

УДК 002.53:004.89, 004.83, 004.89:004.4  
УКПП  
N держреєстрації 0121U109558  
Інв. №

Міністерство освіти і науки України  
Сумський державний університет (СумДУ)  
40007, м. Суми, вул. Римського-Корсакова, 2;  
тел. (+38 0542) 33 53 83; факс (+38 0542) 33 40 58

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Проректор з наукової роботи,  
д-р фіз.-мат. наук, проф.

\_\_\_\_\_ А. М. Черноус

ЗВІТ  
ПРО НАУКОВО-ДОСЛІДНУ РОБОТУ

Інтелектуальні інформаційно-аналітичні технології і засоби представлення,  
оцінювання та управління енергетичною інфраструктурою країни

**АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ, ФОРМАЛІЗАЦІЯ ТА  
РОЗРОБКА ПРИКЛАДНИХ ОСНОВ ПОБУДОВИ СТРУКТУРНИХ,  
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ  
ДІЯЛЬНОСТІ ЩОДО ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРИ  
УПРАВЛІННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ ІНФРАСТРУКТУРОЮ  
(проміжний)**

Керівник НДР  
канд. техн. наук, доц.

В. В. Шендрик

2021

Рукопис закінчено 15 грудня 2021 р.

Результати цієї роботи розглянуто науковою радою СумДУ, протокол від 2021.12.23 № \_\_

## СПИСОК АВТОРІВ

Керівник НДР, виконавець ЦПД, канд. техн. наук, доцент	2021.12.15	В. В. Шендрик (вступ, висновки, підрозділи 1.2, 1.3, 2.2, 2.3, 3.2, 3.3)
Відповідальний виконавець, виконавець ЦПД, канд. техн. наук, доцент	2021.12.15	Ю. В. Парфененко (підрозділи 1.1, 1.3, 2.1, 2.4, 3.1, 3.3)
Провідний наук. співроб., д. т. н., професор	2021.12.15	П. М. Павленко (підрозділи 1.2, 1.3)
Старший наук. співроб., канд. техн. наук	2021.12.15	О. В. Бойко (підрозділи 1.2, 1.3, 2.2, 2.3, 3.1, 3.2)
Старший наук. співроб., канд. техн. наук, доцент	2021.12.15	В. Г. Неня (підрозділ 1.3)
Старший наук. співроб., канд. техн. наук	2021.12.15	С. О. Шендрик (підрозділи 1.2, 2.1, 3.3)
Молодший наук. співроб.	2021.12.15	Л. М. Братушка (підрозділ 2.1)
Інженер I категорії	2021.12.15	М. В. Коваль (підрозділ 3.2)
Інженер I категорії, аспірант	2021.12.15	Е.В. Кіншаков (підрозділ 2.3)
Інженер I категорії	2021.12.15	Мічел Рене Вега (підрозділ 2.4)
Інженер I категорії, аспірант	2021.12.15	Є. П. Холявка (підрозділ 2.3)

Інженер I категорії	2021.12.15	Т. А. Ясінська (підрозділ 2.2)
Виконавець ЦПД, к.т.н., доцент	2021.12.15	А В. Марченко (підрозділи 3.1, 3.3)
Виконавець ЦПД, студент	2021.12.15	Я. С. Белка (підрозділ 2.1)
Виконавець ЦПД, студент	2021.12.15	А. С. Жовтобрюх (підрозділ 3.2)
Виконавець ЦПД, студент	2021.12.15	В. О. Майковський (підрозділ 2.1)
Виконавець ЦПД, студент	2021.12.15	А. О. Сокрута (підрозділ 3.3)

## РЕФЕРАТ

**Звіт про НДР:** 104 с., 40 рис., 14 табл., 93 джерела.

ЕНЕРГЕТИЧНА ІНФРАСТРУКТУРА, ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ, МОДЕЛЮВАННЯ, ПРОГНОЗУВАННЯ, ПІДТРИМКА ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ, УПРАВЛІННЯ.

**Об'єкт дослідження** – методологічні основи та технології розробки інтелектуальних систем підтримки прийняття рішень при управлінні енергетичною інфраструктурою.

**Метою дослідження** є розробка нових методів обробки інформації при плануванні діяльності та розвитку складних енергетичних систем, прийнятті рішень щодо управління, а також оцінювання можливостей складних системи енергетичної інфраструктури.

**Методи дослідження** – системний аналіз, методи експертних оцінок, теорія прийняття рішень, нейронні мережі, елементи теорії множин, теорія нечітких множин.

Результатами дослідження є моделі процесів, що є складовими діяльності з управління життєвим циклом об'єктів енергетичної інфраструктури, які будуть використовуватися в інтелектуальній інформаційній системі підтримки прийняття рішень при управлінні енергетичною інфраструктурою. Розроблені моделі будуть впроваджені в інформаційній технології, яка реалізовуватиме отримання, обробку, аналіз зберігання, передачу даних, що характеризують об'єкти енергетичної інфраструктури та середовище їх функціонування, а також виконуватиме трансформацію даних у знання предметної області управління енергетичною інфраструктурою. Результати дослідження, апробовані на енергетичних мікромережах з відновлюваними джерелами енергії, є універсальними та можуть бути масштабовані для використання на різних об'єктах енергетичної інфраструктури.

## ЗМІСТ

	с
ВСТУП .....	7
1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ РОЗВИТКУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ПІДХОДІВ ДО УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ ІНФРАСТРУКТУРОЮ .....	9
1.1 Аналіз використання інформаційних технологій для енергетичного менеджменту систем централізованого теплозабезпечення .....	9
1.2 Аналіз моделей та засобів інформаційного забезпечення управління інтелектуальними енергетичними мережами .....	15
1.3 Дослідження структурних взаємозв'язків та моделей інформаційного забезпечення управління життєвим циклом енергії та інформації в мережах Microgrid .....	25
2 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ СКЛАДОВИХ ДІЯЛЬНОСТІ ЩОДО ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРИ УПРАВЛІННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ ІНФРАСТРУКТУРОЮ .....	30
2.1 Модель збору та попередньої обробки даних .....	30
2.2 Модель визначення техніко-економічних показників енергетичної системи .....	38
2.3 Модель задачі вибору оптимальної структури гібридної енергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії .....	43
2.4 Моделі прогнозування рівня споживання електричної енергії .....	49
3 ФОРМАЛІЗАЦІЯ ЗНАНЬ ТА ПРАВИЛ ПРЕДСТАВЛЕННЯ СЛАБОСТРУКТУРОВАНИХ ПРОЦЕСІВ В ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ .....	72
3.1 Підхід до обробки експертних суджень при побудові бази знань для опису елементів моделі діяльності щодо прийняття рішень при управлінні енергетичною інфраструктурою .....	72

3.2 Модель подання знань та формування нечітких правил для планування структури гібридної енергетичної мережі.....	76
3.1 Модель подання знань та формування нечітких правил для управління гібридною енергетичною мережею .....	84
ВИСНОВКИ.....	93
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ .....	94

## ВСТУП

**Актуальність теми дослідження.** На сьогодні в умовах дефіциту паливно-енергетичних ресурсів, а також постійного зростання тарифів на теплову та електричну енергію, підвищення енергоефективності є актуальною задачею, що потребує нагального вирішення. Спостерігається тенденція до зростання споживання електричної енергії, що зумовлює зростання потужностей генерації та збільшення періодів пікових навантажень на енергетичну систему країни. При цьому набуває розвитку альтернативна енергетика, пов'язана з використанням відновлюваних джерел енергії та трансформація енергетичного сектору завдяки впровадженню концепції Smart Grid.

Імплементація сучасних інформаційних технологій для забезпечення сталого розвитку та ефективного функціонування енергетичних систем є перспективним напрямком енергозбереження, спрямованим на зменшення споживання енергетичних ресурсів. Врахування системних зв'язків між різними компонентами енергетичної інфраструктури, що впливає на якість прийнятих управлінських рішень, є можливим завдяки розробці відповідних математичних, інформаційних моделей та інформаційної технології. Підвищення оперативності моніторингу енергоспоживання, збільшення точності прогнозування енергоспоживання в умовах невизначеності та забезпечення інформаційної підтримки прийняття рішень дозволяє підвищити ефективність прийнятих рішень, завдяки чому можна досягти економії використання енергетичних ресурсів, підтримуючи баланс між виробництвом та споживанням теплової та електричної енергії.

Реалізація проекту спрямована на аналітичні дослідження, формалізацію та розробку прикладних основ побудови структурних, інформаційних та математичних моделей діяльності щодо прийняття рішень при управлінні енергетичною інфраструктурою.

**Результати роботи та їх новизна.** Під час виконання науково-дослідної роботи були одержані такі нові наукові результати:

– встановлено взаємозв'язки між інформаційними сутностями та об'єктами енергетичної інфраструктури у результаті структурного аналізу процесів життєвого циклу енергії та життєвого циклу інформації щодо управління об'єктами енергетичної інфраструктури, згідно з якими розроблено моделі життєвого циклу енергії та супутньої інформації.

– представлено концепцію інформаційної моделі моніторингу даних, задіяних в інформаційно-аналітичній системі управління енергетичною інфраструктурою, що дозволило формалізувати інфологічні моделі для сховища даних.

– розроблено математичні моделі елементів діяльності щодо прийняття рішень при управлінні енергетичною інфраструктурою, використання яких дозволить підвищити ефективність прийнятих рішень.

– визначено лінгвістичні змінні та розроблено правила для опису слабо структурованих елементів моделей процесів планування та управління в енергетичних системах, що дозволило формалізувати представлення знань предметної області планування, оцінювання та управління енергетичною інфраструктурою.

Розроблені в результаті проведеного дослідження моделі будуть використані в інтелектуальній інформаційно-аналітичній технології та впроваджені в комплекс програмних засобів, який буде розроблений як інструмент управління енергетичною інфраструктурою, що дозволить підвищити ефективність прийняття рішення на різних рівнях управління енергетичною інфраструктурою. Результати дослідження впроваджено у навчальний процес Сумського державного університету при підготовці бакалаврів і магістрів за спеціальністю 122 – Комп'ютерні науки у дисципліни «Web-технології та web-дизайн», «Проектування веб-орієнтованих інформаційних систем», «Організація баз даних та знань», «Сховища даних», а також підготовці магістерських кваліфікаційних робіт.



# **1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ РОЗВИТКУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ТА ПІДХОДІВ ДО УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ ІНФРАСТРУКТУРОЮ**

## **1.1 Аналіз використання інформаційних технологій для енергетичного менеджменту систем централізованого теплозабезпечення**

Галузь теплозабезпечення, на яку припадає понад 50% всього попиту на енергію, зараз перебуває на стадії трансформації через впровадження концепції Індустрії 4.0 [1]. Цифрові технології спрямовані на те, щоб зробити всю енергетичну систему країни і, зокрема, систему централізованого теплопостачання ефективнішою та надійнішою, а також прискорити інтеграцію відновлюваних джерел енергії в систему.

Важливу роль в енергозбереженні відіграє енергоменеджмент систем теплозабезпечення. Щоб залишатися конкурентоспроможною, кожна організація повинна розуміти, яку кількість енергії їй потрібно для того, щоб задовольнити свої потреби і при цьому не витратити зайві кошти. Для прийняття раціональних рішень щодо оптимізації використання енергії необхідним є впровадження цифрових технологій, що дає можливість розвинути значний потенціал сталого розвитку систем централізованого теплозабезпечення. Це пов'язано з удосконаленням механізмів взаємодії енергетичних та комунальних компаній зі своїми споживачами. Індустрія 4.0 передбачає автоматизацію даних, які використовуються для оптимізації виробництва теплової енергії, підвищеної гнучкості та ефективності в розумному виробничому середовищі.

Концепція впровадження цифрової трансформації в енергетичному секторі має назву Енергія 4.0 [2]. Вона включає в себе нові інтелектуальні досягнення та інновації для побудови розумних мереж, управління відновлюваною енергією та розподіленою генерацією. Одночасно впроваджуються інноваційні бізнес-рішення з акцентом на внутрішню надійність системи централізованого теплозабезпечення та екологічну

безпеку. Система централізованого теплопостачання в рамках загального підходу Енергія 4.0 визначається як узгоджена технологічна та організаційна система, яка за допомогою впровадження розумних теплових мереж сприяє належному розвитку сталих енергетичних систем. Інтелектуальні та цифрові інновації Індустрії 4.0 впроваджуються в систему централізованого теплозабезпечення з метою досягнення оптимального балансу між інвестиціями в централізоване виробництво теплової енергії та інтеграції відновлюваної енергії в загальну енергетичну систему. Складові інформаційного забезпечення етапів виробництва, розподілу та споживання теплової енергії представлені в табл. 1.1 [3].

Таблиця 1.1 – Складові інформаційного забезпечення впровадження розумних теплоенергетичних систем

<b>Процес</b>	<b>Виробництво теплової енергії</b>	<b>Розподіл теплової енергії</b>	<b>Споживання теплової енергії</b>
<b>Користувачі</b>	Постачальники енергетичних послуг, логістичні компанії, проектувальники	Менеджери енергетичних мереж, логістичні компанії	Споживачі, енергоменеджери
<b>Ключові елементи</b>	Інтелектуальні датчики, доповнена реальність, аналітика та великі дані, робототехніка	ІоТ обладнання, технологія блокчейн	Розумні лічильники, мобільні пристрої
<b>Складові інформаційного забезпечення</b>	Прогнозне виробництво теплової енергії, прогнозне технічне обслуговування, системи підтримки прийняття рішень при управлінні генерацією теплової енергії	Дистанційне керування та моніторинг теплової мережі, прогнозне обслуговування та технічне обслуговування, оптимальне управління навантаженням мережі	Системи управління даними енергоспоживання, системи підтримки прийняття рішень при управлінні споживанням теплової енергії

Цифровізація централізованого теплопостачання означає впровадження розумних пристроїв і датчиків, а також використання збору та аналізу великих даних [4]. Таким чином забезпечується можливість ефективно управляти

виробництвом тепла з різних джерел, таких як теплоаккумулятори, паливо з біомаси, промислові надлишки тепла в поєднанні з традиційним способом централізованого виробництва теплової енергії. Усі встановлені пристрої мають бути об'єднані в єдину мережу на основі підходу Internet of Things (IoT). Це дає змогу віддалено відстежувати та контролювати їх у реальному часі енергетичними менеджерами чи побутовими споживачами за допомогою мобільних пристроїв.

Організація процесу прийняття рішень в управлінні системами централізованого теплозабезпечення спрямована на забезпечення балансу між виробництвом та споживанням. У процесі прийняття рішень щодо регулювання централізованого тепlopостачання необхідно обробляти велику кількість даних моніторингу споживання теплової енергії, змін зовнішніх факторів, що впливають на потреби в тепловій енергії, даних прогнозування потреби в тепловій енергії та ін. На вирішення цієї проблеми спрямовані підходи машинного навчання до обробки даних.

Стосовно управління попитом на теплову енергію, своєчасне регулювання потреби в тепловій енергії для опалення будівель виключає перевищення споживання тепла через коливання температури навколишнього середовища та індивідуальних потреб у тепловій енергії для кожної будівлі.

Критерії управління централізованим теплозабезпеченням:

- соціальний – для задоволення потреби в тепловій енергії;
- економічні – зменшити витрати на виробництво та розподіл теплової енергії споживачу;
- екологічний – для зменшення викидів шкідливих речовин в атмосферу.

Моделі прийняття рішення щодо управління системами централізованого теплозабезпечення можуть бути одно- або багатокритеріальними [5].

Процес прийняття рішення може бути представлений наступними етапами:

- визначення мети;
- визначення дій;
- встановлення критеріїв оцінки;
- визначення та аналіз рішень;
- вибір найкращого рішення.

Реалізація цих етапів вимагає використання інтелектуальних інформаційних технологій для створення систем підтримки прийняття рішень (СППР).

СППР – це клас інформаційних систем, призначених для того, щоб допомогти особам, які приймають рішення, використовувати необхідні дані, документи, знання та/або моделі для виконання завдань процесу прийняття рішень [6].

Використання СППР в управлінні системою централізованого теплозабезпечення має на меті підвищення ефективності прийняття рішень щодо регулювання потреби в тепловій енергії.

Прийняття рішень щодо управління системою теплозабезпечення здійснюється в умовах невизначеності.

Незалежно від типу енергетичної системи, можна виділити такі фактори невизначеності:

- ринок – коливання ціни на паливо;
- погодні умови – зміна температурі зовнішнього повітря, швидкості вітру, вологості;
- економічний фактор – зміни в оподаткуванні;
- споживач – потреба в енергії;
- технічні – пов'язані з роботою системи.

Найпоширенішими завданнями управління системою централізованого теплозабезпечення, які вимагають невизначеності в обліку, є [7]:

- планування, моніторинг, прогнозування та контроль виробництва та розподілу теплової енергії;

- оцінка ефективності та планування використання відновлюваних джерел енергії;
- планування технічного обслуговування обладнання;
- аналіз ризиків.

Вирішення цих завдань базується на моделях, які забезпечують інформаційне забезпечення прийняття рішення щодо енергетичного менеджменту систем централізованого теплозабезпечення.

Моніторинг систем централізованого теплозабезпечення у контексті концепції Індустрії 4.0 повинен здійснюватися в режимі реального часу. Основні етапи моніторингу теплозабезпечення – збір даних, перевірка даних на валідність, занесення до бази даних [8]. Дані моніторингу є вхідними даними для вирішення різних завдань, таких як моделювання мережі централізованого теплозабезпечення, прогнозування потреби в тепловій енергії, оптимізація та підтримка прийняття рішень щодо управління енергією системи централізованого теплозабезпечення [9-12].

Імітаційні моделі призначені для дослідження динамічних властивостей мереж централізованого теплозабезпечення [13]. Вони включають моделювання повної топології та фізичне моделювання мережі централізованого теплозабезпечення, беручи до уваги окремі труби, властивості матеріалу тощо. Такі моделі використовуються при дослідженні розподілених енергетичних систем. Імітаційні моделі можуть визначати розрахункові значення витрат води, температури та теплових втрат у мережах централізованого теплозабезпечення. Аналіз невизначеності таких моделей може аналітично визначити невизначеність у системі лінійного водяного потоку та невизначеність розрахункових температур та втрат тепла [14].

Підходи до прогнозування теплозабезпечення можна розділити на дві загальні групи – на основі моделі та на основі даних [15]. Підходи до прогнозування, засновані на моделях, в основному базуються на аналітичних моделях опису поведінки системи централізованого теплозабезпечення.

У моделях прогнозування на основі даних використовується інформація з оброблених даних за попередні періоди, які можна зібрати, застосовуючи різноманітні існуючі IoT рішення. Методами прогнозування потреби в теплі на основі даних є регресійний аналіз, байєсівські алгоритми, нейронні мережі [16-20].

Використання моделей прогнозування в інформаційній системі управління теплозабезпеченням дозволяє споживачам централізованого теплозабезпечення планувати власне споживання тепла та можливе місцеве виробництво в розумних енергетичних системах. Перевагами використання моделей прогнозування для виробників централізованого теплозабезпечення є планування виробництва та можливість організації профілів споживачів для різних типів споживачів.

Моделі оптимізації при вирішенні задачі управління централізованим теплозабезпеченням розробляються для мінімізації витрат на виробництво тепла, мінімізації викидів парникових газів або максимізації прибутку теплогенеруючого підприємства. Залежно від того, як можна досягти цілей оптимізації, розрізняють структурну та операційну оптимізацію системи централізованого теплозабезпечення. Загалом структурна оптимізація зосереджена на визначенні оптимальної конфігурації мережі централізованого теплозабезпечення [21, 22]

Операційна оптимізація, як правило, призначена для визначення таких параметрів функціонування мережі централізованого теплозабезпечення, як температура подачі та тиск насоса. Моделі оптимізації температури можуть бути засновані на даних, зібраних з елементів IoT інфраструктури.

Для оцінки невизначеності у вирішенні задач оптимізації можна використовувати стохастичні та робастні методи оптимізації. У стохастичній оптимізації невизначені параметри приймають значення в дискретному ймовірнісному просторі. Сукупність можливих реалізацій називається сценаріями. Стохастична оптимізація застосовується для визначення оптимального виробництва теплової енергії та створення оптимальної

стратегії інтеграції відновлюваних джерел енергії в систему централізованого теплозабезпечення в умовах невизначеності цін та попиту на теплову енергію. Робастна оптимізація використовується для довгострокового енергетичного планування, включаючи планування інтеграції відновлюваної енергії. Її можна розглядати як альтернативний підхід до стохастичного програмування для меншого обчислювального навантаження та меншої залежності від даних [23].

Моделі нечіткої логіки розроблені на основі експертних знань про поведінку системи централізованого теплозабезпечення. Контролери нечіткої логіки забезпечують точне автоматизоване регулювання таким чином, що нагрівач перемикався між кількома положеннями залежно від кімнатної температури та погодних умов, щоб забезпечити необхідну температуру в опалювальному приміщенні [24]. Розумні контролери опалення будинку можуть керувати системою опалення для попереднього обігріву будинку до того, як користувачі повернуться додому [25].

Розглянуті моделі є складовими інформаційно-аналітичного забезпечення підтримки прийняття рішень при управлінні теплозабезпеченням, що використовується в системі енергетичного менеджменту [26].

## **1.2 Аналіз моделей та засобів інформаційного забезпечення управління інтелектуальними енергетичними мережами**

Сучасний ринок пропонує та вдало впроваджує автоматизовані системи на базі технології Smart Grid, що дозволяє керувати енергетичними комплексами. Існує велика кількість видів та підходів до побудови автоматизованих систем. До найбільш поширених відносять:

- системи управління електроенергією споруд (PMSB);
- розподілені системи процесів моніторингу та управління електроенергією (DMMS);
- інформаційні системи управління електроенергією (ISME);

Системи типу DMMS зазвичай забезпечують процеси моніторингу роботи енергетичної мікромережі в режимі 24/7, можуть формувати звіти, надавати сигнали при виході параметрів за контрольні межі, а також здійснювати контроль над розподіленою генерацією електроенергії у відповідному блоці мережі, який служить для підтримки необхідного режиму подачі електроенергії.

Система DMMS зазвичай володіє такими функціями з керування [27]:

- підсистема управління комплексною системою зберігання електроенергії та системою керування акумуляторними батареями (RB). Відбувається контроль над блоками RB та напругою для підтримки відповідного рівня їх роботи;

- контролем навантаження на мережу та її експлуатацією. Контролюється інше встановлене обладнання;

- контролем режимів розподіленої генерації електроенергії. Відбувається перемикання режимів: запуск-зупинка-контроль-робота;

- підсистема управління. Слугує для керування загальної роботи енергосистеми та демонстрації робочих станів обладнання.

Енергетична мікромережа інтегрує в собі обладнання разом із програмним забезпеченням моніторингу та контролю. Використання системи DMMS дозволяє досягти стабільності в роботі енергетичної мережі. Контроль над операціями в мікромережі може відбуватися централізовано або децентралізовано.

Для здійснення управління мікромережами централізовано використовують системи контролю та збору даних (SCADA). Такі системи забезпечують управління «розумною» складовою мікромережі. Smart MicroGrid (SMG) містить інвертори, акумуляторні батареї, генератори електроенергії (сонячні батареї, вітряні турбіни) з лічильниками потужності [28]. Зібрані та опрацьовані дані зберігаються у відповідних таблицях баз даних, доступ до перегляду даних можливий через веб-інтерфейс.



Для реалізації децентралізованого/розподільного керування мікромережею можуть бути застосовані мультиагентні системи (MAS). Підхід до управління мікромережами з використанням агентів дозволяє досягти визначених цілей у режимі 24/7. Досягається оптимізація попиту на електричну енергію за наявності обмежуючих факторів: проблеми із шкідливими викидами, доступність джерел енергії, вартість енергії, погодні та географічні умови, ціна електроенергії на ринку[29]. Системи типу DMMS не застосовуються для керування мікромережами з використанням ВДЕ, як наслідок, не використовуються для управління гібридними електромережами.

Інформаційні системи типу ISME використовуються для управління продуктивністю. Вони надають можливість отримати певну інформацію, здійснювати контроль над енергетичними показниками різнорівневої організації мережі. Це дозволяє планувати та приймати ефективні рішення щодо управління електроенергією. На рис. 1.2 показані операції, які можуть бути здійснені в системах типу ISME [30].



Рисунок 1.2 – Операції ISME

Ефективність використання ISME забезпечується постійним здійсненням вищезазначених операцій з метою оптимізації роботи мікромережі. У загальному випадку системи типу ISME містять такі базові складові: технічне обладнання (лічильники та датчики), апаратне та мережеве обладнання, програмні модулі з обробки інформаційних потоків. Програмна складова забезпечується реалізацією підсистем моніторингу, зберігання, представлення, аналізу даних та підтримки прийняття ефективних рішень. Підсистема аналізу повинна містити реалізацію методів прогнозу, оптимізації, підготовки даних до прийняття рішень стосовно планування структури енергосистеми та її подальшої експлуатації. Системи типу ISME також не орієнтовані на роботу з гібридними енергосистемами.

Для управління споживанням на побутовому рівні використовують домашні системи типу PMSB. Такі системи надають споживачам інформацію про використання електроенергії у побуті. Для цього віддалено з використанням смартфонів та/або веб-сервісів пропонують підказки щодо можливої зміни споживання [31]. Системи PMSB не застосовують для управління енергомережею з відновлювальними джерелами енергії.

Якщо впроваджувати системи типу ISME, PMSB для підтримки прийняття рішень для розумної мікромережі, всі операції будуть повністю автоматизовані. Таким чином відсутня автономія людини при прийнятті рішень. Водночас мета прийняття рішень задовольняє вимоги всієї системи, а не окремого її споживача. Прийняття рішень в автоматизованому режимі забезпечує індивідуальну користь кінцевому споживачу.

Організація процесу підтримки прийняття рішень щодо управління енергетичними потоками в мікромережі потребує попереднього аналізу інформаційних потоків. Прийняття рішень залежно на різних етапах впровадження відновлювальних джерел енергії в енергосистему здійснюється з урахуванням розрізненої інформації [32, 33]. Загальний перелік такої інформації та етапи її урахування представлені на рис. 1.3.

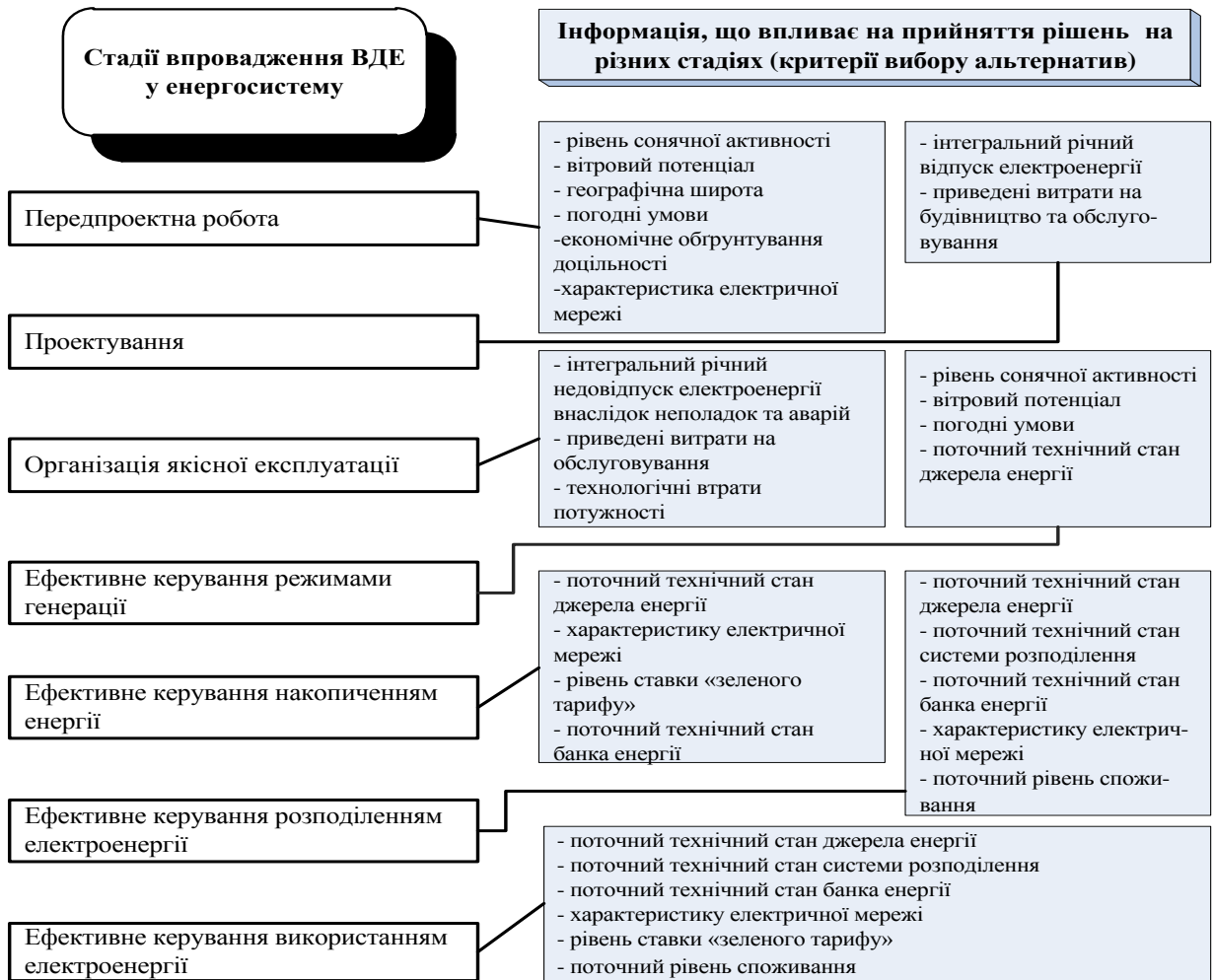


Рисунок 1.3 – Інформація на основі якої здійснюється прийняття рішень

У процесах планування, моделювання роботи та керування енергетичними системами використовують інформацію з різних вимірів: часового, просторового та сценарійного. Кожен з них у відповідності до поведінки енергосистеми характеризується власними вимогами до масштабу та деталізації. Планування структури та роботи енергетичної мікромережі, надійне управління її функціонуванням – це багатовимірна та масштабна задача. Загалом, такі процеси – це інженерна задача, що досліджує взаємопов’язані явища, які мають місце в розрізненому просторовому та часовому масштабі [34]. Їх взаємодія впливає на кінцеву поведінку загальної системи.

Багатомасштабний аналіз забезпечується за рахунок [35]:

- набору моделей, що послідовно описують можливі явища;
- методів моделювання для поєднання стаціонарних та динамічних взаємодій в системі;
- ефективного обчислювального аналізу;
- оптимізації та методів управління енергосистемою;
- усунення невизначеностей.

Мультимасштабне прийняття рішень є розвиваючою задачею в багатомасштабній оптимізації. Метою такого підходу є отримання узагальненою статистичної формалізації для ефективного опису різноманітністей складних систем. Як наслідок, сукупна система оптимізується за рахунок налагодженої взаємодії між факторами впливу та узгодження інформації між ними.

Користувачі гібридної енергосистеми можуть стикнутися з мультимасштабною проблемою в управлінні електроенергією з використанням різних критеріїв управління. Такі критерії можуть різнитися в залежності від того, на якій стадії управління енергосистеми приймаються рішення. Можливий перелік виникаючих при цьому ризиків представлений на рис. 1.4.

Зазначені ризики суттєво впливають на ефективність прийнятого рішення, тому їх важливо враховувати при аналізі. Для мінімізації ризиків при прийнятті рішень доцільно враховувати невизначеності, подолання яких буде характеризувати надійність запропонованих рішень при можливій зміні умов.

Існує два класи невизначеностей, що існують при прийнятті рішень: «ймовірнісні» та «стохастичні» [36]. До перших можна віднести вартість електричної енергії, вартість компонентів енергетичної мережі, вартість робіт з ремонту компонентів та витрати, пов'язані з їх аварійним відключенням. До других – зміну погодних умов навколишнього середовища, прогнозування значення енергоспоживання, зміни режиму роботи енергосистеми та стратегії енергозбереження.

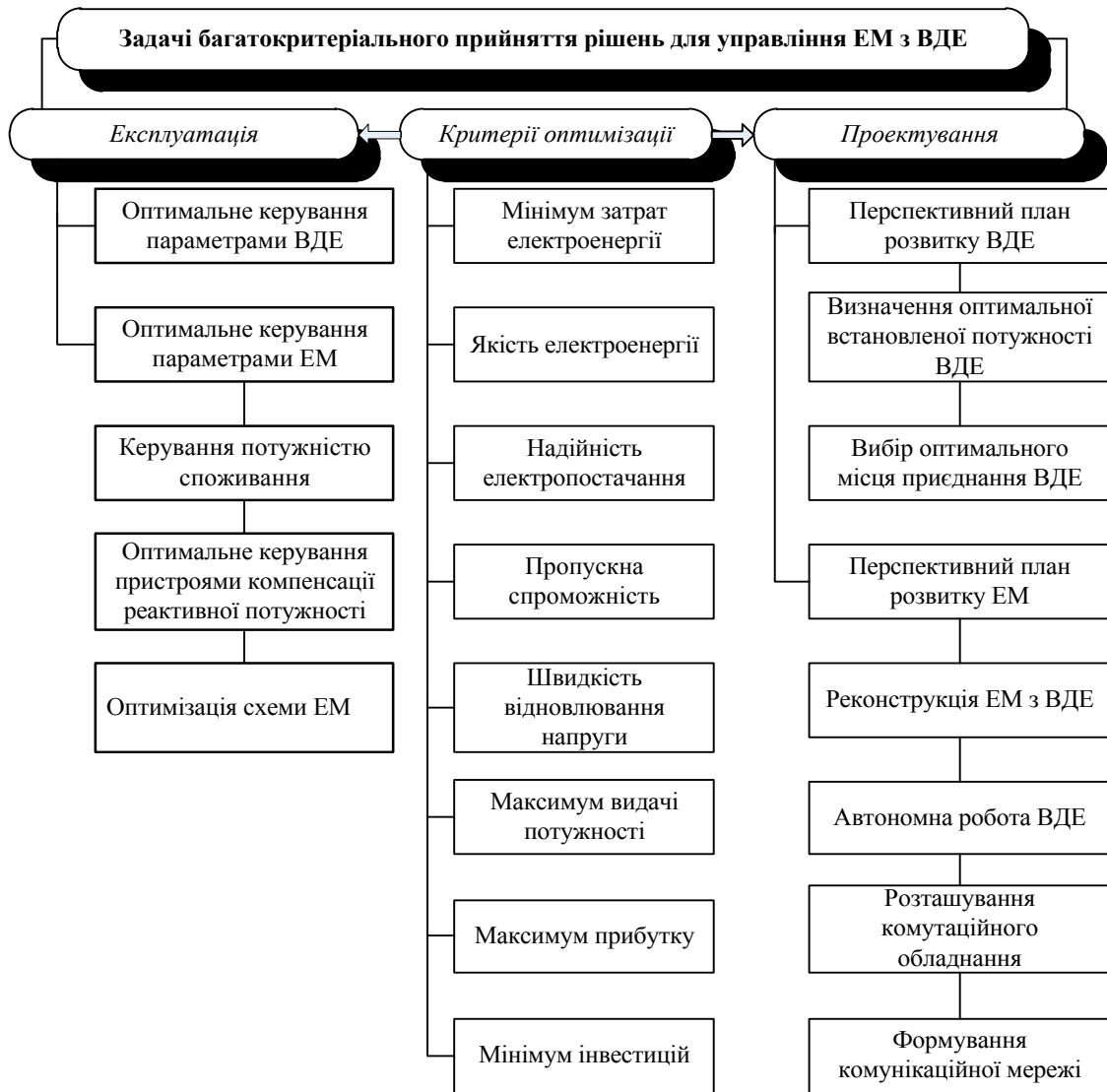


Рисунок 1.4 – Можливі ризики при прийнятті рішень

Ймовірнісні невизначеності зазвичай виникають не один раз, для їх формалізації проводять узгодження між ймовірнісними функціями та історичними даними.

Стохастичні ймовірності виникають одноразово, тому їх статистичну поведінку не можна отримати за історичними даними, при цьому вони можуть значно впливати на прийняття рішень.

При прийнятті рішень існують підходи, які використовують лише за наявності стохастичних невизначеностей [37]:

1. Мінімальний підхід, що застосовується, якщо в процесі прийняття рішень зосередитись лише на найгіршому сценарію щодо генерації електроенергії і мінімізувати збитки, які можуть виникати.

2. Мінімаксний підхід. При ньому особа, що приймає рішення знаходить оптимальне рішення на кожному кроці. Далі обчислює різницю між значеннями цільових функцій для поточного та майбутнього сценарію, таким чином визначаючи шкоду. Як результат, визначається рішення з мінімальним значенням шкоди серед максимальних.

3. Робастний підхід. При ньому вирішуються задачі оптимізації з невизначеністю та апроксимує значення функцій за допомогою детермінованих опуклих задач. Цей підхід дуже залежить від змін вхідних даних. При ньому величина невизначеності визначає в який спосіб реалізувати отримане рішення.

4. Стохастичний підхід. При ньому розподіляють ймовірності для визначення даних. Визначення обмежень дотримується тільки із визначеною ймовірністю в межах окремих сценаріїв.

5. Для застосування евристичних підходів штучного інтелекту з великою кількістю мінливих рішень використовується динамічне програмування.

6. Планування за сценаріями дозволяє прогнозувати, коли в майбутньому за яких умов можуть виникати невизначеності. Підхід дозволяє власноруч додавати найгірші умови до сценарію та моделювати відповідну ситуацію.

При впровадженні та подальшій роботі енергетичної мікромережі виникають види невизначеностей представлені у табл. 1.2 [38]:

З представленого розподілу стає очевидним, що в роботі необхідно поєднувати різні підходи, які вирішують проблеми кожного виду невизначеностей. Для забезпечення інформаційної підтримки функціонування та управління гібридними енергосистемами використовують автоматизовані системи та інформаційні системи різного призначення. Для процесів управління актуальним є використання систем підтримки прийняття рішень.

При управлінні гібридною енергосистемою це дозволяє отримати рекомендації щодо необхідних параметрів складових системи за умов невизначеності. При цьому враховуються фактори впливу на попит електроенергії та погодні умови в місцевості.

Таблиця 1.2 – Види невизначеностей

<b>Тип невизначеності</b>	<b>Причина</b>	<b>Варіанти подолання</b>
Продуктивність джерел електроенергії	Коливання погодних умов	Розробка моделей, які враховують вплив погодних умов на надійність генерації у мікромережі
Продуктивність роботи мікромережі	Як наслідок втрат навантаження	Моделювання рівня навантаження у гібридних енергосистем

В даний час існують різні види систем підтримки прийняття рішень (СППР), які застосовують для вирішення різноманітних задач управління. Системи відрізняються підходами до планування, моделями та методами. Згідно [39] під системою підтримки прийняття рішень розуміють інтерактивну інформаційну систему, яка виконує збір та опрацювання даних, для їх подальшого використання та розуміння. СППР дозволяє отримати допомогу у розв'язанні складного завдання в межах певної галузі.

В залежності від виконуваного функціоналу СППР можна поділити за:

- різницею у підходах до багатокритеріальної оцінки;
- способами визначення техніко-економічних характеристик мікромережі;
- варіантами представлення даних.

Як вхідні параметри обчислень застосовують міжгалузеві дані: метеорологічні умови місцевості, географічні показники ділянки, наявні інженерні системи, особливості топології мережі. На сьогоднішній день існує широкий вибір інструментарію для підтримки прийняття рішень (табл 1.3).

Таблиця 1.3 – Інструментарій підтримки прийняття рішень в задачах управління енергосистемами

<b>Призначення системи</b>	<b>Джерело</b>
СППР з визначення оптимального виду відновлювальної енергії в місцевості	[40, 41]
СППР з визначення продуктивності енергетичної системи	[42-47]
СППР з підбору оптимальної конструкції енергосистеми	[42-47]
СППР для прогнозування виробництва та споживання	[40, 48]

У межах представлених видів СППР також різняться за стратегією управління електроенергією. Може бути використане:

- динамічне моделювання [40, 49, 50];
- аналітичне моделювання [42, 43, 48].

Окрім того, можуть бути використані спеціальні підходи [40, 50], а також водночас використане лінійне та динамічне програмування, багатокритеріальне моделювання.

На основі проведеного комплексного аналізу існуючих систем підтримки прийняття рішень можна зробити висновок, що хоча розроблено велику кількість систем, однак, вони не дозволяють вирішити зазначені проблеми з управління енергосистемою. СППР мають поєднуватися з автоматизованою системою, для одночасного управління та підтримки прийняття рішень щодо роботи мікромережі. Це, в свою чергу, потребує глибинного аналізу задач планування, контролю та експлуатації енергетичних систем.



### **1.3 Дослідження структурних взаємозв'язків та моделей інформаційного забезпечення управління життєвим циклом енергії та інформації в мережах Microgrid**

Microgrid можна визначити як мережу розподілу електроенергії з власними енергетичними ресурсами, яка здатна працювати автономно як невелика електрична мережа [51]. Такі мережі спеціально розроблені для роботи в діапазоні низьких або середніх напруг з використанням відновлюваних джерел енергії, таких як сонячні батареї та/або вітряні турбіни, паливних елементів, тощо та акумуляторних систем накопичення енергії, щоб відповідати місцевим вимогам до навантаження. Microgrid може працювати ізольовано або бути пов'язаною з основною мережею через макростанцію – абоненський пункт. Ці характеристики роблять їх придатними для застосування у сільській або віддаленій місцевості.

Поряд зі зростаючим розвитком відновлюваної енергетики, з'явилася концепція multi-microgrids, яка описує ідею кластеру microgrids, що з'єднані між собою. Метою такого з'єднання є досягнення стійкості та стабільності за допомогою обміну енергією та пом'якшення впливу підключення одиниць розподіленої генерації в енергосистемі.

У цій роботі розглядається така multi-microgrid, яка охоплює декілька microgrids (рис.1.5.) [52].

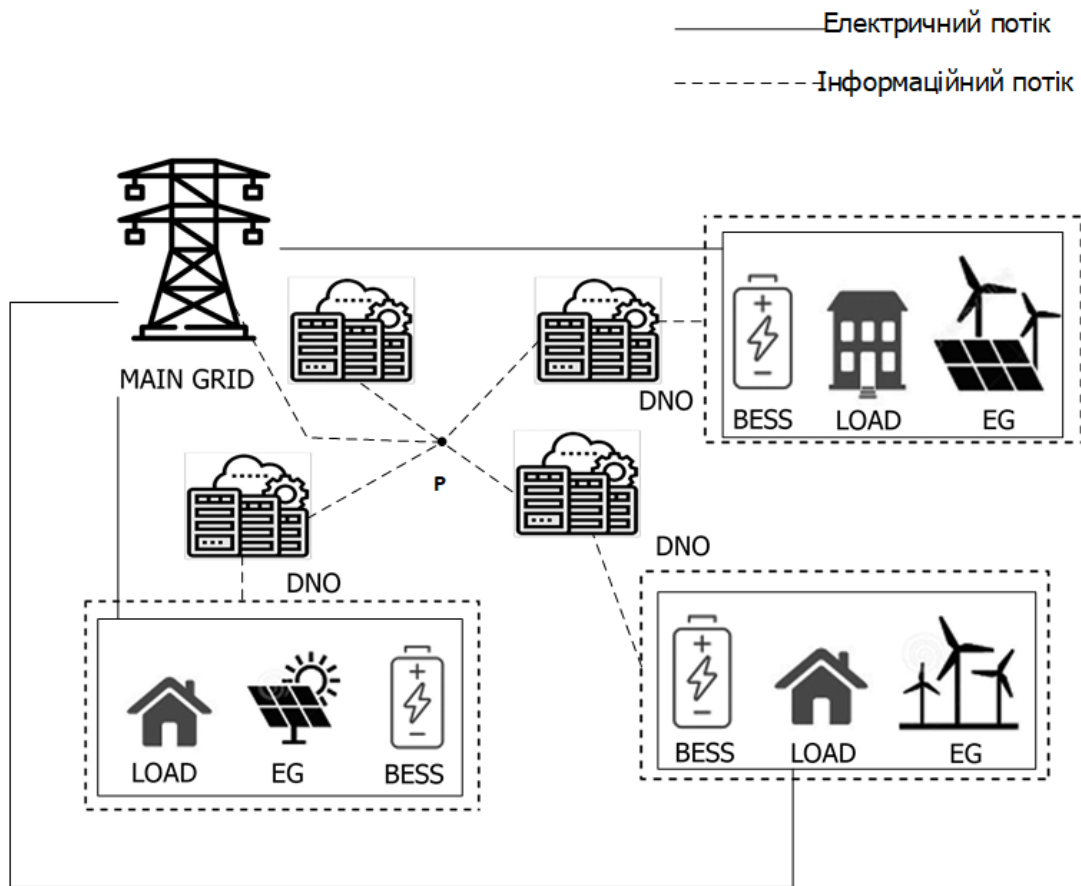


Рисунок 1.5 – Типова схема multi-microgrid

Кожна Microgrid може складатися з декількох вітряних турбін та/або сонячних панелей (EG), акумуляторної системи накопичення енергії (BESS), а також місцевих навантажень. Всі microgrids підключені до розподільчої мережі, яка з'єднана з основною мережею (Main GRID) в точці спільного підключення (P). Між кожною із мереж існує зв'язок як на енергетичному, так і на інформаційному рівні. Через вимірювальні елементи кожна мікромережа може отримати надані дані від оператора розподільчої мережі (DNO) і має можливість ділитися власною інформацією з DNO чи іншими мікромережами. У цьому випадку енергія може передаватися двосторонньо між DNO і кожною мікромережею. Тим часом DNO може обмінюватися енергією в двосторонньому напрямку з основною мережею.

Велика кількість різноманітних систем генерації, що складають multi-microgrid можуть чинити негативний вплив на енергопостачання через

коливання величини напруги та якості електроенергії завдяки невизначеності у процесі генерації. Наприклад, погодні умови впливають на енергетичний потенціал видобутку електроенергії з сонячної та вітрової енергії, відповідно потреби в навантаженні можуть спричинити дефіцит енергії або її надлишок, як в різний час доби так і у різну пору року. Тому, незважаючи на те, що розподілені енергетичні ресурси можуть потенційно зменшити потребу в традиційному розширенні енергетичної системи, постають нові виклики, які стосуються забезпечення ефективної роботи, моніторингу та контролю microgrids.

Для їх вирішення можна використовувати різні підходи: використання накопичувальних батарей для пом'якшення піків, що утворюються у цих системах; використання моделей управління переривчастими процесами генерації відновлюваної енергії; стохастичні методи управління енергією в декількох мікромережах; механізми реагування на попит на основі споживчих прогнозів, інше.

В межах однієї Microgrid розрізняють електричний та інформаційні потоки, якими потрібно ефективно управляти. Основи управління інформацією представлені у роботі [53]. Автори визначають три шари даних, які мають значення для управління інформацією:

- нижній рівень визначає управління технічною інфраструктурою, а саме інформаційно-комунікаційними технологіями.
- другий рівень зосереджений на управлінні інформаційними системами (наприклад, структурою даних).
- верхній рівень займається задачами управління результатами роботи систем. Наприклад, використання інформації для вдосконалення передачі та розподілу електроенергії.

У роботі [54] пропонується розглядати Microgrid не тільки, як енергетичні технології для виробництва, зберігання, розподілу та споживання енергії, а і з фокусом на інформаційну складову. Microgrid як структура повинна розглядатися з урахуванням додатково політичних, економічних,

соціальних, технологічних, правових та екологічних факторів. Припускається, що Microgrid можуть працювати в режимі підключення до зовнішньої електричної мережі або в автономному, острівному режимі.

Інформаційний потік в Microgrid дозволяє обмінюватися інформацією між сусідніми мережами та, наприклад, прогнозом погоди, даними вимірювань або провадити торгівлю на зовнішніх енергетичних ринках [55]. Потоки з інформаційної мережі можуть впливати на фізичні потоки в мікромережі: наприклад, інформація про ціну на електроенергію впливає на споживання або продаж електроенергії. Зовнішні параметри, такі як ринкові характеристики обладнання, впливають на дизайн мікромереж.

На рис. 1.6 показана типова організація системи роботи енергомережі з урахуванням інформаційних потоків [52].



Рисунок 1.6 – Інформаційні рівні роботи microgrid

Можна виділити рівні: I рівень Енергетичних технологій, II рівень Інформаційно-комунікаційної інфраструктури, розташованої над рівнем I, що означає, що базові ІТ використовуються для ефективного управління енергетичними технологіями мікромереж. III рівень Інформаційних систем, що може містити додатки для контролю, планування та адміністрування в контексті мікромереж. Верхній IV рівень «Управління інформацією» розглядає завдання управління, наприклад, узгодження попиту з пропозицією.

Згідно до запропонованої схеми на кожному рівні відбуваються інформаційні процеси, які при управлінні об'єктами енергетичної інфраструктури необхідно попередньо визначити.

## **2 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ СКЛАДОВИХ ДІЯЛЬНОСТІ ЩОДО ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРИ УПРАВЛІННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ ІНФРАСТРУКТУРОЮ**

### **2.1 Модель збору та попередньої обробки даних**

Одним з компонентів інформаційного забезпечення діяльності, пов'язаної з прийняттям рішень щодо управління об'єктами енергетичної інфраструктури є процес збирання та попередньої обробки даних, який здійснюється під час моніторингу функціонування енергетичної мережі.

Моніторинг забезпечує постійне збирання показників в онлайн режимі, перевірку та попередню обробку даних, встановлення відхилення від нормативних параметрів, занесення до бази даних оперативних даних та агрегування даних на певних часових інтервалах.

У процесі моніторингу можна виділити шляхи надходження даних:

- з датчиків та приладів обліку;
- задані користувачем інформаційної системи моніторингу вручну;
- зібрані в оперативному режимі зі сторонніх ресурсів, наприклад дані з метеостанцій.

У загальному випадку моніторинг складається з витягу даних із різних джерел, перевірки даних на коректність, наявність пропусків і т.д., занесення даних, що надходять в оперативному режимі через встановлені проміжки часу до бази даних, розрахунок показників на основі зібраних даних, а також формування масивів, що містять дані моніторингу, для проведення аналізу даних. Послідовність етапів збору та попередньої обробки даних показана на рис. 2.1.

Окрім того, що зібрані дані заносяться до бази даних, має бути розроблений веб-інтерфейс для їх відображення у вигляді, зручному для сприйняття особою для прийняття рішень. Зібрані дані мають зберігатися в операційній базі даних доти, доки вони є актуальними для підтримки прийняття рішень, а потім мають переміщуватися в архів та

використовуватися, зокрема, моделями машинного навчання. Для відслідковування збоїв при здійсненні збору даних потрібно вести логуювання подій завершення окремих етапів.



Рисунок 2.1 – Послідовність етапів збору та попередньої обробки даних

У даній роботі процес збору та попередньої обробки даних розглядається на прикладі збирання даних, що описують структуру енергетичної мікромережі та її функціонування.

До моделі збирання та попередньої обробки даних про енергетичні мікромережі відносять дані, що характеризують поточний стан мікромережі та основні показники її роботи, дані метеорологічних умов на місцевості, де встановлена мікромережа, факторів, що впливають на попит в електричній енергії, наприклад, графік роботи підприємства або фактор сезонності, прогнозні дані метеорологічних умов. Збирання та обробку даних можна виконувати з використанням технології програмних агентів, які виконують витяг даних за встановленим розкладом, наприклад, один раз на годину, або при настанні якоїсь події, наприклад, відхилення від встановленого режиму роботи мікромережі.

У процесі збирання та попередньої обробки даних моніторингу енергозабезпечення слід зважати на те, що збирання даних про стан погодних умов і роботи енергетичної мережі має відбуватися кожні три години.

Дані, що використовуються для управління енергетичною мікромережею, можна подати у вигляді множини  $M_p = M_{po} \cup M_{pi}$ , де  $M_{po}$  – підмножина змінних у часі даних, зібраних із зовнішніх джерел, та даних, внесених користувачем;  $M_{pi}$  – підмножина, яка складається з розрахункових параметрів.

Множину параметрів, що збираються в оперативному режимі  $M_{po}$ , можна подати у вигляді:

$$M_{po} = \{Mobj \cup Mconfi \cup Mloc \cup Mn \cup Mcw \cup Mstate\}, \quad (2.1)$$

де  $Mobj$  – множина даних про споживача, підключеного до енергетичної мережі, та рівень його електроспоживання,

$M_{cw}$  – множина даних погодних умов на місцевості, де встановлена мікромережі;



$M_{conf}$  - множина даних про підключені до мікромережі джерела енергії;

$M_{loc}$  - множина даних про географічне розташування мікромережі;

$M_n$  - множина даних про розподільчі мережі, до яких підключена мікромережа;

$M_{state}$  - множина даних, в якій зберігають показники роботи мікромережі.

Підмножини  $M_{obj}$ ,  $M_{conf}$ ,  $M_{loc}$ ,  $M_n$  містять дані, які задаються користувачем при реєстрації мікромережі, дані  $M_{cw}$  збираються зі стороннього погодного ресурсу через API інтерфейс,  $M_{state}$  збираються з лічильників та датчиків в оперативному режимі.

Множина даних про споживача та рівень його електроспоживання може бути подана у вигляді:

$$M_{obj} = \{id, type, date, time, cons\}, \quad (2.2)$$

де  $id$  – ідентифікатор користувача в системі,

$type$  – тип споживача, від якого залежить рівномірність електроспоживання протягом доби,

$date$  – дата збору даних про електроспоживання,

$time$  – час збору даних про електроспоживання,  $cons$  – значення електроспоживання, кВт·год.

Множина даних про погодні умови задається у вигляді:

$$M_{cw} = \{cityid, date, time, type, T, V, E, sd\} \quad (2.3)$$

де  $cityid$  – ідентифікатор міста (або найближчого населеного пункту, для якого складаються прогнози погоди), в якому розташована енергетична мікромережа,

$date$  – дата збору погодних даних,

*time* – час збору погодних даних,  
*type* – визначає поточну чи прогнозу погоду,  
*T* – температура навколишнього середовища °С,  
*V* – швидкість вітру м/с,  
*E* – рівень інсоляції та опадів, заданий якісно,  
*sd* – тривалість світлового дня у секундах.

Процес збору показників погодних умов, описаний моделлю (2.1), реалізовано з використанням методики, запропонованої в роботах [56-58].

Множина, що задає усі можливі конфігурації мікромережі, може бути подана у вигляді:

$$M_{conf} = M_{sp} \cup M_{wm} \cup M_b, \quad (2.4)$$

де  $M_{sp}$  є множиною даних про сонячні панелі, підключені до мікромережі;  
 $M_{wp}$  - множина даних про вітрогенератори, підключені до мікромережі;  
 $M_b$  - множина даних про акумуляторні батареї, підключені до мікромережі.

Множину даних про сонячну панель можна подати у вигляді:

$$M_{spi} = \{Name, Man, Pow, Volt, Amp, Maxvol, Length, Height, Width\} \quad (2.5)$$

де *Name* – найменування сонячної панелі,  
*Man* – виробник,  
*Pow* – потужність, Вт,  
*Volt* – напруга, В,  
*Amp* – сила струму сонячної панелі Вт/А,  
*Maxvol* – номінальне значення напруги сонячної панелі, В,  
*Length* – довжина сонячної панелі, м,  
*Height* – висота сонячної панелі, м, *Width* – ширина сонячної панелі, м.

Множину даних про вітрогенератор можна подати у вигляді:

$$M_{Wmi} = \{Name, Price, Man, Pow, Volt, Startws, Maxws, Diam, Nb\}, (2.6)$$

де *Name* – найменування вітрогенератора,  
*Price* – ціна,  
*Man* – виробник,  
*Pow* – потужність, Вт,  
*Volt* – напруга, В,  
*Startws* – стартова швидкість вітру, м/с,  
*Maxws* – номінальна швидкість вітру, м/с,  
*Diam* – діаметр вітроротора, м,  
*Nb* – кількість лопатей вітрогенератора, од.

Множину даних про акумулятор можна подати у вигляді:

$$M_b = \{Name, Price, Man, Vol, Volt, Length, Height, Width\} (2.7)$$

де *Name* – найменування акумулятора,  
*Price* – ціна,  
*Man* – виробник,  
*Vol* – ємність, А х год,  
*Volt* – номінальна напруга, В,  
*Length* – довжина акумулятора, м,  
*Height* – висота акумулятора, м, *Width* – ширина акумулятора, м.

Множина *Mconf* містить результати планування структури мікромережі, що здійснюється відповідними моделями.

Математична модель процесу збирання та оброблення даних для підтримки прийняття рішень щодо планування структури енергомережі можна задати співвідношенням:

$$Z_0 = Step^0: \{M_{sp}, M_{wm}, Mb, M_w, E_c, Pl\} \rightarrow \{M_{conf}, Objs, Tpl\}, \quad (2.8)$$

де множину  $Z_0$  сформовано у результаті збирання даних про наявні на ринку сонячні панелі  $M_{sp}$ , вітрогенератори  $M_{wm}$ , акумуляторні батареї  $Mb$ , погоду на місцевості, споживання електроенергії  $E_c$ , розподільчі мережі  $Pl$ , до яких можливе під'єднання енергетичної мікромережі. Як результат формуються множини можливих комбінацій компонентів енергетичної мережі з різними конфігураціями  $M_{conf}$ , визначають пропускну здатність зовнішньої мережі  $Tpl$ , визначають добу з найгіршими погодними умовами на місцевості ( $Objs$ ).

При заповненні користувачем даних про поточну конфігурацію мережі він повинен обрати одну із можливих конфігурацій  $M_{confi}$  з множини  $M_{conf}$ .

Множина даних, в якій зберігають показники роботи мікромережі, може бути представлена у вигляді:

$$M_{state} = \{M_{spst}, M_{wmst}, Mb_{st}, M_{sw}, M_{con}, U_{cur}, Un\}, \quad (2.9)$$

де  $M_{spst}$  – множина станів усіх сонячних панелей, підключених до мережі,

$M_{spsti} \in \{0,1\}$ , де 0 – вимкнений стан, 1 – увімкнений стан,

$M_{wmst}$  – множина станів усіх вітрогенераторів, підключених до мережі,

$M_{wmsti} \in \{0,1\}$ , де 0 – вимкнений стан, 1 – увімкнений стан,

$Mb_{st}$  – множина станів усіх акумуляторів, підключених до мережі,  $Mb_{sti}$

$\in \{0,1,2,3\}$ , де 0 – вимкнений стан, 1 – заряджається і споживає енергію,

2 – розряджається і споживає енергію, 3 – зберігає і споживає енергію,

$M_{sw}$  – множина станів усіх перемикачів мережі,  $M_{swi} \in \{0,1\}$ , де 0 –

вимкнений стан, 1 –увімкнений стан,

$M_{con}$  – множина станів усіх конвекторів мережі,  $M_{coni} \in \{0,1\}$ , де 0 – вимкнений стан, 1 – увімкнений стан,  
 $U_{cur}$  – напруга в мережі,  
 $U_n$  – номінальна напруга.

Напруга в енергетичній мережі задається множиною:

$$U_{cur} = \{U_A, U_B, U_C, U_{AB}, U_{AC}, U_{BC}\}, \quad (2.10)$$

де  $U_A, U_B, U_C$  – значення фазних напруг, В,  
 $U_{AB}, U_{AC}, U_{BC}$  – значення міжфазних напруг, В.

Номінальна напруга  $U_n = \{U_{nf}, U_{nm}, \}$ , де  $U_{nf}$  – номінальне значення фазної напруги, яке для України дорівнює 220 В,  $U_{nm}$  – номінальне значення міжфазної напруги, яке для України дорівнює 380 В.

Підтримка коректності процесу збору даних полягає в обробці виключних ситуацій шляхом перевірки одержаних даних на цілісність, здійснення контролю над записом даних моніторингу у базу даних та гарантування стабільності підключення до енергоресурсів, що є джерелами даних.

Запропонована модель збору та попередньої обробки даних характеризує процес збирання даних в оперативному режимі, які використовуються для вирішення задач, пов'язаних з плануванням структури енергетичної мережі та прийняттям рішень щодо управління енергетичною інфраструктурою.

## 2.2 Модель визначення техніко-економічних показників енергетичної системи

Структурні та технологічні характеристики енергетичної мікромережі впливають на задачу вибору її оптимальної конфігурації. Вирішення цієї задачі відбувається в межах параметричного аналізу.

Сутністю параметричного аналізу є визначення груп множин часткових та спільних характеристик основних властивостей енергетичної мережі, а також визначення її функціональної ефективності. Вирішення задачі параметричного синтезу дозволяє обґрунтувати достатню та мінімально необхідну кількість показників на основі яких відбудеться подальша оцінка властивостей мікромережі.

Для того, щоб сформувані множини технічних та економічних характеристик енергосистеми необхідно враховувати її операційну логіку. У якості джерел генерації електроенергії використовують вітряні турбіни та сонячні панелі.

Операційна логіка, згідно якої відбувається робота енергосистеми, полягає у наступному:

1. Необхідно визначити сумарну згенеровану величину сонячної ( $P_s$ ) та вітрової енергії ( $P_w$ ) в заданий інтервал часу. При чому значення згенерованої енергії від відновлювальних джерел енергії, не може бути більшим, ніж значення заявлених виробник конкретних установок.

Для сонячних панелей  $0 \leq P_s \leq P_{smax}$ . Для вітряних турбін  $0 \leq P_w \leq P_{wmax}$ .

2. Визначити потреби споживача в електроенергії у заданий інтервал часу ( $NE_i$ ). При чому потреби всього господарства визначаються, як сукупність окремих споживачів.

$$NE = \sum_{i=1}^N NE_i \quad (2.11)$$

3. Визначити найбільш продуктивне джерело енергії при заданих умовах.

4. Якщо загальний об'єм отриманої електроенергії більший за потреби споживача, то невикористана електроенергія зберігається у акумуляторних батареях (RB). Якщо RB має повний заряд, то надлишки можна продавати до зовнішньої енергосистеми.

5. Якщо загальний об'єм отриманої електроенергії менший за потреби споживача, то електроенергія надходить від RB. При досягненні 50% рівню заряду ( $RB_{min}$ ) від загальної ємності RB споживання від акумулятора зупиняється [59].

$$0 \leq RB_{min} \leq RB \leq RB_{max} \quad (2.12)$$

Такий підхід дозволяє забезпечувати мінімальний заряд RB у разі виникнення аварійних ситуацій. В межах даного дослідження подібні ситуації не розглядаються.

Основною задачею визначення оперативної логіки є задоволення балансу між величинами згенерованої та спожитої енергії в автономному режимі, тобто без споживання додаткової енергії зовнішньої енергосистеми.

Таким чином, значення загальної можливої енергії для споживання визначається за формулою.

$$P_g = P_s + P_w + RB \quad (2.13)$$

Розрахунок зазначених вище показників залежить від визначення експлуатаційної частки енергії, яку можна здобути в регіоні.

В загальному випадку можна виокремити три види енергії: потенційну ( $PE_n$ ), теоретичну ( $TE_n$ ) та експлуатаційну ( $EE_n$ ).

Величина  $PE_n$  енергії залежить лише від географічних та погодних умов місцевості.  $TE_n$  енергія обмежується характеристиками установок

відновлювальних джерел, тобто, яку кількість енергії вони можуть видобувати. Експлуатаційна енергія – частина  $TE_n$ , яка може генеруватися з огляду на можливі технічні та економічні негативні ситуації (пошкодження обладнання, тощо).

Таким чином, необхідно визначити реальну частку відновлювальної енергії, яку можна отримати в заданих умовах при наявному обладнанні та можливих проблемах.

Згідно запропонованого підходу величина  $PE_n$  вітрової енергії у момент часу  $t$  визначається як потужність вітряної турбіни [60]:

$$P_w(t) = \rho \times A \times C_p(\lambda) \times V_w^3(t) \quad (2.14)$$

де  $\rho$  – густина повітря,  $\rho = 1,23 \text{ кг/м}^3$ ;

$A$  – площа омивання лопастей,  $\text{м}^2$ ;

коефіцієнт  $C_p(\lambda) = 0,351$ ;  $V_w$  – швидкість вітру,  $\text{м/с}$ .

$PE_n$  сонячної енергії у момент часу  $t$  визначається як потужність наявних сонячних батарей [61]:

$$P_s(t) = \eta_{pv} \times S \times G_{\text{tilt}}(t) \quad (2.1)$$

де  $\eta_{pv}$  – енергетична ефективність сонячної батареї, зазначається виробником, %;

$S$  – корисна площа сонячної батареї,  $\text{м}^2$ ;

$G_{\text{tilt}}$  – значення сонячної інсоляції, довідникове значення.

Кількість сонячних панелей у господарстві визначаються згідно величини споживання електроенергії.

$$\text{Amount}_{pv} = \frac{NE(t)}{P_s(t)} \quad (2.16)$$



Величина електроенергії в RB залежить від того, чи акумулятор в момент часу  $t$  заряджається або віддає енергію. RB працюють згідно режиму заряджання-розряджання: після повного заряду RB вона відключається і може жити споживання у господарстві. Розряджена до 50 % батарея знову потребує зарядки від відновлювального джерела. При цьому джерело одночасно заряджає батарею та надає споживання. Тому розглядаються наступні випадки роботи акумуляторних батарей.

1. RB заряджається. Частка наявної електроенергії визначається, як:

$$RB_B(t) = RB_B(t - 1) + (P_g(t) - NE(t))\eta_B \quad (2.17)$$

де  $P_g$  – погодинне значення загальної доступної електроенергії, кВт×год;

$NE(t)$  – електроенергія необхідна споживачеві в момент  $t$ , кВт×год;

$\eta_B$  – зарядна ефективність RB, %,  $RB_B(t - 1)$  – величина електроенергії RB за годину до  $t$ .

Для того, щоб на стадії планування визначити, яку кількість установок та якої потужності необхідно використовувати у господарстві, розрахунок проводиться погодинно в межах доби з найгіршими погодними умовами (без вітру, при повній хмарності). Для цього проміжку часу визначається також частка електроенергії RB. На основі отриманих даних можна визначити величину дефіциту енергії та можливого продажу.

Надлишки електроенергії можуть формуватися за умови, що в один момент часу генерується більше електроенергії ніж потрібно споживачеві, а акумуляторні батареї повністю заряджені. Погодинне значення надлишків  $EG(t)$  розраховується за формулою:

$$EG(t) = RB(t) - \left( NE(t) + \frac{RB_{max} - RB_B(t-1)}{\eta_B} \right) \quad (2.18)$$

де  $RB_{\max}$  – максимальне значення енергії в  $RB$ .

Беручи у розрахунок вищеописану операційну логіку системи, необхідно визначити техніко-економічні показники мікромережі (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Техніко-економічні параметри

Показник	Опис	Обмеження та розрахунки
$REG^*$	Граничне значення надлишкової електроенергії	Значення не повинно бути більшим, ніж пропускна здатність зовнішньої мережі $Tpl$ , $0 \leq REG^* \leq Tpl$
$DPSP^*$	Граничне значення дефіциту енергії	Значення не повинно бути меншим або дорівнювати нулю. $DPSP^* \leq 0$
$DPSP$	Показник ймовірність втрат живлення	Залежить дефіциту енергії, який може виникнути кожен годину. $\frac{\sum_{t=1}^T (NE(t) - Pg(t))}{\sum_{t=1}^T NE(t)}$
$REG$	Критерій надлишкової енергії	Залежить від щогодинних надлишків електроенергії, які можна продати у зовнішню енергосистему $\frac{\sum_{t=1}^T (Ea(t) - Pg(t))}{\sum_{t=1}^T NE(t)}$
$COST$	Капітальні витрати на спорудження системи	Враховується вартість установки сонячних батарей $PVcost$ , вітрогенераторів $Wcost$ та акумуляторів $RBcost$ $COST = PVcost + Wcost + RBcost$

Дані показники визначаються для кожного альтернативного рішення. Вони будуть використані при прийнятті рішень щодо планування оптимальної конфігурації мікромережі.

Економічна складова експлуатації відновлювальних джерел енергії залежить від багатьох факторів: характеристики ділянки зведення, швидкість

вітру, кількість сонячних днів, потужність і вартість установок, податкова система, «зелений тариф».

Капітальні витрати можна розділити на:

- витрати на розробку енергосистеми: земельні, мережеві, дозволи;
- витрати на обладнання: установки відновлювальних джерел, акумуляторних батарей, інфраструктура.

Помітно, що головним мінливим чинником впливу на вибір тієї чи іншої установки з точки зору оцінки альтернатив є вартість установок та операційні витрати. Вони виникають в процесі експлуатації енергосистеми і включають: планове обслуговування, ремонтні роботи, очистка поверхні сонячних батарей та вітряних турбін, страхування проєкту, системи інформаційної підтримки роботи енергосистеми, адміністративні витрати, податки, тощо

Операційні витрати мають наступні особливості:

- витрати збільшуються зі строком дії проєкту;
- нові установки відновлювальної енергії мають нижчі показники ремонтних витрат;
- відбувається зниження операційно-ремонтних витрат при підвищенні масштабності проєкту.

З огляду на вище зазначене економічний показник вартості спорудження системи COST віднести до техніко-економічних параметрів проєкту, а операційні витрати брати у розрахунок у вигляді якісної оцінки думок експертів внаслідок складності їх прогнозування та попереднього розрахунку.

### **2.3 Модель задачі вибору оптимальної структури гібридної енергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії**

Задача вибору оптимальної структури мікромережі в даній роботі у загальному формулюванні розглядається як наступна:

1. Існує множина елементів відновлювальних джерел енергосистеми. З них може формуватися структура мікромережі. Серед таких елементів розділяємо: сонячні батареї  $P = \{sb_e\}$ , вітрові генератори  $P = \{wt_e\}$ , акумулятори  $B = \{rb_e\}$ .

2. Формується множина альтернативних рішень структури енергосистеми  $All = \{i\}$ , де  $i = \langle sb_e, wt_e, rb_e \rangle$ , визначені альтернативи відрізняються видом, кількістю та характеристиками джерел відновлювальної енергії.

3. Існує множина попередньо визначених оціночних критеріїв згідно яких формується рейтинг альтернатив  $C = \{j_m\}$ ,  $m = \overline{1, m}$ .

Вирішення сукупної задачі визначення оптимальної структури енергосистеми серед сукупності альтернатив досягається шляхом визначення функції корисності окремої альтернативи та використання методів ранжування альтернативних рішень.

Вирішення оптимізаційної задачі відбувається в два етапи:

1. На першому етапі проводиться оцінка альтернативних рішень окремо за показниками вартості енергії ( $COST$ ) та надлишку згенерованої енергії ( $REG$ ), множиною якісних критеріїв оцінки в межах соціально-економічного та енергоефективного сценаріїв. Формується інтегрована оцінка альтернатив та відсіюються ті, що не задовольняють умовам в межах сценаріїв.

2. На другому етапі відібрані альтернативи проходять остаточне ранжування за показником ймовірності втрати живлення ( $DPSP$ ) та якісними критеріями. Визначається інтегрована оцінка альтернатив та формується рейтинговий список.

Поставлена задача вибору альтернативних рішень є багатокритеріальною задачею. Для її розв'язання пропонується застосувати положення теорії корисності. За таким підходом за кожним із сценаріїв відбувається оцінка альтернатив за множиною визначених критеріїв: якісних та кількісних, розраховується інтегральне значення функції корисності

$U_i(All)$ . За сценаріями першого етапу відбираються всі, що близькі до оптимальних та задовольняють кожному із сценаріїв. Сформована нова множина альтернатив проходить кінцеву оцінку та ранжування в межах сценарію другого рівня.

Математичні моделі поставленої задачі вибору оптимального альтернативного рішення згідно сценаріїв першого та другого рівня представлені у табл.2.2.

Метою багатокритеріальної оцінки альтернатив є відбір таких рішень, що мають найвищі оцінки серед системи критеріїв оцінки. Найбільш популярним підходом до проведення такої оцінки є метод прямого агрегування [62], який проводиться в два підходи:

1. Кожна альтернатива оцінюється за якісними і кількісними критеріями окремо, а після формується агрегована оцінка з урахуванням ваги критеріїв як єдина функція корисності.

2. Варіанти альтернатив проходять процес ранжування згідно отриманої оцінки.

Агрегована функція корисності може бути знайдена за однієї із методик: традиційною та «нечіткою».

За традиційним підходом розраховується числовий індекс та можна провести звичне пряме ранжування альтернативних рішень: маємо оцінку альтернативи  $i$  за критерієм  $j$  -  $s_{ij}$  та вагу для кожного критерію  $w_j$ , їх лінійна комбінація дасть знаходження функції корисності альтернативи [63]:

$$U_i = \sum_{j=1}^m w_j s_{ij} \quad (2.18)$$

Однак, в умовах невизначеності та неповноти інформації лінійна комбінація, тому стає можливим застосування експертної інформації та формування нечітких множин [64].

Таблиця 2.2 - Математичні моделі згідно сценаріїв

Сценарій	Модель	Опис	Змінні
Соціально-економічний сценарій першого етапу	$\begin{cases} COST(a) \rightarrow \min_{a \in S} \\ REG(a) \leq REG^* \\ COE(a) \leq COST^* \\ i_o \rightarrow \arg \max(U_i(All)) \end{cases}$	Розв'язання системи нерівностей дозволяє обрати оптимальну конфігурацію за максимумом функції корисності. При цьому оптимальна конфігурація задовольняє умовам: мінімальні капітальні витрати та значення надлишкової енергії не перевищує пропускну спроможність зовнішньої енергосистеми.	$U_i(All)$ – адитивна функція загальної корисності за окремим сценарієм, $COST(a)$ – цільова функція капітальних витрат, $REG(a)$ – цільова функція енергоефективного сценарію першого етапу,
Енергетично-ефективний сценарій першого етапу	$\begin{cases} REG(a) \rightarrow \max_{a \in A} \\ COST(a) \leq COE^* \\ REG(a) \leq REG^* \\ i_o \rightarrow \arg \max(U_i(All)) \end{cases}$	Вирішення системи нерівностей дозволяє обрати оптимальну конфігурацію за максимумом функції корисності. При цьому оптимальна конфігурація задовольняє умовам: величина надлишків енергії максимальна, однак, не перевищує пропускну спроможність зовнішньої енергосистеми.	$DPSP(All)$ – цільова функція енергоефективного сценарію другого етапу, $COST^*$ – граничні значення показника капітальних витрат заданих користувачем,
Енергетично-ефективний сценарій II рівня	$\begin{cases} DPSP(a) \rightarrow \min_{a \in A''} \\ DPSP(a) \leq DPSP^* \\ i_o \rightarrow \arg \max(U_i(All)) \end{cases}$	Вирішення системи нерівностей дозволяє обрати оптимальну конфігурацію за максимумом функції корисності. При цьому оптимальна конфігурація задовольняє умовам: ймовірність втрати живлення не перевищує розраховане граничне значення.	$REG^*$ – граничні значення показника енергоефективності системи, $DPSP^*$ – граничні значення дефіциту енергії.

У даній роботі використано методи нечіткої логіки для опису та визначення оцінки за якісними критеріями.

Існують підходи до багатокритеріальної оцінки, які засновані на використанні значення вагових коефіцієнтів в межах моделі переваг. Оцінка проводиться згідно показника відповідності (1)/не відповідності (0) даних моделі [65 -68].

«Нечітка» множина може управляти «лінгвістичною змінною», яка формується через експертну оцінку. Це дозволяє підвищити гнучкість процесу проведення оцінки альтернатив.

Таким чином, задачу вибору оптимального рішення як нечітку багатокритеріальну задачу пропонується вирішувати наступним чином:

1. Представити критерії оцінки у вигляді нечітких множин, які задаються на універсальній множині альтернатив, використовуються функції належності. Є нечітка оцінка  $\tilde{s}_{ij}$  альтернативи  $i$  за критерієм  $j$ , є функція приналежності  $\mu_{\tilde{s}_y}(s_{ij})$ ,  $\tilde{w}_j$  – нечітка вага критерію  $j$ ,  $\mu_{\tilde{w}_j}(w_j)$  - функція приналежності ваги.

2. Метод статистичної обробки експертної інформації застосовується для визначення значень функцій приналежності.

3. Вагу критеріїв назначають експерти згідно типу сценарію та критеріїв.

4. Кількісні оцінки з якісними зводяться в один простір.

5. Значення агрегованої оцінки кожної з альтернатив обчислюється шляхом модифікації рівняння (2.18):

$$U_i(z) = \frac{\sum_{j=1}^m w_j s_{ij}}{\sum_{j=1}^m w_j}, \quad z = (w_1 \dots w_m; s_{i1} \dots s_{im}) \quad (2.19)$$

6. Для сценаріїв першого етапу незалежно один від одного визначаються множини Парето оптимальних альтернативних рішень. Для сценарію другого рівня за значеннями функцій корисності здійснюють остаточне ранжування альтернатив згідно з методом побудови матриць поступок [69].

Схема ранжування альтернатив у загальному вигляді подана на рис.2.2.

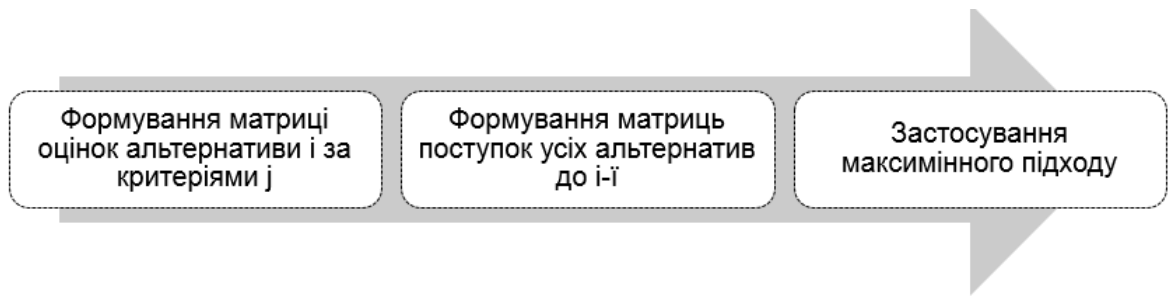


Рисунок 2.2 – Етапи процесу ранжування альтернатив

Метод матриці поступок дозволяє знайти оптимальне рішення за умови, коли отримуємо однакові оцінки для альтернатив.

Пропонується сформувати матрицю Rang:

$$\text{Rang} = \begin{matrix} & \begin{matrix} J_1 & J_2 & \cdots & J_m \end{matrix} \\ \begin{matrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} r_{i_1 j_1} & r_{i_1 j_2} & \cdots & r_{i_1 j_m} \\ r_{i_2 j_1} & r_{i_2 j_2} & \cdots & r_{i_2 j_m} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ r_{i_n j_1} & r_{i_n j_2} & \cdots & r_{i_n j_m} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2. 20)$$

де  $r_{ij} = w_j s_{ij}$  оцінка альтернативи  $i$  по критерію  $j$ .

Для кожного альтернативного рішення формуємо матрицю  $\widetilde{\text{Rang}}^{-i}$ : для кожного альтернативного рішення  $i$  видаляється рядок з оцінками, таким чином матриця  $\widetilde{\text{Rang}}_i$  є матрицею поступок інших альтернатив до альтернативи  $i$ .

Найгіршим випадком – є мінімум поступок від інших альтернативних рішень, тобто маємо мінімальні значення за кожним із критеріїв.

Нові матриці поступок альтернативних рішень містять лише один рядок з мінімальними оцінками. До них застосовується максимінний підхід [70]: обираємо таку альтернативу з максимальним значенням серед мінімальних.



## 2.4 Моделі прогнозування рівня споживання електричної енергії

Робота Microgrid характеризується невизначеністю, її неможливо формалізувати математичним співвідношенням, тому при дослідженні роботи мережі широко використовуються прогнозні техніки. Прогнозування найчастіше застосовується для вирішення таких задач в Microgrid, як планування потреб в енергетичних ресурсах та рівня їх генерації, визначення пікових періодів енергоспоживання, визначення можливого виходу з ладу встановленого обладнання, визначення цін на енергетичні ресурси в майбутньому. Використання прогнозних даних використовується як при прийнятті оперативних рішень щодо оптимізації навантаження в мережі, так і при прийнятті стратегічних рішень учасниками енергетичного ринку. Це дозволяє підсилити надійність енергетичної мережі.

Прогнозування в Microgrid за періодами часу, на який дається прогноз, поділяється на такі категорії [71]:

- довгострокове – на період від одного року до декількох, застосовується при стратегічному плануванні, розширенні мережі шляхом додавання нових джерел енергії, підключення нових споживачів;

- середньострокове – на період від тижня до року, застосовується для планування технічного обслуговування мережі, витрат на закупівлю пального, оцінка прибутку від продажу електричної енергії в загальну мережі;

- короткострокове – на період від години до тижня, застосовується для складання графіків генерації енергії та оцінки попиту від споживачів для управління роботою Microgrid;

- ультракороткострокове – на період від кількох хвилин до однієї години, застосовується для контролю роботи мережі в режимі реального часу.

При побудові прогнозних моделей головним є досягнення високої точності прогнозування. На це впливає обрана методика прогнозування, фактори впливу на прогнозований показник, а також параметри побудованої прогнозної моделі. Моделі прогнозування генерації та споживання

електричної енергії можуть бути розділені на багатofакторні моделі та моделі на основі часових рядів. Багатofакторні моделі базуються на причинно-наслідкових взаємозв'язках, моделі прогнозування часових рядів використовують для прогнозу історичні дані за певний період часу. Моделі прогнозування часових рядів поділяються на категорії: статистичні моделі, моделі, що базуються на машинному навчанні, та гібридні моделі.

При проведенні оптимізації роботи Microgrid слід спочатку сформулювати задачу оптимізації, яка може бути як багатокритеріальною, так і відповідати таким критеріям:

- максимум вихідної потужності в заданий час;
- мінімум експлуатаційних витрат;
- максимум циклу роботи систем накопичення надлишкової енергії;
- мінімум викидів в навколишнє середовище та ін.

Далі наведено результати дослідження моделей короткострокового прогнозування споживання електричної енергії від Microgrid. Проведено аналіз факторів впливу на потребу в електричній енергії різними типами споживачів та виділено категорії вхідних даних для процесу прогнозування:

- метеорологічні дані – температура повітря, вологість повітря, швидкість вітру, хмарність та ін.;
- витрата електроенергії – історичні дані електроспоживання;
- календарні дані – визначають сезонний фактор;
- дані графіку роботи – для підприємств, які працюють за встановленим графіком в одну зміну або у кілька змін;
- інші дані, які враховують особливості електроспоживання конкретним споживачем.

Процес короткострокового прогнозування в загальному вигляді складається з етапів, які показані на рис. 2.3.

Спочатку потрібно сформулювати вхідні дані, провести їх попередню обробку. Етапами попередньої обробки є очищення даних від пропусків,

нормалізація даних, формування масиву вхідних даних для прогнозної моделі. Для набору вхідних даних прогнозування потрібно завантажити побудовану раніше модель, яка буде адекватно відтворювати потребу в електричній енергії на майбутні періоди часу. При використанні моделі потрібно обчислювати помилку прогнозування, порівнювати її з допустимою, й у випадку перевищення допустимого значення внести зміни в побудовану модель.



Рисунок 2.3 – Діаграма активності процесу короткострокового прогнозування

Прогноз електроспоживання може виконуватися як за запитом користувача, так і автоматично у встановлені періоди часу. Результат прогнозування потрібно зберегти у базу даних.

Особливістю прогнозування як наукової задачі є те, що єдиної універсальної прогнозної моделі не існує. Для кожного об'єкта електроспоживання має бути побудована прогнозна модель з використанням архівних даних саме цього об'єкта.

Аналіз літературних досліджень показав, що найбільш використовуваними методами побудови моделей прогнозування є регресійні та авторегресійні моделі ARMA, ARIMA, ARIMAX, SARIMAX, метод побудови регресійних моделей з використанням нечіткої логіки, метод опорних векторів SVM, метод експоненційного згладжування, методи, що базуються на теорії штучного інтелекту.

Авторегресійні методи прогнозування застосовуються, коли існує лінійна залежність між поточним значенням змінної в часовому ряді та минулими значеннями. Використання моделі ARIMA дозволяє будувати прогнозні енергоспоживання моделі з високою точністю до 97% при вірно підібраних коефіцієнтах регресійної моделі [72]. Модель SARIMAX застосовується, коли у вхідному наборі даних прослідковується сезонність, тому серед авторегресійних методів для прогнозування електроспоживання буде давати найточніші результати. При цьому точність прогнозу моделі підвищується, якщо в якості вхідних змінних застосовувати не лише параметри, які напряму впливають на електроспоживання, наприклад, температуру навколишнього середовища, а й брати до уваги взаємодію екзогенних змінних [73].

Модель SARIMAX є продовженням моделі Autoregressive integrated moving average (ARIMA). На відміну від ARIMA, модель SARIMAX враховує сезонну складову часового ряду та зовнішні (екзогенні) змінні, які впливають на часовий ряд.

Додаються три нових гіперпараметри для визначення авторегресії (AR), диференціювання (I) та ковзної середньої (MA) для сезонної складової серії, додаткового параметра для періоду сезонності, а також масив екзогенних регресорів.

Математичне представлення моделі SARIMAX:

$$\begin{aligned} \Theta(L)^p \theta(L^s)^p \Delta^d \Delta_s^D y_t &= \\ &= \Phi(L)^q \phi(L^s)^q \Delta^d \Delta_s^D \epsilon_t + \sum_{i=1}^n \beta_i x_t^i, \end{aligned} \quad (2.21)$$

де  $x$  – екзогенні змінні;  
 $\beta$  – параметри регресії;  
 $\phi$  – несезонна авторегресія;  
 $\Phi$  – сезонна авторегресія;  
 $\theta$  – несезонні умови ковзного середнього;  
 $\Theta$  – сезонні умови ковзного середнього;  
 $L$  – оператор лагу.

Метод експоненційного згладжування застосовується для прогнозування часових рядів. Точність прогнозування при застосуванні цього методу залежить від вибору коефіцієнтів згладжування ряду, тренду та сезонності, а також величини ряду даних. Аналіз ефективності методу експоненційного згладжування з використанням даних електроспоживання у промисловому секторі показав від 81% до 96% точності для моделі лінійного експоненційного згладжування (модель Хольта), від 91% до 97% точності для моделі з демпфированим (dampred) трендом залежно від набору даних [74]. При прогнозуванні електроспоживання на прикладі електроспоживання будівель університету точність прогнозування для різних типів моделей експоненційного згладжування складає приблизно 88% [75].

Метод експоненційного згладжування часто використовують при середньостроковому прогнозуванні часових рядів. До його основних переваг відносять простоту процедури обчислень та можливість урахування вагів вихідних даних. Математичне представлення методу експоненційного згладжування:

$$\hat{Y}_{t+1} = \alpha Y_t + (1 + \alpha) \hat{Y}_t, \quad (2.22)$$

де  $\hat{Y}_{t+1}$  – прогнозований показник;  
 $\alpha$  – стала згладжування;  
 $Y_t$  – фактичне значення за поточний період;  
 $\hat{Y}_t$  – експоненційна середня для попереднього прогнозного періоду.

Для прогнозування часових рядів також використовується бібліотека Prophet від Facebook, в основі якої лежить методологія налаштування адитивних регресійних моделей, яка використовує функції, що апроксимують тренд ряду, сезонні коливання та окремі визначні дні, представлені у вигляді індикаторних змінних. Результат порівняння точності моделі Prophet з моделлю експоненційного згладжування (модель Хольта-Вінтерса) для довгострокового прогнозування генерації електроенергії показав точність вище 95% для обидвох типів моделей, при цьому найточнішою серед розглянутих є модель Хольта-Вінтерса з урахуванням добовою, тижневої та річної сезонності. Використання моделі Prophet для прогнозування електроспоживання побутовими споживачами, представлене [76], показало, що похибка прогнозування може складати до 12.5%, на точність моделі вплинув підбір параметрів, від яких залежить електроспоживання. Модель Prophet не встановлює приховані взаємозв'язки між електроспоживанням та зовнішніми факторами, що знижує точність прогнозування. До переваг моделі Prophet відноситься менший час для навчання моделі порівняно з методами машинного навчання.

В основі моделі Prophet лежить процедура припасування адитивних регресійних моделей (Generalized Additive Models, GAM) наступного виду [77]:

$$y(t) = g(t) + s(t) + h(t) + e(t), \quad (2.23)$$

де  $g(t), s(t)$  – функції, що апроксимують тренд ряду та сезонні коливання.;

$h(t)$  – функція, що відображає ефекти свят та інших впливових подій;  
 $e(t)$  – нормально розподілені випадкові значення.

Так як процес електроспоживання характеризується невизначеністю, спостерігаються пікові значення, пов'язані з різними факторами, то ефективним методом прогнозування електроспоживання є побудова нечіткої регресійної моделі [78], яка показує кращі результати для короткострокового прогнозування. До переваг цього методу можна відноситися можливість замінити великі набори даних прогнозування наборами правил нечіткого логічного виведення, можливість формалізувати досвід експертів щодо коливань енергоспоживання, універсальність застосування методу з незначними модифікаціями для прогнозів різних часових періодів [79]. Застосування цього методу для середньострокового прогнозування електроспоживання показало високу точність прогнозування 96-98%, що має незначне відхилення від прогнозних значень з використанням моделей ARIMA та експоненційного згладжування [80].

Нейромережеві моделі широко використовуються при прогнозуванні електроспоживання, що зумовлено їх здатністю моделювати нелінійні залежності між вхідними та вихідними змінними, та дозволяють досягти високої точності прогнозування. Перед використанням нейромережевої моделі прогнозування потрібно провести її навчання, підібравши оптимальні параметри, які даватимуть найкращу точність прогнозування. Процес навчання нейронної мережі у загальному вигляді показаний на рис. 2.4 як діаграма активності.

Найбільш вживаними типами нейронних мереж для прогнозування є нейронні мережі прямого поширення FFNN, нелінійні нейронні мережі з екзогенними входами NARX, радіально-базисні нейронні мережі RBF, рекурентні нейронні мережі RNN, нейронні мережі, що навчаються за алгоритмом зворотного поширення помилки BPNN, нейронні мережі з довгою короткостроковою пам'яттю LSTM.

Переважає більшість нейромережевих моделей є ефективними за умови правильно підібраних вхідних даних та налаштування моделей. В роботі [81] при використанні нейронної мережі типу BPNN для короткострокового прогнозування електроспоживання досягається точність більше 90%, причому вона зростає при включенні у входи моделі метеорологічних факторів. Дослідження використання нейронної мережі NARX для середньострокового прогнозування електроспоживання, проведене на наборі даних університету в Малайзії показало, що точність для моделі NARX складає приблизно 98%, що є більш точним, ніж для моделей часових рядів, нечітких часових рядів та множинної лінійної регресії [82].

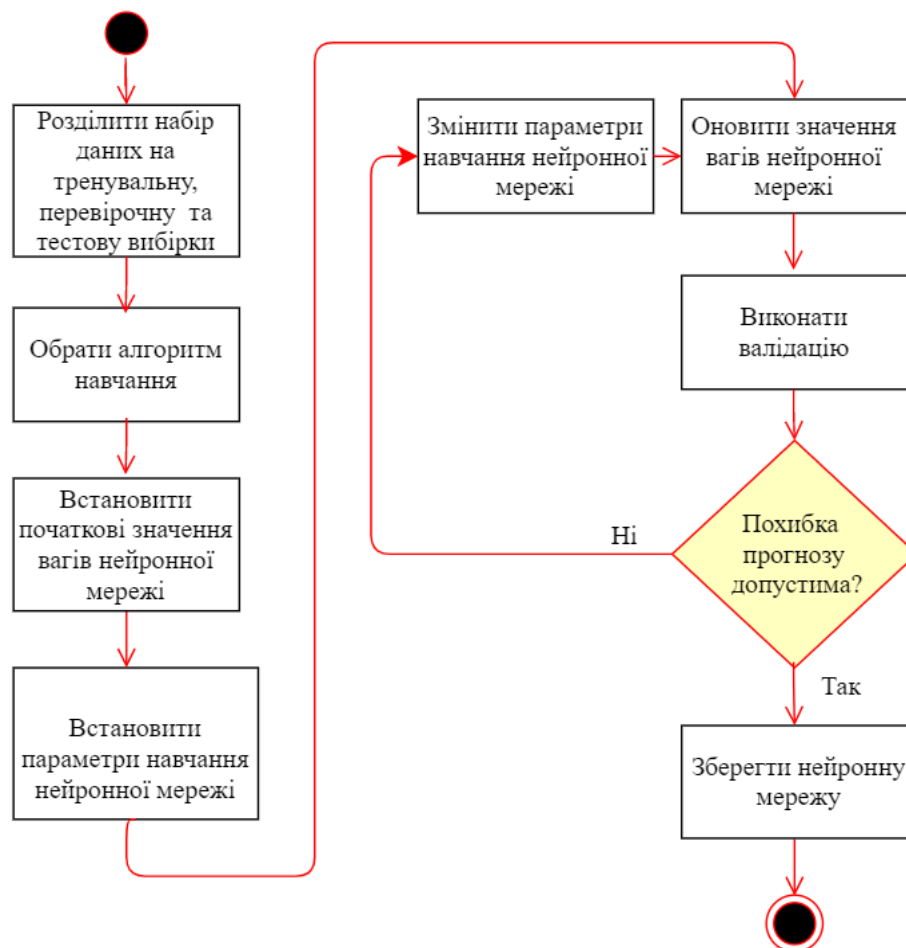


Рисунок 2.4 – Діаграма активності процесу навчання нейронної мережі для прогнозування



Модель LSTM серед інших типів нейронних мереж має переваги саме для короткострокового прогнозування електроспоживання з використанням наборів даних, зібраних за тривалий період часу, так як може відтворювати довгострокові часові зв'язки у послідовностях даних [83,84]. При порівнянні з моделями NARX, SVM, SARIMA для короткострокового прогнозування електроспоживання модель LSTM дає кращий результат [85].

Мережі Long short-term memory (LSTM) – це різновид рекурентних нейронних мереж (RNN). На відміну від звичайних RNN, мережа LSTM краще підходить для прогнозування часових рядів за умов розділення подій часовими лагами з невизначеними періодом і його тривалістю. Перевагою LSTM мережі є її відносна нечутливість до часових розривів, що дає перевагу перед іншими типами нейронних мереж для прогнозування часових рядів. Схематичне зображення LSTM мережі наведено на рисунку 2.5.

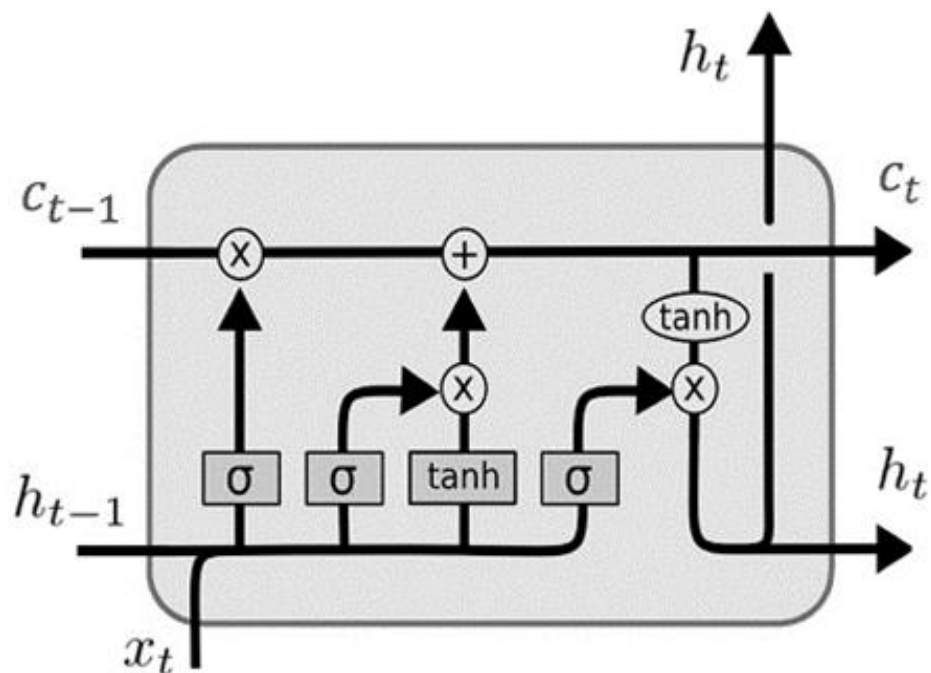


Рисунок 2.5 – архітектура нейронної мережі LSTM

Спершу шар «фільтра забуття» визначає, яку інформацію можна забути або залишити:

$$f_t = \sigma(W_f \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_f), \quad (2.24)$$

Далі вирішується, яка нову інформацію зберігати в стані осередку. Спершу у сигмоїдальному шарі вирішується, які дані слід оновити. Після цього у  $\tanh$ -шар будується вектор нових значень  $\tilde{C}_t$ , що додаються у стан осередку:

$$i_t = \sigma(W_i \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_i), \quad (2.25)$$

$$\tilde{C}_t = \tanh(W_c \cdot [h_{t-1}, x_t] + b_c), \quad (2.26)$$

Наступним кроком відбувається заміна старого стану осередку на новий стан:

$$C_t = f_t * C_{t-1} + i_t * \tilde{C}_t, \quad (2.27)$$

На останньому етапі визначається те, яка інформація буде отримана на виході.

$$o_t = \sigma(W_o \cdot [h_{t-1}, x_t] + o), \quad (2.28)$$

$$h_t = o_t * \tanh(C_t), \quad (2.29)$$

де  $x_t$  – вхід,  
 $f_t$  – дані якими можна знехтувати,  
 $i_t$  – вхідний стан,  
 $\tilde{C}$  – оновлені дані,  
 $C_t$  – стан комірки,  
 $o_t$  – вихідний стан,

$h_t$  – вихід,

$\tanh$  – функція активації.

Порівняння точності моделей короткострокового прогнозування на основі регресійного аналізу SARIMAX, експоненціального згладжування, моделі прогнозування Prophet та нейронної мережі LSTM проведено з використанням архівних даних електроспоживання на автозаправній станції м. Мелітополь за 2011-2013 роки.

Для вибору кращих параметрів авторегресійної моделі використовуються інформаційні критерії. Акаїке (AIC) – критерій, який використовується для оцінки якості статистичних моделей, визначається наступним чином:

$$AIC = \ln(\hat{\sigma}^2) + \frac{2(p + q + 1)}{n}, \quad (2.30)$$

де  $\hat{\sigma}^2$  є очікуваною дисперсією.

Баєсівський інформаційний критерій (BIC) є критерієм вибору кращої параметризованої моделі. Для оцінки моделі за цим критерієм використовують метод визначення максимуму функції правдивості, значення якої може бути покращене шляхом додавання додаткових параметрів. BIC визначається наступним чином:

$$BIC = \ln(\hat{\sigma}^2) + \frac{(p + q + 1) \ln(n)}{n}, \quad (2.31)$$

де  $\hat{\sigma}^2$  – очікувана дисперсія.

Для порівняння моделей прогнозування і аналізу отриманих результатів використовуються наступні оцінки точності прогнозування. Mean Absolute Error (MAE) – це середнє арифметичне значення абсолютних помилок, обчислюється наступним чином:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i|, \quad (2.32)$$

де  $n$  – кількість вхідних даних,  
 $y_i$  – дійсні значення,  
 $\hat{y}_i$  – прогнозовані значення.

Root Mean Square Error (RMSE) – визначається як квадратний корінь від середньоквадратичної помилки, обчислюється наступним чином:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}, \quad (2.33)$$

де  $n$  – кількість вхідних даних,  
 $y_i$  – дійсні значення,  
 $\hat{y}_i$  – прогнозовані значення.

Mean Absolute Percentage Error (MAPE) – визначається як середнє абсолютне відхилення у відсотковому значенні, обчислюється наступним чином:

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right|, \% \quad (2.34)$$

де  $n$  – кількість вхідних даних,  
 $y_i$  – дійсні значення,  
 $\hat{y}_i$  – прогнозовані значення

Збір даних відбувався в автоматичному режимі з електричного лічильника.

Вхідний набір даних, фрагмент якого показано на рис. 2.6, містить погодинні показники споживання електроенергії протягом двох років, приклад змінних:

Consumption – щогодинні показники споживання електроенергії;

Day of week – день тижня;

length\_of\_day – тривалість світового дня;

Week – тиждень;

Hour – час занесення показників.

Date	Consumption	Indication	Year	month	Month	Week	Day_of_week	Day of week
2010-11-01 00:00:00	29.0	68.0	2010	November	11	44	Monday	0
2010-11-01 01:00:00	60.0	136.0	2010	November	11	44	Monday	0
2010-11-01 02:00:00	61.0	136.0	2010	November	11	44	Monday	0
2010-11-01 03:00:00	61.0	136.0	2010	November	11	44	Monday	0
2010-11-01 04:00:00	61.0	138.0	2010	November	11	44	Monday	0

Рисунок 2.6 – Фрагмент вхідного набору даних

Додавано допоміжну змінну завантаженість заправки (Congestion), змінна визначається за допомогою показань завантаженості заправки використовуючи показники Google Maps (рис. 2.7).

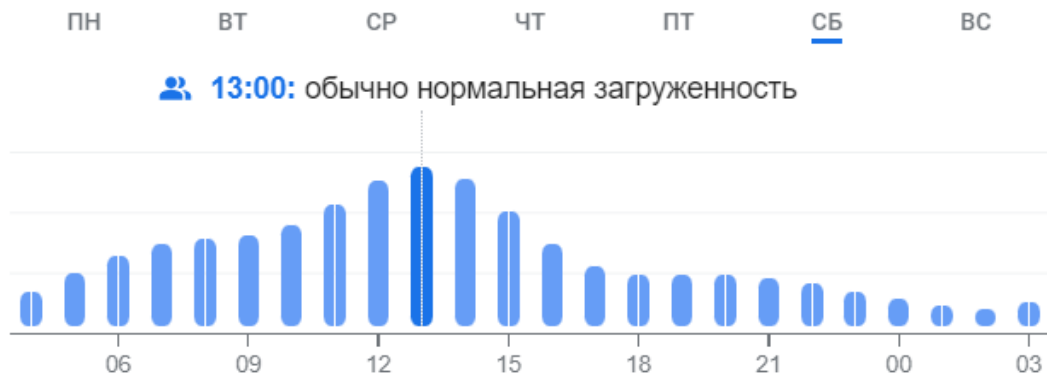


Рисунок 2.7 – Розподіл завантаження заправки залежно від часу доби та дня ТИЖНЯ

Декомпозиція часового ряду представлена на рисунку 2.8.

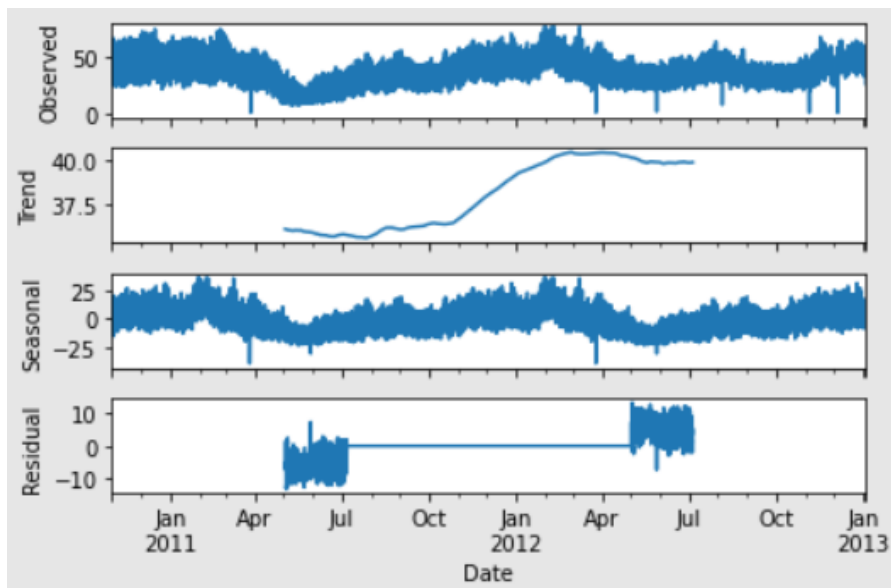


Рисунок 2.8. Декомпозиція часового ряду погодинного споживання електроенергії

Після проведення статистичного аналізу, було додано додаткові змінні до набору даних, такі як: довжину світлового дня, завантаженість заправки.

Додані змінні показали кореляційну залежність до споживання електроенергії (рис 2.9).

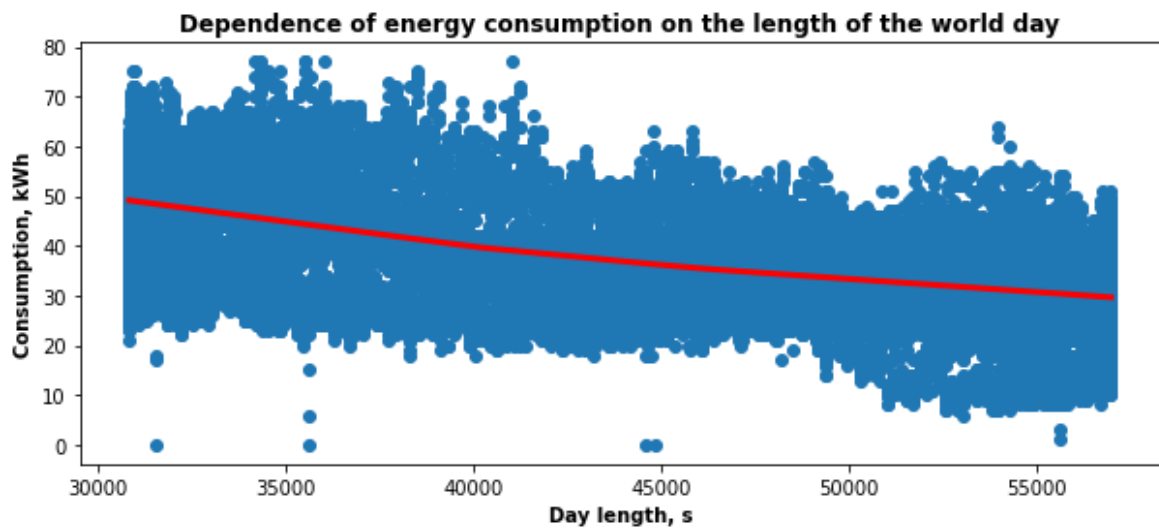


Рисунок 2.9 – Діаграма розсіювання довжини світлового дня і споживання електроенергії

Виконано декомпозицію споживання електроенергії, стало помітним відсутність тренду, наявність сезонних компонентів і великої кількості залишків в часовому ряду (рис. 2.9, 2.10).

	Consumption	Indication	Year	Month	Week	Day of week	Day	Hour	length_of_day
Consumption	1.000000	0.004247	-0.013583	0.032718	0.040297	-0.009209	0.013183	-0.011180	-0.532069
Indication	0.004247	1.000000	0.899116	0.192645	0.184270	0.001999	0.033248	0.001413	0.091463
Year	-0.013583	0.899116	1.000000	-0.251286	-0.248149	0.001408	-0.013927	-0.000222	0.197305
Month	0.032718	0.192645	-0.251286	1.000000	0.971309	0.002113	0.018301	0.000143	-0.235703
Week	0.040297	0.184270	-0.248149	0.971309	1.000000	0.006494	0.071081	0.000151	-0.247706
Day of week	-0.009209	0.001999	0.001408	0.002113	0.006494	1.000000	-0.004872	-0.000044	0.003447
Day	0.013183	0.033248	-0.013927	0.018301	0.071081	-0.004872	1.000000	0.000115	0.003157
Hour	-0.011180	0.001413	-0.000222	0.000143	0.000151	-0.000044	0.000115	1.000000	0.000112
length_of_day	-0.532069	0.091463	0.197305	-0.235703	-0.247706	0.003447	0.003157	0.000112	1.000000

Рисунок 2.10 – Кореляційна залежність змінних часового ряду

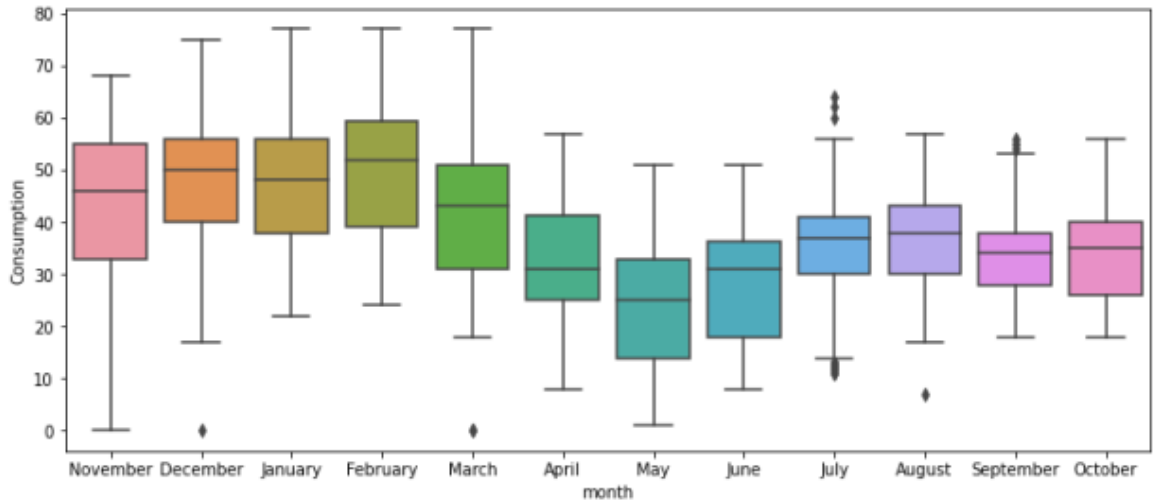


Рисунок 2.11 – Споживання електроенергії заправкою по місяцях

Побудовано залежність споживання електроенергії від дня тижня, стало зрозумілим, споживання електроенергії не залежить від дня тижня (рис. 2.12).

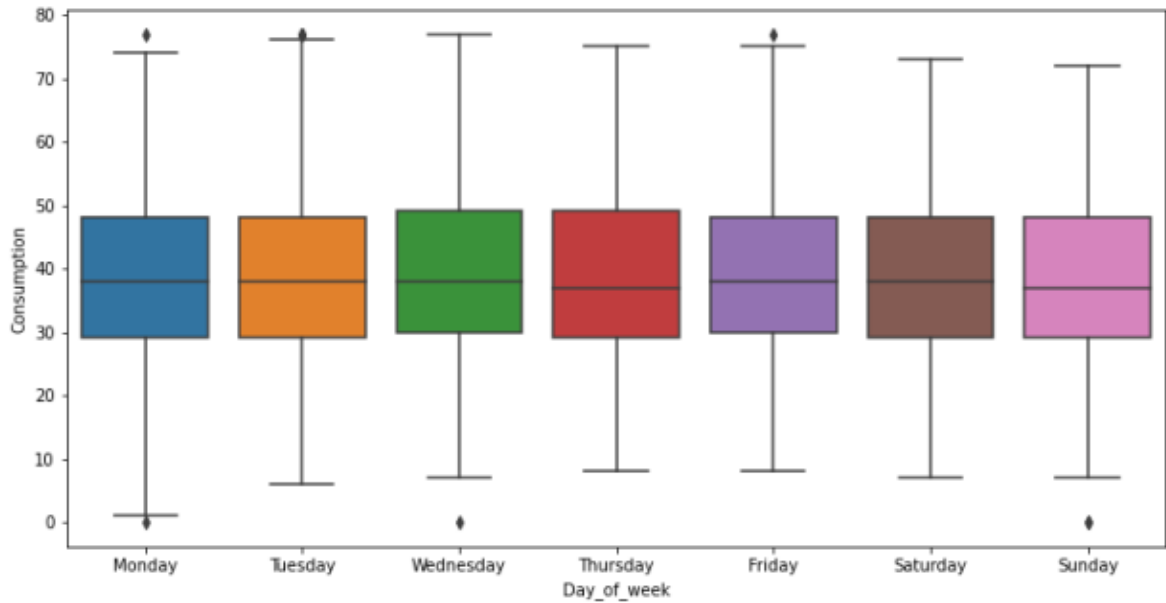


Рисунок 2.12 – Споживання електроенергії заправкою по днях тижня

Побудовано залежність споживання електроенергії від частини доби, стало зрозумілим, споживання електроенергії залежить від частини доби (рис. 2.13).



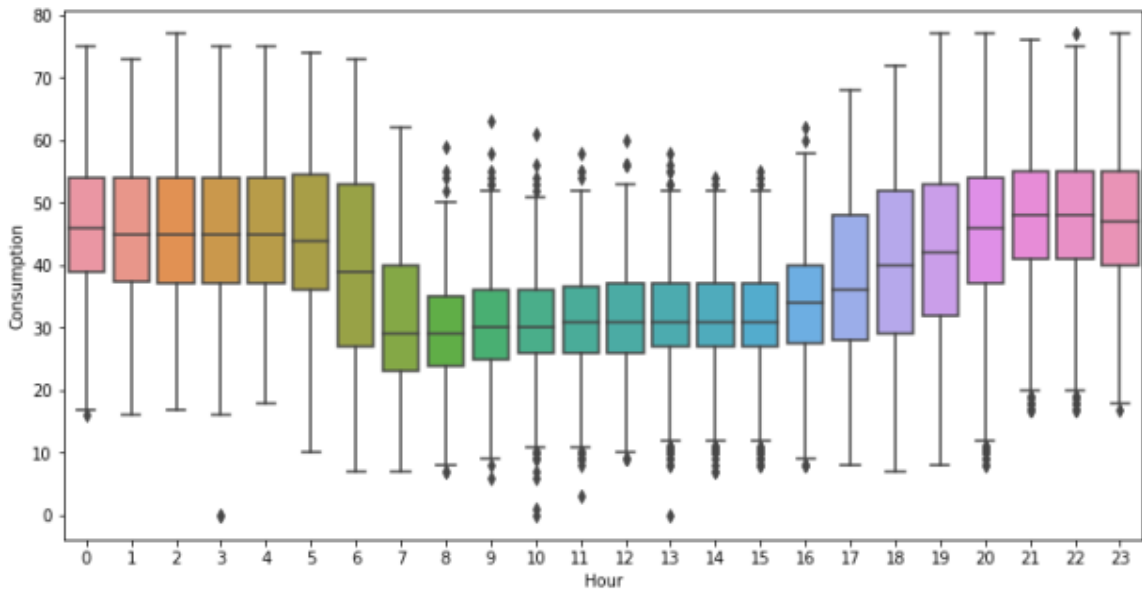


Рисунок 2.13 – Споживання електроенергії заправкою впродовж доби

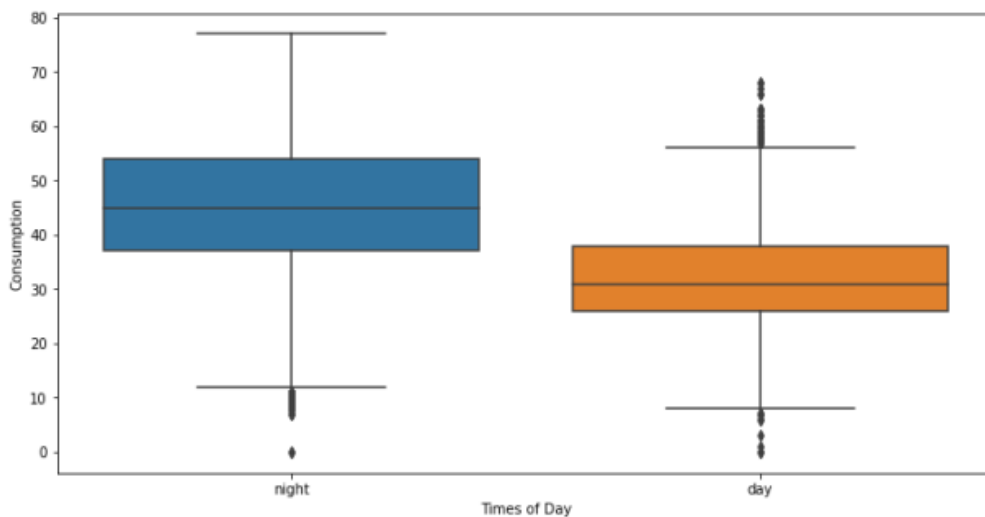


Рисунок 2.14 – Значення споживання електроенергії вдень та вночі

Проведений статистичний аналіз, продемонстрував значне збільшення споживання електроенергії в нічний час доби, та в холодну пору року (рис. 2.15).

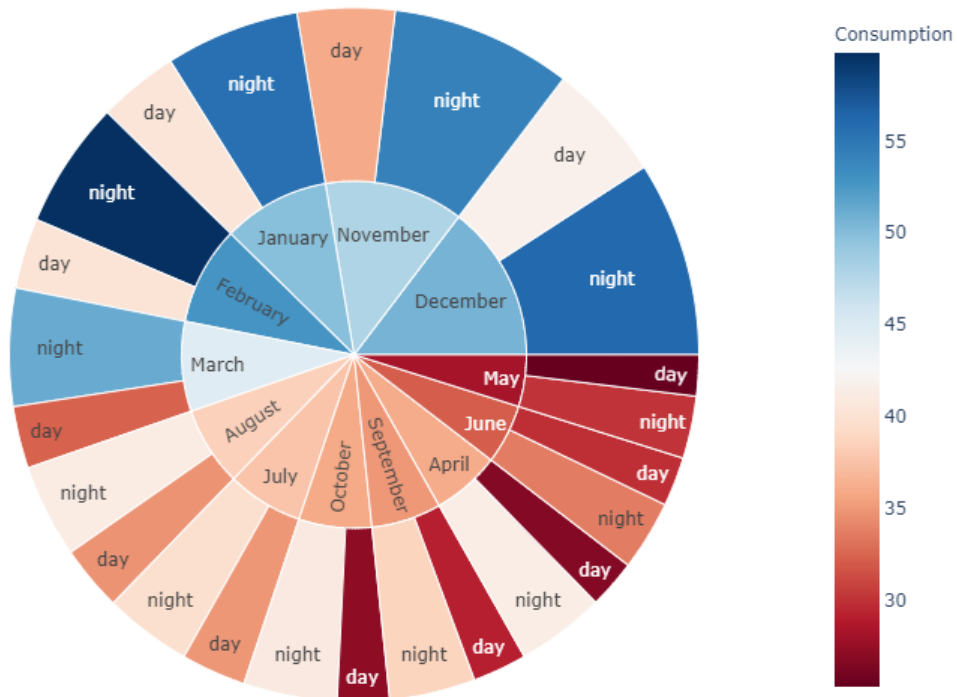


Рисунок 2.15 – Співвідношення електроспоживання протягом року і частини доби

Аналіз часового ряду електроспоживання показав відсутність тренду та наявність сезонної компоненти. Спостерігається збільшення електроспоживання в зимовий період та у нічний час. Прослідковується кореляційна залежність між тривалістю дня та електроспоживанням, а також завантаженістю автозаправної станції. Створений набір даних для прогнозування містить параметри – рік, місяць, день тижня, година доби, кількість спожитої електроенергії за період одна година, тривалість світлового дня, завантаженість автозаправної станції. Прогноз здійснюється на кожну годину протягом семиденного періоду часу.

Як екзогенні змінні (змінні що впливають на споживання електроенергії) було взято тривалість світового дня і час знімання показників лічильника.

Дані буди розділена на тренувальну та тестову вибірки, у співвідношенні 90 % даних в тренувальну вибірку, решта – в тестову.

Для дослідження точності прогнозування авторегресійних моделей було побудовано модель SARIMAX з параметрами  $p = 0$ ,  $d = 1$ ,  $q = 3$ ,  $P = 3$ ,  $D = 1$ ,  $Q$

= 3,  $m = 12$ , з використання екзогенних регресорів: довжина світлового дня, завантаженість автозаправної станції.

Результати для моделі прогнозування показано на рис. 2.16.

<b>Dep. Variable:</b>	Consumption	<b>No. Observations:</b>	17328
<b>Model:</b>	SARIMAX(0, 1, 3)x(3, 1, 3, 12)	<b>Log Likelihood</b>	-43449.972
<b>Date:</b>	Tue, 01 Jun 2021	<b>AIC</b>	86923.944
<b>Time:</b>	19:22:59	<b>BIC</b>	87017.028
<b>Sample:</b>	01-01-2011 - 12-22-2012	<b>HQIC</b>	86954.616

Рисунок 2.16 – Результати прогнозування моделі SARIMAX

Обрано модель за кращим параметром інформаційного критерію Акаїке AIC та Байєсівського інформаційного критерію BIC, які становлять 86949.315 і 87127.726 відповідно.

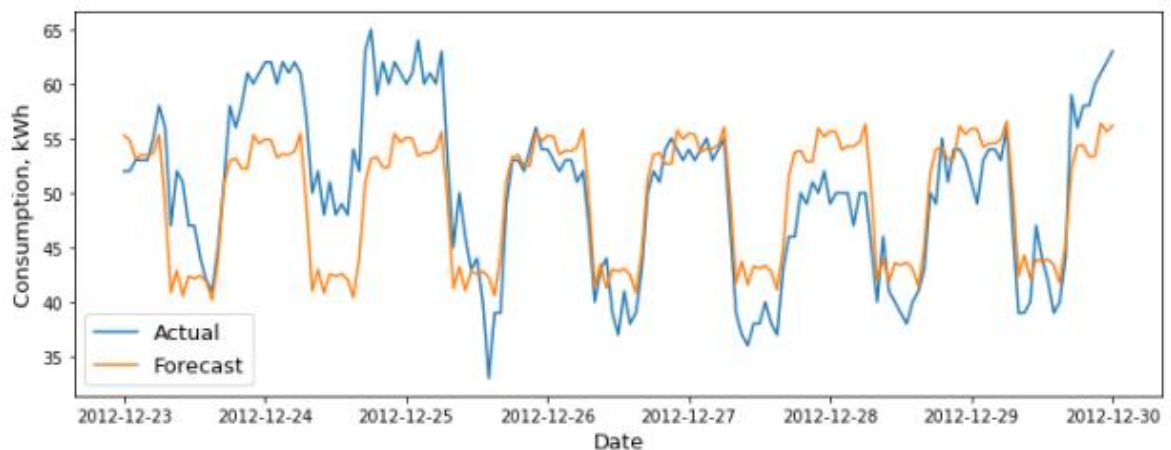


Рисунок 2.17 – Фактичне і прогнозоване значення електроспоживання для моделі SARIMAX

В якості нейронної мережі для прогнозування електроспоживання, обрано рекурентну нейронну мережу з довгою короткостроковою пам'яттю LSTM.

Модель LSTM побудовано з такими параметрами: 100 нейронів в шарі LSTM, щільний шар Dense містить 1 нейрон. У модель включено додатковий шар Dropout = 0.1, який запобігає перенавчанню нейронної мережі. Проведено 20 епох навчання нейронної мережі, параметр batch\_size, що визначає кількість навчальних даних за один прохід моделі, рівний 100.

Layer (type)	Output Shape	Param #
lstm (LSTM)	(None, 100)	52400
dropout (Dropout)	(None, 100)	0
dense (Dense)	(None, 1)	101
Total params: 52,501		
Trainable params: 52,501		
Non-trainable params: 0		

Рисунок 2.18 – Параметри LSTM моделі

Визначено залежність втрат LSTM мережі від кількості епох навчання (рис 2.19).

Адитивну модель експоненційного згладжування для короткострокового прогнозування електроспоживання було побудовано з використанням сезонного періоду 24.

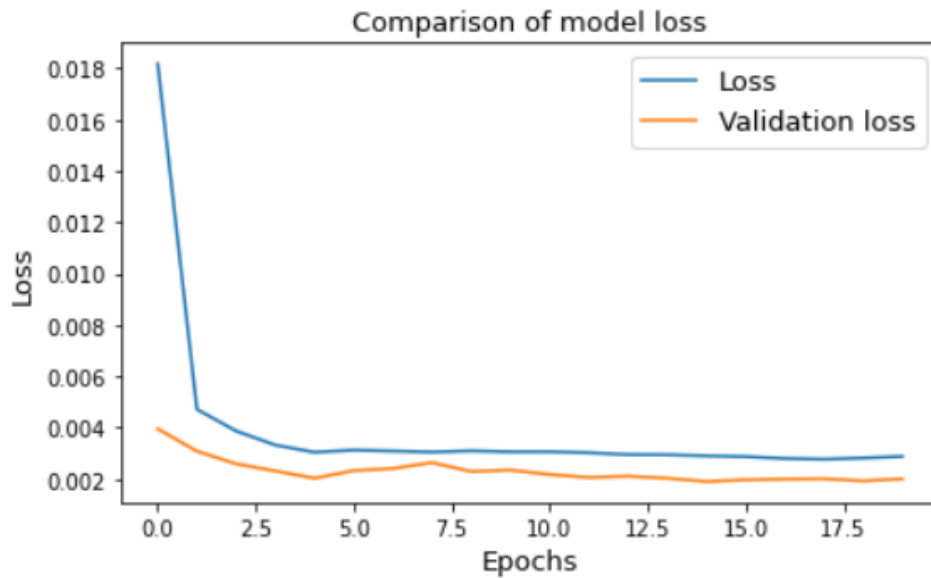


Рисунок 2.19 – Залежність втрат моделі від кількості епох навчання

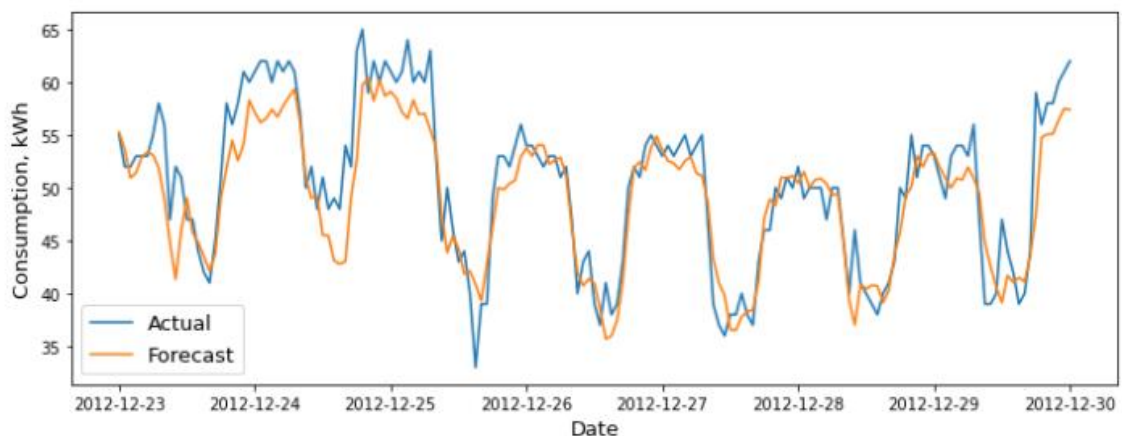


Рисунок 2.20 – Фактичне і прогнозоване значення електроспоживання для моделі LSTM

Модель прогнозування Prophet побудовано з використанням відповідної бібліотеки від компанії Facebook. Розділено дані на навчальні і тестові, використано допоміжні дані такі як: час доби знімання показників, довжина світового дня, поточний місяць. Встановлено періодичність повторювання даних 7 днів.

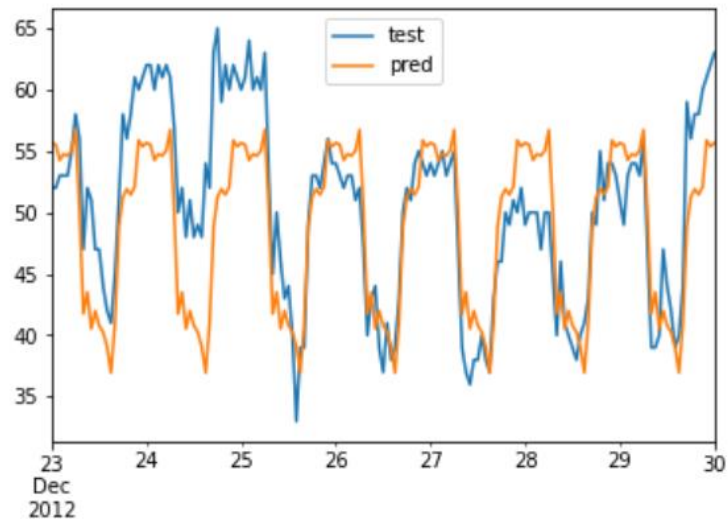


Рисунок 2.21 – Фактичне і прогнозоване значення електроспоживання для моделі експоненційного згладжування

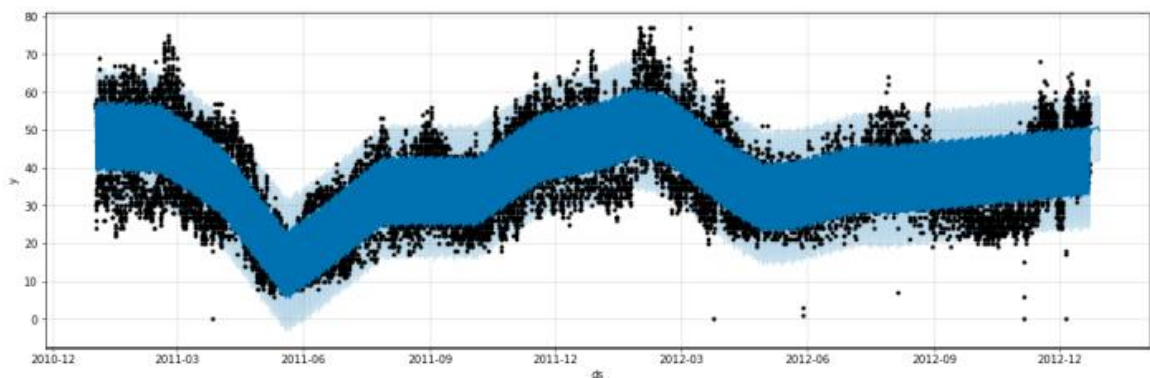


Рисунок 2.22 – порівняння фактичного і прогнозного електроспоживання для моделі Prophet

Усі моделі прогнозування побудовано у середовищі Python з використанням відповідних бібліотек (табл. 2.3).

Проведено порівняння точності розроблених моделей на тестовій вибірці даних за календарний період один тиждень. Результати обчислених помилок прогнозування наведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.3 – Використані бібліотеки

<b>Бібліотека</b>	<b>Призначення</b>
Numpy	Для спрощення математичних розрахунків
Pandas	Для аналізу, маніпулювання даних
Datetime	Для обробки даних, що містять часові характеристики
Suncalc	Для розрахунку географічних показників
Matplotlib	Для побудови графічного матеріалу
Keras	Для моделі LSTM
Pyramid	Для моделі SARIMAX
Fbprophet	Для моделі Prophet
Statsmodels	Для моделі експоненційного згладжування

Таблиця 2.4. Порівняння помилок прогнозування розроблених моделей

<b>Тип моделі</b>	<b>MAE, кВт·год</b>	<b>RMSE, кВт·год</b>	<b>MAPE, %</b>
SARIMAX	4.0	9.9	8.0
Модель експоненційного згладжування	4.0	11.8	7.8
Prophet	4.0	11.8	7.8
LSTM	2.6	3.4	5.1

За результатами аналізу моделей прогнозування можна зазначити, що усі вони мають прийнятну точність прогнозування зі значенням MAPE менше 10%. Найточніший результат серед розроблених моделей прогнозування показала нейромережева модель LSTM, що підтверджує ефективність моделей машинного навчання при короткостроковому прогнозуванні електроспоживання.

Результати короткострокового прогнозування, які визначають обсяг спожитої електроенергії на майбутні періоди часу до семи днів, використовуються при оперативному управлінні режимами роботи MicroGrid та є вхідними даними для системи підтримки прийняття управлінських рішень.

### **3 ФОРМАЛІЗАЦІЯ ЗНАНЬ ТА ПРАВИЛ ПРЕДСТАВЛЕННЯ СЛАБОСТРУКТУРОВАНИХ ПРОЦЕСІВ В ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ**

#### **3.1 Підхід до обробки експертних суджень при побудові бази знань для опису елементів моделі діяльності щодо прийняття рішень при управлінні енергетичною інфраструктурою**

При здійсненні планування енергетичних систем з ВДЕ та управління ними потрібно розв'язати задачу прийняття рішень, яка реалізується як вибір із кількох альтернатив, тобто є задачею багатокритеріального вибору альтернатив в умовах невизначеності. Оцінювання альтернатив відбувається з використанням кількісних та якісних критеріїв, які, як правило, визначають експерти предметної галузі. Залучення експертів є необхідним для визначення якісних критеріїв. У процесі експертного оцінювання спершу необхідно сформувати експертну групу та провести оцінювання альтернатив. Вирішення цієї задачі можна здійснювати із використанням спеціалізованого програмного забезпечення.

Процес експертного оцінювання альтернатив для системи підтримки прийняття рішень щодо управління об'єктами енергетичної інфраструктури представлений в нотації BPMN і зображений на рис. 3.1 [86]. Експертів пропонуємо залучати при оцінюванні альтернатив, що представляють собою різні варіанти енергосистем з відновлюваними джерела енергії. Вцілому оцінювання альтернативних варіантів конфігурацій енергетичних систем виконується за двома типами критеріїв – якісними і кількісними.

Якісними критеріями планування енергетичної системи є шум від вітрогенератора, ціна ремонту обладнання та його обслуговування, характеристики ділянки, на якій встановлена енергетична мікромережа.

Кількісні критерії обчислюють при розрахунках техніко-економічних характеристик енергосистем. Для процесу планування енергетичних мікромереж до кількісних критеріїв відносять надлишкове значення



згенерованої енергії, витрати на будівництво енергетичних систем, ймовірність втрат живлення в мережі.

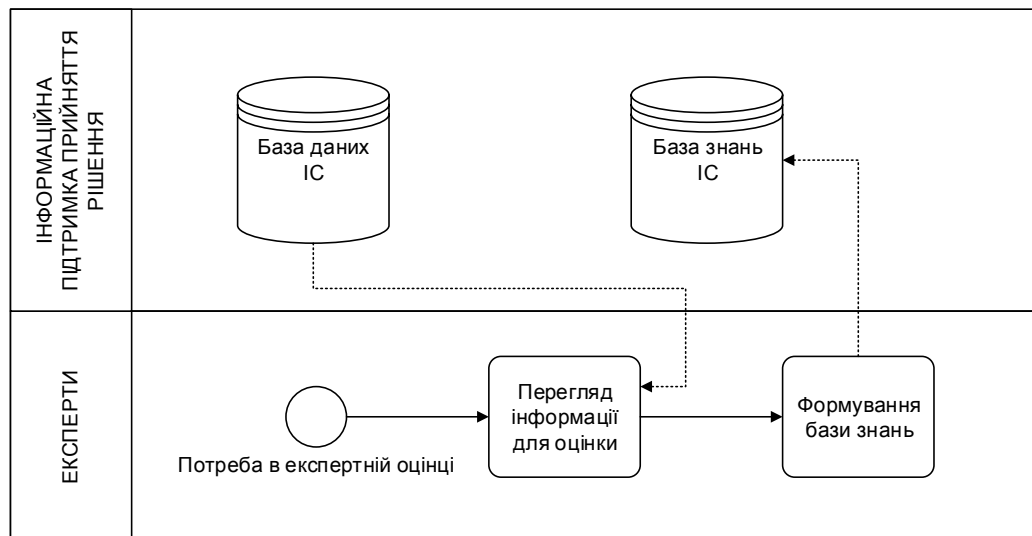


Рисунок 3.1 – Процес експертного оцінювання при побудові системи підтримки прийняття рішень

Розрахунок якісних критеріїв здійснюється із застосуванням теорії нечітких множин та нечіткої логіки. Критерії задаються терм-множинами лінгвістичних змін.

В роботі використано метод оброблення суджень експертів [86, 87]:

$$\mu_{L_n}(u_b) = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K b_{h,b}^k, \quad (3.1)$$

де  $K$  – загальне число експертів;

$b_{h,b}^k$  – думка експерта  $k$  стосовно того, чи має елемент  $u_b$  властивості множини  $\tilde{L}_n$ ,  $b_{h,b}^k \in \{0,1\}$ .

Було проведено аналіз існуючих методів експертного оцінювання та обрано максимально задовольняючий поставленій задачі [87]. Він полягає у

тому, що експерти проводять кількісну оцінку кожної з альтернатив, а потім з урахуванням оцінки кожного експерта визначають загальну оцінку. Наприклад, для критерія «Вплив характеристик ділянки на видобуток електричної енергії» експертами проводиться оцінка за параметрами, які задають рельєф місцевості та затіненість місця розташування енергетичної системи [86, 88].

Алгоритм формування групи експертів для проведення оцінювання якісних характеристик показників, що впливають на прийняття рішень при плануванні та управлінні енергетичними мікромережами, подано на рис.3.2 у вигляді ієрархічної структури (рис. ). Алгоритм складається з наступних етапів [86]:

- етап 1 – проведення відбору фахівців, що можуть проводити оцінювання;
- етап 2 – проведення відбору експертів-кандидатів до робочої групи;
- етап 3 – визначення критеріїв, що впливають на вибір експертів;
- етап 4 – проведення вибору експертів-кандидатів в робочу групу;
- етап 5 – проведення оцінювання за критеріями, які впливають на рейтинг експертів-кандидатів;
- етап 6 – затвердження складу експертної групи.

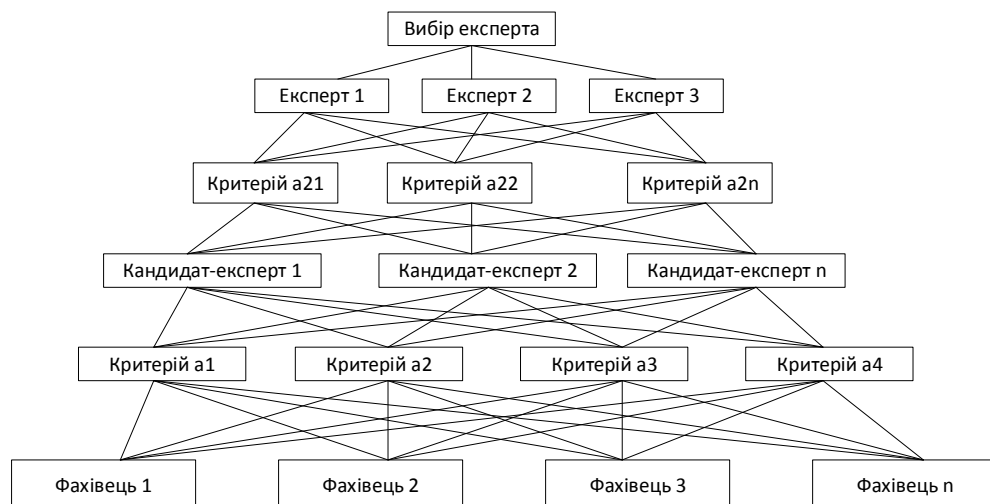


Рисунок 3.2 – Ієрархічна структура формування експертної групи

Критеріями, які впливають на вибір експерта, є освіта, стаж роботи за фахом, сертифікат, підтверджуючий фаховість у відповідній галузі, а також своєчасність прийняття рішення. Оцінювання експертів розпочинається із одержання запиту на погодження залучення кандидата до складу експертної групи. У разі надання згоди на включення у склад експертів-кандидатів фахівець отримує анкету професійних якостей, яку він повинен заповнити. Таким чином після аналізу одержаних анкет обирають десять експертів, що будуть розглядатися як кандидати на включення в експертну групу. Після цього експерти-кандидати отримують лист з підтвердженням того, що вони прийняті до складу експертів, а також даними для входу в систему оцінювання.

Відібраними кандидатами в експерти спершу проводиться оцінка альтернатив за якісними критеріями. Після цього, через визначений інтервал, вони повторно оцінюють ті ж самі альтернативи за такими ж критеріями [86]. Це проводиться для визначення стійкості їх думок.

Показник стійкості експертних суджень визначається шляхом попарного співставлення альтернатив [86, 89]:

$$k_{ui} = \frac{(K_{ij})_H - (K_{ij})_n}{n(m-1) \cdot m}, \quad (3.2)$$

де  $(K_{ij})_H$  – показник кількісного значення переваги  $j$ -го об'єкта за думкою  $i$ -го експерта за результатом первинної експертизи;

$(K_{ij})_n$  – показник кількісного значення переваги  $j$ -го об'єкта за думкою  $i$ -го експерта за результатом повторної експертизи;

$n$  – показник кількісного значення кандидатів в експерти;

$m$  – показник кількісного значення об'єктів експертизи.

Склад експертної групи з відібраних кандидатів формується за результатами ранжування кандидатів в експерти за значенням показника  $k_u$  –

комплексної оцінки значущості думки  $j$ -го експерта. У результаті застосування вищеописаного методу формується експертна група у складі трьох осіб.

### 3.2 Модель подання знань та формування нечітких правил для планування структури гібридної енергетичної мережі

Знаходження оптимального рішення серед альтернатив проводиться за декількома чинниками. Тобто формується множина оціночних критеріїв.

Під критерієм розуміється спосіб подання відмінностей між альтернативами з точки зору особи, що приймає рішення.

Множина задач визначення оціночних критеріїв оцінки розподіляється на задачі формування множин як кількісних, так і якісних критеріїв  $K = \{j_m\}$ ,  $m = \overline{1, m}$ , визначення функції приналежностей якісних критеріїв, як нечітких змінних, проведення процедури нормалізації.

До кількісних критеріїв відносимо техніко-економічні показники: капітальні витрати, ймовірна втрата живлення, значення надлишків згенерованої електроенергії. До якісних відносять: величина шуму, естетична складова, витрати на ремонтні роботи, витрати на обслуговування, вплив ділянки зведення на виробництво енергії. Кількість критеріїв може бути змінена.

Якісні критерії задаються лінгвістичними змінними. Задача побудови їх функції приналежності полягає у наступному: існує множина термів і універсальна множина  $U = \{u_1, u_2, \dots, u_n\}$ . Оцінку  $\tilde{L}_h$  можна подати у вигляді [90]:

$$\tilde{L}_h = \left( \frac{\mu_{L_h}(u_1)}{u_1}, \frac{\mu_{L_h}(u_2)}{u_2}, \dots, \frac{\mu_{L_h}(u_n)}{u_n} \right) \quad (3.3)$$

Необхідно визначити ступінь приналежності елементу множини  $U$  до елементу множини  $L$ , таким чином потрібно знайти значення  $\mu_{u_h}(u_b)$  для  $h = \overline{1, m}$ ,  $b = \overline{1, n}$ .

Знаходження значень функцій приналежності відбувається за моделлю 3.1. Шістьом групам критеріїв були призначені значення лінгвістичних змінних. У табл. 3.1-3.3 показано розподіл ваги в залежності від сценарію [91].

Таблиця 3.1 – Розподіл ваги критеріїв за соціально-економічним сценарієм

Соціально-економічний сценарій						
Критерій	Пріоритет					
	Високий (HP)		Середній (MP)		Низький (LP)	
	Менш важливий (LI)	Більш важливий (MI)	Менш важливий (LI)	Більш важливий (MI)	Менш важливий (LI)	Більш важливий (MI)
Шум (N)					✓	
Естетична цілісність (SA)						✓
Витрати на ремонт (RC)	✓					
Витрати на обслуговування (SC)	✓					
Вплив особливостей ділянки на виробництво електроенергії (EV)			✓			
COST		✓				
REG					✓	
DPSP				✓		

Таблиця 3.2 – Розподіл ваги критеріїв за енерго-ефективним сценарієм першого рівня

Енерго-ефективний 1 рівня						
Критерій	Пріоритет					
	Високий (HP)		Середній (MP)		Низький (LP)	
	Менш важливий (LI)	Більш важливий (MI)	Менш важливий (LI)	Більш важливий (MI)	Менш важливий (LI)	Більш важливий (MI)
Шум (N)			✓			
Естетична цілісність (EV)				✓		
Витрати на ремонт (RC)						✓
Витрати на обслуговування (SC)					✓	
Вплив особливостей ділянки на виробництво електроенергії (SA)	✓					
COST					✓	
REG		✓				
DPSP				✓		

Таблиця 3.3– Розподіл ваги критеріїв за енерго-ефективним сценарієм другого рівня

Енерго-ефективний сценарій 2 рівня						
Критерій	Пріоритет					
	Високий (HP)		Середній (MP)		Низький (LP)	
	Менш важливий (LI)	Більш важливий (MI)	Менш важливий (LI)	Більш важливий (MI)	Менш важливий (LI)	Більш важливий (MI)
Шум (N)					✓	
Естетична цілісність (EV)					✓	
Витрати на ремонт (RC)				✓		
Витрати на обслуговування (SC)			✓			
Вплив особливостей ділянки на виробництво електроенергії (SA)			✓			
COST						✓
REG	✓					
DPSP		✓				

Нечітка модель логічного виведення рішення для якісних критеріїв задається подається у вигляді:

$$Z = F(Z1, Z2, \dots, ZN) \quad (3.4)$$

де  $Z1, Z2, \dots, ZN$  – характеристика критерію у вигляді лінгвістичних змінних.

У табл. 3.4 показані вхідні лінгвістичні змінні для якісних критеріїв.

Таблиця 3.4 – Вхідні лінгвістичні змінні

Критерій	Назва лінгвістичної змінної	Діапазони зміни	Лінгвістичні терми
Шум	Відстань Від Дому, ZY	0-50 (м)	Невелика (ZY1) Середня (ZY2) Велика (ZY3)
	Потужність ВЕУ, BY	0-10 (кВт)	Невелика (BY1) Середня (BY2) Велика (BY3)
	Шум, Z	0-10	Тихо (Z1) Помірно (Z2) Гучно (Z3)
Витрати на ремонт	Якість компонентів, ZY	0-10	Невелика (ZY1) Середня (ZY2) Велика (ZY3)
	ціна системи, BY	0-мах	Невелика (BY1) Середня (BY2) Велика (BY3)
	Витрати на ремонт, Z	0-10	Невелика (Z1) Середня (Z2) Велика (Z3)
Витрати на обслуговування	Якість компонентів, ZY	0-10	Невелика (ZY1) Середня (ZY2) Велика (ZY3)
	ціна системи, BY	0-мах	Невелика (BY1) Середня (BY2) Велика (BY3)
	Витрати на обслуговування, Z	0-10	Невелика (Z1) Середня (Z2) Велика (Z3)
Вплив особливостей ділянки	Затіненість, ZY	0-100	Невелика (ZY1) Середня (ZY2) Велика (ZY3)
	Форма Рельєфу, BY	0-100	Невелика (BY1) Середня (BY2) Велика (BY3)
	Вплив Ділянки, Z	1-10	Невелика (Z1) Середня (Z2) Велика (Z3)



Продовження табл. 3.4.

Критерій	Назва лінгвістичної змінної	Діапазони зміни	Лінгвістичні терми
Естетична цілісність	ПлощаДілянки, ZY	min-max	Невелика (ZY1) Середня (ZY2) Велика (ZY3)
	ПлощаДаху, BY	min-max	Невелика (BY1) Середня (BY2) Велика (BY3)
	ПлощаВітряка, CY	min-max	Невелика (CY1) Середня (CY2) Велика (CY3)
	ЕстетичнаЦілісність, Z	0-10	Невелика (Z1) Середня (Z2) Велика (Z3)

Розглянемо приклад розрахунку функції приналежності на прикладі критерію «Естетична цілісність».

Числові значення змінних «ПлощаДілянки» (ZY), «ПлощаДаху» (BY) та «ПлощаВітряка» (CY) є передумовами правил у вигляді предикатів.

$$Z = \{Z1, Z2, \dots, Z9\} \quad (3.5)$$

$$Z = F(ZY, BY, CY) \quad (3.6)$$

$$ZY = ZY1, ZY2, ZY3 \quad (3.7)$$

$$BY = BY1, BY2, BY3 \quad (3.8)$$

$$CY = CY1, CY2, CY3 \quad (3.9)$$

Приклад правила має вигляд:

$$\text{If } ZY \text{ is } ZY1 \text{ and } BY \text{ is } BY2 \text{ and } ??Y \text{ is } ??Y2 \text{ then } Z = Z2. \quad (3.10)$$

Лінгвістичні змінні «Площа ділянки», «Площа даху» та «Площа вітряка» розраховуються згідно оцінки експертів. Діапазони зміни подані у табл. 3.5 та

3.6 [91], sm означає мале значення лінгвістичної змінної, md – середнє, bg – велике.

Таблиця 3.5 – Оцінка лінгвістичних змінних «Площа ділянки» та «Площа даху» для критерію «Естетична цілісність»

1-26 КВ. М	27-56 КВ. М	57-71 КВ. М	72-91 КВ. М	92-111 КВ. М	112- 136 КВ. М	137- 161 КВ.М	162- 186 КВ.М	187- 211 КВ. М	212-... КВ.М
sm	sm	sm	sm	sm	sm	sm	sm	sm	sm
md	md	md	md	md	md	md	md	md	md
bg	bg	bg	bg	bg	bg	bg	bg	bg	bg

Таблиця 3.6 – Оцінка лінгвістичних змінних «Площа вітряка»

1.0-3.0 м	4.0-6.0 м	7.0-9.0 м	10.0-12.0 м	13.0-15.0 м	16.0 м і >
sm	sm	sm	sm	sm	sm
md	md	md	md	md	md
bg	bg	bg	bg	bg	bg

Функції приналежності термів лінгвістичних змінних «Площа ділянки», «Площа даху» та «Площа вітряку» зображено на рис. 3.3, 3.4.

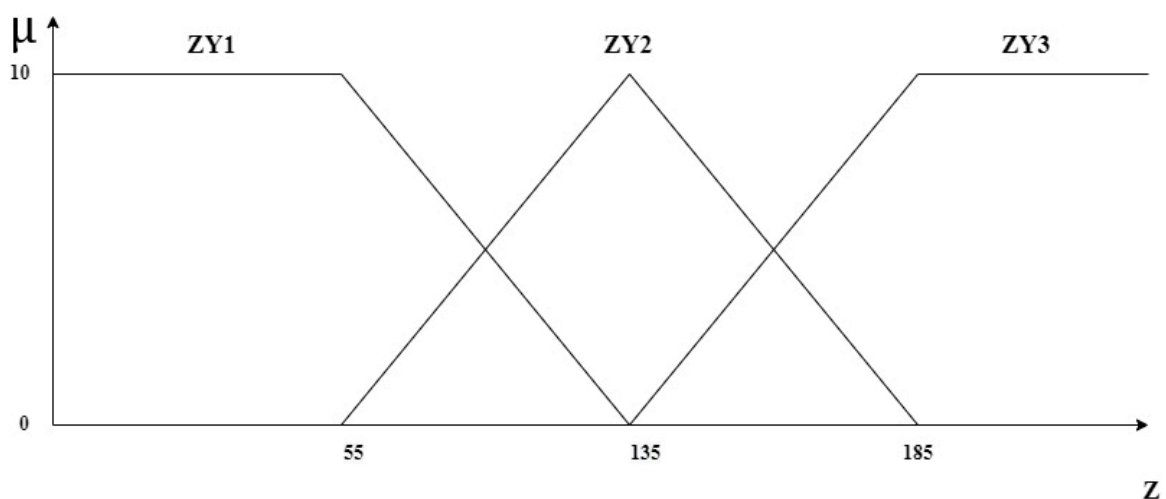


Рисунок 3.3 – Функції приналежності термів лінгвістичних змінних «Площа ділянки» та «Площа даху»

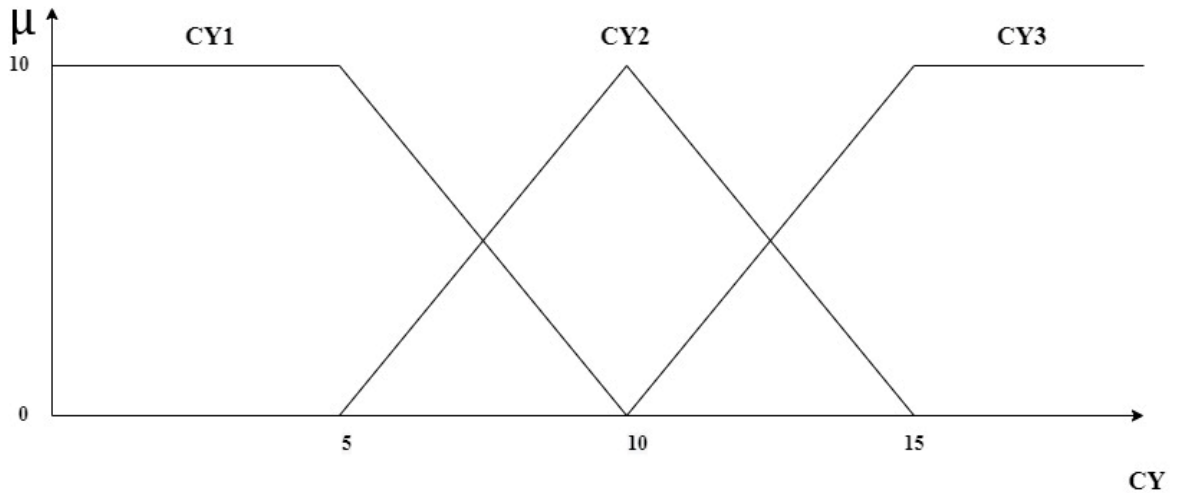


Рисунок 3.4 – Функції приналежності термів лінгвістичних змінних «Площа вітряку»

На рис. 3.5 зображені згідно моделі (3.10) правила для формування значення критерію «Естетична цілісність».

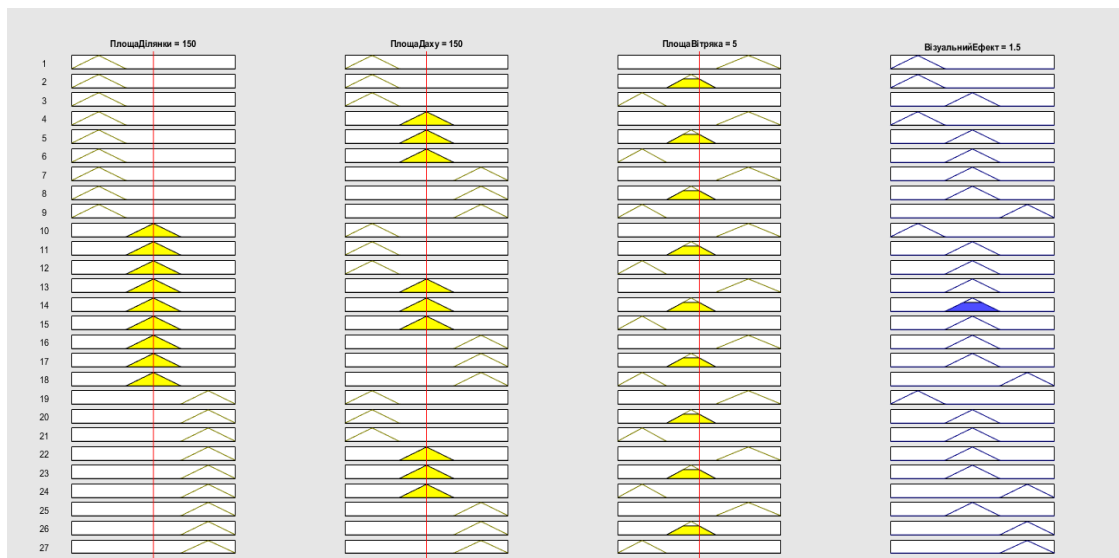


Рисунок 3.5 – Графічний опис правил

Після розрахунку функції приналежностей критеріїв за моделлю (3.1), проводиться процедура нормалізації: значення якісних та кількісних критеріїв

зводиться до простору  $[0,1]$ . Цей процес відбувається згідно формули (3.11), де  $s_{ij}$  – оцінка критерію.

$$s_{ij} = \left( \frac{v_i(s) - v_i^-}{v_i^+ - v_i^-} \right)^{\mathcal{G}_i} \quad (3.11)$$

де  $v_i(s)$  – значення критерію для альтернативи;

$v_i^+, v_i^-$  відповідно максимальне і мінімальне значення;

$\mathcal{G}_i$  – характеристика виду залежності. Якщо  $\mathcal{G}_i = 1$  отримуємо лінійну залежність,  $0 < \mathcal{G}_i < 1$  – випуклу,  $\mathcal{G}_i > 1$  – увігнуту.

Таким чином критерії, що знаходяться в одному просторі можна використати при багатокритеріальній оцінці альтернативних варіантів.

### **3.2 Модель подання знань та формування нечітких правил для управління гібридною енергетичною мережею**

Діяльність щодо прийняття рішення з управління енергетичною системою є багатокритеріальною задачею оцінки альтернатив, що представляють собою режими роботи мережі. Вибір режимів функціонування гібридної енергетичної системи здійснюється у відповідності з операційною логікою її роботи задля забезпечення балансу між генерацією та споживання електричної енергії. У даному дослідженні для підтримки прийняття рішень щодо управління гібридною енергетичною мережею використовується метод експертного оцінювання альтернатив. Прийняття рішень здійснюється з використанням нечітких продукційних правил. Нечітке логічне виведення здійснюється за правилами, складеними експертами, та представляє собою рішення, подане у формі нечіткого логічного висновку як результат апроксимації залежності між вхідними та вихідними змінними за допомогою

операцій над нечіткими множинами. Експертне опитування проводилося непрямыми методами, що дозволяє уникнути суб'єктивних оцінок експертів.

Використовуючи дані експертного опитування було визначено вхідні лінгвістичні змінні нечіткої моделі подання знань для управління гібридною енергетичною мережею [92]:

- показник відхилення напруги  $\delta U_y$ , для фазифікації показника використано дані з датчиків напруги з урахуванням що відхилення напруги для приладів споживачів електричної енергії рівне  $\pm 5\%$  (нормальне значення) та  $\pm 10\%$  (максимальне значення);

- показники значень фазної напруги  $U_A, U_B, U_C$ , для фазифікації показника використано дані з датчиків напруги;

- показники значень фазної напруги  $U_{AB}, U_{BC}, U_{AC}$ , для фазифікації показника використано дані з датчиків напруги;

- коефіцієнти несиметрії напруг за зворотною послідовністю  $K_{2U}$  та коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю  $K_{0U}$ , що визначаються за ГОСТ 13109-97, при розрахунках використано номінальне значення міжфазної напруги 380 В та фазної напруги 220 В в Україні для чотирьохпровідної лінії електропередач;

- показник поточної потужності сонячної батареї  $P_{cSB}$ , який визначається з її експлуатаційних характеристик, для фазифікації приймається показник  $P_{cSB} = P_{SB} / P_{SBmod}$ , номінальна потужність  $P_{SBmod}$  задається експлуатаційними характеристиками;

- показник поточної потужності вітроустановки  $P_{cW}$ , для фазифікації приймається показник  $P_{cW} = P_W / P_{Wmod}$ , номінальна потужність  $P_{Wmod}$  задається експлуатаційними характеристиками;

- показник ємності акумуляторної батареї  $P_B$ , максимальна ємність  $P_{Bmax}$  зазначається в технічному паспорті;

- показник поточної потужності електроспоживання  $W_c$ , для фазифікації приймається показник  $W = W_c / W_{nom}$ , де  $W_{nom}$  – номінальна потужність.;

– показник прогнозованої потужності сонячної батареї  $PSB$ , який обчислюють кожні три години, враховуючи зміну параметрів навколишнього середовища згідно прогнозу погоди, для фазифікації приймається показник  $PnSB=PSB/PSB_{mod}$ , номінальна потужність  $PSB_{mod}$  задається експлуатаційними характеристиками;

– показник прогнозованої потужності вітроустановки  $PW$ , який обчислюють кожні три години, враховуючи зміну параметрів навколишнього середовища згідно прогнозу погоди, для фазифікації приймається показник  $PnW=PW/PW_{mod}$ , номінальна потужність  $PW_{mod}$  задається експлуатаційними характеристиками;

– показник прогнозованої потужності електроспоживання  $Wp$ , який обчислюють кожні три години за моделлю короткострокового прогнозу на термін, для фазифікації приймається показник  $Wn=Wp/Wn_{nom}$ , де  $Wn_{nom}$  – номінальна потужність.

Таблиця 3.7 – Вхідні лінгвістичні змінні

Назва лінгвістичної змінної	Діапазони зміни	Лінгвістичні терми
Відхилення напруги $\delta U_y$ , %	0...0,95 $U_n$ 0,9 $U_n$ ...1,1 $U_n$ 1,05 $U_n$ і більше	Низьке $\delta U_{yl}$ Нормальне $\delta U_{yn}$ Високе $\delta U_{yh}$
Фазна напруга $U_A, U_B, U_C$	0...210 210...240  230 і більше	Низька $U_{AL}, U_{BL}, U_{CL}$ Нормальна $U_{AN}, U_{BN}, U_{CN}$ Висока $U_{AH}, U_{BH}, U_{CH}$
Міжфазна напруга $U_{AB}, U_{BC}, U_{AC}$	0...360 340...420  400 і більше	Низька $U_{ABL}, U_{BCL}, U_{ACL}$ Нормальна $U_{ABN}, U_{BCN}, U_{ACN}$ Висока $U_{ABH}, U_{BCH}, U_{ACH}$
Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю $K2U$	1...5 2 ...5 і більше	Нормальний $K2U_n$ Високий $K2U_h$

Продовження таблиці 3.7

Назва лінгвістичної змінної	Діапазони зміни	Лінгвістичні терми
-----------------------------	-----------------	--------------------

Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю $K0U$	1...5 2 ...5 і більше	Нормальний $K0Un$ Високий $K0Uh$
Ємність акумуляторної батареї $PB$	0...0,75 0,25...1	Низька $PBL$ Висока $PBH$
Поточна потужність сонячної батареї $PcSB$	0...1 0,5...1,5 1...2 і більше	Низька $PcSBL$ Нормальна $PcSBN$ Висока $PcSBH$
Потужність вітроустановки $PnW$	0...1 0,5...1,5 1...2 і більше	Низька $PnWL$ Нормальна $PnWN$ Висока $PnWH$
Потужність електроспоживання $Wn$	0...1 0,5...1,5 1...2 і більше	Низька $WnL$ Нормальна $WnN$ Висока $WnH$
Поточна потужність вітроустановки $PcW$	0...1 0,5...1,5 1...2 і більше	Низька $PWL$ Нормальна $PWN$ Висока $PWH$
Поточна потужність електроспоживання $W$	0...1 0,5...1,5 1...2 і більше	Низька $WL$ Нормальна $WN$ Висока $WH$
Потужність сонячної батареї $PnSB$	0...1 0,5...1,5 1...2 і більше	Низька $PnSBL$ Нормальна $PnSBN$ Висока $PnSBH$

Функції приналежності термів лінгвістичної змінної відхилення напруги  $\delta U_y$  зображено на рис. 3.6.

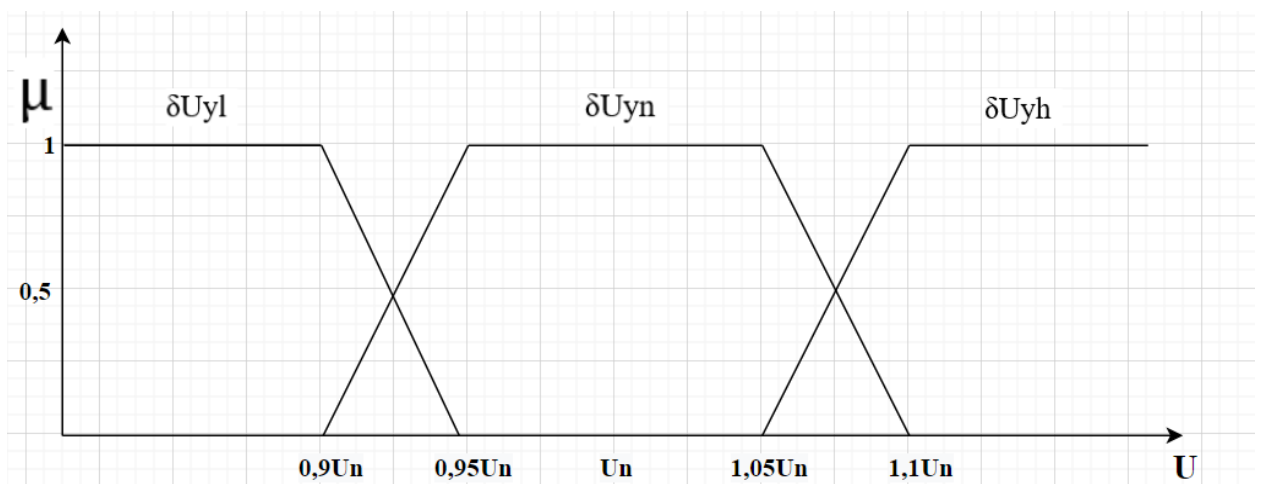


Рисунок 3.6 – Функції приналежності термів лінгвістичної змінної відхилення напруги  $\delta U_y$

Функції приналежності термів лінгвістичної змінної фазної напруги  $U_A$  показано на рис. 3.7, для фазних напруг  $U_B$ ,  $U_C$  функції приналежності визначені аналогічно.

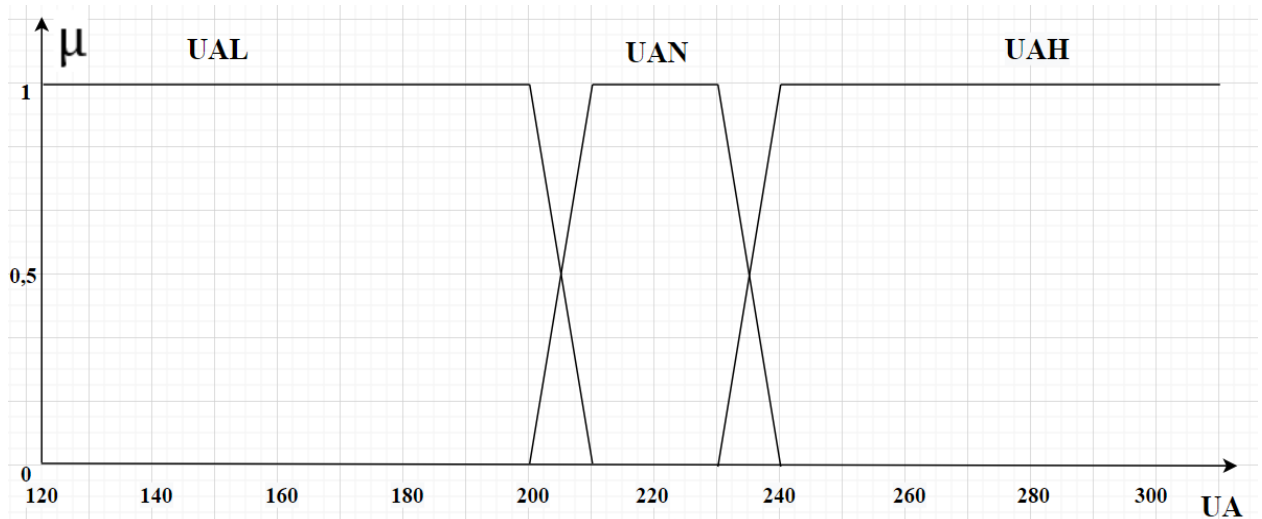


Рисунок 3.7 – Функції приналежності термів лінгвістичної змінної фазної напруги  $U_A$

Функції приналежності термів лінгвістичної змінної міжфазної напруги  $U_{AB}$  показано на рис. 3.8, для міжфазних напруг  $U_{BC}$ ,  $U_{AC}$  функції приналежності визначені аналогічно.

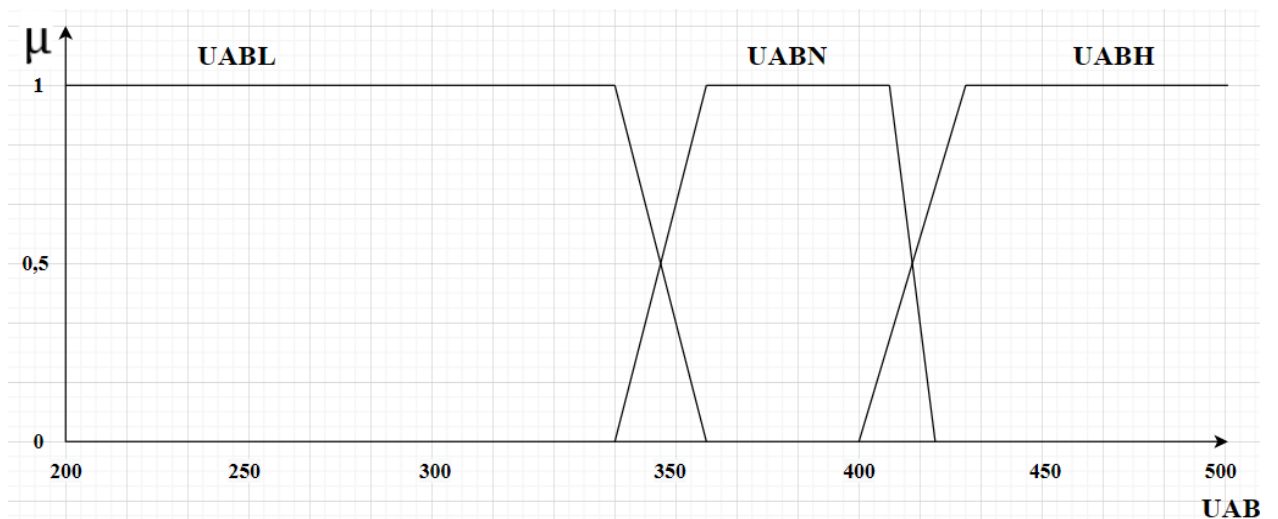


Рисунок 3.8 – Функції приналежності термів лінгвістичної змінної міжфазної напруги  $U_{AB}$



На рис. 3.9 показано функції приналежності термів лінгвістичної змінної коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю K2U, для лінгвістичної змінної коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю K0U функції приналежності термів задаються аналогічно.

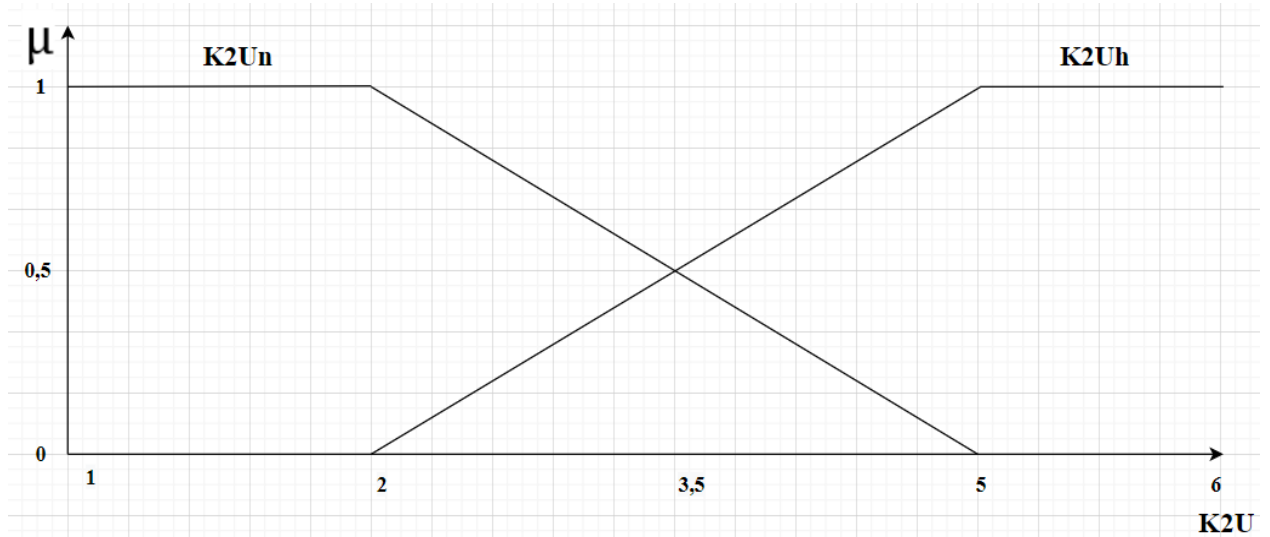


Рисунок 3.9 – Функції приналежності термів лінгвістичної змінної коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю K2U

Функції приналежності термів лінгвістичної змінної ємності акумуляторної батареї РВ зображено на рис. 3.10.

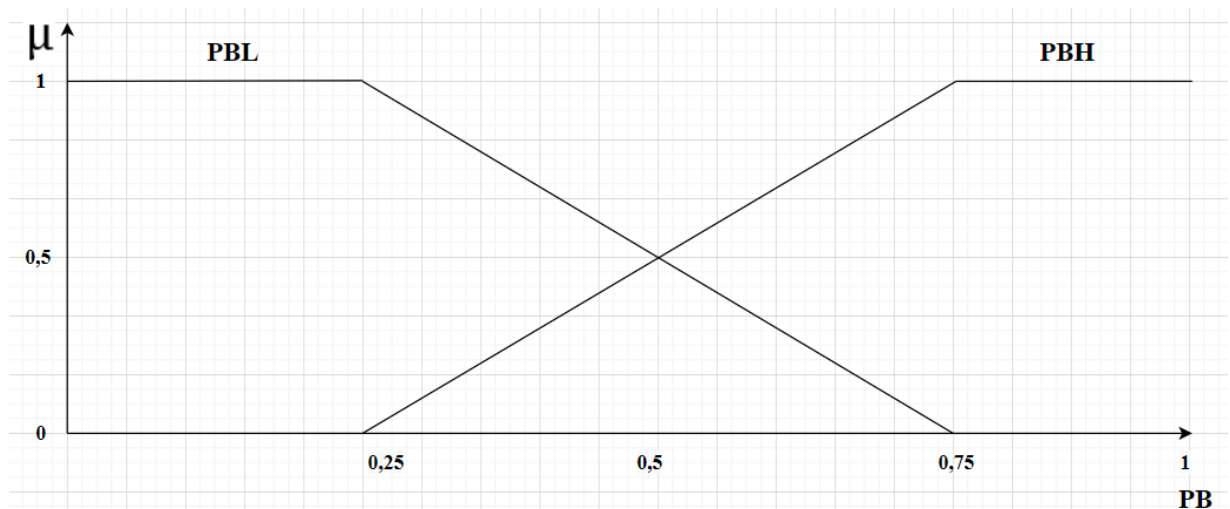


Рисунок 3.10 – Функції приналежності термів лінгвістичної змінної ємності акумуляторної батареї РВ

На рис. 3.11 показано функції приналежності термів лінгвістичної змінної поточної потужності електроспоживання  $W$ , для лінгвістичних змінних поточна потужність сонячної батареї  $P_{cSB}$ , поточна потужність вітроустановки  $P_{cW}$ , потужність сонячної батареї  $P_{nSB}$ , потужність вітроустановки  $P_{nW}$ , потужність електроспоживання  $W_n$  функції приналежності термів задаються аналогічно.

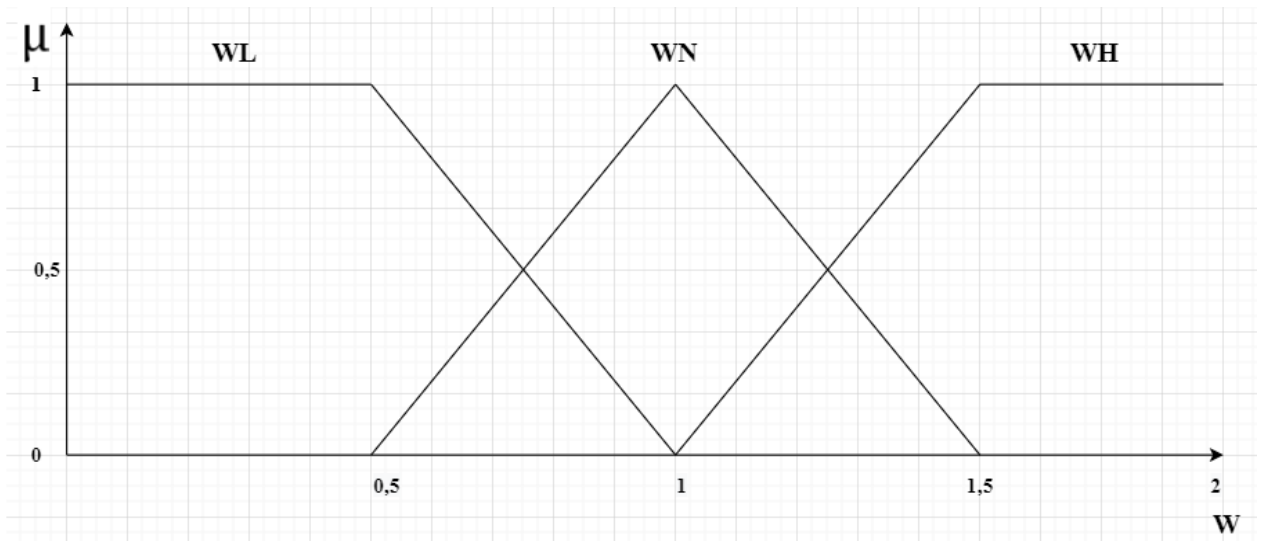


Рисунок 3.11 – Функції приналежності термів лінгвістичної змінної поточної потужності електроспоживання  $W$

Вихідна лінгвістична змінна  $V1$ , яка задає стан вимикача  $V1$ , що визначає режим роботи мікромережі – автономний/від зовнішньої мережі в чіткому вигляді може приймати значення – 0, 1, у нечіткому вигляді вона задається оцінкою ступеня виконання управляючого сигналу на ввімкнення чи вимкнення вимикача в інтервалі 0-1. Функції приналежності термів вихідної змінної  $V1$  показано на рис. 3.12.

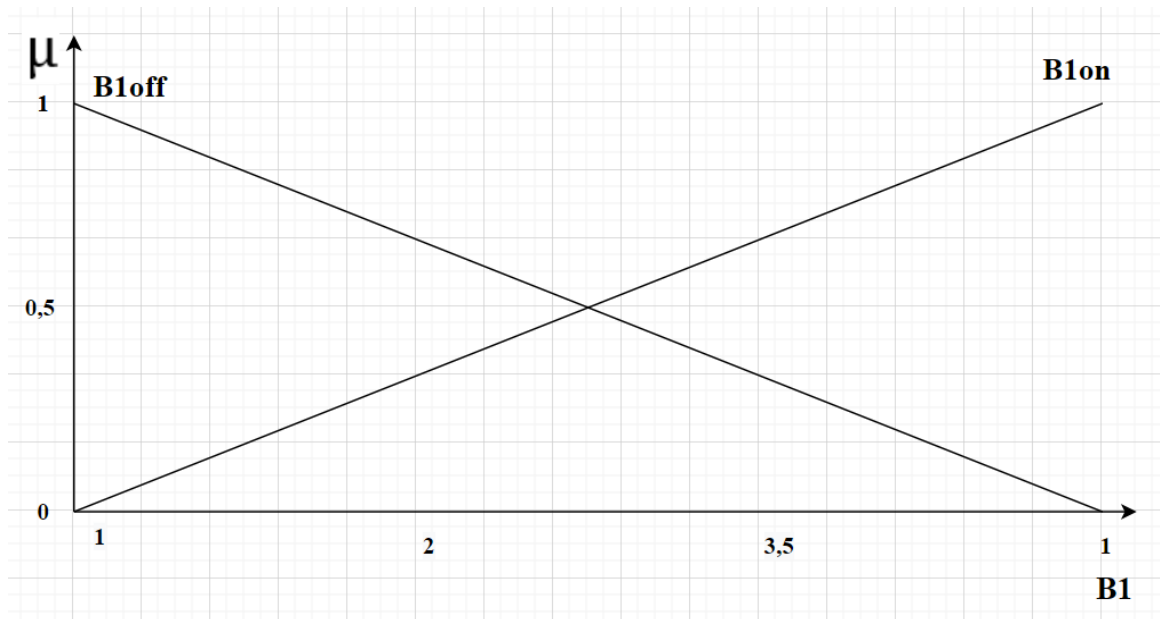


Рисунок 3.12 – Функції приналежності термів B1

Використовуючи вищеописані лінгвістичні змінні, розроблені правила нечіткого логічного виведення рішення щодо управління режимом роботи мікромережі шляхом зміни режиму роботи мікромережі [92, 93]:

1) *If*(( $(U_{AL} \text{ and } U_{BL} \text{ and } U_{CL}) \text{ or } (U_{ABL} \text{ and } U_{ACL} \text{ and } U_{BCL}) \text{ or } (K_{2U_h} \text{ and } K_{0U_h}) \text{ and } P_{CBL} \text{ and } P_{WL} \text{ and } P_{BL} \text{ and } P_{n_{CBL}} \text{ and } P_{n_{WL}} \text{ and not } W_{n_L}) \text{ or } ((U_{Ah} \text{ and } U_{Bh} \text{ and } U_{Ch}) \text{ or } (U_{ABh} \text{ and } U_{ACh} \text{ and } U_{BCh})) \text{ and } P_{cSBh} \text{ and } P_{cWh} \text{ and } P_{cBh} \text{ and } P_{nSBh} \text{ and } P_{nWh} \text{ and not } W_{nh})$ ) then *B1on*

2) *If*(( $(U_{AN} \text{ or } U_{AH} \text{ and } U_{BN} \text{ or } U_{BH} \text{ and } U_{CN} \text{ or } U_{CH}) \text{ or } (U_{ABN} \text{ or } U_{ABH} \text{ and } U_{ACN} \text{ or } U_{ACH} \text{ and } U_{BCN} \text{ or } U_{BCH})) \text{ and } (P_{cSBN} \text{ or } P_{cSBH} \text{ and } P_{cWN} \text{ or } P_{cWH})$ ) then *B1off*

Для лінгвістичної змінної B1 обрано метод дефазифікації за максимальною силою спрацювання:

якщо  $\mu_{B1off} > \mu_{B1on}$  – вимкнути вимикач B1,

якщо  $\mu_{B1off} < \mu_{B1on}$  – увімкнути вимикач B1.

Правила 1,2 встановлюють, чи потрібно мікромережі бути підключеній до зовнішньої електромережі, чи вона може працювати в автономному режимі.

Визначені лінгвістичні терми вхідних та вихідних змінних, а також їх функції належності, розроблені правила нечіткого логічного виведення рішення щодо зміни режиму роботи мікромережі, є елементами бази знань та правил системи управління гібридною енергетичною мережею.

Розроблені нечіткі продукційні правила використовуються для нечіткого логічного висновку, що дозволяє в процесі функціонування енергетичної мікромережі змінювати режим її функціонування з метою забезпечення балансу в енергетичній мікромережі та ощадливого споживання електричної енергії із зовнішньої мережі. Це дозволяє підвищити ефективність використання альтернативних джерел електричної енергії та зменшити навантаження на зовнішню енергетичну мережу.

## ВИСНОВКИ

Проведено аналітичний огляд сучасного стану використання інформаційних технологій, що використовуються при управлінні енергетичною інфраструктурою на прикладі систем централізованого теплозабезпечення та енергетичних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Встановлено взаємозв'язки між елементами життєвого циклу енергії та життєвого циклу інформації щодо управління об'єктами енергетичної інфраструктури. Проаналізовано та узагальнено інформацію, що використовується в системах підтримки прийняття рішень при управлінні енергетичними системами, критерії та можливі ризики прийняття рішень.

Побудовано моделі, що є складовими елементами інформаційно-аналітичної системи управління енергетичною інфраструктурою. Інформаційна модель збору та попередньої обробки інформації представлена з використанням теорії множин. Розроблено модель визначення техніко-економічних показників енергетичної системи та модель вибору структури енергетичної системи, що були апробовані при плануванні структури гібридної енергетичної мікромережі. Проведено порівняльний аналіз методів прогнозування споживання електричної енергії та встановлено, що найбільшу точність при короткостроковому прогнозуванні на період до одного тижня мають нейромережеві методи прогнозування. Побудовано модель короткострокового прогнозування електроспоживання з використанням нейронної мережі LSTM. Виконано формалізацію експертних знань предметних областей планування та управління об'єктами енергетичної інфраструктури, виділено лінгвістичні змінні та їх терм-множини, представлено зразки правил нечіткого логічного виведення рішень щодо планування структури гібридної енергетичної мережі та управління її роботою.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Infor EAM Energy Performance Management. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.infor.com/product-summary/eam/energy-performance-management/>.
2. From Industry 4.0 to Energy 4.0: Future Business Models and Legal Relations. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.germanenergyblog.de/wp-content/uploads/2016/04/160317\\_Lang\\_IBE\\_Bochum\\_From\\_Industry\\_4\\_0\\_to\\_Energy\\_4\\_0\\_fin.pdf](http://www.germanenergyblog.de/wp-content/uploads/2016/04/160317_Lang_IBE_Bochum_From_Industry_4_0_to_Energy_4_0_fin.pdf)
3. Shendryk Vira, Parfenenko Yuliia, Aleksenko Olga, Shendryk Sergii, Baranova Iryna Decision-Making Support on Energy Management in District Heating. Advanced Models and Tools for Effective Decision Making Under Uncertainty and Risk Contexts:: IGI Global, 2021. С. 64-89.
4. Lyons, L. (2019). Digitalisation: Opportunities for heating and cooling. doi: 10.2760/00116
5. Bush, R. E. & Bale, C.S.E. (2019, September 24). Realising the Social Benefits of District Heating Throught Strategic Planning. Proceeding of the 14th International Symposium on District Heating and Cooling, Stockholm, Sweden Retrieved September 24, 2019 from <http://eprints.whiterose.ac.uk/81735/>
6. Ramachandra T. V. RIEP: Regional integrated energy plan. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2009. Vol. 13. P. 285-317.
7. Soroudi A. & Amraee T. (2013). Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 28, 376-384. doi: 10.1016/j.rser.2013.08.039
8. Polikarpova, I. & Rosa, M. (2017). Energy reduction potential of the district heating company introducing energy management systems. Energy Procedia, 128, 66-71. doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.016

9. Парфененко Ю. В. Інформаційна технологія моніторингу функціонування системи тепlopостачання підвищеної надійності [Текст] / Ю. В. Парфененко, В. Г. Неня // Східно-європейський журнал передових технологій. – 2010. – № 4/9 (46). – С. 22–25.

10. Інформаційно-аналітична система моніторингу та прогнозування теплозабезпечення будівель / Ю. В. Парфененко, В. В. Шендрик, В. Г. Неня, Р. П. Окопний // Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля. – 2013. – № 743. – Ч. 1. – С. 38–43.

11. Peulic A. Flexible GPS/GPRS based System for Parameters Monitoring in the District Heating System / A. Peulic, S. Dragicevic, M. Snezana, Z. Jovanovic, R. Krneta // International Journal of Computers Communications & Control. – 2013. – Vol. 8. – No. 1. – P. 105–110.

12. Wojciech Grega. Information Technologies Supporting Control and Monitoring of Power System / Grega Wojciech // Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review). – 2012. – No. 5a. – P. 193–197.

13. Vasek L. Simulation model of heat distribution and consumption in municipal heating network / L. Vasek, V. Dolinay // International Journal of Mathematical models and Methods in Applied Sciences. – 2010. – Vol. 4, Issue 4. – P. 240–248.

14. Fang T. Uncertainty Analysis of District Heating State Estimation Model / T. Fang & R. Lahdelm // Proceedings of the IASTED International Conference Modelling, Identification and Control (MIC 2013). – 2013. – P. 380 – 387.

15. Energy Management in Industry 4.0 Ecosystem: a Review on Possibilities and Concerns / Medojevic M., Villar P.D., Cosic I., Rikalovic A., Sremcevic N. & Lazarevic M. // Proceedings of the 29th DAAAM International Symposium. – 2018. – P. 674–680.

16. Komass Toms. Statistical Analysis of Municipal Heat Supply / Toms Komass, Andris Sniders, Aigars Laizans // Engineering for Rural Development: 11th International Scientific Conference, Jelgava, Latvia, 24-25 May 2012: conference

proceedings. – Jelgava: Latvia University of Agriculture. – 2012. – Vol. 11. – P. 1–8.

17. Bacher P. Short-term heat load forecasting for single family houses / P. Bacher, H. Madsen // *Energy and Buildings*. – 2013. – Vol. 65. – P. 101–112.

18. Buhari M. Short-Term Load Forecasting Using Artificial Neural Network / M. Buhari, S. S. Adamu // *IMECS 2012: International MultiConference of Engineers and Computer Scientist, Hong Kong, 14–16 Mar 2012: conference proceedings*. – Hong Kong, 2012.

19. Information System for Monitoring and Forecast of Building Heat Consumption / Yu. Parfenenko, V. Shendryk, V. Nenja, S. Vashchenko // *Communications in Computer and Information Science*. – Springer International Publishing, 2014. – Vol. 465. – P. 1–11.

20. Парфененко Ю. В. Прогнозування теплоспоживання будівель соціально-бюджетної сфери з використанням нейронних мереж / Ю. В. Парфененко, В. В. Шендрік, О. С. Галіченко // *Радіоелектроніка, інформатика, управління*. – 2015. – № 2 (33). – С. 41–46.

21. Weber, C., Marechal, F., Favrat, D. Design and Optimization of District Energy Systems. Proceedings of the 10th International Symposium on District Heating and Cooling, Lausanne, Switzerland. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.lsta.lt/files/events/16\\_weber.pdf](http://www.lsta.lt/files/events/16_weber.pdf)

22. Determination of Optimal District Heating Pipe Network Configuration / Jamsek, M., Dobersek, D., Goricanec, D., Krope, J. // *WSEAS Transactions on Fluid Mechanics*. – 2010. – Vol. 3 (5). – P. 167–174.

23. Optimal Scheduling of Energy Hubs in the Presence of Uncertainty-A Review / Mohammadi M., Noorollahi Y., Mohammadi-Ivatloo B., Yousefi H. & Jalilinasabady S. // *Journal of Energy Management and Technology*. – 2017. P. 11–17.

24. Control of the Heating System with Fuzzy Logic / Kobersi I.S., Finaev V.I., Almasani S.A. & Ahmed Abdo K. W. // *World Applied Sciences Journal*, 2013. – Vol. 23 (11). – P. 1441–1447.



25. IoT Operating System Based Fuzzy Inference System for Home Energy Management System in Smart Buildings / Ain, Q. ul., Iqbal, S., Khan, S. A., Malik, A. W., Ahmad, I. & Javaid, N. // *Sensors*. – 2018. – Vol. 18 (9). – P. 1–30.

26. Парфененко Ю. В. Інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні режимами централізованого теплозабезпечення / Ю. В. Парфененко, В. Г. Неня, А. О. Бондаренко // *Технологічний аудит та резерви виробництва*. – 2015. – № 1/2 (21). – С. 8–13.

27. Wang J., Chen G., Wu E., Sun L., Zhang L., Sun, K. Research of Smart Microgrid Energy Monitoring System based on EMS. *Proceedings of the International Conference on Intelligent Systems Research and Mechatronics Engineering (ISRME 2015)*. 2015. URL: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.861.8979&rep=rep1&type=pdf>

28. Li Sh., Jiang B., Wang X., Dong, L. Research and Application of a SCADA System for a Microgrid. *Technologies*. 2017. Vol. 5(12). URL: <http://www.mdpi.com/2227-7080/5/2/12>.

29. Colson C. M., Nehrir M. H., Gunderson R. W. Multi-agent Microgrid Power Management. 2018. URL: [https://www.researchgate.net/publication/264884178\\_Multi-agent\\_Microgrid\\_Power\\_Management](https://www.researchgate.net/publication/264884178_Multi-agent_Microgrid_Power_Management).

30. Energy Management Information Systems. Planning Manual and Tool. New Brunswick: Office of Energy Efficiency. 2010. URL: <http://www.hydroquebec.com/data/affaires/pdf/guide-outil-planification-en.pdf>

31. Lamoureux R., Reeves S. Home Energy Management Systems (HEMS) Paths to Savings: OnRamps and Dead Ends. In *Proceedings of the 2016 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings Conference*. 2016. URL: [https://aceee.org/files/proceedings/2016/data/papers/12\\_630.pdf](https://aceee.org/files/proceedings/2016/data/papers/12_630.pdf).

32. Тимчук С. О., Шендрик В. В., Шендрик С. О., Шулима О. В. Прийняття оптимальних рішень при керуванні гібридними електричними мережами з відновлювальними джерелами енергії. Електромеханічні і енергозберігаючі системи. 2016. №34. С. 55-61.

33. Шендрик С. О., Тимчук С. О. Аналіз предметної області прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами. Автоматика – 2017: матеріали XXIV Міжнародна конференція з автоматичного управління, Київ, 13–15 вересня 2017 р. Київ. 2017. С. 221-222.

34. Grijalva S. White Paper Research Needs in Multi-Dimensional, Multi-Scale Modeling and Algorithms for Next Generation Electricity Grids. In Proceedings of the Computational Needs for the Next Generation Electric Grid. Iowa: Iowa State University. 2011.

35. Guenard G., Legendre P., Boisclair D., Bilodeau M. Multiscale codependence analysis: an integrated approach to analyze relationships across scales. Ecology. 2010. Vol. 91(10). P. 2952-2964.

36. Buygi M. O., Balzer G., Shanечи H. M., Shahidehpour M. Market-based transmission expansion planning. IEEE Transactions on Power Systems. 2014. Vol. 19(4). P. 2060-2067.

37. Rya S. M., McCalley J. D., Woodruff D. White Paper Long Term Resource Planning for Electric Power Systems Under Uncertainty. In Proceedings of the Computational Needs for the Next Generation Electric Grid. Iowa: Iowa State University. 2011.

38. Jones R. B. How Reliable Is Your Microgrid? Public Utilities Fortnightly. 26-36, July 2015. URL: <https://www.nyserda.ny.gov/-/media/Files/Publications/Research/Electric-Power-Delivery/How-Reliable-Is-Your-Microgrid.pdf>.

39. Li X., Wen J., Malkawi A. An operation optimization and decision framework for a building cluster with distributed energy systems. Applied Energy, 2016, Vol.178, P. 98-109.

40. Hunt J. D., Bañares-Alcántara R., Hanbury D. A new integrated tool for complex decision making. Application to the UK energy sector. Decision Support Systems. 2013. Vol. 54. P. 1427–1441.

41. Щур І. З., Климко В. І. Техніко-економічне обґрунтування параметрів гібридної вітро-сонячної системи для електропостачання окремого об'єкта. Електромеханічні і енергозберігаючі системи. 2014. № 2. С. 92-100.
42. Elhadidy M. A. Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems. *Renewable Energy*. 2002. Vol. 26. P. 401–413.
43. Celik A. N. Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic–wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems. *Energy Conversion and Management*. 2002. Vol. 43. P. 2453–2468.
44. Nehrir M. H., LaMeris B. J., Venkataramanan G. An approach to evaluate the general performance of stand-alone wind/photovoltaic generating systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*. 2000. Vol. 15. P. 433–439.
45. Lazarou S., Oikonomou D. S., Ekonomou L. A platform for Planning and Evaluating Distributed Generation connected to the Hellenic Electric Distribution Grid. *Circuits, Systems, Electronics, Control & Signal Processing: Proceedings of the 11th WSEAS International Conference. Montreux, Switzerland, 29-31December, 2012*. WSEAS Press. 2012. P. 80-86.
46. Сабірзянов Т. Г., Кубкін М. В., Солдатенко В. П. Методика вибору структури і складу систем електропостачання з відновлювальними джерелами. *Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація*. 2011. № 24. С. 146-151.
47. Deshmukh M. K., Deshmukh S. S. Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2008. Vol. №12. P. 235–249.
48. Ai B., Yang H., Shen H., Liao X. Computer-aided design of PV/wind hybrid system. *Renewable Energy*. 2003. Vol. 28. P. 1491–1512.
49. Goma S., Seoud A. A., Kheiralla H. N. Design and analysis of photovoltaic and wind energy hybrid systems in Alexandria, Egypt. *Renewable energy*. 1995. Vol. 6. P. 643–647.
50. Barbato A., Capone A., Carello G. A framework for home energy management and its experimental validation. *Energy Efficiency*. 2014. Vol. 7. P. 1013–1052.

51. Shendryk V., Shulyma O., Parfenenko Y. The topicality and the peculiarities of the renewable energy sources integration into the ukrainian power grids and the heating system. Promoting Sustainable Practices through Energy Engineering and Asset Management / Ed. V, González-Prida, A. Raman. Hersey PA: IGI Global, 2015, P. 162-192.

52. Shendryk V., Parfenenko Yu., Pavlenko P., Boiko O., Shendryk S. Study of Structural Relationships and models of Information Support for Energy Life Cycle Management in Microgrid. Intelligent Information Systems for Decision Support in Project and Program Management: / за ред. L. Linde. Riga: European University Press, 2021. С. 241-266.

53. H. Krcmar, "Informations management," in Informations management, Springer Gabler, Berlin, Heidelberg, 2015, pp. 85-111.

54. T.Sachs, A.Gründler, M.Rusic, and G. Fridgen, "Framing microgrid design from a business and information systems engineering perspective", Business & Information Systems Engineering, vol. 61(6), 2019, pp. 729-744.

55. M.Stadler, G.Cardoso, S.Mashayekh, T.Forget, N.DeForest, A.Agarwal, and A. Schönbein, "Value streams in microgrids: A literature review", Applied Energy, vol. 162, 2016, pp. 980-989.

56. Опара Д. С., Коваленко К. О., Шендрик В. В., Методика відбору та накопичення змінного у часі web-контенту. Нові рішення в сучасних технологіях. Вісник Національного технічного університету "ХПІ": Збірник наукових праць, Харків: НТУ «ХПІ». 2012. №34. С. 71-75.

57. Коваленко К. О., Шендрик В. В., Парфененко Ю. В. Інтерактивна інформаційна система збирання метеорологічних даних. Сучасні інформаційні системи і технології: матеріали Першої міжнародної науково-практичної конференції, Суми, 15–18 травня 2012. Суми: СумДУ. 2012. С. 192–193.

58. Шендрик В. В., Ващенко С. М.. Система збирання, розміщення та аналізу даних. Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Серія "Інформаційні системи та мережі". 2011. № 715. С. 343-353.

59. PVSystem. Photovoltaic Software. URL: <http://www.pvsyst.com/en/> (дата звернення 18.11.2021).

60. Щур І. З., Ковальчук А. І. Імітаційне моделювання роботи і техніко-економічна оцінка автономних контрроторних вітроелектроустановок різної потужності з трансформаторами із обертовою половиною. Електромеханічні і енергозберігаючі системи. 2014. №3. С. 36–44.

61. Kaabeche A., Belhamel M., Ibtouen, R. Techno-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system. *Solar energy*, 2011, Vol. 85(10), P. 2407-2420.

62. Штовба С. Д. Введение в теорию нечетких множеств и нечеткую логику. URL: <http://matlab.exponenta.ru/fuzzylogic/book1/index.php> (дата звернення 18.11.2021).

63. Beccali M., Cellura M., Ardente D. Decision making in energy planning: the ELECTRE multicriteria analysis approach compared to a FUZZY-SETS methodology. *Energy Conversion and Management*. 1998. Vol. 39. P. 1869–1881.

64. Ахрем А. А., Ашинянц М. Р., Петров С. А. Нечеткий логический вывод в системе принятия решений. *Труды ИСА РАН*. 2007. №29. С.265–275.

65. Figueira J., Mousseau V., Roy B. Electre methods. Multiple criteria decision analysis: State of the art surveys / Ed. S. Greco. New York, NY: Springer-Verlag, 2005, P. 133-153.

66. Halouani N., Chabchoub H., Martel J. PROMETHEE-MD-2T method for project selection. *European Journal of Operational Research*. 2009. Vol. 195, No. 3. P. 841–849.

67. Opricovic S., Tzeng G. H. Compromise solution by MCDM methods: A comparative analysis of VIKOR and TOPSIS. *European journal of operational research*. 2004. Vol. 156, No. 2. P. 445–455.

68. Беллман Р., Заде Л. Принятие решений в расплывчатых условиях. Москва: Мир, 1976. 215 с.

69. Рыков А. С. Системный анализ: модели и методы принятия решений и поисковой оптимизации. М: Издательский Дом МИСиС, 2009. 608 с.

70. Сопільник О. В. Технологія прийняття управлінських рішень: навч. посібник. Дніпропетровськ: РВВДНУ, 2002. 108 с.
71. Mahmoud A. Hammad, Borut Jereb, Bojan Rosi, Dejan Dragan, "Methods and Models for Electric Load Forecasting: A Comprehensive Review", *Logistics & Sustainable Transport*, vol. 11, no. 1, 2020, pp. 51-76.
72. Junwei Miao, "The Energy Consumption Forecasting in China Based on ARIMA Model", in *Proceedings of the International Conference on Materials Engineering and Information Technology Applications (MEITA 2015)*, pp. 192–196, 2015.
73. Niematallah Elamin, Mototsugu Fukushima, "Modeling and Forecasting Hourly Electricity Demand by SARIMAX with Interactions", *Energy*, 165, 2018, pp. 257-268.
74. Muslima Zahan, Ron S. Kenett, "Modeling and Forecasting Energy Consumption in the Manufacturing Industry in South Asia", *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 3, no. 1, 2013, pp. 87-98.
75. Y.W. Lee, K.G. Tay, Y.Y. Choy, "Forecasting Electricity Consumption Using Time Series Model", *International Journal of Engineering & Technology*, 7(4), 2018, pp. 218-223, doi: 10.14419/ijet.v7i4.30.22124.
76. Alex Leung, "A Multivariate Model for Electricity Demand using Facebook Prophet". [Online]. Available: <https://alex-leung.medium.com/a-multivariate-model-for-electricity-demand-using-facebook-prophet-f848ad1c9d77>.
77. Taylor, S. J., B. Letham, "Forecasting at Scale." *The American Statistician* 72 (1): pp 37–45, 2017.
78. Sergii Tymchuk, Sergii Shendryk, Vira Shendryk, Ivan Abramenko and Anastasiia Kazlauskaitė. "The Methodology of Obtaining Power Consumption Fuzzy Predictive Model for Enterprises", *Advances in Design, Simulation and Manufacturing*, pp. 210-219, 2020.
79. Sebastien Bissey, Sebastien Jacques, and Jean-Charles Le Bunetel, "The Fuzzy Logic Method to Efficiently Optimize Electricity Consumption in Individual Housing", *Energies*, 10(11), 1701, 2017, pp. 1-22.

80. Pawel Pelka, and Grzegorz Dudek, " Prediction of monthly electric energy consumption using pattern-based fuzzy nearest neighbour regression", in Proc. Of ITM Web of Conferences, 15, 02005, 2017, doi: 10.1051/itmconf/20171502005.

81. Hao Song, Yu Chen, Ning Zhou, Genshe Chen, "Electricity consumption forecasting for smart grid using the multi-factor back-propagation neural network", in Proc. SPIE 11017, Sensors and Systems for Space Applications XII, 110170O, 2019, doi: 10.1117/12.2519058.

82. K. G. Tay, Hassan Muwafaq, Shuhaida Binti Ismail, Pauline Ong, " Electricity Consumption Forecasting Using Nonlinear Autoregressive with External (Exogeneous) Input Neural Network", Universal Journal of Electrical and Electronic Engineering, 6(5B), pp. 26-36, 2019.

83. W. Kong, Z. Y. Dong, Y. Jia, D. J. Hill, Y. Xu and Y. Zhang, "Short-Term Residential Load Forecasting Based on LSTM Recurrent Neural Network," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 1, pp. 841-851, 2019.

84. Mesa Jiménez, J J; Stokes, L; Moss, C; Yang, Q; Livina, V N, "Modelling energy demand response using long short-term memory neural networks", Energy Efficiency, 13(6), pp. 1263-1280, 2020.

85. Jian Zheng, Cencen Xu, Ziang Zhang and Xiaohua Li, "Electric load forecasting in smart grids using Long-Short-Term-Memory based Recurrent Neural Network," 2017. – 51st Conference CISS, 2017.

86. Boiko O., Shendryk V., Parfenenko Yu., Pavlenko P., Kholiavka E. Development of expert assessment methods in planning energy supply of buildings with renewable energy sources. Technology Audit and Production Reserves. 2021. P. 51-54. DOI: 10.15587/2706-5448.2021.230230.

87. Грабовецький, Б. Є. Методи експертних оцінок: теорія, методологія, напрямки використання: монографія / Б. Є. Грабовецький. — Вінниця: ВНТУ, 2010. — 171 с.

88. Шулима О. В. Формалізація задачі прийняття рішень для вибору оптимальної структури гібридної енергетичної системи / О.В. Шулима, В. В. Шендрик, П. Давідсон // Вісник НТУ "ХПІ". - 2016. - № 49. - С. 62-69.

89. Хамханова Д. Н. Теоретические основы обеспечения единства экспертных измерений. Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2006. – 170 с.

90. Гевко І. Б. Методи прийняття управлінських рішень: Підручник. Київ: Кондор, 2009. 187 с.

91. Бойко О.В. моделі та інформаційна технологія планування енергозабезпечення будівель з використанням відновлювальних джерел енергії: дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук / О.В. Бойко – Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2017. – 190 с.

92. Decision-Making Model at the Management of Hybrid Power Grid [Text] / Sergiy Tymchuk, S. Shendryk, V. V. Shendryk, Anton Panov, A. Kazlauskaite, T. V. Levytska // Information and Software Technologies: 26th International Conference, Kaunas, 15-17 October 2020. - Kaunas, 2020. - P. 60-71.

93. Шендрик С.О. Моделі та інформаційна технологія підтримки прийняття рішень при управлінні гібридними енергомережами: дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії / С.О. Шендрик – Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2020. – 206 с.