Procedure for conducting electronic auctions for the sale of electrical energy under bilateral contracts and the Procedure for selecting organizers of electronic auctions for the sale of electrical energy under bilateral contracts : Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine on 05.06.2019 № 499 : Revision on 30.11.2022 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/499-2019-п> (date of access: 30.04.2023).

6. M. Lovric, Ed., “International Encyclopedia of Statistical Science,” 2011, doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-04898-2>.

7. K. B. Debnath and M. Mourshed, “Forecasting methods in energy planning models”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 88, pp. 297–325, May 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.002>.

8. T. Hong and S. Fan, “Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review,” *International Journal of Forecasting*, vol. 32, no. 3, pp. 914–938, Jul. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.11.011>.

9. T. Januschowski et al., “Criteria for classifying forecasting methods,” *International Journal of Forecasting*, vol. 36, no. 1, pp. 167–177, Jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2019.05.008>.

10. H. Hewamalage, K. Ackermann, and C. Bergmeir, “Forecast evaluation for data scientists: common pitfalls and best practices,” *Data Mining and Knowledge Discovery*, Dec. 2022, doi: <https://doi.org/10.1007/s10618-022-00894-5>.

Надійшла: 30.01.2024

Received: 30.01.2024

ЩОДО ДЕЯКИХ ПЕРСПЕКТИВ ВИКОРИСТАННЯ БІОМАСИ У РОЗВИТКУ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Внаслідок непослідовної і несистемної політики щодо переходу житлово-комунального господарства України, зокрема, сфери централізованого теплопостачання, на роботу в ринкових умовах виникли значні складнощі з теплозабезпечення споживачів. Несвочасне напрацювання нормативно-правової бази з врегулювання зазначених питань призвели до мало-прогнозованої політики у сфері теплопостачання. Надмірна лібералізація щодо запровадження індивідуального теплопостачання в зоні централізованого теплопостачання призвела до «вимивання» найбільш платоспроможних споживачів, значно ускладнивши фінансове становище теплопостачальних компаній. Урядом схвалено Концепцію програми впровадження в Україні ефективного централізованого теплопостачання, яка передбачає значне зростання частки ВДЕ, скидної теплової енергії, використання когенераційних технологій. Збільшення частки ВДЕ щодо виробництва теплової енергії в основному здійснюється на основі використання біомаси. Аналіз структури поточного споживання біомаси/біопалив в Україні показує, що домінуюча роль тут належить деревній біомасі, доступний потенціал якої використовується вже на 90%, а лушпиння соняшнику – на 83%. Подальші перспективи та можливості нарощування обсягів виробництва енергії з біомаси пов'язані насамперед з використанням побічної продукції рослинництва (соломи, стебел кукурудзи тощо) та вирощування енергетичних культур. Шляхи реалізації цього потенціалу мають викликати найбільший інтерес. З цією метою пропонується внесення змін до діючого законодавства щодо визначення терміну «енергетичні рослини», вдосконаленню правових засад розвитку фермерства з вирощування енергетичних рослин, умов передачі в оренду ділянок на малопродуктивних та деградованих землях. Для подальшого розвитку ринкових відносин у сфері теплопостачання в Україні є доцільна розробка та прийняття проекту Закону про ринок теплової енергії, який також має впорядкувати умови переходу на індивідуальне теплопостачання в зоні централізованого теплопостачання, виходячи з вимог та досвіду ЄС.

Ключові слова: біомаса, система централізованого теплопостачання, енергетичні культури, нормативно-правове регулювання, ТЕЦ, ТЕС, ТКЕ.

Вступ.

В Україні, як і в будь-якій державі, має забезпечуватись право громадян та суб'єктів господарської діяльності на отримання якісних житлово-комунальних послуг, зокрема з постачання гарячої води та опалення. Перехід зазначеної сфери на роботу в ринкових умовах відбувався вкрай складно, перш за все, внаслідок великої кількості застарілого теплогенеруючого обладнання, зносу теплових мереж та низької платоспроможності споживачів - суб'єктів господарської діяльності та громадян. Нормативно-правової база, яка б мала врегулювати ці процеси розроблялась не системно. В складному становищі опинились системи централізованого теплопостачання в значній мірі за неконтрольований розвиток індивідуального теплопостачання в зоні централізованого теплопостачання. Системи централізованого теплопостачання в Україні щороку забезпечують 5,3 млн домогосподарств тепловою енергією в обсязі, що становить близько 24 млн Гкал. Таку потребу в тепловій енергії неможливо компенсувати в результаті переходу на індивідуальне теплопостачання. Крім того, системи централізованого теплопостачання є практично безальтернативними для життєзабезпечення мешканців найбільших населених пунктів країни з найвищим рівнем економічної активності.

У листопаді 2021 року набув чинності закон "Про енергетичну ефективність", яким закладається нормативне підґрунтя для впровадження в Україні ефективного централізованого теплопостачання (50% ВДЕ або 50% скидної теплової енергії, або 75% когенерації, або 50% сукупності такої енергії та тепла) та високоефективної когенерації, що дає мінімум 10% економії первинної енергії.

Дослідження, спрямовані на вдосконалення систем централізованого теплопостачання України, дуже актуальні, враховуючі, щозбільшення частки ВДЕ щодо виробництва теплової енергії в основному здійснюється на основі використання біомаси. Наразі використання деревної біомаси досягає вже 90%, а лушпиння соняшнику - 83%. Подальші перспективи та можливості нарощування обсягів виробництва

енергії з біомаси пов'язані насамперед із використанням побічної продукції рослинництва (соломи, стебел кукурудзи тощо) та вирощуванням енергетичних культур. Наразі, в чинному законодавстві України існує ряд перешкод для розвитку вирощування енергетичних культур. Як зазначається багатьма дослідниками, відсутній правовий механізм стимулювання розвитку зазначеного сегменту біоенергетичного ринку. Це, перш за все стосовно розвитку фермерства щодо вирощування енергетичних культур, як альтернативних видів палива, а також організації біржової торгівлі біопаливом, вдосконалення ринку теплової енергії.

В дослідженні наведені конкретні пропозиції стосовно вдосконалення чинного законодавства щодо визначення шляхів збільшення частки біомаси у виробництві теплової енергії, а також вдосконалення ринку теплової енергії.

Мета.

Метою дослідження є аналізування законодавчо неврегульованих питань щодо розвитку систем централізованого теплопостачання в Україні, а також визначення шляхів збільшення частки біомаси у виробництві теплової енергії.

Матеріал і результати досліджень.

Перехід системи житлово-комунального господарства в цілому і сфери централізованого теплопостачання зокрема на роботу в ринкових умовах відбувався вкрай складно і боляче в силу як об'єктивних так і суб'єктивних причин. Звичайно, до основних об'єктивних причин слід віднести вкрай зношене та застаріле теплогенеруюче обладнання, теплові мережі, а також низьку платоспроможність споживача як промислового сектору економіки так і населення щодо сплати послуг з теплопостачання (опалення та/або гарячого водопостачання).

До суб'єктивних причин слід віднести запізнення з напрацюванням нормативно-правової бази щодо створення ринкового середовища у сфері виробництва, передачі та постачання теплової енергії. Так базовий Закон «Про теплопостачання» [1] було прийнято у 2005 році. Для порівняння Закон «Про електроенергетику» [2] був прийнятий у 1997 році. Національна комісія з електроенергетики була створена у 1995 році [3], Національна комісія з надання житлово-комунальних послуг лише у 2010 році [4].

Це призвело до того, що основний інструментарій впровадження механізмів ринкового регулювання, в тому числі і регулювання діяльності суб'єктів природних монополій впроваджувався із запізненням. Розроблення схем теплопостачання міст також фактично була призупинена. Однак нищівним ударом, став дозвіл щодо нерегульованого запровадження діяльності індивідуального теплопостачання в зоні централізованого теплопостачання, що не дозволяють собі навіть набагато успішні країни, зокрема Данія. Таким чином фактично відбулося «вимивання» найбільш платоспроможних споживачів, а також питоме зростання долі різноманітних «пільговиків», які користуються послугами централізованого теплопостачання, з усіма відповідними наслідками.

На теперішній час ситуація з нормативно-правового регулювання значно покращилась, зокрема у листопаді 2021 року набув чинності закон "Про енергетичну ефективність" [5], яким закладено нормативне підґрунтя для впровадження в Україні ефективного централізованого теплопостачання та Закон «Про внесення змін до Закону України "Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу" щодо розвитку високоефективної когенерації» [6], прийнятий у лютому 2023 року.

Таким чином, важливим напрямком у розвитку централізованого теплопостачання набуває збільшення частки використання ВДЕ, перш за все з метою досягнення кліматичної нейтральності, як ключового елементу політики Європейського Союзу. Декарбонізація є важливим завданням і для України, яка прагне забезпечити розвиток та конкурентоспроможність власної економіки. Позиція ЄС сформульована у 4-му Енергетичному пакеті законодавства ЄС "Чиста енергія для всіх європейців", над імплементацією якого працюють українські фахівці разом з європейськими колегами [7].

Впровадження зазначених вимог в Україні передбачає збільшення частки енергії з відновлюваних джерел енергії у валовому кінцевому енергоспоживанні у 3 рази - з 9% у 2020 році до 27% у 2030 році, зокрема у секторах:

- електроенергетики збільшення частки енергії з ВДЕ у 2 рази з 14% до 25%;
- опалення та охолодження — зростання частки енергії з ВДЕ у 4 рази з 9% до рівня 35%.

Кабінет Міністрів України розпорядженням від 28 листопада 2023 р. № 1093-р. схвалив Концепцію Державної цільової економічної програми енергетичної модернізації підприємств - виробників теплової енергії, що перебувають у державній або комунальній власності, на період до 2030 року (далі Концепція), в якій зокрема відмічається, що системи централізованого теплопостачання в Україні щороку забезпечують 5,3 млн домогосподарств тепловою енергією в обсязі, що становить близько 24 млн Гкал. Таку потребу в тепловій енергії неможливо компенсувати в результаті переходу на індивідуальне теплопостачання. Крім того, системи централізованого теплопостачання є практично безальтернативними для життєзабезпечення мешканців найбільших населених пунктів країни з найвищим рівнем економічної активності [8].

На теперішній час частка природного газу в структурі споживання палива джерелами теплової енергії систем централізованого теплопостачання складає 90 відсотків.

Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання, яка була схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 569, також передбачає досягнення таких показників, як збільшення частки використання альтернативних джерел енергії у виробництві теплової енергії – до 30 відсотків на другому і 40 відсотків на третьому етапі реалізації [9].

З урахуванням викладеного в рамках Державної цільової економічної програми енергетичної модернізації підприємств пропонується забезпечити здійснення заходів з вирішення таких завдань:

- сприяння розробленню і оновленню схем теплопостачання населених пунктів;
- забезпечення впровадження 100 відсотків комерційного обліку теплової енергії;
- стимулювання модернізації теплових вводів споживачів;
- сприяння капітальному ремонту і реконструкції об'єктів сфери теплопостачання в системах централізованого теплопостачання;
- стимулювання підвищення ефективності і надійності систем централізованого теплопостачання;
- сприяння скороченню споживання і заміщенню природного газу в процесах виробництва теплової енергії;

Досвід розв'язання аналогічних проблем в інших країнах, насамперед державах - членах ЄС, не в усьому є релевантним для України, але всі європейські країни стикаються з безпековими і екологічними викликами. Підходи до розв'язання таких завдань можуть бути актуальними і для України.

За оцінками європейських експертів вартість модернізації систем централізованого теплопостачання, співставних з українськими (без енергоефективних заходів у будівлях), становить від кількох мільярдів (Хорватія - 4 млрд і Чехія - 5 млрд згідно із звітами проекту STRATEGO WP2 Heat Roadmap Europe) до приблизно 15 млрд євро (в Польщі згідно з Національним енергетичним і кліматичним планом на 2021-2030 роки). Такий діапазон вартості модернізації систем централізованого теплопостачання вбачається найбільш коректним для України [8].

Важливим має стати системний підхід з оновлення систем теплопостачання у зв'язку з прийняттям нової методики розроблення схем теплопостачання населених пунктів України, затвердженої наказом Міністерства розвитку громад та територій України від 02.10.2020 №235, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 18 листопада 2020 р. за №1144/35427, що дає змогу максимально наблизити схему теплопостачання до очікувань споживачів. Мета методики – досягнення ефективної системи теплопостачання міста у відповідності до європейських стандартів. Нова методика дозволяє підійти комплексно до модернізації схем теплопостачання, на відміну від фрагментарних модернізацій, які були в попередні роки – чи то окреме оновлення теплових мереж, котлів або насосів [10].

Важливо розпочинати з енергетичного аудиту об'єктів житлово-комунального господарства [11] та детально вивчати існуюче навантаження на систему. Слід зазначити, що Концепцією зокрема передбачено стимулювання підприємств сфери теплопостачання до впровадження систем енергетичного менеджменту. Разом з тим питання організації і проведення енергетичного аудиту в Концепції не відображено, що може призвести до несистемного впровадження системи енергетичного менеджменту.

В Україні станом на 2021 рік лише 34% населених пунктах мають розроблені схеми теплопостачання. Важливість розроблення таких схем для міст ще необхідна і для того, як зазначає керівник напрямку централізованого теплопостачання проекту енергетичної безпеки USAID Євген Глушак, щоб розрахувати обґрунтовану інвестиційну складову тарифу, оскільки без такого обґрунтування ця сума, що закладається в тариф може бути оскаржена [12].

Таким чином, в Україні значно покращено нормативно-правову базу для перспективного розвитку систем теплопостачання, хоча звичайно вона потребує вдосконалення і має спрямовуватись на розроблення проекту Закону «Про ринок теплової енергії».

Розглядаючи питання збільшення частки ВДЕ у розвитку систем централізованого теплопостачання слід зосередити увагу на використанні біопалива. Як зазначає провідний вчений України в галузі теплоенергетики та захисту атмосфери від забруднення, директор Інституту промислової екології Олександр Сігал [13]- біопаливо також може бути необхідним для більш ефективного балансування відновлюваних джерел енергії.

Отже, у розробках схем централізованого теплопостачання слід розглядати можливість участі системи централізованого теплопостачання у підвищенні гнучкості електроенергетичної системи шляхом надання платних послуг на балансуєчому ринку електричної енергії та ринку допоміжних послуг.

На думку керівниці напрямку теплопостачання проекту енергетичної безпеки USAID Діани Корсакайте [14] «опалювальний сезон 2022 – 2023 років справедливо можна назвати найскладнішим для України». Побудована в радянські часи енергосистема на основі великих джерел генерації виявилася вразливою під час війни. Через цілеспрямовані обстріли руйнувань зазнали ТЕЦ і ТЕС великої потужності. Багато об'єктів електрогенерації були пошкоджені або повністю зруйновані, розбиті трансформаторні

підстанції великої потужності, і в Україні були колосальні перебої з електропостачанням та як наслідок – теплопостачанням практично в усіх містах України.

Завдяки «невидимим» зусиллям комунальників та непередбачуваним значним витратам підприємств теплокомуненерго (ТКЕ), а багатьом ТКЕ доводилося кілька разів за опалювальний сезон спустошувати систему теплопостачання та заповнювати її знову, обмеження подачі тепла були мінімально можливими. В таких умовах місцева влада, ТКЕ вимушені були використовувати генератори, як засоби першої допомоги. Проте, нинішня зима показала – це не найефективніше і не найдешевше рішення. Потрібен комплексний підхід, який забезпечить сталість роботи систем теплопостачання. В першу чергу в умовах можливих переривань енергопостачання котелень комплексний підхід дозволить зміцнювати енергетичну безпеку місцевих громад та, одночасно, підвищуватиме рівень енергоефективності систем теплопостачання.

Також важливо передбачити застосування когенерації для підвищення стійкості систем централізованого теплопостачання як джерела резервного енергозабезпечення об'єктів критичної інфраструктури, передбачивши це у «Методиці розробки схем теплопостачання населених пунктів», а також під час розроблення «Методики розроблення місцевих енергетичних планів та Регіональних програм енергетичної ефективності». Більшість малих та середніх когенераційних установок (КГУ) в Україні працює на газоподібному паливі, переважно на природному газі, а також на біогазі. Наразі USAID ПЕБ розпочав співпрацю з 19-ма містами України, які висловили бажання використовувати КГУ для посилення стійкості місцевої системи теплопостачання та забезпечення електроенергії [14].

За даними Біоенергетичної асоціації України у 2020 р. біомаса замістила близько 5,2 млрд м³ природного газу, а це приблизно 15 % від загального довоєнного споживання. Кількість електростанцій на біомасі становлять невелику частку від загальної кількості енергетичних об'єктів на біомасі, адже біомаса переважно використовується у виробництві тепла. Так, близько 10 % будинків в Україні опалюються біомасою, 10 % – вугіллям та

80 % – газом [15].

Аналіз структури поточного споживання біомаси/біопалив в Україні показує, що домінуюча роль належить деревній біомасі. Доступний потенціал якої використовується на 90%. Суттєва частка споживання енергії біомаси припадає на побічну продукцію олійної промисловості – лушпиння соняшнику. На теперішній час потенціал лушпиння використовується на 83% [16].

Таким чином, подальші перспективи та можливості нарощування обсягів виробництва енергії з біомаси пов'язані насамперед із використанням побічної продукції рослинництва (соломи, стебел кукурудзи тощо) та вирощуванням енергетичних культур. Шляхи реалізації цього потенціалу мають викликати найбільший інтерес.

Зазначений висновок співпадає з довгостроковим прогнозом Біоенергетичної асоціації України до 2050 року. (рис. 1) [17].

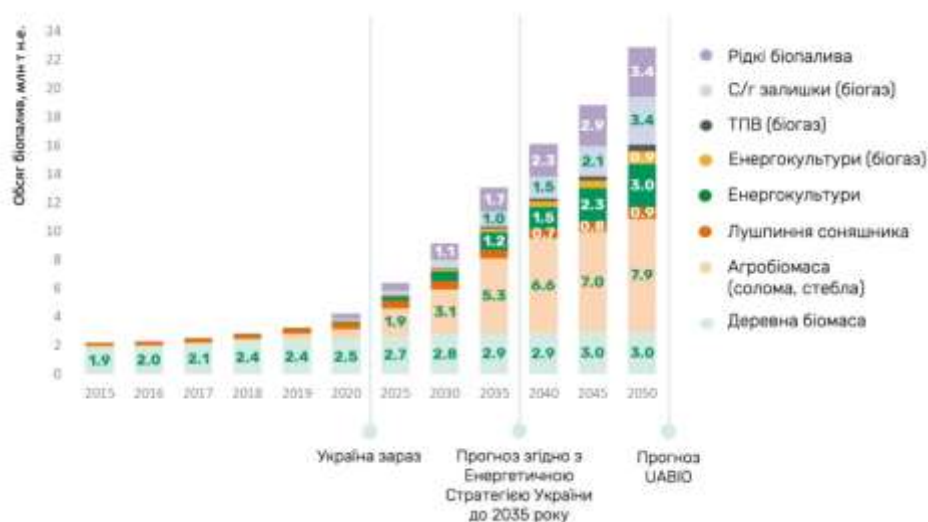


Рисунок 1 - Структура використання біопалив в Україні до 2050 року. Прогноз UABIO

Щодо вирощування енергетичних культур, як відомо вони мають відбуватись на маргінальних (непродуктивних) землях. Згідно статті 171 Земельного кодексу України «Деградовані і малопродуктивні землі»

1. До деградованих земель відносяться:

- земельні ділянки, поверхня яких порушена внаслідок землетрусу, зсувів, карстоутворення, повеней, добування корисних копалин тощо;

- земельні ділянки з еродованими, перезволоженими, з підвищеною кислотністю або засоленістю, забрудненими хімічними речовинами ґрунтами та інші.

2. До малопродуктивних земель відносяться:

- сільськогосподарські угіддя, ґрунти яких характеризуються негативними природними властивостями, низькою родючістю, а їх господарське використання за призначенням є економічно неефективним»[18].

Для забезпечення необхіднимобсягом палива всіх запланованих до впровадження біоенергетичних установок потрібне широке залучення відходів сільського господарства (соломи, стебел кукурудзи/соняшника) та енергетичних культур до паливно-енергетичного балансу країни. Крім того, доведеться збільшитиобсяги рубок – від поточних 55-60% річного приросту деревини в Україні до 85-90% річного приросту, як це практикується зараз в країнах ЄС[16].

За даними Європейської біоенергетичної асоціації “BioenergyEurope”, майже всі країни ЄС вважають енергетичні культури перспективним напрямком біоенергетики і вже мають на своїх територіях близько 104 401 га насаджень енергетичних культур, як дерев (≈ 55%), такі трав (≈ 45%). Серед країн ЄС за загальними площами із вирощування енергетичних культур лідерами є: Польща (17 824 га), Німеччина (15 800 га), Швеція (11 623 га) та Греція (11 010 га) [19].

Потенціал площ під енергетичні рослини в Україні наведено на рис.2 [20].



Рисунок 2 - Енергетичні рослини: потенціал в Україні. НТЦ «Біомаса».

Наразі, в чинному законодавстві України існує ряд перешкод для розвитку вирощування енергетичних культур. Як зазначається багатьма дослідниками, зокрема відсутній правовий механізм стимулювання розвитку зазначеного сегменту біоенергетичного ринку. Це, перш за все, розвиток фермерства щодо вирощування енергетичних культур, як альтернативних видів палива, а також організації біржової торгівлі біопалива, вдосконалення ринку теплової енергії.

Для вирішення питання розвитку та становлення фермерства у сфері вирощування енергетичних культур, необхідно внести зміни у низку базових та рамкових законів України, зокрема:

- до Закону України «Про альтернативні види палива» [21] додати визначення:

енергетичні рослини – багаторічні рослини, які вирощуються з метою отримання біомаси для виробництва теплової та/або електричної енергії;

- до Податкового кодексу України[22], пункт 288.5. «Розмір орендної плати встановлюється у договорі оренди, але річна сума платежу» доповнити підпунктом 288.5.6. «тимчасово, до 1 січня 2045 року для малопродуктивних та деградованих земельних ділянок с/г призначення державної та комунальної власності, на яких вирощуються енергетичні рослини, не може перевищувати 5 відсотків їх нормативної грошової оцінки»;

- Земельний кодекс України [18] доповнити статтю 351 «Земельні ділянки для вирощування енергетичних рослин» :

1. Для вирощування енергетичних рослин мають надаватись лише малопродуктивні та деградовані земельні ділянки с/г призначення державної та комунальної власності.

2. Енергетичні рослини вирощуються у плантаційний спосіб з періодичністю збору врожаю від 1 до 5 років.

3. Використання земельних ділянок для вирощування енергетичних рослин здійснюється відповідно до законодавства;

-доповнити статтю 19 Закон України «Про оренду землі» [23] абзацом такого змісту:

У разі передачі в оренду малопродуктивних та деградованих земельних ділянок с/г призначення для вирощування енергетичних рослин строк дії договору оренди визначається з урахуванням особливостей енергетичної рослини, але не може бути менше 10 років.

Висновки

1. Нормативно-правова база щодо розвитку теплопостачання в Україні потребує подальшого розвитку, зокрема розроблення проекту Закону про ринок теплової енергії, який має також впорядкувати умови переходу на індивідуальне теплопостачання в зоні централізованого теплопостачання, виходячи з вимог та досвіду ЄС.

2. Збільшення частки ВДЕ, зокрема біомаси у виробництві теплової енергії потребує внесення змін до діючого законодавства з метою запровадження більш конкретних положень щодо визначення терміну «енергетичні рослини», розвитку фермерства з вирощування енергетичних рослин, умов передачі в оренду ділянок на малопродуктивних та деградованих землях.

Список використаної літератури

1. Про теплопостачання: Закон України від 2 червня 2005 року № 2633-IV URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2633-10#Text> (дата звернення: 01.04.2024).

2. Про електроенергетику від 16 жовтня 1997 року № 575/97-ВР URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show//575/97-вр>. Закон втратив чинність на підставі Закону «Про ринок електричної енергії» за № 2019-VIII від 13.04.2017, URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#n1784> (дата звернення: 02.06.2024).

3. Про Національну комісію з питань регулювання електроенергетики: Указ Президента України від 8 грудня 1994 року № 738/94 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/738/94#Text>. Указ втратив чинність. 22 вересня 2016 року набув чинності закон України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» за № 1540-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1540-19#Text> (дата звернення: 02.06.2024).

4. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг. Указ Президента України від 23.11.2011 № 1073/2011, URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1073/2011#Text>. 22 вересня 2016 року набув чинності закон України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» за № 1540-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1540-19#Text> (дата звернення: 02.06.2024).

5. Про енергетичну ефективність: Закон України від 21 жовтня 2021 року № 1818-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-IX#Text> (дата звернення: 02.07.2024).

6. Про внесення змін до Закону України "Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу" щодо розвитку високоефективної когенерації» 24 лютого 2023 року № 2955-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2955-20#Text> (дата звернення: 02.07.2024).

7. Валерій Безус. Яким має бути розвиток ВДЕ України — Національний план дій до 2030 року. Економічна газета, 21 лютого 2023, URL: <https://www.epravda.com.ua/columns/2023/02/21/697267/> (дата звернення: 03.07.2024).

8. Концепція Державної цільової економічної програми енергетичної модернізації підприємств - виробників теплової енергії, що перебувають у державній або комунальній власності, на період до 2030 року. Розпорядження Кабінет Міністрів України від 28 листопада 2023 р. № 1093-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1093-2023-%D1%80#Text> (дата звернення: 03.07.2024).

9. Концепція реалізації державної політики у сфері теплопостачання, схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 569 (Офіційний вісник України, 2017 р., № 70, ст. 21-27)

10. Методика розроблення схем теплопостачання населених пунктів України. Наказ Міністерства розвитку громад та територій України від 02.10.2020 №235, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 18 листопада 2020 р. за №1144/35427, URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1144-20#Text> (дата звернення: 01.07.2024).

11. Розен В.П., Соловей О.І., Бржезьський С.В., Чернявський А.В., Розен П.В. Енергетичний аудит об'єктів житлово-комунального господарства: Монографія / Під заг.ред. В.П.Розена, О.І. Солов'я – К.: ПП ВКФ «ДЕЛЬТА ФОКС», 2007. -224 с.

12. Євген Глушак. USAID допоможе реформувати енергетичну та муніципальну інфраструктуру громад, USAID Проект енергетичної безпеки. 09.02.2024р., URL: <https://energysecurityua.org/ua/novyny/rozrobka-skhemtsentralizovanoho-teplopostachannia-zaporuka-zvazhenykh-rishen-shchodo-pidvyshchennia-enerhoefektyvnosti/> (дата звернення: 02.07.2024).

13. Проблеми екології та експлуатації об'єктів енергетики : Збірник праць / Інститут промислової екології. Під редакцією кандидата технічних наук О. І. Сігала – К. : ІВЦ АЛКОН НАН України, 2022. С. 255-267.

14 Діана Корсакайте. Широко розгалужена система централізованого теплопостачання є цінним надбанням, яке треба зберегти, трансформувати і розвивати. USAID Проект енергетичної безпеки. 14.02.2022 р., URL: <https://energysecurityua.org/ua/blogs-ua/shyroko-rozghaluzhena-systema-tsentralizovanoho-teplopostachannia-ie-tsinnyum-nadbanniam-i-ake-treba-zberehty-transformuvaty-i-rozvyvaty/> (дата звернення: 02.07.2024).

15. Теплова альтернатива: біомаса поступово заміщує природний газ. Українська енергетика. 2022. 14 вер. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/naturalna-alternatyva-biomasa-postupovo-zamishchuie-pryroodnyi-haz> (дата звернення: 02.07.2024).

16. Енергетичні рослини. UABIO. URL: <https://uabio.org/energy-crops/> (дата звернення: 01.05.2024).

17. Виробництво енергії з біомаси в Україні технології, розвиток, перспективи//За редакцією Гергія Гелетухи; Київ, Академперіодика, 2022

18. Земельний кодекс України: Кодекс України; Кодекс, Закон від 25.10.2001 № 2768-III URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2768-01#Text> (дата звернення: 04.03.2024).

19. Bioenergy Europe. Statistical report 2020. Biomass Supply. URL:

<http://www.bioenergyeurope.org/article/270-biomass-supply.html> (дата звернення: 04.02.2024).

20. Енергетичні рослини. URL: <https://secbiomass.com> (дата звернення: 09.02.2024).

21. Про альтернативні види палива: Закон України від 14.01.2000 № 1391-XIV URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1391-10#Text> (дата звернення: 04.05.2024).

22. Податковий кодекс України: Кодекс України; Закон, Кодекс від 02.12.2010 № 2755-VI URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-10#Text> (дата звернення: 04.03.2024).

23. Про оренду землі: Закон України від 06.10.1998 № 161-XIV URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/0161-98#Text> (дата звернення: 19.02.2024).

Text (дата звернення: 19.03.2024).

O. Matviichuk¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0009-0000-9004-0222

V. Rozen², Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-0440-4251

N. Sokolovska¹, Ph. D. student, ORCID 0000-0002-2175-0658

¹ General Energy Institute of National Academy of Sciences of Ukraine

² National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"

ON SOME PERSPECTIVES OF THE USE OF BIOMASS IN THE DEVELOPMENT OF CENTRALIZED HEAT SUPPLY SYSTEMS

As a result of the inconsistent and non-systematic policy regarding the transition of the housing and communal economy of Ukraine, in particular, the field of centralized heat supply, to work in market conditions, significant difficulties have arisen in providing heat to consumers. The untimely development of the regulatory and legal framework for the settlement of these issues led to a poorly predicted policy in the field of heat supply. Excessive liberalization regarding the introduction of individual heat supply in the zone of centralized heat supply led to the 'washing out' of the most solvent consumers, significantly complicating the financial situation of heat supply companies. The Government has approved the Concept of the program for the introduction of efficient centralized heat supply in Ukraine, which foresees a significant increase in the share of renewable energy sources, waste heat energy, and the use of cogeneration technologies. The increase in the share of RES in the production of thermal energy is mainly carried out on the basis of the use of biomass. Analysis of the structure of the current consumption of biomass/biofuels in Ukraine shows that the dominant role here belongs to woody biomass, the available potential of which is already used by 90%, and sunflower husks by 83%. Further prospects and opportunities for increasing the volume of energy production from biomass are primarily related to the use of crop production by-products (straw, corn stalks, etc.) and the cultivation of energy crops. Ways to realize this potential should arouse the greatest interest. For this purpose, it is proposed to amend the current legislation regarding the definition of the term 'energy plants,' to improve the legal basis for the development of farming for the cultivation of energy plants, the conditions for the lease of plots on unproductive and degraded lands. For the further development of market relations in the field of heat supply in Ukraine, it is expedient to develop and adopt the draft Law on the Thermal Energy Market, which should also regulate the conditions for the transition to individual heat supply in the area of centralized heat supply, based on the requirements and experience of the EU.

Keywords: biomass, system of centralized heat supply, energy crops, normative and legal regulation, CHP, TPP, TKE.

Надійшла: 18.10.2024

Received: 18.10.2024

О.І. Топал¹, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID 0000-0002-9458-9420

Л.С. Гапонич¹, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID 0000-0003-4611-3193

І.Л. Голенко¹, канд. техн. наук, ORCID 0000-0003-3487-8025

С.Г. Кобзар^{1,2}, канд. техн. наук, ст. наук. співр. ORCID 0000-0002-8615-4400

¹Інститут теплоенергетичних технологій НАН України

²Інститут технічної теплофізики НАН України

ВИВЧЕННЯ ЗАКОНОМІРНОСТЕЙ ТЕРМІЧНОГО РОЗКЛАДАННЯ ЛУШПИННЯ СОНЯШНИКА ЗА УМОВ ШВИДКІСНОГО НАГРІВУ

Паливні відходи олійноекстракційних заводів – лушпиння соняшника (ЛС) – використовують для заміни органічного палива. Вивчення закономірностей термічного розкладання ЛС за умов швидкісного нагріву, який відбувається у котельних апаратах, є метою роботи.

Для дослідження було обрано ЛС – відходи виробництва Пологівського олійноекстракційного заводу. Для реєстрації газоподібних летких було застосовано експериментальний метод дослідження термічної переробки палива в умовах швидкісного нагріву із застосуванням маспектрометру.

ЛС містить близько 30–48% целюлози, 34–38% геміцелюлози та 17–26% лігніну. Залежно від структури відрізняється елементний склад палива, кількісний та якісний склад летких та теплота згорання. Теплота згорання Q_p ЛС може коливатися в межах 15–21 МДж/кг. Крім того різні молекулярні структури компонентів ЛС призводять до різних механізмів розкладання під час піролізу.

При термічному розкладанні ЛС при швидкісному нагріві за температур 500–1000 °С утворюються леткі та твердий коксовий залишок (до 20–30% вихідної маси). Динамічні криві виходу відхідних газів мають дві принципово відмінні ділянки – перша з них відповідає виділенню і вигоранню летких, друга – вигоранню коксового залишку. Отримано емпіричну залежність тривалості (τ) вигорання ЛС для зазначених умов від температури T : $\tau = 3,55 \cdot 10^5 / T^{1,53} \pm 2$, с.

Отримані результати дозволяють розрахувати об'єм топкової камери і час перебування частинок ЛС в зоні високих температур 850–900 °С, необхідний для запобігання втратам теплоти з механічним недопалом.

Ключові слова: лушпиння, біомаса, відходи в енергію, піроліз, спалювання, тепломасообмін.

Вступ

Соняшник є однією з найбільш розповсюджених олійних культур в світі. За даними Продовольчої та сільськогосподарської організації ООН у 2021 р. його світове виробництво становило 57,2 млн т, виробництво в країнах ЄС – 10,4 млн т, а в Україні – рекордні 17,5 млн т. У 2022 р. виробництво соняшнику в світі впало майже на 10% і склало 52,0 млн т, в Україні падіння виробництва досягло рекордних 30% і склало 10,0 млн т [1]. Це пов'язано з тим, що внаслідок повномасштабної російської агресії у 2022 р. в Україні посівні площі зменшилися на 26%, а зібрані площі на 35%. У 2023 р. очікується збільшення виробництва соняшнику до 12,5 млн т.

Частка олії з соняшника становить 80–90% від загального виробництва рослинної олії в Україні [2]. У 2018 р. в Україні було вироблено понад 30% загальносвітового об'єму виробництва соняшникової олії, експорт якої склав 5,6 млн т на 4,1 млрд дол. США. До повномасштабної російської агресії підприємства України щодобово переробляли майже 50 тис. т соняшника. Сучасний олійножировий комплекс України включає 32 великих олійноекстракційних заводи (ОЕЗ) та майже тисячу невеликих підприємств і переробляє близько 70% виробленого насіння соняшника [3]. При цьому утворюється 15–25% лушпиння [1, 4].

Лушпиння соняшника (ЛС) – це паливні відходи рослинного походження. Вміст вуглецю в різних зразках ЛС варіюється в діапазоні 40–55%, теплота згорання – 15–21 МДж/кг. Всі зразки мають низькі зольність і вміст сірки. Вміст хлору складає 0,05–0,3% [5, 6]. Такі характеристики ЛС як високий вихід летких, низький вміст сірки та хлору обумовлюють його використання для заміни органічного палива в промислових та комунальних енергетичних котлах. До того ж, лушпиння – CO₂ нейтральне паливо [7]. ЛС можна спалювати в неущільненому вигляді або ущільнювати для виготовлення біопалива покращеної якості – пелет або брикетів [8].

В останні роки бурхливо розвиваються технології перетворення відходів різного походження на паливо, яке можна використовувати для вироблення енергії (Відходи в енергію, WtoE) [9]. Значний потенціал відновлюваної енергії мають і відходи сільського господарства та харчової промисловості [10].

За нашими оцінками енергетичний потенціал ЛС в Україні становить 1,75–2,85 млн т або близько 1,8 млн т умовного палива. В останні довоєнні роки в Україні близько 1,89 млн т ЛС (~65% річного об'єму) утилізувалося в енергетичних котлах, в тому числі 1,28 млн т в неущільненому вигляді та 0,4 млн т у

вигляді брикетів [4]. Крім того, 0,21 млн т (близько 8% річного об'єму) виготовлених брикетів експортувалося. Значна кількість ЛС потрапляє на сміттєзвалища, що призводить до втрат енергоресурсів.

Починаючи з 2000 р. всі великі ОЕЗ впровадили технологію спалювання ЛС. На заводах олійножирової галузі експлуатуються кілька теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ) [11]. На підприємствах олійножирової індустрії працюють котли трьох видів: 1) сучасні котли таких виробників, як Vyncke (Бельгія), Rafako (Польща), Larget-Badcock (Франція); 2) нові котли, спроектовані та виготовлені в Україні; 3) старі котли, в тому числі такі, що відпрацювали свій ресурс, розроблені для викопних палив, та реконструйовані в останні роки для спалювання лушпиння [12].

Найпотужніша українська ТЕС на біомасі – це ТЕС «Аякс-Дніпро» електричною потужністю 15 МВт (ОЕЗ «Потоки», Дніпро). Здана в експлуатацію влітку 2020 р. ТЕС обладнана двома котлами по 35 т пари на годину (проект «Котлоенергопроект», м. Харків) та турбогенератором Siemens. Основним паливом є лушпиння соняшника та пелети з ЛС. Парові котли можуть також працювати на інших видах біомаси: деревній трісці та відходах від вирощування, транспортування та переробки соняшника. Екологічні характеристики котлів: NO_x – 100 ppm; CO – 0 ppm; ККД – 90%; діапазон регулювання навантаження – від 30 до 110%, що дозволяє експлуатувати ТЕС у маневреному режимі.

На ТЕЦ Кропивницького ОЕЗ електричною потужністю 12,3 МВт (33 МВт теплових) у 2009 р. встановлено 3 котлоагрегати Е-16-3,9-360-Д (проект ПРАТ «АК Сатер» за участю «Енергомашпроект», Україна) продуктивністю 16 т пари на годину та котел ДЕ-25-1,4-250 ГМО, який може працювати і на ЛС, і на природному газі. Отримана електрична та теплова енергія використовується для технологічних потреб ОЕЗ.

На території ОЕЗ компанії AGL Energy (Харківська область) у 2020 р. введено в експлуатацію ТЕС на біопаливі (пелети з ЛС) електричною потужністю 7 МВт. На ТЕС встановлено сучасне енергетичне обладнання: два парові котельні агрегати паропроductивністю 16 тонн на рік (виробництво Харківського котельно-механічного заводу, Україна) та паровий конденсаційний турбогенератор TRIVENI TURBINE LTD електричною потужністю 7 МВт.

На ТЕЦ Миколаївського ОЕЗ (ТОВ «Агропромислова компанія «СВГРОЙЛ», Україна) електричною потужністю 5 МВт (10 МВт теплових) у 2012 р. реконструйовано два твердопаливні котли ДКВр-10-23-370 до паропроductивності 20,0 т на годину для спалювання пелет з ЛС. На ТЕС Запорізького ОЕЗ електричною потужністю 2,7 МВт у 2020 році встановлено котел марки RAFACO, OL-20, спроектований на спалювання лушпиння соняшника. ЛС використовується також на металургійному комбінаті ПАТ «АрселорМіттал Кривий Ріг», де на печах №№ 4-5 встановлені пальники для біопалива.

Слід зазначити, що російське вторгнення в Україну призвело до масового порушення економічних зв'язків та руйнування інфраструктури паливно-енергетичного та агропромислового комплексів України. Згідно з запропонованим урядом і президентом України Планом відновлення України в рамках ініціативи United 24 ключове значення, з точки зору формування перспективної структури генеруючих потужностей енергосистеми України, має розвиток відновлюваної енергетики. Реалізація цього плану – шанс на відновлення завданих війною руйнувань. Збільшення використання поновлюваних видів палива, у тому числі продукції та відходів сільського господарства та харчової промисловості, передбачене Енергетичною стратегією України на період до 2035 р.

22 квітня 2016 р. Україна підписала Паризьку угоду щодо протидії зміні клімату на 2021–2030 рр. в рамках конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату. Як зафіксовано в цій угоді, більшість країн світу зобов'язалися скоротити свої антропогенні викиди парникових газів, щоб досягти мети підвищення температури максимум на 1,5 °C порівняно з доіндустріальним рівнем. Заміна викопного палива альтернативними, у тому числі з паливом з біомаси, є одним з ключових елементів багатьох національних стратегій декарбонізації [7]. У проекті Національного плану дій щодо розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 р. визначено індикативну мету збільшення частки енергії з біомаси та інших відновлювальних джерел (наприклад, палива з твердих побутових відходів – RDF/SFR [10, 13]) у кінцевому енергоспоживанні в 3 рази – з 9% у 2020 р. до 27% у 2030 р., у тому числі у сфері електроенергетики до 25%. Крім того, заміщення на виробництвах дефіцитних під час військового стану викопних палив відновлюваними надзвичайно актуально.

Мета та завдання

Удосконалення існуючих та створення нових технологічних апаратів WtoE для спалювання відходів сільського господарства та харчової промисловості, у тому числі лушпиння соняшника, має ґрунтуватися на розумінні закономірностей термічної переробки таких палив [10, 14]. Відмінна особливість ЛС, яка багато в чому визначає характер термічного розкладання, пов'язана з лігноцелюлозною структурою та елементним складом.

Закономірності швидкісного високотемпературного піролізу лушпиння соняшника та одночасного допалювання його коксового залишку вивчено недостатньо. Більшість досліджень піролізу біомаси присвячено результатам термогравіметричного аналізу [15–17]. Термогравіметричний аналіз – це метод, за допомогою якого втрата ваги зразка реєструється у порівнянні з температурою при контрольованій

швидкості нагрівання та газовій атмосфері. Криві диференціального термогравіметричного аналізу отримують з термогравіметричних кривих і широко застосовують до біомаси для оцінки кінетики піролізу [17]. Ці методи надають дані у вигляді кінетичної інформації за низької швидкості нагрівання (2–30 °С/хв.). У статтях [18, 19] було досліджено швидкісний піроліз біомаси в киплячому шарі, проте динамічні характеристики процесу не були визначені.

У котельних апаратах нагрівання паливних частинок відбувається при високих швидкостях нагріву та температурах процесу. Мета цієї роботи – вивчення закономірностей термічного розкладання лушпиння соняшника за умов швидкісного нагріву до температури 1000 °С. Для дослідження було обрано лушпиння соняшника – відходи виробництва Пологівського олійноекстракційного заводу (Запорізька область, Україна). Експериментальні дослідження закономірностей термічної деструкції лушпиння соняшника було виконано для широкого температурного діапазону.

Матеріал і результати досліджень

Сучасний стан проблеми. При конструюванні топкових пристроїв значна увага приділяється процесу вигорання частинок вихідного палива. Горіння частинок твердого органічного палива – комплекс складних фізико-хімічних процесів, які можна умовно розділити на такі послідовно-паралельні стадії: 1) перша стадія – піроліз палива, до якої відносять прогрів, сушіння, утворення та вихід летких; 2) друга стадія – горіння летких та коксового залишку (КЗ), у т. ч. його займання [17, 20]. Зазначені стадії мають різну швидкість, тривалість та ступінь впливу на вигорання залежно від технологічних умов процесу. Загальний час вигорання біомаси можна розглядати як суму двох інтервалів часу, що відповідають: 1) виходу та вигоранню летких і 2) вигоранню коксового залишку [21, 22].

Піроліз біомаси можна описати як пряме термічне розкладання органічних речовин з виходом КЗ та летких – рідких (смоли) та газоподібних продуктів [15]. Це складний процес, що включає багатофазні реакції, які відбуваються через численні конкуруючі шляхи, нестабільні проміжні продукти. До складу летких входить значна кількість горючих компонентів таких, як H_2 , CH_4 , CO , CO_2 і незначна кількість C_2H_6 , C_2H_4 , вищої газоподібної органіки та пари води [17]. Утворені в ході термічної деструкції частинки леткі можуть суттєво (через значний вихід) впливати на подальше займання КЗ. Чим більше летких у вихідному паливі, тим швидше, за інших рівних умов, відбувається його займання і тим інтенсивніше воно вигоряє. На співвідношення утворення летких, як газоподібних і рідких, і коксового залишку впливає швидкість нагрівання палива при піролізі. Залежно від швидкості нагрівання розрізняють повільний і швидкісний піроліз.

Вихід та горіння летких випереджає горіння коксового залишку і може протидіяти дифузії окислювача до поверхні КЗ [23]. Останнє пояснюють тим, що інтенсивне насичення леткими прилеглої до частки КЗ граничної плівки призводить до утворення парогазової суміші з горючих компонентів і окислювача. При її вигоранні відбувається різке зниження концентрації окислювача на поверхні коксової частинки, і, відповідно, коксовий залишок майже не бере участі в процесах займання та горіння на початковій стадії. Реалізується гомогенно-гетерогенне займання.

Біомаса – складне багатоконпонентне паливо. Основними складовими біомаси є целюлоза, геміцелюлоза та лігнін [17, 24]. Целюлоза є основним структурним компонентом більшої частини наземної біомаси [25, 26]. Целюлоза стійка до хімічного впливу через високий рівень водневих зв'язків [27]. У середині лігноцелюлозного комплексу целюлоза зберігає кристалічну волокнисту структуру. Більшість властивостей целюлози залежить від ступеня її полімеризації, тобто від кількості молекул глюкози, що становлять одну молекулу полімеру. Ступінь полімеризації целюлози може досягати значення 17000. Наприклад, целюлоза деревини має ступінь полімеризації від 300 до 1700 [28].

Геміцелюлоза – це термін, який використовується для позначення широкого спектру гетерополісахаридів, таких як ксилан. Геміцелюлоза є сумішшю різних полімеризованих моносахаридів [17, 20, 26]. Геміцелюлоза – це аморфний органічний полімер, що руйнується під впливом теплоти швидше, ніж целюлоза, відносно легко гідролізується на складові полісахариди, її термічний розпад починається за більш низьких температур [25].

Лігнін – це гідрофобний, в основному ароматичний, полімер, що складається з мономерних фенольних ланок, пов'язаних в тривимірну структуру [16, 26, 29]. Лігнін є другим найбільш поширеним органічним матеріалом на Землі після целюлози. Лігнін забезпечує структуру в яку вбудована целюлоза та геміцелюлоза [30]. Враховуючи, що целюлоза є основним матеріалом клітинних стінок рослин більша частина лігніну знаходиться в міжволокнистій області, тоді як менша частина може розташовуватися і на поверхні клітини.

На частку целюлози припадає 35–55% всієї біомаси, геміцелюлоза є другим найбільш поширеним природним полімером, частка якого становить 20–40% мас., 10–30% від лігноцелюлозної біомаси припадає на лігнін [25, 31]. Вміст кожної компоненти варіюється не тільки для різних видів біомаси, а і для різних частин одного і того ж виду біомаси, наприклад насіння, лушпиння та стебла соняшнику мають різний вміст целюлози, геміцелюлози та лігніту, і як наслідок, характеризуються різним елементним складом і теплотою згорання.

Структурний склад лушпиння соняшника для кожного сорту різний [32]. Лушпиння соняшнику містить близько 30–48 мас. % целюлози, 34–38 мас. % геміцелюлози та 17–26 мас. % лігніну [33]. Залежно від структури відрізняється і елементний склад палива, і кількісний та якісний склад летких, і, як наслідок, теплота згоряння. У таблиці 1 наведено елементний склад (на робочу масу) та нижча робоча теплота згоряння $Q_{нр}$, МДж/кг різних зразків лушпиння соняшника. Хімічний аналіз різних зразків показує, що лушпиння соняшника містить 14–18% (на робочу масу) зв'язаного вуглецю, 70–76% летких, 5–10% вологи [32–36].

Таблиця 1. Елементний склад (на робочу масу) та теплота згоряння різних зразків лушпиння соняшника

Зразки лушпиння соняшника	Елементний склад							$Q_{нр}$, МДж/кг
	W^r , %	A^r , %	C^r , %	O^r , %	N^r , %	H^r , %	S^r , %	
Україна [6]	9,3	8,5	40,5	35,6	0,7	5,0	0,17	14,8
Україна [12]	9,45	3,44	44,08	38,23		4,61	0,07	20,5
Турція [33]	7,8	4,0	47,4	35,0		5,8	0,05	18,0
Італія [34]	6,9	3,5	54,3	26,27	1,5	7,4	0,07	20,7
Україна [35]	4,66	3,62	50,92	33,2	1,12	6,31	0,17	20,2

Висока теплотворна здатність біомаси пов'язана з високим вмістом лігніну, оскільки лігнін характеризується приблизно на 30% більш високою теплотворною здатністю, ніж целюлоза та геміцелюлози [37]. Таким чином, лушпиння соняшника має високу теплоту згоряння (див. табл. 1) саме через високий вміст лігніну. Тобто, біомаса – це композиційна речовина, що складається в основному з трьох лігноцелюлозних складових: целюлози, геміцелюлози та лігніну. Різні молекулярні структури окремих компонентів призводять до різних механізмів розкладання під час піролізу [19]. Кожна складова впливає на загальну швидкість пропорційно її частці у складі первинної біомаси. Припускається, що можливі взаємодії між компонентами біомаси мають незначний вплив на хід піролізу. Порівняння швидкостей реакції окремих компонентів при піролізі з відповідною швидкістю їх синтетичних сумішей показало, що між целюлозою та двома іншими компонентами відбувається взаємодія, а між геміцелюлозою і лігніном взаємодії при піролізі не виявлено [24].

Піроліз лігноцелюлози є складним процесом, що включає багатофазні та складні хімічні реакції, вкрай нестабільні проміжні продукти, а також ефекти тепло- і масопереносу. Піроліз геміцелюлози та целюлози включає три стадії. 1 стадія – внутрішньомолекулярна дегідратація з утворенням ангідроцелюлози. Це слабо ендотермічний процес і відбувається за температури близько 220 °С. 2 стадія – вироблення левоглюкозану. Цей процес – ендотермічний і відбувається при температурі близько 280 °С. 3 стадія включає велику кількість реакцій з розщепленням зв'язків C–C, C–O та радикальних реакцій з утворенням газів або летких сполук, переважно в результаті розкладання ангідроцелюлози. Розрив глікозидних зв'язків целюлози (R–O–R, R-радикал) відбувається при температурах 300–500 °С.

Оскільки лігнін є ароматичним полімером, то до нього не можуть бути застосовані кінетичні моделі, які є дійсними для целюлози. Лігнін вважається найбільш стабільним із складових біомаси. Однак лігнін зазнає слабого розкладання при дуже низьких температурах і на початкових стадіях розкладання менш стабільний, ніж целюлоза. Ця початкова нестабільність лігніну, ймовірно, пов'язана з розривом бічних груп, що утворюють полімер лігніну. Через структурну схожість лігніну та кам'яного вугілля деякі моделі, розроблені для піролізу вугілля, можуть бути застосовані до піролізу лігніну [21, 23]. Очевидно, що пряме розширення результатів, отриманих з вугіллям, целюлозою та лігніном на піроліз конкретної біомаси, можливе лише для якісного аналізу та оціночних розрахунків.

Первинне розкладання матеріалу біомаси починається з процесу деградації (<200 °С), тоді як вторинний піроліз (>400 °С) включає процес ароматизації [17, 26, 38]. Початкові температури розкладання біомаси становлять 220–240 °С, причому найбільш важливі структурні зміни лігноцелюлози відбуваються між 350 °С і 400 °С і характеризуються зниженням інтенсивності зв'язків C–O і C=C та утворенням алкілових зв'язків (C–C). З підвищенням температури відбувається безперервне зниження інтенсивності валентних зв'язків –OH і збільшення виходу ароматичних сполук, максимум яких спостерігається при температурі вище 600 °С і залежить від співвідношення целюлози і лігніну в паливі.

Температурна залежність втрати маси при піролізі різних зразків біомаси характеризується двома ділянками. Перша ділянка та невеликий пік, обумовлена розкладанням геміцелюлози при температурах 250–300 °С. Пік в основному пов'язаний з розкладанням целюлози при температурі близькій до 350 °С. Друга ділянка, пов'язана з розкладанням лігніну, спостерігається при більш високих температурах [18, 24, 39]. При тому, що характерні температури піролізу збігаються для різних видів біомаси, кількість летких на кожній ділянці залежить від виду біомаси, тобто від співвідношення в ній целюлози, геміцелюлози та лігніну, а зрештою від елементного складу біомаси.

У статті [40] досліджено швидкісний піроліз виділених компонентів біомаси. Встановлено, що при піролізі в киплячому шарі максимум виходу летких геміцелюлози припадає на температуру шару вище

500 °С, а лігніну – вище 800 °С. Виходи H_2O , CO_2 та CO становлять найбільші частки для всіх трьох складових біомаси при всіх досліджуваних температурах. Це пояснюється тим, що геміцелюлоза містить близько 45–50 мас. % кисню, а лігнін – близько 25–30 мас. % кисню. Отже, багато складних молекул вуглеводнів, розщеплені в процесі піролізу, миттєво реагують з кисневими радикалами, що утворюються в цьому ж процесі, і окислюються. Вихід CH_4 починається за температур 400 °С і зростає з підвищенням температури. Частка CO та CH_4 у сумарному виході летких збільшуються з температурою, а H_2O демонструє повільне зниження зі зростанням температури. У дослідженнях [41, 42] отримано, що при швидкісному піролізі геміцелюлози максимум виходу летких припадає на температуру 550 °С, целюлози – 700 °С, а лігніну – 900 °С та вище.

Перенесення результатів цих досліджень на лігноцелюлозу, в тому числі на ЛС, спричинить неминучі похибки, проте дозволить трактувати результати швидкісного піролізу реальної біомаси.

Методи дослідження. Дослідження динаміки термічної деструкції ЛС було проведено у вертикальному кварцовому ректорі (внутрішній діаметр 0,05 м, висота 0,9 м) лабораторної установки, в якому моделювалися умови швидкого нагріву 250–500 °С/с у киплячому шарі. Експериментам з вигорання передували досліди на холодній моделі, метою яких було визначення витрати повітря для створення умов псевдозрідження частинок лушпиння. Було виявлено наступне. Збільшення витрати повітря не призводило до псевдозрідження частинок лушпиння в реакторі; до певного порогового значення частинки утворювали слабкорухомий фільтраційний шар. Після досягнення критичного значення витрати повітря (лінійної швидкості) відбувалося інтенсивне винесення частинок з реактора.

Таким чином, було визначено, що частинки лушпиння відносяться до матеріалів групи [43], які не здатні до псевдозрідження за відсутності шароутворювального матеріалу. Тому в подальших дослідах з вивчення динаміки вигорання частинок лушпиння як шароутворювальний інертний матеріал було використано заздалегідь випалений при температурі 950 °С пісок класу крупності 0,05–0,63 мм. Його використання дозволило організувати інтенсивне перемішування частинок лушпиння в реакційній зоні та забезпечити умову рівномірного доступу кисню повітря до паливних частинок на завершальній стадії горіння. Завдяки цьому вдалося уникнути: градієнтів концентрації продуктів реакції вздовж шару лушпиння (у разі вибору витрати повітря менше швидкості винесення); невизначеності, що виникає через неконтрольоване винесення частинок з реакційної зони (при роботі на межах швидкості вітання). Витрату повітря було обрано з умови псевдозрідження зазначеного розміру частинок піску (0,05–0,63 мм).

На початку експерименту в реактор засипали інертний матеріал (50 г піску) і створювали киплячий шар при витраті повітря G_{air} в діапазоні $(91-104) \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$, що відповідає швидкості повітря $w_{\text{air}} = 0,15-0,18 \text{ м/с}$. Реактор вертикально встановлено в трубчастій електричній печі потужністю 2,5 кВт. Температуру шару вимірювали термопарою типу ХА (хромель-алюмель), яку занурювали в шар піску.

Після нагрівання та стабілізації температури шару лушпиння відомої маси подавали в реактор через затвор. У цих умовах відбувався швидкий нагрів лушпиння і подальша реакція при температурі шару. Досліджували горіння лушпиння соняшнику при атмосферному тиску в діапазоні температур шару 500–1000 °С з кроком 100 °С. Леткі, що утворилися в результаті термічної деструкції лушпиння, переносилися вгору потоком повітря і проходили через барботер, збірник конденсату (для затримки летких у фазі конденсації), фільтр, а потім потрапляли в маспектрометр, підключений до спеціалізованого аналого-цифрового перетворювача з персональним комп'ютером, де отримана інформація оброблялася за допомогою спеціальної методики. Під час вимірювань було забезпечено безперервний контроль та реєстрацію даних у вигляді кривих залежності від часу компонентного складу відхідних газів [CO , CO_2 , CH_4 , H_2 , O_2 , Ar] = $n(\tau)$, % об. – динамічні криві. Подальший аналіз даних дозволив визначити характерну тривалість виходу та вигорання летких, час вигорання коксового залишку, а також основні закономірності вигорання лушпиння соняшника при швидкому нагріванні.

Результати і обговорення. Вихідними зразками лушпиння були цілі половинки твердої оболонки насіння соняшнику розміром 10–14 мм. Середній технічний аналіз ЛС наступний: $A^{\text{d}}=2,4\%$, $V^{\text{daf}}=76,8\%$, $W^{\text{r}}=10,2\%$. Нижча теплота згорання досліджених зразків ЛС становить 20 МДж/кг. Лушпиння під час проведення експериментів не піддавалося попередній термообробці чи зміні розміру частинок. При піролізі лушпиння частина маси конвертується в леткі, а частина, що залишилася (до 20–30% вихідної маси), утворює твердий коксовий залишок, який має низьку реакційну здатність і високу міцність.

На рис. 1 показано динамічні криві виходу газоподібних продуктів згорання дискретної наважки лушпиння соняшнику масою $m = 0,05 \text{ г}$ за температури $T = 500 \text{ °С}$. У порівняльних експериментах при всіх досліджуваних температурах маса наважки лушпиння залишалася постійною. З рисунка видно, що динамічні криві для CO_2 і CO мають дві ділянки, що принципово відрізняються. Перша відповідає виходу і вигоранню летких, друга – вигоранню коксового залишку. Перша ділянка має яскраво виражений максимум. Тривалість початкової ділянки (до максимуму) залежить від тривалості послідовно-паралельних стадій прогріву та перемішування частинок палива в киплячому шарі. У зазначених експериментах початкова ділянка (до максимуму) становить 2–3 с, причому її тривалість дещо зменшується із підвищенням температури шару.

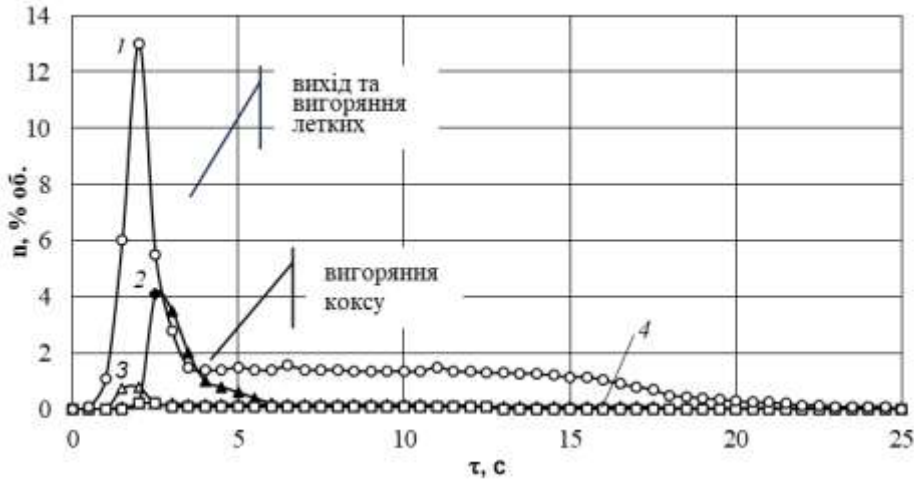


Рисунок 1 - Динаміка виходу газоподібних компонентів при спалюванні лушпиння соняшника при температурі шару $T = 500\text{ }^{\circ}\text{C}$ та витраті повітря $G_{air} = 95,2\text{ мл/с}$ ($w_{air} = 0,16\text{ м/с}$):
 1 – CO_2 , 2 – CO , 3 – H_2 , 4 – CH_4

Друга ділянка (вигорання коксового залишку) більш тривала порівняно з виходом і вигоранням летких. Умовно точка перегину кривої CO_2 може бути обрана для розмежування закінчення стадії піролізу та початку вигорання коксового залишку. Видно, що процес вигорання коксового залишку для цієї температури супроводжується повільним виходом CO_2 на квазістаціонарний рівень. Така закономірність спостерігалася для всіх досліджуваних температур шару і свідчить про знижену швидкість реагування вуглецю коксу з киснем повітря, особливо на завершальних стадіях вигорання (конверсії). Встановлений факт може зумовлювати наявність значного механічного недопалу матеріалу лушпиння соняшнику через невідповідність часів перебування в апараті часу, необхідному для вигорання коксового залишку до необхідного ступеня конверсії.

Для температур шару до $900\text{ }^{\circ}\text{C}$ включно зазначені тенденції зберігаються: динамічні криві виходу CO_2 і CO мають дві ділянки, одна з яких відповідає виходу і вигоранню летких, а друга – вигоранню коксового залишку (див. рис. 2). У всьому діапазоні досліджуваних температур найдовшою стадією згоряння лушпиння соняшнику є згоряння коксового залишку: 21–22 с при $500\text{ }^{\circ}\text{C}$; 18–19 с при $600\text{ }^{\circ}\text{C}$; 15–16 с при $700\text{ }^{\circ}\text{C}$; 10–11 с при $800\text{ }^{\circ}\text{C}$; 9–10 с при $900\text{ }^{\circ}\text{C}$; 5–6 с при $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$. Підвищення температури шару також призводить до зменшення загального часу горіння частинок лушпиння соняшнику, головним чином за рахунок скорочення часу горіння коксового залишку.

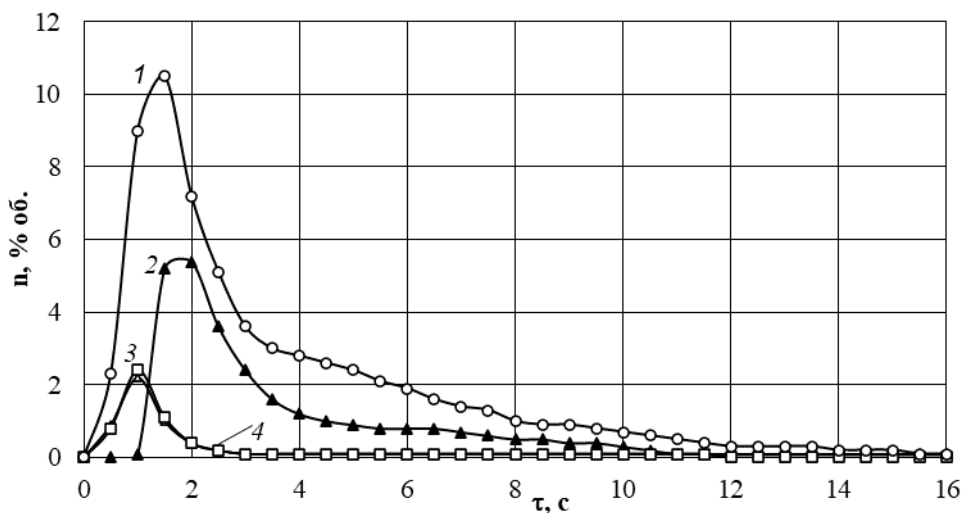


Рисунок 2 - Динаміка виходу газоподібних компонентів при спалюванні частинок лушпиння соняшника при температурі $T = 900\text{ }^{\circ}\text{C}$ і витраті повітря $G_{air} = 103,7\text{ мл/с}$ ($w_{air} = 0,18\text{ м/с}$):
 1 – CO_2 , 2 – CO , 3 – H_2 , 4 – CH_4

Підвищення температури в реакційній зоні супроводжується збільшенням піків, що реєструються, метану і водню на стадії піролізу: при $T = 500\text{ }^{\circ}\text{C}$ для H_2 до 0,8% об. та для CH_4 – до 0,14%; при $T = 700\text{ }^{\circ}\text{C}$ для H_2 до 1,2% об. та для CH_4 – до 1,0%; при $T = 900\text{ }^{\circ}\text{C}$ для H_2 та CH_4 до 2,0%; при $T = 900\text{ }^{\circ}\text{C}$ для H_2 і CH_4 до 2,4%. Отримані результати якісно збігаються з результатами дослідження швидкісного піролізу кісточок оливи та вичленованих складових біомаси геміцелюлози, целюлози та лігніну [18, 38].

Слід зазначити, що при підвищенні температури вище $900\text{ }^{\circ}\text{C}$ за формою динамічних кривих складно правильно розрізнити стадії вигорання летких речовин і коксового залишку (див. рис. 3). Разом з комплексним дослідженням процесу піроліз-горіння, яке проводилося в дослідях, необхідно окремо вивчати піроліз в інертному середовищі та вигорання коксового залишку в окислювачі. До недоліків такого аналізу можна віднести можливий вплив умов приготування коксу на його подальше вигорання, до переваг – чітку можливість поділу процесу на стадії.

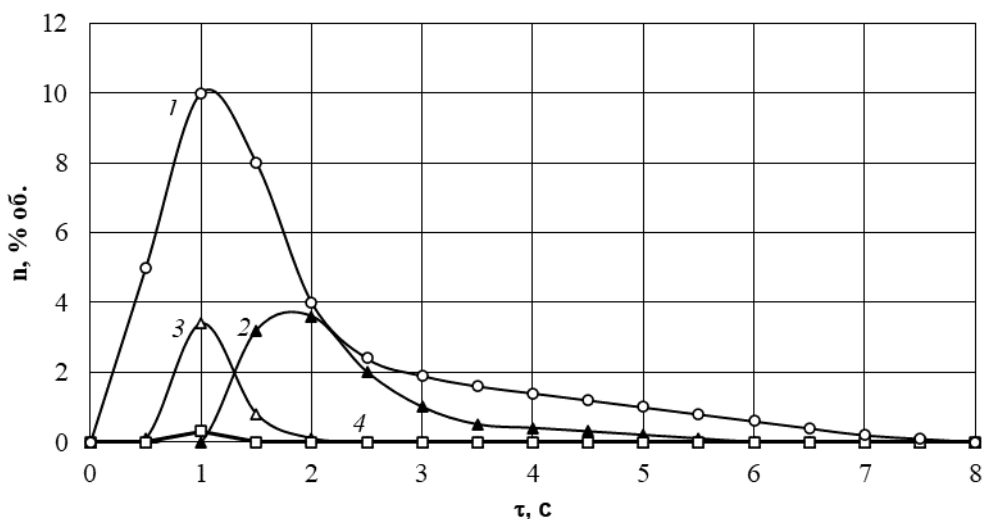


Рисунок 3 - Динаміка виходу газоподібних компонентів при спалюванні лушпиння соняшника при температурі $T = 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$: 1 – CO_2 , 2 – CO , 3 – H_2 , 4 – CH_4

На підставі експериментальних даних було визначено тривалість вигорання ЛС (див. рис. 4) в діапазоні температур $500\text{--}1000\text{ }^{\circ}\text{C}$.

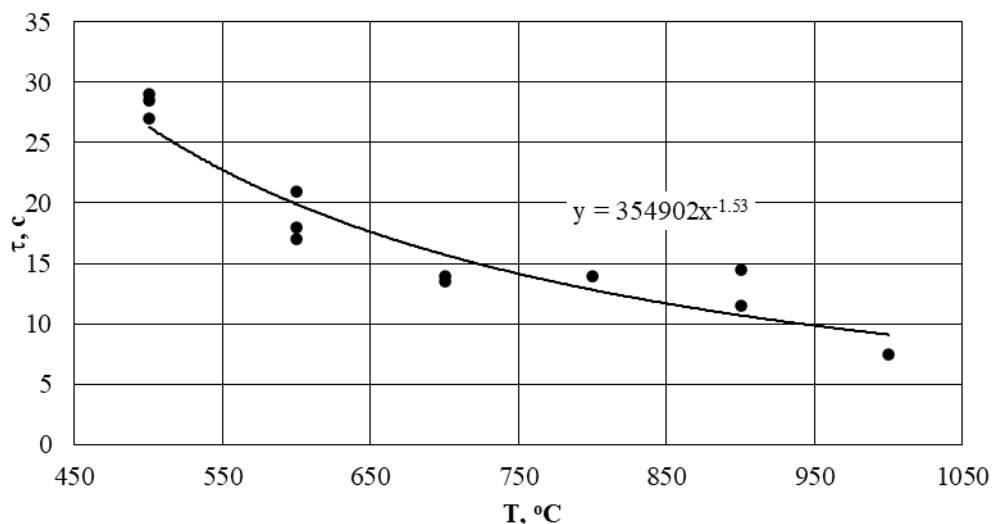


Рисунок 4 - Залежність часу вигорання лушпиння соняшника від температури

Результати було узагальнено у вигляді емпіричної залежності

$$\tau = 3,55 \cdot 10^5 / T^{1,53 \pm 2},$$

де τ – повний час вигорання частинок лушпиння, с; T – температура частинки, $^{\circ}\text{C}$.

Похибка використана запропонованої залежності $\leq 1,8\%$.

Основні закономірності.

Початковою стадією термічної переробки лушпиння соняшника є процес деструкції геміцелюлози. При нагріванні до температур 220–280 °С відбувається внутрішньомолекулярна дегідратація з утворенням ангідроцелюлози, виходять слабкозв'язані домішкові групи, переважно CO, CO₂ та H₂O. Найбільш значні структурні модифікації такого палива виявляються між 350 °С і 400 °С і характеризуються зниженням інтенсивності і розривом зв'язків С–О і С–С, утворенням алкільних зв'язків (С–С).

У діапазоні температур до 500 °С розриваються внутрішньомолекулярні зв'язки, матеріал втрачає пластичність, стає крихким. З підвищенням температури відбувається безперервне зниження інтенсивності валентних зв'язків –ОН і збільшення виходу ароматичних сполук, максимум яких залежить від співвідношення целюлози і лігніну в паливі і припадає на температури вище 600 °С.

У діапазоні температур 450–600 °С кільцева структура мономерів целюлози та лігніну руйнується з утворенням аліфатичних радикалів. При цьому відбувається велика кількість реакцій з розщепленням зв'язків С–С, С–О та радикальних реакцій з утворенням газів або летких сполук, в основному внаслідок розкладання ангідроцелюлози. Легкі периферійні групи СН₂, Н, ОН відриваються та виходять у вигляді газів.

При швидкому нагріванні відрив легких функціональних груп та деструкція відбуваються одночасно. Вихід газоподібних продуктів залежить від середовища. В окисному середовищі (як у проведених експериментах) легкі групи Н– та СО– швидко об'єднуються або окислюються, що призводить до збільшення частки СО₂ у газоподібних продуктах піролізу.

При подальшому збільшенні температури піролізу збільшується кількість розривів зв'язків у вихідній речовині, збільшується кількість дрібних радикальних уламків та, як наслідок, вихід газової фази.

Вигоряння коксового залишку є домінуючим процесом термічного розкладання частинок лушпиння соняшнику, який є найбільш тривалішим і визначає загальний час вигоряння ЛС. Цей етап визначає повноту енергетичного використання вуглецевого матеріалу частинок лушпиння, особливо при надходженні низькорекційного коксового залишку в низькотемпературну область камери згорання котла, що необхідно враховувати при його проектуванні.

Висновки

Клітинна модель лігноцелюлозної біомаси включає три основні компоненти – целюлозу, геміцелюлозу та лігнін. Лушпиння соняшнику містить близько 30–48 мас. % целюлози, 34–38 мас. % геміцелюлози та 17–26 мас. % лігніну. Залежно від структури відрізняється і елементний склад палива, і кількісний та якісний склад летких, і, як наслідок, теплота згорання. Крім того різні молекулярні структури окремих компонентів призводять до різних механізмів розкладання під час піролізу.

Лушпиння соняшника містить 14–18% (на робочу масу) зв'язаного вуглецю, 70–76% летких, 5–10% вологи. Теплота згорання Q_н^p ЛС коливається в межах 15–21 МДж/кг. Висока теплотворна здатність біомаси пов'язана з високим вмістом лігніну, оскільки лігнін характеризується приблизно на 30% більш високою теплотворною здатністю, ніж целюлоза та геміцелюлози. Таким чином, лушпиння соняшника має високу теплоту згорання саме через високий вміст лігніну.

При термічному розкладанні лушпиння соняшнику при швидкісному нагріві до температур 500–1000 °С утворюються легкі та твердий коксовий залишок (до 20–30% вихідної маси), який має низьку реакційну здатність і високу міцність. Динамічні криві виходу летких мають дві принципово різні ділянки. Перша з них відповідає виділенню і вигоранню летких, друга – вигоранню коксового залишку. Тривалішою стадією є вигоряння коксового залишку. Цей етап визначає повноту утилізації палива з лушпиння соняшнику, конструктивні особливості камери згорання, ефективність і режимні параметри технологічного процесу, що особливо важливо у разі потрапляння частинок у низькотемпературну зону котла. Отримано емпіричну залежність тривалості вигоряння ЛС в киплячому шарі від температури.

Завищені значення втрат теплоти з механічним недопалом при горінні лушпиння соняшнику в промислових апаратах пов'язані з кінцевою стадією – вигоранням низькорекційного коксового залишку. Цей етап рекомендується проводити при температурах вище 850–900 °С.

Список використаної літератури

1. Дахновська О. В. Шляхи використання соняшникового лушпиння. Збірник наукових праць Вінницького національного аграрного університету. Технічні науки. Вінниця, 2012. Вип. 11(2). С. 156–160. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/znpvnutn_2012_11\(2\)_25](http://nbuv.gov.ua/UJRN/znpvnutn_2012_11(2)_25).
2. Гавриш В. І. Лушпиння соняшника як енергетичний ресурс переробних підприємств // Розвиток українського села – основа аграрної реформи в Україні: матеріали Причорноморської регіональної наук.-практ. конф. професорсько-викладацького складу, м. Миколаїв, 20–22 квітня 2022 р. Миколаїв, 2022. С. 41–44. URI: <https://dspace.mnau.edu.ua/jspui/handle/123456789/11441>

3. Баранник К. В., Волошин М. Д. Аналіз використання соняшникового лушпиння у якості палива. Збірник наук. праць Дніпровського державного технічного університету. Технічні науки. Кам'янське, 2017. Вип. 1. С. 157–160. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Znpddtu_2017_1_31.
4. Железна Т. А., Драгнев С. В., Баштовий А. І. Можливості заготівлі агробіомаси та виробництва біопалив з неї комунальними підприємствами в Україні. Теплофізика та Теплоенергетика. Київ, 2019. Вип. 41 (2). С. 88–96. URL: <https://doi.org/https://doi.org/10.31472/ttpe.2.2019.12>
5. Duca D., Toscano G., Riva G., Mengarelli C., Rossini G., Pizzi A., et al. Pedretti Quality of residues of the biodiesel chain in the energy field. *Industrial Crops and Products*. 2015. Vol. 75. Part A. P. 91–97. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2015.02.042>
6. Dunayevska N. I., Bondzyk D. L., Nehamin M. M., Miroshnichenko Ye. S. et al. Technology of Anthracite and Solid Biofuels Co-Firing in Pulverized Coal Boilers of TPP and CHP. *Science and Innovation*. 2020. Vol. 16. No. 5. P. 79–89. DOI: <https://doi.org/10.15407/scine16.05.079>
7. Volchyn I. A., Haponych L. S., Mokretskyy V. O. Estimation and forecasting of carbon dioxide emissions from coal-fired thermal power plants in Ukraine. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2022. Vol. 5. P. 80–88. DOI: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-5/080>
8. Гелегуха Г. Г., Драгнев С. В., Железна Т. А., Баштовий А. І. Аналіз напрямків енергетичного використання побічної продукції виробництва соняшнику в Україні. Теплофізика та Теплоенергетика. 2020. Т. 42(4). С. 83–92. DOI: <https://doi.org/https://doi.org/10.31472/ttpe.4.2020.10>
9. Гапонич Л. С., Голенко І. Л., Топал О. І. Нормативне регулювання, сучасний стан поводження та перспективи енергетичного використання твердих побутових відходів в Україні, *The Problems of General Energy*. 2019. Т. 3 (58). С. 45–54. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.045>
10. Буляндра О., Гапонич Л., Голенко І., Топал О. Перспективи використання палива з твердих побутових відходів на ТЕЦ цукрових заводів. *Наукові праці НУХТ*. 2020. Т. 26. №3. С. 137–147.
11. Железна Т. А., Драгнев С. В., Баштовий А. І. Аналіз успішних прикладів виробництва теплової енергії з агробіомаси в Європі, *Теплофізика та Теплоенергетика*. 2022. Т. 45(2). С. 38–46. URL: <http://ihe.nas.gov.ua/index.php/journal/article/view/489>
12. Чернявський М. В., Мірошніченко С. С., Провалов О. Ю. Переведення котлів малої та середньої потужності зі щільним шаром на спалювання твердої паливної біомаси. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. 2021. № 1. С. 71–80. DOI: <https://doi.org/10.33070/etars.1.2021.08>
13. Ремешевська І. В., Гурець Н. В., Омельчук О. А. Аналіз ефективності виробничої діяльності енергогенеруючого комплексу на біомасі ТОВ «АПК «СВГРОЙЛ». *Збірник наукових праць Національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова*. 2017. Т. 3. С. 136–142. DOI: <https://doi.org/10.15589/jnn20170317>
14. Topal A., Holenko I., Haponych L. Clean utilization of municipal solid wastes and alternative fuels derived from it. *Environmental Problems*. 2020. Vol. 5. No. 40. P. 202–209, DOI: <https://doi.org/10.23939/ep2020.04.202>.
15. Lin Y., Cho J., Tompsett G., Westmoreland P., Huber G. Kinetics and mechanism of cellulose pyrolysis. *The Journal of Physical Chemistry C*. 2009. Vol. 113. No. 46. P. 20097–20107. DOI: <https://doi.org/10.1021/jp906702p>
16. Weerachanchai P., Horio M., Tangsathitkulchai C. Effects of gasifying conditions and bed materials on fluidized bed steam gasification of wood biomass. *Bioresource Technology*. 2009. Vol. 100. No. 3. P. 1419–1427. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2008.08.002>.
17. Yaman S. Pyrolysis of biomass to produce fuels and chemical feedstocks. *Energy Conversion and Management*. 2004. Vol. 45. No. 5. P. 651–671. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(03\)00177-8](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(03)00177-8)
18. Al-Farraji A., Marsh R., Steer J. A. Comparison of the Pyrolysis of Olive Kernel Biomass in Fluidised and Fixed Bed Conditions. *Waste Biomass Valor*. 2017. Vol. 8. P. 1273–1284. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12649-016-9670-6>
19. Xue Q., Dalluge D., Heindel T. J., Fox R. O., Brown R. C. Experimental validation and CFD modeling study of biomass fast pyrolysis in fluidized-bed reactors. *Fuel*. July 2012. Vol. 97. P. 757–769, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.02.065>.
20. Balat M., Balat M., Kurtay E., Balat H. Main routes for the thermo-conversion of biomass into fuels and chemicals. Part 1: Pyrolysis systems. *Energy Conversion and Management*. Dec 2009. Vol. 50. No. 12. P. 3147–3157. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.08.014>
21. Kim H. J., Kasadani Y., Li L., Shimizu T., Kim L.-H.. Combustion and thermal decomposition characteristics of brown coal and biomass. *Journal of Energy Engineering*. Dec. 2012. Vol. 21. No. 4. P. 373–377, DOI: <https://doi.org/10.5855/ENERGY.2012.21.4.373>
22. Morgan T., Kandiyoti R. Pyrolysis of Coals and Biomass: Analysis of Thermal Breakdown and Its Products. *Chemical Reviews*. Oct. 2014. Vol. 114(3). P. 1547–1607. DOI: <https://doi.org/10.1021/cr400194p>

23. Solomon P. R., Hamblen D. G., Serio M. A., Yu Z.-Z., Charpenay S. A characterization method and model for predicting coal conversion behaviour. *Fuel*. April 1993. Vol. 72(4). P. 469-488. DOI: [https://doi.org/10.1016/0016-2361\(93\)90106-C](https://doi.org/10.1016/0016-2361(93)90106-C).
24. Yu J., Paterson N., Blamey J., Millan M. Cellulose, xylan and lignin interactions during pyrolysis of lignocellulosic biomass. *Fuel*. 2017. Vol. 191. P. 140–149. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.057>.
25. Kabir G., Hameed B. H. Recent progress on catalytic pyrolysis of lignocellulosic biomass to high-grade bio-oil and bio-chemicals. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. April 2017. Vol. 70. P. 945–967 DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.001>.
26. Shen D., Xiao R., Gu S., Zhang H. The Overview of Thermal Decomposition of Cellulose in Lignocellulosic Biomass. InTechOpen. *Cellulose – Biomass Conversion*. Edited by Theo van de Ven and John Kadla. Aug. 2013. DOI: <https://doi.org/10.5772/51883>
27. Giudicianni P., Cardone G., Ragucci R. Cellulose, hemicellulose and lignin slow steam pyrolysis: thermal decomposition of biomass components mixtures. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. March 2013. 100. P. 213–222. DOI: [10.1016/j.jaap.2012.12.026](https://doi.org/10.1016/j.jaap.2012.12.026)
28. Das A., Mondal C., Roy S. Pretreatment methods of lignocellulosic biomass: A review. *Journal of Engineering Science and Technology*. Dec. 2015. Vol. 8. No. 5. P. 141–165. DOI: <http://www.jestr.org/downloads/Volume8Issue5/fulltext85202015.pdf>.
29. Ahmad N., Aslam S., Hussain N., Bilal M., Iqbal H. Transforming Lignin Biomass to Value: Interplay Between Ligninolytic Enzymes and Lignocellulose Depolymerization. *BioEnergy Research*. Sep. 2022. Vol. 16. P. 1246–1263. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12155-022-10541-y>
30. Mankar A. R., Pandey A., Modak A., Pant K. K. Pretreatment of lignocellulosic biomass: A review on recent advances. *Bioresource Technology*. August 2021. Vol. 334. 125235. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125235>
31. Zhou X., Broadbelt L. J., Vinu R. Chapter Two – Mechanistic Understanding of Thermochemical Conversion of Polymers and Lignocellulosic Biomass. *Advances in Chemical Engineering*. 2016. Vol. 49. P. 95–198. DOI: <https://doi.org/10.1016/bs.ache.2016.09.002>.
32. Marx S., Chiyanzu I., Piyo N. Influence of reaction atmosphere and solvent on biochar yield and characteristics. *Bioresource Technology*. July 2014. Vol. 164. P. 177–183. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.04.067>.
33. Camargo D., Gomes S. D., Felipe M. D., Sene L. Response of by-products of sunflower seed processing to dilute-acid hydrolysis aiming fermentable sugar production. *Journal of Food Agriculture & Environment*. Jan. 2014. Vol. 12. No. 2. P. 239–246. DOI: <https://doi.org/10.1234/4.2014.4442>
34. Demirbas A. The influence of temperature on the yields of compounds existing in bio-oils obtained from biomass samples via pyrolysis. *Fuel Processing Technology*. June 2007. Vol. 88. No. 6. P. 591–597. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2007.01.010>
35. Foppa Pedretti E., Del Gatto A., Pieri S., et al. Experimental Study to Support Local Sunflower Oil Chains: Production of Cold Pressed Oil in Central Italy. *Agriculture*. Oct. 2019. Vol. 9. No. 11. P. 231. DOI: <https://doi.org/10.3390/agriculture9110231>
36. Осьмак О.О., Сєрьогін О. О. Альтернативні види палива – перспективний напрям розвитку енергетичного комплексу України. *Енерготехнології та ресурсозбереження*. Март 2021. №1, С. 53–58, DOI: <https://doi.org/10.33070/etars.1.2021.06>
37. Novaes E., Kirst M., Chiang V., Winter-Sederoff H., Sederoff R. Lignin and Biomass: A Negative Correlation for Wood Formation and Lignin Content in Trees. *Plant Physiology*. October 2010. Vol. 154. No. 2. P. 555–561. DOI: <https://doi.org/10.1104/pp.110.161281>
38. Niu H., Liu N. Thermal decomposition of pine branch: Unified kinetic model on pyrolytic reactions in pyrolysis and combustion. *Fuel*. Nov. 2015. Vol. 160. P. 339–345. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.07.108>
39. Romero Millán L. M., Sierra Vargas F. E, Nzihou A. Kinetic Analysis of Tropical Lignocellulosic Agrowaste Pyrolysis. *BioEnergy Research*. Sept. 2017. Vol. 10. P. 832–845. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12155-017-9844-5>
40. Pielsticker S., Gövert B., Umeki K., Kneer R. Flash Pyrolysis Kinetics of Extracted Lignocellulosic Biomass Components. *Frontiers in Energy Research*. Sept. 2021. Vol. 9. 737011. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.737011>
41. Lv G, Wu S., Yang G., Chen J., Liu Y., Kong F. Comparative Study of Pyrolysis Behaviors of Corn Stalk and its Three Components. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. 2013. Vol. 104. P. 185–193. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2013.08.005>
42. Shen D. K., Gu S. The mechanism for thermal decomposition of cellulose and its main products. *Bioresource Technology*. Dec. 2009. Vol. 100. No. 24. P. 6496–6504. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2009.06.095>
43. Geldart D. Types of gas fluidization. *Powder Technology*. May 1973. Vol. 7. No. 5. P. 285–292. DOI: [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(73\)80037-3](https://doi.org/10.1016/0032-5910(73)80037-3).

O. Topal¹, Cand. Sc. (Eng.), Senior Researcher, ORCID 0000-0002-9458-9420
L. Haponych¹, Cand. Sc. (Eng.), Senior Researcher, ORCID 0000-0003-4611-3193
I. Holenko¹, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0003-3487-8025
S. Kobzar^{1,2}, Cand. Sc. (Eng.), Senior Researcher, ORCID 0000-0002-8615-4400

¹Thermal Energy Technology Institute of the NASU

²Institute of Engineering Thermophysics of the NASU

STUDYING THE REGULARITIES OF THERMAL DECOMPOSITION OF SUNFLOWER HUSK UNDER CONDITIONS OF HIGH-SPEED HEATING

Fuel waste from oil extraction plants – sunflower husk – is used to replace organic fuel. The study of the regularities of thermal decomposition of the husk under conditions of high-speed heating in boilers is the aim of this work.

The cellular model of sunflower husk (SH) includes three main components – 30–48% cellulose, 34–38% hemicellulose and 17–26% lignin. Depending on the structure, the elemental composition of the fuel, the quantitative and qualitative composition of volatiles, and, as a result, the calorific value differ. In addition, different molecular structures of individual components lead to different decomposition mechanisms during pyrolysis. Sunflower husk contains 14–18% (by weight) of bound carbon, 70–76% of volatiles, and 5–10% of moisture. The calorific value Q_n^r of the husk ranges from 15–21 MJ/kg.

The thermal decomposition of SH in a fluidised bed at temperatures of 500–1000 °C produces volatiles and solid coke residue (up to 20–30% of the initial mass), which has low reactivity and high strength. To record waste gas yields, an experimental method was used to study the thermal processing of fuel in a laboratory reactor under conditions of high-speed heating in a fluidised bed using a mass spectrometer. Dynamic curves of waste gas yields have two distinctive sections: the first one corresponds to the release and burnout of volatiles, and the second, longer one – to the burnout of coke residue. The second stage determines the completeness of the utilisation of sunflower husk fuel, the design features of the combustion chamber, efficiency and operating parameters of the process. To reduce heat losses due to mechanical underburning, it is recommended to carry out this stage at temperatures above 850–900 °C. With an increase in temperature, a decrease in the total duration of husk burnout is observed. An empirical dependence of the burnout time of the husk in the fluidised bed on the temperature T was obtained: $\tau = 3,55 \cdot 10^5 / T^{1,53} \pm 2, s$.

Keywords: husk, biomass, waste to energy, pyrolysis, combustion, heat and mass transfer

References

1.O. V. Dakhnovska, “Shliakhy vykorystannia soniashnykovoho lushpynnia”, “Zbirnyk Naukovykh Prats Vinnytskoho Natsionalnoho Ahrarnoho Universytetu. Serii: Tekhnichni Nauky”, vol. 11, no. 2. pp. 156-160, 2012. Available: http://nbuv.gov.ua/UJRN/znpvnutn_2012_11%282%29__25

2.V. I. Havrysh. “Lushpynnia soniashnyka yak enerhetychni resurs pererobnykh pidpriemstv”, in Conf. Prychornomorska Rehionalna Naukovo-Praktychna Konferentsia “Rozvytok Ukrainskoho Sela – Osnova Ahrarnoi Reformy v Ukraini”, Mykolaiv, Ukraina, pp. 41-44, 2022. Available: <https://dspace.mnau.edu.ua/jspui/handle/123456789/11441>

3.K. V. Barannyk and M. D. Voloshyn, “Analiz vykorystannia soniashnykovoho lushpynnia u yakosti palyva”, Zbirnyk Naukovykh Prats Dniprovskoho Derzhavnoho Tekhnichnoho Universytetu. Tekhnichni Nauky, vol. 1, pp. 157-160, 2017. Available: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Znpddtu_2017_1_31

4.T. Zheliezna, S. Drahniiev, and A. Bashtovyi, “Opportunities for harvesting agrobiomass and production of biofuels by municipal enterprises in Ukraine”, Thermophysics and Thermal Power Engineering, vol. 41, no. 2, pp. 88-96, Mar. 2019. Available: <https://doi.org/https://doi.org/10.31472/tpe.2.2019.12>

5.D. Duca, G. Toscano, G. Riva, C. Mengarelli, G. Rossini, A. Pizzi, et al., “Pedretti Quality of residues of the biodiesel chain in the energy field”, Industrial Crops and Products, vol. 75, Part A, pp. 91-97, Nov. 2015. Available: <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2015.02.042>

6.N. I. Dunayevska, D. L. Bondzyk, M. M. Nehamin, Ye. S. Miroshnichenko, I. V. Beztseynyi, V. Ya. Evtukhov, et al., “Technology of Anthracite and Solid Biofuels Co-Firing in Pulverized Coal Boilers of TPP and CHP”, Science and Innovation, vol. 16, no. 5, pp. 79-89, 2020. Available: <https://doi.org/10.15407/scine16.05.079>

7.I. A. Volchyn, L. S. Haponych, and V. O. Mokretskyy, “Estimation and forecasting of carbon dioxide emissions from coal-fired thermal power plants in Ukraine”, Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, vol. 5, pp. 080 – 088, Oct. 2022. Available: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-5/080>

8.G. Geletukha, S. Drahniiev, T. Zheliezna, and A. Bashtovyi, “Analysis of directions of using sunflower production by-products for energy in Ukraine (review)”, Thermophysics and Thermal Power Engineering, vol. 42, no. 4, pp. 83-92, Jun. 2020. Available: <https://doi.org/https://doi.org/10.31472/tpe.4.2020.10>

9.L. S. Haponych, I. L. Golenko, and A. I. Topal, “Legislation, current situation and prospects of using

municipal solid waste as energy resource in Ukraine”, *The Problems of General Energy*, vol. 3, no. 58, pp. 45–54, 2019. Available: <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.045>

10.O. Bulyandra, L. Haponych, I. Golenko, and O. Topal, “Prospects of the use of fuel from municipal solid waste at tpp of sugar factories”, *Scientific Works of NUFT*, Vol. 26, no. 3, pp. 137-147, June 2020.

11.T. Zheliezna, S. Drahnev, and A. Bashtovyi, “Analysis of successful cases of heat production from agrobiomass in Europe”, *Thermophysics and Thermal Power Engineering*, vol. 45, no. 2, pp. 38-46, Aug. 2022. Available: [//ihe.nas.gov.ua/index.php/journal/article/view/489](http://ihe.nas.gov.ua/index.php/journal/article/view/489)

12.M. Cherniavskyi, Y. Miroshnychenko, and O. Provalov, “Conversion of low and medium power boilers for combustion of solid fuel biomass”, *Energ. Tech. & Res. Sav.*, no. 1, pp. 71-80, Mar. 2021. Available: <https://doi.org/10.33070/etars.1.2021.08>

13.I. V. Remeshevska, N. V. Gurets, and O. A. Omelchuk, “Analysis of efficiency of the industrial activity of the biomass energy-generating complex at the agroindustrial company Eugroil Ltd”, *Collection of Scientific Papers of Admiral Makarov National University of Shipbuilding*, vol. 3, pp. 136-142, 2017. Available: DOI 10.15589/jnn20170317

14.A. Topal, I. Holenko, and L. Haponych, “Clean utilization of municipal solid wastes and alternative fuels derived from it”, *Environmental Problems*, vol. 5, no. 40, pp. 202-209, 2020. Available: <https://doi.org/10.23939/ep2020.04.202>.

15.Y. Lin, J. Cho, G. Tompsett, P. Westmoreland, and G. Huber, "Kinetics and mechanism of cellulose pyrolysis", *The Journal of Physical Chemistry C*, vol. 113, no. 46, p. 20097-20107, Oct. 2009. Available: <https://doi.org/10.1021/jp906702p>

16.P. Weerachanchai, M. Horio, and C. Tangsathitkulchai, “Effects of gasifying conditions and bed materials on fluidized bed steam gasification of wood biomass”, *Bioresource Technology*, vol. 100, no. 3, pp. 1419-1427, Feb. 2009. Available: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2008.08.002>.

17.S. Yaman, “Pyrolysis of biomass to produce fuels and chemical feedstocks”, *Energy Conversion and Management*, 45, no. 5, pp. 651-671, March 2004. Available: [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(03\)00177-8](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(03)00177-8)

18.A. Al-Farraj, R. Marsh, and J. A. Steer, “Comparison of the Pyrolysis of Olive Kernel Biomass in Fluidised and Fixed Bed Conditions”, *Waste Biomass Valor*, vol. 8, pp. 1273–1284, June 2017. Available: <https://doi.org/10.1007/s12649-016-9670-6>

19.Q. Xue, D. Dalluge, T. J. Heindel, R. O. Fox, and R. C. Brown, “Experimental validation and CFD modeling study of biomass fast pyrolysis in fluidized-bed reactors”, *Fuel*, vol. 97, pp. 757-769, July 2012. Available: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.02.065>.

20.M. Balat, M. Balat, E. Kırtay, and H. Balat, “Main routes for the thermo-conversion of biomass into fuels and chemicals. Part 1: Pyrolysis systems”, *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 12, pp. 3147-3157, Dec. 2009. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.08.014>

21.H. J. Kim, Y. Kasadani, L. Li, T. Shimizu, and L.-H. Kim, “Combustion and thermal decomposition characteristics of brown coal and biomass,” *Journal of Energy Engineering*, vol. 21, no. 4., pp. 373–377, Dec. 2012. Available: <https://doi.org/10.5855/ENERGY.2012.21.4.373>

22.T. Morgan and R. Kandiyoti, “Pyrolysis of Coals and Biomass: Analysis of Thermal Breakdown and Its Products”, *Chemical Reviews*, vol. 114(3), pp. 1547–1607, Oct. 2014. Available: <https://doi.org/10.1021/cr400194p>

23.P. R. Solomon, D. G. Hamblen, M. A. Serio, Z.-Z. Yu, and S. Charpenay, “A characterization method and model for predicting coal conversion behaviour”, *Fuel*, vol. 72(4), pp. 469-488, April 1993. Available: [https://doi.org/10.1016/0016-2361\(93\)90106-C](https://doi.org/10.1016/0016-2361(93)90106-C).

24.J. Yu, N. Paterson, J. Blamey, and M. Millan, “Cellulose, xylan and lignin interactions during pyrolysis of lignocellulosic biomass”, *Fuel*, 191, pp. 140-149, March 2017. Available: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.057>.

25.G. Kabir and B. H. Hameed, “Recent progress on catalytic pyrolysis of lignocellulosic biomass to high-grade bio-oil and bio-chemicals”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, pp. 945-967, April 2017. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.001>.

26.D. Shen, R. Xiao, S. Gu, and H. Zhang, ‘The Overview of Thermal Decomposition of Cellulose in Lignocellulosic Biomass’, *Cellulose – Biomass Conversion*. InTechOpen, Aug. 2013. Available: <https://doi.org/10.5772/51883>

27.P. Giudicianni, G. Cardone, and R. Ragucci, “Cellulose, hemicellulose and lignin slow steam pyrolysis: thermal decomposition of biomass components mixtures”, *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 100, pp. 213-222, March 2013. Available: [10.1016/j.jaap.2012.12.026](https://doi.org/10.1016/j.jaap.2012.12.026)

28.A. Das, C. Mondal, and S. Roy, “Pretreatment methods of lignocellulosic biomass: A review”, *Journal of Engineering Science and Technology*, vol. 8, no. 5, pp. 141-165, Dec. 2015. Available: <http://www.jestr.org/downloads/Volume8Issue5/fulltext85202015.pdf>.

29.N. Ahmad, S. Aslam, N. Hussain, M. Bilal, and H. Iqbal, “Transforming Lignin Biomass to Value: Interplay Between Ligninolytic Enzymes and Lignocellulose Depolymerization”, *BioEnergy Research*, vol. 16,

pp. 1246–1263. Sep. 2022. Available: <https://doi.org/10.1007/s12155-022-10541-y>

30.A. R. Mankar, A. Pandey, A. Modak, and K. K. Pant, “Pretreatment of lignocellulosic biomass: A review on recent advances”, *Bioresource Technology*, vol. 334, 125235, August 2021. Available: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125235>

31.X. Zhou, L. J. Broadbelt, and Vinu R., “Chapter Two - Mechanistic Understanding of Thermochemical Conversion of Polymers and Lignocellulosic Biomass”, *Advances in Chemical Engineering*, vol. 49, pp. 95-198, 2016. Available: <https://doi.org/10.1016/bs.ache.2016.09.002>.

32.S. Marx, I. Chiyanzu, and N. Piyo, “Influence of reaction atmosphere and solvent on biochar yield and characteristics”, *Bioresource Technology*, vol. 164, pp. 177-183, July 2014. Available: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.04.067>.

33.D. Camargo, S. D. Gomes, M. D. Felipe, L. Sene, “Response of by-products of sunflower seed processing to dilute-acid hydrolysis aiming fermentable sugar production”, *Journal of Food Agriculture & Environment*, vol. 12, no. 2, pp. 239-246, Jan. 2014. Available: DOI: <https://doi.org/10.1234/4.2014.4442>

34.A. Demirbas, “The influence of temperature on the yields of compounds existing in bio-oils obtained from biomass samples via pyrolysis”, *Fuel Processing Technology*, vol. 88, no. 6, pp. 591-597, June 2007. Available: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2007.01.010>

35.E. Foppa Pedretti, A. Del Gatto, S. Pieri, L. Mangoni, A. Ilari, M. Mancini, G. Feliciangeli, et al., “Experimental Study to Support Local Sunflower Oil Chains: Production of Cold Pressed Oil in Central Italy,” *Agriculture*, vol. 9, no. 11, p. 231, Oct. 2019. Available: <https://doi.org/10.3390/agriculture9110231>

36.A. Osmak and A. Seregin, “Alternative fuels – a promising direction for the energy complex of Ukraine”, *Energ. Tech. & Res. Sav.*, no. 1, pp. 53-58, Mar. 2021. Available: <https://doi.org/10.33070/etars.1.2021.06>

37.E. Novaes, M. Kirst, V. Chiang, H. Winter-Sederoff and R. Sederoff, “Lignin and Biomass: A Negative Correlation for Wood Formation and Lignin Content in Trees”, *Plant Physiology*, vol. 154, no. 2, pp. 555–561, October 2010. Available: <https://doi.org/10.1104/pp.110.161281>

38.H. Niu and N. Liu, “Thermal decomposition of pine branch: Unified kinetic model on pyrolytic reactions in pyrolysis and combustion”, *Fuel*, vol. 160, pp. 339-345, Nov. 2015. Available: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.07.108>

39.L. M. Romero Millán, F. E Sierra Vargas., and A. Nzihou, “Kinetic Analysis of Tropical Lignocellulosic Agrowaste Pyrolysis”, *BioEnergy Research*, vol. 10, pp. 832–845, Sept. 2017. Available: <https://doi.org/10.1007/s12155-017-9844-5>

40.S. Pielsticker, B. Gövert, K. Umeki, R. Kneer, “Flash Pyrolysis Kinetics of Extracted Lignocellulosic Biomass Components”, *Frontiers in Energy Research*, vol. 9, 737011, Sept. 2021. Available: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.737011>

41.G. Lv, S. Wu, G. Yang, J. Chen, Y. Liu, and F. Kong, “Comparative Study of Pyrolysis Behaviors of Corn Stalk and its Three Components”, *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, vol. 104, pp. 185–193, 2013. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2013.08.005>

42.D. K. Shen, S. Gu, “The mechanism for thermal decomposition of cellulose and its main products”, *Bioresource Technology*, vol. 100, no. 24, pp. 6496-6504, Dec. 2009. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2009.06.095>

43.D. Geldart, “Types of gas fluidization”, *Powder Technology*, vol. 7, no. 5, pp. 285-292, May 1973. Available: [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(73\)80037-3](https://doi.org/10.1016/0032-5910(73)80037-3).

Надійшла: 30.11.2023

Received: 30.11.2023