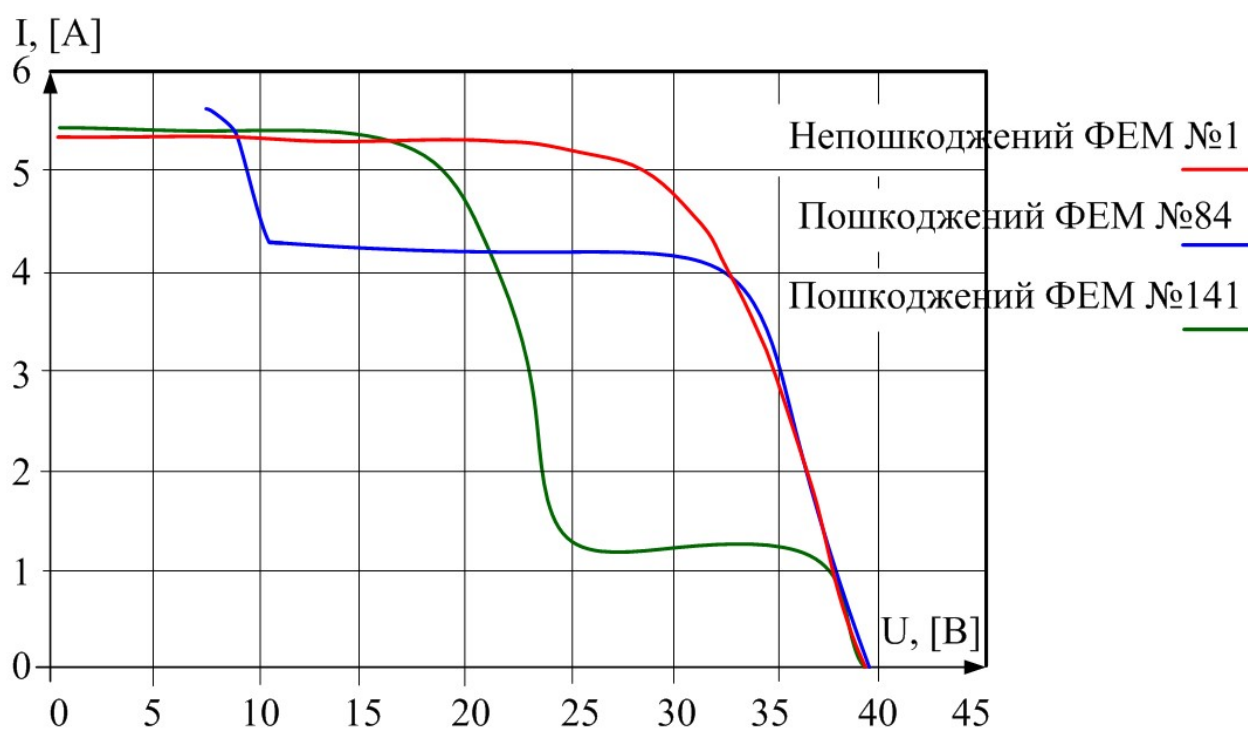


П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О. О. Рубаненко

**ОЦІНЮВАННЯ ДЕГРАДАЦІЇ  
ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ  
В ЗАДАЧІ ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**



Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет

**П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О. О. Рубаненко**

**ОЦІНЮВАННЯ ДЕГРАДАЦІЇ  
ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ  
В ЗАДАЧІ ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

Монографія

Вінниця  
ВНТУ  
2021

УДК 621.311.29

Л40

*Рецензенти:*

доктор технічних наук, професор В. Г. Петрук  
доктор технічних наук, професор В. В. Черкашина  
кандидат технічних наук О. А. Ковальчук

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол №4 від 25.11.2021 р.)

**Лежнюк П. Д., Комар В. О., Рубаненко О. О.**

**Л40 Оцінювання деградації фотоелектричних станцій в задачі прогнозування генерування електроенергії.** Монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2021. – 216 с.

**ISBN**

В монографії досліджується проблема забезпечення балансової надійності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії та задачі, що пов'язані з її реалізацією. Розглянуто основні технології прогнозування погодинного балансу електроенергії на наступний день. Досліджено вплив на точність прогнозування графіка генерування електроенергії фотоелектричними станціями метеорологічних параметрів та реального їх технічного стану, зокрема деградування фотоелектричних модулів.

Книга розрахована на фахівців з планування режимів електричних мереж енергосистем. Може використовуватись студентами, аспірантами та інженерно-технічним працівникам, які займаються підвищенням енергоефективності відновлюваних джерел енергії в електричних мережах енергосистем.

УДК 621.311.29

**ISBN**

© П. Лежнюк, В. Комар, О. Рубаненко 2021

## ЗМІСТ

	Стр.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	8
1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС.....	12
1.1 Особливості функціонування ВДЕ в сучасних умовах.....	12
1.2 Тенденції до зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ в умовах реалізації стратегії декарбонізації.....	16
Висновки до розділу 1.....	25
2. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЕС З ВДЕ.....	26
2.1. Забезпечення балансової надійності ЕЕС з ВДЕ та проблеми, що пов'язані з їх реалізацією.....	26
2.1.1. Основні технології забезпечення балансу електроенергії в ЕЕС з ВДЕ.....	26
2.1.2. Відповідальність виробників ВДЕ за небаланси.....	32
2.2. Задача оптимального керування параметрами електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії...	34
2.3. Вплив стану електричних мереж на енергоефективність ВДЕ.....	35
Висновки до розділу 2.....	39
3. ВПЛИВ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ.....	41
3.1. Математичне моделювання впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ.....	41
3.1.1. Використання часових рядів для представлення генерування ВДЕ.....	41
3.1.2. Кореляційний аналіз генерування ВДЕ.....	41
3.2. Аналіз вхідних даних для прогнозування генерування ВДЕ.....	58



3.2.1. Частотний аналіз вхідних даних для прогнозування генерування ВДЕ.....	58
3.2.2. Вейвлет аналіз генерування електроенергії ВДЕ.....	61
3.2.3. Скалограма і скейлограма вейвлет аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ.....	65
3.3. Прогнозування генерування електроенергії ВДЕ.....	68
3.3.1. Методи прогнозування часових рядів генерування електроенергії ВДЕ.....	68
3.3.2. Оцінка впливу метеорологічних факторів на генерування ВДЕ.....	74
3.4. Формування графіка генерування фотоелектричних станцій.....	77
3.4.1. Визначення генерування електроенергії фотоелектричними станціями.....	77
3.4.2. Аналіз генерування електроенергії фотоелектричною станцією.....	80
3.4.3. Метод оцінки впливу метеорологічних показників на ефективність генерування ФЕС.....	91
3.5. Опис роботи та інтерфейсу програмного комплексу аналізу нерівномірності графіку генерування та впливу метеорологічних факторів.....	109
Висновки до розділу 3.....	115
<b>4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ.....</b>	<b>118</b>
4.1. Моделювання технічного стану ФЕС засобами ФТА.....	119
4.1.1. Побудова дерева відмов для ФЕС.....	119
4.1.2. Використання ФТА для оцінки надійності та вдосконалення під час проєктування.....	121
4.1.3. Кількісна оцінка подій ФТА.....	124
4.1.4. Оцінювання надійності електричної мережі та побудова ФТА.....	130
4.2. Аналіз технічного стану фотоелектричних станцій.....	135

4.2.1. Дерево пошкоджень FTA ФЕС.....	135
4.2.2. Розроблення дерева пошкоджень фотоелектричного Модуля.....	137
4.2.3. Приклад аналізу пошкоджуваності ФЕМ.....	140
4.2.4. Основні дефекти фотоелектричних модулів, які експлуатуються на ФЕС в ЕЕС.....	146
4.3. Коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ.....	15
	3
4.4. Програмно-апаратний комплекс визначення технічного стану обладнання ФЕС.....	166
4.4.1. Блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕС та визначення коефіцієнтів-індикаторів.....	167
4.4.2. Критеріальне моделювання генерування ВДЕ для програмно- апаратного комплексу.....	168
4.4.3. Розробка коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ.....	173
Висновки до розділу 4.....	176
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ.....	178
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	180
ДОДАТОК А. Основні дефекти ФЕМ, які експлуатуються на ФЕС в ЕЕС.....	206

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

FTA	Fault Tree Analyses (Аналіз дерева пошкоджень)
IRENA	The International Renewable Energy Agency
NREL	<u>National Renewable Energy Laboratory</u>
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Індекс середньої тривалості переривання в роботі системи)
АЕС	Атомна електрична станція
ВДЕ	Відновлювані джерела енергії
ВЕС	Вітрова електрична станція
ГАЕС	Гідроакumuлююча електрична станція
ГЕС	Гідроелектростанція
ДРГ	Джерело розподіленого генерування
ЕЕС	Електроенергетична система
ЄС	Європейський Союз
ЛЕП	Лінія електропередачі
МГЕС	Мала гідроелектростанція
НКРЕКП	Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
ОЕС	Об'єднана енергетична система
ОСП	Оператор системи передачі
ОМ	Оператор електричних мереж
ОПН	Обмежувачі перенапруг
ОСР	Оператор системи розподілу
ПФ	Перетворення Фур'є
РЕМ	Розподільні електричні мережі
ТЕС	Теплова електрична станція
ФЕМ	Фотоелектричний модуль
ФЕС	Фотоелектрична станція
ЧР	Часовий ряд

## ВСТУП

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) в розподільних електричних мережах вже є невід'ємним елементом електроенергетичних систем (ЕЕС), який задіяний для керування її режимами. Очевидно, що ВДЕ мають оптимально інтегруватися в електричні мережі, нарощуючи потужність генерування та покращуючи техніко-економічні показники електричних мереж, що можливо досягти за рахунок підвищення енергоефективності ВДЕ. В Україні понад 50% електромереж потребують капремонту, реконструкції та повної заміни через їх значну зношеність та недофінансування робіт з оновлення. Зношеність окремого обладнання енергетичної інфраструктури деяких операторів систем розподілу (ОСР) досягає 70%. За умов зростання кількості та потужності ВДЕ, приєднаних до зношених розподільних мереж, призводить до зростання пошкоджуваності обладнання цих мереж, що, в свою чергу, призводить також до зменшення енергоефективності ВДЕ. В звітах про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) за останні роки зазначено, що технічний стан інфраструктури галузі наближається до критичного через високий ступінь зношеності обладнання, застарілість технологій, відсутність достатнього рівня інвестицій. На більшості електричних станцій технічний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Так, наприклад, із 75 енергоблоків генеруючих компаній теплових електростанцій 68 енергоблоків (16962 МВт або 78,7 %) експлуатується понад парковий термін експлуатації, 2 енергоблоки (600 МВт або 2,8 %) експлуатується понад граничний термін експлуатації і 5 енергоблоків (4000 МВт або 18,6 %) експлуатується понад проектний термін експлуатації. При цьому у 2018 році було виведено із експлуатації 8

енергоблоків. Також в звіті за 2019 р. наголошено, що порівняно з країнами ЄС показники SAIDI і SAIFI в Україні є значно вищими, що зумовлено високим рівнем зносу електричних мереж в Україні. Тому актуальною є задача підвищення енергоефективності ВДЕ для, по-перше, заміни генеруючих потужностей, що використовують органічні види палива, на станції, що використовують відновлювальні види енергії, а по-друге, сприяння забезпечення надійного електропостачання споживачів.

Збільшення потужностей ВДЕ, зокрема фотоелектричних і вітрових електростанцій (ФЕС і ВЕС), малих гідроелектростанцій (МГЕС) впливає на процес балансування режимів ЕЕС, що, в свою чергу, через їх нестабільність генерування створює суттєві проблеми. Залежність від метеорологічних умов ФЕС, ВЕС та МГЕС потребує значного резервування потужностей, наразі це можливо лише завдяки ТЕС і ГЕС. Балансування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України забезпечується за рахунок ГЕС/ГАЕС та ТЕС. При потужності ВДЕ більше 3000 МВт, подальше балансування без розвантаження атомних електричних станцій (АЕС) неможливе, по-іншому приходиться обмежувати потужність ВДЕ, що практикується зараз. Тому актуальною є задача підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії в ЕЕС, а особливо це стосується ВЕС і ФЕС, які мають нерівномірний графік генерування.

На сьогодні енергосистема найбільше потребує швидкодіючих резервів первинного та автоматичного вторинного регулювання, зокрема – високоманевреного генерування з швидким стартом/зупинкою і широким діапазоном регулювання потужності. Так, за даними НЕК «Укренерго», потреба в додатковій маневреній потужності оцінюється в 500 МВт уже в поточному році і до 2,5 ГВт – протягом наступних п'яти років. Цей обсяг може бути отриманий або шляхом розширення діапазону регулювання існуючих енергоблоків, або введенням в експлуатацію нового високоманевреного

генерування.

ВДЕ як і всі електростанції планують погодинний графік вироблення електроенергії на наступну добу, який передається Гарантованому покупцеві для балансування потужності та електроенергії в ОЕС України. ВДЕ, щоб не отримувати штрафних санкцій, мають прогнозувати погодинний графік генерування на наступну добу з допустимою точністю. На похибку в прогнозуванні, в першу чергу, впливає неточність прогнозу погодних умов на наступну добу, а також технічний стан ВДЕ. Для ФЕС технічна готовність щодо виконання заявленого графіка генерування визначається технічним станом фотоелектричних модулів (ФЕМ). Це вимагає дослідження впливу на вироблення електроенергії ФЕМ окремих їх дефектів, як заводських, так і експлуатаційних.

У першому розділі показано особливості функціонування ВДЕ в Україні і світі та їх взаємовплив з ЕЕС, проведено аналіз тенденцій зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ з нерівномірним графіком генерування. Показано як зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ впливають на умови реалізації стратегії декарбонізації. На основі проведеного аналізу визначено основні наукові, методичні, технологічні й організаційні проблеми, вирішення яких є необхідним для підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії в ЕЕС.

Другий розділ посвячено забезпеченню балансової надійності ЕЕС з ВДЕ та проблеми, що пов'язані з їх реалізацією. Розглянуто основні технології забезпечення балансу електроенергії в ЕЕС з ВДЕ та відповідальність виробників ВДЕ за небаланси. Сформульована задача оптимального керування параметрами електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії. Показано вплив стану електричних мереж на енергоефективність ВДЕ.

У третьому розділі подано основні методи аналізу генерування

ВДЕ та впливу основних метеорологічних факторів. Зокрема проведено аналіз генерування ВДЕ дахових та наземних ФЕС, ВЕС та малих ГЕС. Для визначення найбільш впливових метеорологічних факторів на генерування ВДЕ сформовано базу даних значень генерування ВДЕ та різноманітних метеорологічних факторів.

У четвертому розділі для вирішення завдання підвищення енергоефективності ВДЕ в процесі балансування режиму ЕЕС розроблено дерево пошкоджень ФЕС та її основного елемента фотоелектричного модуля. Дослідження проводились для ФЕС, розташованої на даху електротехнічного факультету Західно-Чеського університету (ЗЧУ), яка введена в експлуатацію в 2005 році, на ФЕС, розташованій на даху факультету електроенергетики та електромеханіки ВНТУ, та на наземних ФЕС, що експлуатуються в Україні. Встановлена можливість використання теорії побудови дерева пошкоджень (Fault Tree Analyses) для аналізу технічного стану ВДЕ.

# 1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС

## 1.1 Особливості функціонування ВДЕ в сучасних умовах

За даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA – міжурядової організації, яка підтримує країни в їх переході до сталого енергетичного майбутнього і досліджує всі типи відновлюваних джерел енергії, включаючи біоенергетику, геотермальну, гідравлічну, океанічну, сонячну та вітрову енергію, для досягнення сталого розвитку, доступу до електроенергії, енергетичної безпеки та використання безвуглецевих технологій генерування електроенергії) зазначено швидкі темпи нарощування встановленої потужності відновлюваних джерел енергії [1], в тому числі і ВДЕ з нерівномірним графіком генерування. В нормативному документі СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище» під електростанцією негарантованої потужності розуміють електростанцію, яка використовує нестабільний природний енергоресурс, в результаті чого вона має обмежену можливість або зовсім не має можливості регулювати свою потужність у відповідності із заданим добовим графіком [2], тобто має природно нерівномірний графік генерування.

У вимогах до вітрових (ВЕС) та фотоелектричних станцій (ФЕС) при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою (ОЕС) України зазначено, що ВЕС та ФЕС прийнято вважати електростанціями з природно нерівномірним графіком генерування електроенергії за певних погодних умов, тобто існує можливість припинення видавання ними активної потужності в мережу для ВЕС при швидкості вітру менше 3-5 м/с, а для ФЕС при сонячній радіації менше 200 Вт/м<sup>2</sup> [3].

В статті [4] автор згадує про нерівномірність графіку генерування



ВЕС і ФЕС, що зумовлена природними умовами, а також наголошує на ролі ВДЕ в балансі електроенергії ЕЕС. Зокрема, в статті [4] зазначено, що з метою декарбонізації, тобто зменшення викидів усіх видів парникових газів від спалювання викопного палива, в першу чергу вугілля, при виробництві теплової та електричної енергії, що становлять близько 40 % загального обсягу світових викидів просувалась ідея тотального домінування відновлюваних джерел електроенергії над традиційною енергетикою. Але на думку автора це призводить до руйнування надійних енергетичних систем. Також, поняття ВДЕ з нерівномірним графіком генерування, як джерела живлення, використовується в зарубіжній науковій статті [5], в якій автор наголошує, що розвиток (ВДЕ) значно впливає на традиційне генерування, особливо на забезпечення надійності та статичної стійкості системи. Причину в цьому вбачає в живленні від генераторів перервної потужності, що вимагає постійно ввімкненої резервної потужності в мережу, яка не перевищує 20 %. Аналіз літературних джерел дозволив сформулювати основні особливості функціонування електричних мереж в сучасних умовах, що впливають на енергоефективність ВДЕ в Україні (рис. 1.1.) [6–10].

Оскільки ВДЕ інтегровані в переважній більшості в розподільні електричні мережі (РЕМ), хоча їх експлуатація має вплив на ОЕС в цілому, то розглянуто особливості функціонування РЕМ в сучасних умовах, які впливають на енергоефективність ВДЕ в балансі електроенергії в ЕЕС. Якісне функціонування РЕМ підвищить ефективність використання ВДЕ та інтерес власників ВДЕ до нарощування їх встановленої потужності, тому це питання потребує більш детального дослідження [11]. Зокрема в [9] зазначено, що швидке збільшення встановленої потужності ВДЕ обумовлює проблеми розподіленого енергопостачання та розвитку електромереж. Врахування типу джерела живлення, рівня напруги, графіку споживання дасть змогу досягти максимальних результатів при

коригування енергетичної стратегії та розвитку енергетики конкретного регіону чи міста.

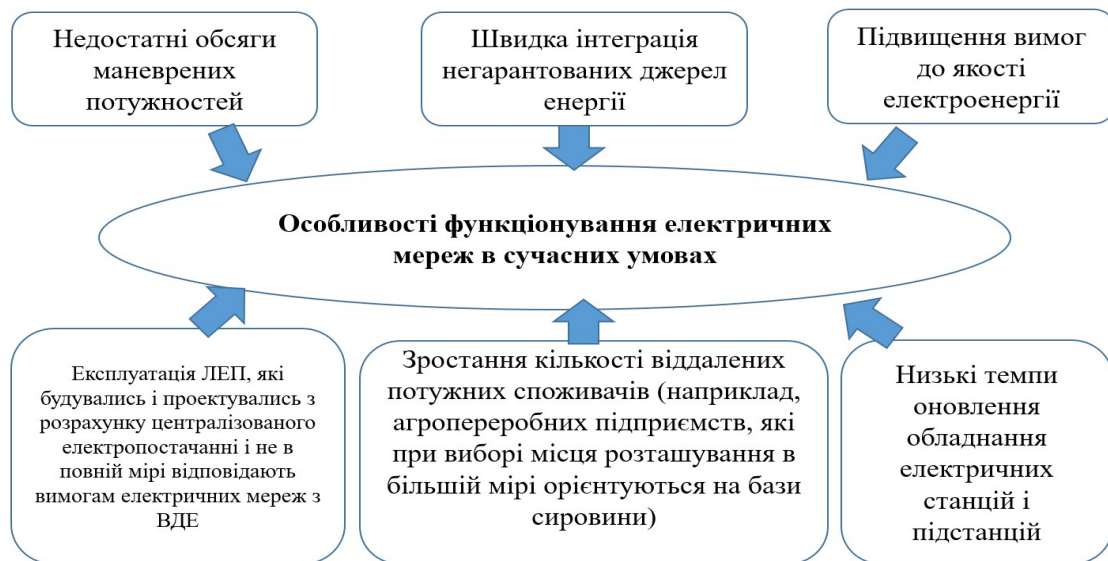


Рисунок 1.1 – Особливості функціонування електричних мереж з ВДЕ в сучасних умовах

Робочий стан електромереж є важливою умовою для реалізації ефективного використання ВДЕ, що зумовлює інтерес до адаптації розподільної мережі до нових просьюмерів, тому більш ретельно почали контролюватись показники надійності, коефіцієнт навантаження, струм короткого замикання, якість електроенергії [12]. Наразі 50 % обладнання електричних мереж потрібно оновити чи відремонтувати, а у окремих операторів системи розподілу зношеність обладнання електричних мереж сягає 70 % [13]. В статті [8] проаналізовані основні характеристики функціонування РЕМ України, які негативно впливають на розвиток ВДЕ, зокрема на залучення іноземних інвестицій (див. рис. 1.2).

Екологічні проблеми пов'язані з видобуванням викопного палива, зменшення запасів викопних енергоносіїв, перевантаження електричних мереж низької напруги та погіршення показників їх якості функціонування є мотивацією інтегрування джерел (малих

генерувальних потужностей) розподіленого генерування (ДРГ) та перетворення існуючої електроенергетичної системи в реструктуризовану. Тобто, йдеться про створення локальних електричних систем і мікроелектромереж, які б сприяли підвищенню енергоефективності ВДЕ під час їх експлуатації [9].

Оптимізація режимів роботи таких мереж, які виникають внаслідок швидкого інтегрування ВДЕ, є викликом для операторів електричних мереж (ОМ). Наразі гостро стоїть проблема якості електроенергії. Якість електроенергії є дуже важливою характеристикою систем з ВДЕ. Сьогодні споживачі є більш чутливими до збурень в мережі. Хаотичне інтегрування ВДЕ та нелінійність навантаження більшості потужних споживачів є поширеним явищем в РЕМ, що негативно впливають на енергоефективність ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування електроенергії [14].



Рисунок 1.2 – Негативні характерні ознаки розподільних електричних мереж України що зменшують енергоефективність ВДЕ

На особливості якості функціонування електричних мереж з ВДЕ

в сучасних умовах впливає також тип ВДЕ та його режими роботи [9]. Тому для формування стратегії підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії ЕЕС потрібно дослідити тенденції зміни встановленої потужності ВДЕ та обсягів генерування електроенергії ними [15].

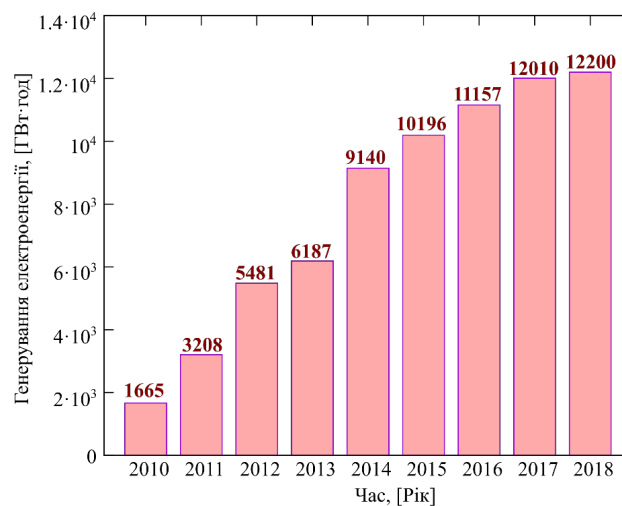
## **1.2 Тенденції до зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ в умовах реалізації стратегії декарбонізації**

З часів індустріальної революції більшість країн світу все ще залежні від викопних видів палива. Ця залежність спричиняє серйозні наслідки для клімату, а також для здоров'я людини. Три чверті глобальних викидів парникових газів є результатом спалення викопного палива для генерування електроенергії. Також, використання викопного палива призводить до забруднення повітря і щороку призводить до щонайменше 5 мільйонів передчасних смертей [16]. Зокрема в [16] зазначено, щоб зменшити викиди CO<sub>2</sub> та забруднення повітря, світ повинен швидко перейти до низьковуглецевих джерел енергії – ядерних та відновлюваних технологій. Найпопулярнішими ВДЕ є: сонячна енергія, енергія вітру, гідроенергія, енергія припливів, геотермальна енергія, енергія біомаси.

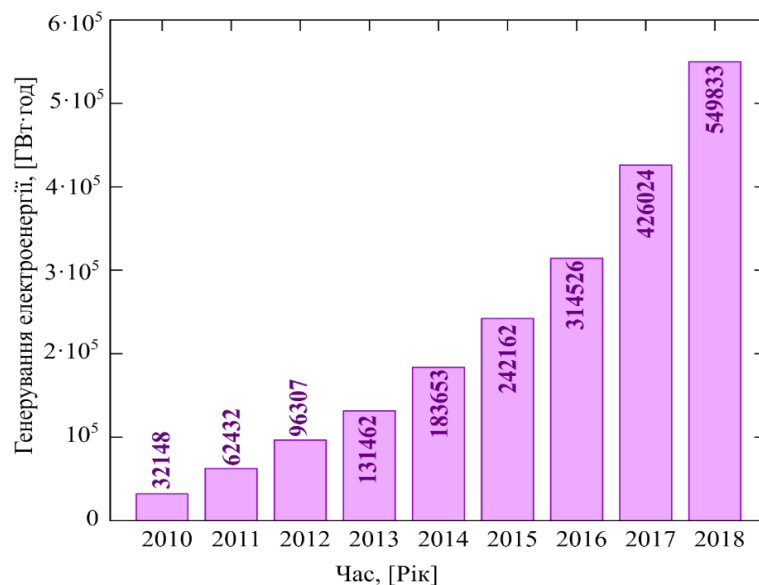
Стати першим у світі кліматично нейтральним континентом до 2050 року є метою Європейської енергетичної стратегії зеленого курсу, найамбітнішого пакету заходів, який повинен дозволити європейським громадянам та бізнесу отримати вигідні умови для реалізації стратегії сталого розвитку. Використання відновлюваної енергії має багато потенційних переваг, включаючи зменшення викидів парникових газів, диверсифікацію енергопостачання та зменшення залежності від вартості викопного палива (зокрема, нафти та газу).

Швидкі темпи будівництва нових об'єктів ВДЕ може також стимулювати зайнятість населення в Європейському Союзі (ЄС) шляхом створення робочих місць у нових «зелених» технологіях. Останні статистичні дані щодо частки енергії з відновлюваних джерел загалом та у трьох секторах споживання (електроспоживання, опалення та охолодження, транспорт) у ЄС подано в [17]. За даними NREL (National Renewable Energy Laboratory) за одну годину на Землю надходить більше енергії сонця, ніж використовується населенням Землі за один рік. Сьогодні використовується енергія сонця по-різному – для обігріву будинків і підприємств, для нагрівання води або генерування електроенергії [18]. За оцінками Міжнародного енергетичного агентства попит на ВДЕ зростає, незважаючи на негативний вплив ситуації, викликані COVID-19 [19].

За даними IRENA з кожним роком зростає світове генерування електроенергії ВДЕ. Одними з найпопулярніших видів ВДЕ є сонячна та вітрова енергія, про що свідчить світова тенденція збільшення генерування електроенергії ФЕС і ВЕС (рис. 1.3) [1].



а)



б)

Рисунок 1.3 – Тенденція збільшення генерування електроенергії за даними IRENA в світі: а) сонячні термальні станції; б) ФЕС

В Україні, як і в світі спостерігається десятирічна тенденція стрімкого зростання потужностей відновлюваної енергетики (рис. 1.4) [20].

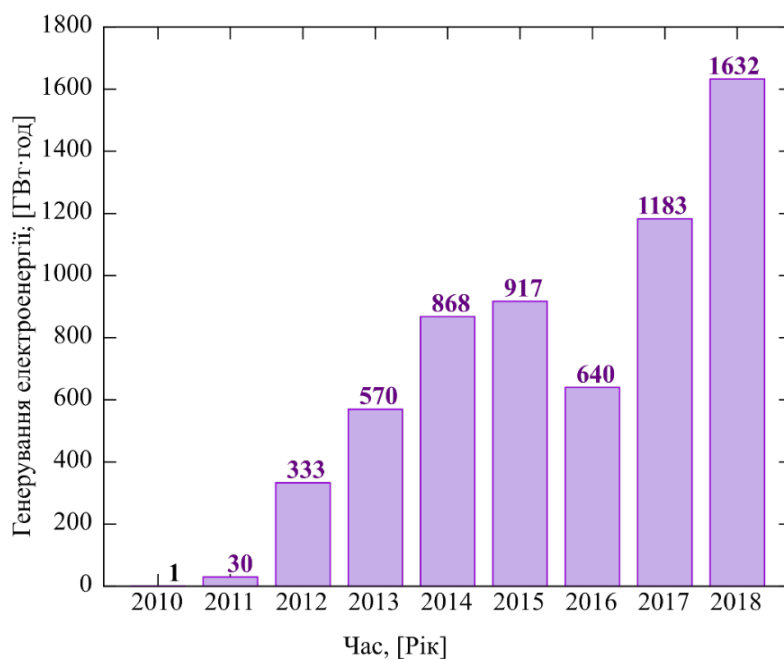


Рисунок 1.4 – Тенденція збільшення генерування електроенергії ФЕС в Україні за даними IRENA

Щорічне світове збільшення на 7,9 % встановленої потужності було забезпечено введенням в експлуатацію ФЕС та ВЕС, частка яких склала 84 % від усіх типів ВДЕ (рис. 1.5).

Загальна потужність виробництва енергії з ВДЕ в світі досягла 2551 ГВт на кінець 2018 року. Спостерігається стабільна тенденція до стрімкого зростання темпів приросту приєднання до електричних мереж ОЕС України об'єктів відновлюваної енергетики. Загальна встановлена потужність об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії та яким встановлено «зелений» тариф, в порівнянні з 2017 роком збільшилась на 742,5 МВт (з яких ВЕС – 67,7 МВт, СЕС – 646,4 МВт, біомаса/біогаз – 24,4 МВт, мікро-, міні- та малі гідроелектростанції – 4 МВт) та становить 2117,2 МВт.

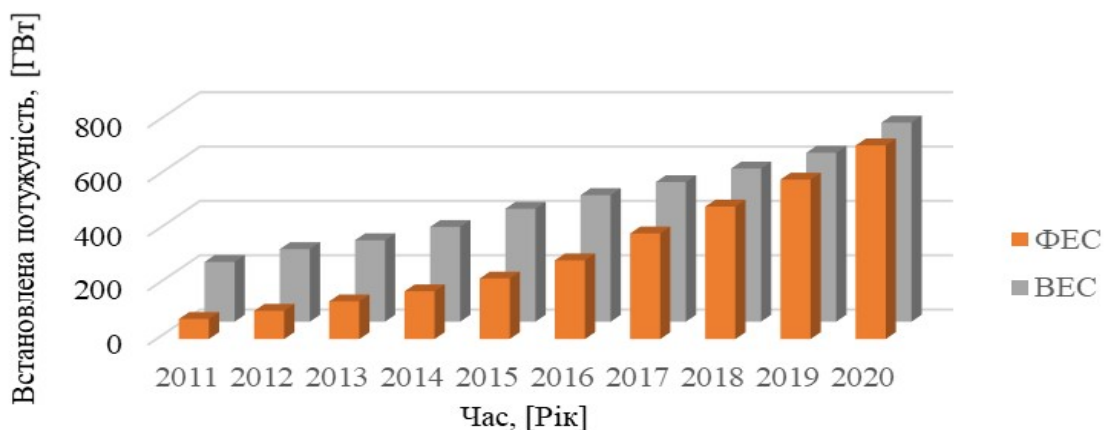


Рисунок 1.5 – Динаміка зміни встановленої потужності ВЕС і ФЕС в світі за даними IRENA

Загальна встановлена потужність генеруючих установок приватних домогосподарств зросла у 3 рази: з 51 МВт станом на кінець 2017 року до 157 МВт наприкінці 2018 року. Встановлена потужність ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго» представлена на рис. 1.6.

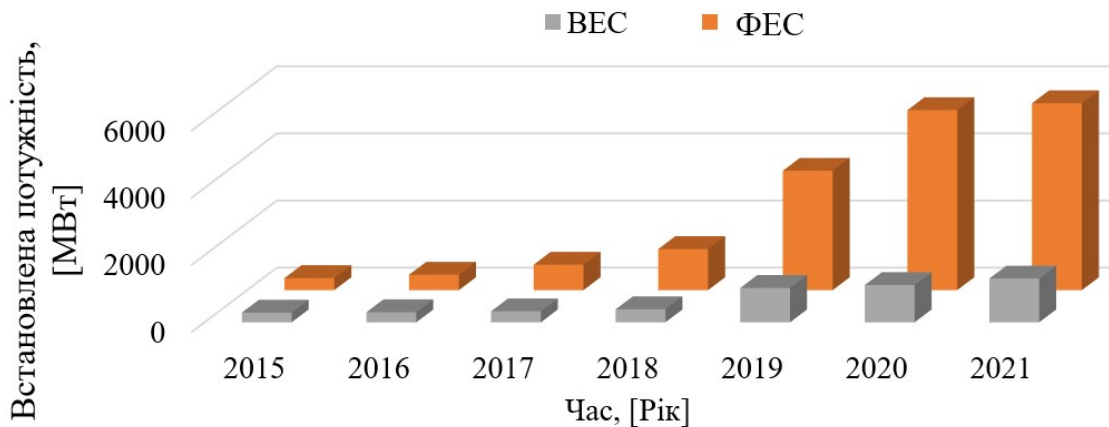


Рисунок 1.6 – Встановлена потужність ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго»

Виробництво електричної енергії за 2018 рік об'єктами електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, порівняно з 2017 роком збільшилось на 691 млн. кВт·год або на 33% та становить 2 777,3 млн. кВт·год (що складає 1,9 % від обсягів виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України) [20]. Тенденція збільшення встановленої потужності ВДЕ в Україні, які реалізують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), показана на рис. 1.7. План реалізації стратегії збільшення використання ВДЕ вимагає врахування нових підходів до системи контролю параметрів ВДЕ. За даними НЕК «Укренерго» у 2020 році структура встановленої потужності в енергетичному секторі України змінилася порівняно з 2019 роком таким чином: зросла частка електричних станцій з нерівномірним графіком генерування, тобто ВЕС і ФЕС і склала разом 6473,8 МВт (що на 1893,4 МВт більше ніж у 2019 році). Потужність ТЕС і ТЕЦ склала 21,8 ГВт та 6,1 ГВт та потужність ГЕС і ГАЕС склала 4,8 ГВт та 1,5 ГВт відповідно. Встановлена потужність ГАЕС, ГЕС, ТЕС, ТЕЦ залишається незмінною з 2018 року. Також у



2020 році зросла частина ВЕС та ФЕС у структурі генерування електроенергії майже вдвічі – до 6,8% (3,3% у 2019 р.) при загальному обсязі генерування електроенергії 148,9 млрд кВт·год. ГЕС, ГАЕС та ТЕС відіграють ключову роль у покритті пікового навантаження та компенсації нерівномірності генерування ВЕС і ФЕС, що зменшує їх енергоефективність [21].

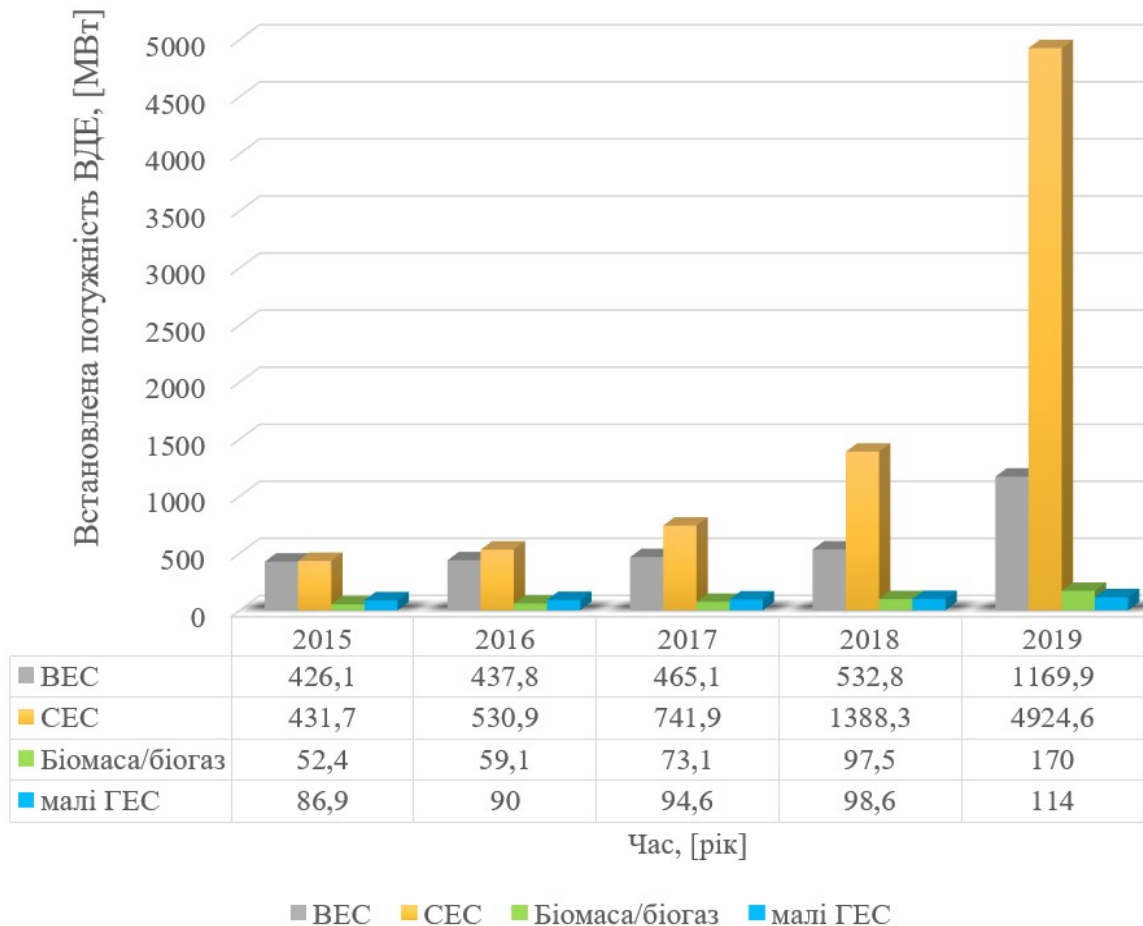


Рисунок 1.7 – Тенденція збільшення встановленої потужності ВДЕ в Україні, які реалізують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними НКРЕКП

Оскільки малі гідроелектростанції потребують значних інвестицій та особливих природних умов, то ВЕС та ФЕС доступні для більшості [20]. Про системи та концепції керування в електромережах з малими

ГЕС та ФЕС проведено багато досліджень, які представлені в роботах [22-27]. Але для електромереж України також актуальні дослідження щодо ВЕС [28]. Обсяги виробництва електроенергії ВЕС в світі, та Україні протягом останніх років показано на рис. 1.8 [1].

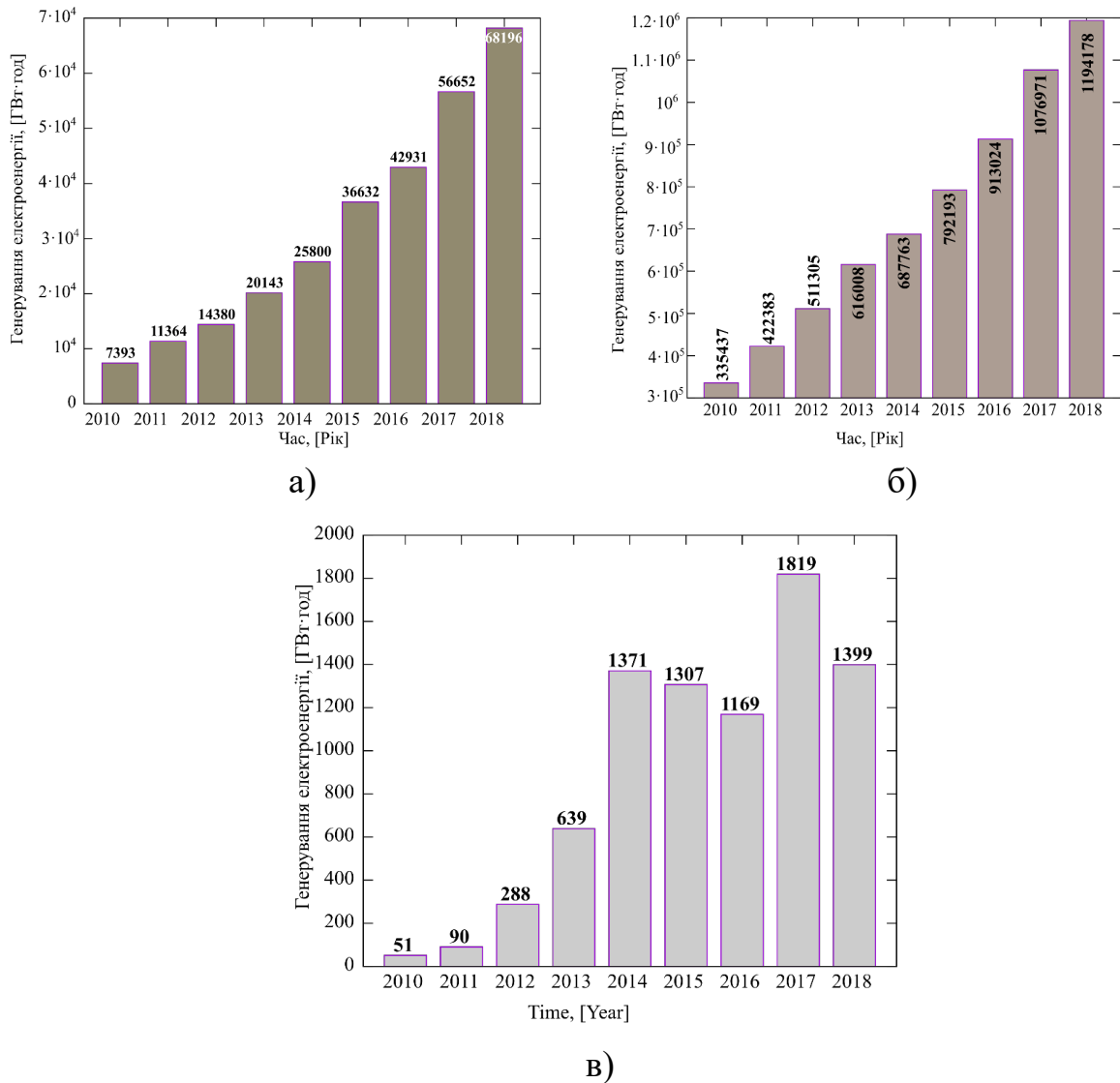


Рисунок 1.8 – Обсяги генерування електроенергії за даними IRENA: а) у світі Offshore вітроелектростанціями; б) у світі Onshore вітроелектро-електростанціями [30]; в) обсяг генерування електроенергії ВДЕ в Україні

З рис. 1.5 видно, що найбільша частина ВДЕ є ФЕС і ВЕС, які належать до джерел енергії з нерівномірним графіком генерування,

оскільки суттєво залежать від погодних умов. Енергетична система України – одна з найменш гнучких у світі. У ній критично не вистачає маневрових потужностей для компенсації нерівномірності графіків генерування ВЕС і ФЕС. У разі прийняття Україною нових зобов'язань згідно з вимогами Паризької угоди запланованих 20 % ВДЕ у 2035 році стане недостатньо [29]. Використання ГЕС частково допоможе вирішити дану проблему. В найближчі роки вся енергетична база планети зміниться [31, 32]. Екологічні проблеми, які необхідно терміново вирішити для зменшення викидів CO<sub>2</sub>, стали потужним поштовхом для розвитку ВДЕ. До 60 % електроенергії до 2030 року буде вироблятися за рахунок ВДЕ в європейських електромережах.

В найближчі роки вся енергетична база планети зміниться [31, 32]. Екологічні проблеми, які необхідно терміново вирішити для зменшення викидів CO<sub>2</sub>, стали потужним поштовхом для розвитку ВДЕ. До 60 % електроенергії до 2030 року буде вироблятися за рахунок ВДЕ в європейських електромережах. Енергетична стратегія країни до 2035 року передбачає, що ВДЕ становитимуть 25 % в енергетичному балансі. Також, прогнозується, що інвестиції у ВДЕ в Європі до 2035 р. будуть більшими ніж інвестиції в ТЕС і АЕС, більше ніж у три рази [33].

В найближчі роки вся енергетична база планети зміниться [31, 32]. Екологічні проблеми, які необхідно терміново вирішити для зменшення викидів CO<sub>2</sub>, стали потужним поштовхом для розвитку ВДЕ. До 60 % електроенергії до 2030 року буде вироблятися за рахунок ВДЕ в європейських електромережах. Енергетична стратегія країни до 2035 року передбачає, що ВДЕ становитимуть 25 % в енергетичному балансі. Також, прогнозується, що інвестиції у ВДЕ в Європі до 2035 р. будуть більшими ніж інвестиції в ТЕС і АЕС, більше ніж у три рази [33].

Генерування електроенергії ГЕС є одним із пріоритетних

напрямків розвитку ВДЕ. ГЕС – це компромісне рішення, яке задовольняє вимоги до обсягу виробництва електроенергії, якості електроенергії, вартості електроенергії та екології [34]. ГЕС має великий потенційний ресурс – 14576 ТВт·год.

Встановлена потужність ГЕС є меншою, ніж потенційний ресурс ГЕС (рис. 1.9, а) [35, 36].

За даними Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії, у світі спостерігається постійне збільшення встановленої потужності ГЕС, як показано на рис. 1.9, а). В Україні також зберігається тенденція збільшення встановленої потужності ГЕС, як показано на рис. 1.9, б).

Варто зазначити, що низький технічний стан ліній електропередачі та нерівномірність графіку генерування електроенергії ФЕС та ВЕС спричиняють негативні ситуації для споживача.

Ці ситуації зумовлюють можливі режими часткового живлення деяких споживачів мережі. Для зменшення дефіциту електроенергії пропонується використання для відновлення постачання електроенергії споживачам енергомереж спільне використання різних джерел енергії, зокрема міні-ГЕС.

Використання ГЕС для виробництва електроенергії має багато переваг, таких як постійне поновлюване використання водних ресурсів та контрольоване стабільне генерування. ГЕС є популярними у всьому світі та Україні, про що свідчить обсяг річного генерування електроенергії ГЕС у світі та в Україні, що показано на рис. 1.9, в) та рис. 1.9, г) відповідно. Питання можливості компенсації нерівномірності ВДЕ за допомогою ГЕС є актуальним і потребує більш детального дослідження.

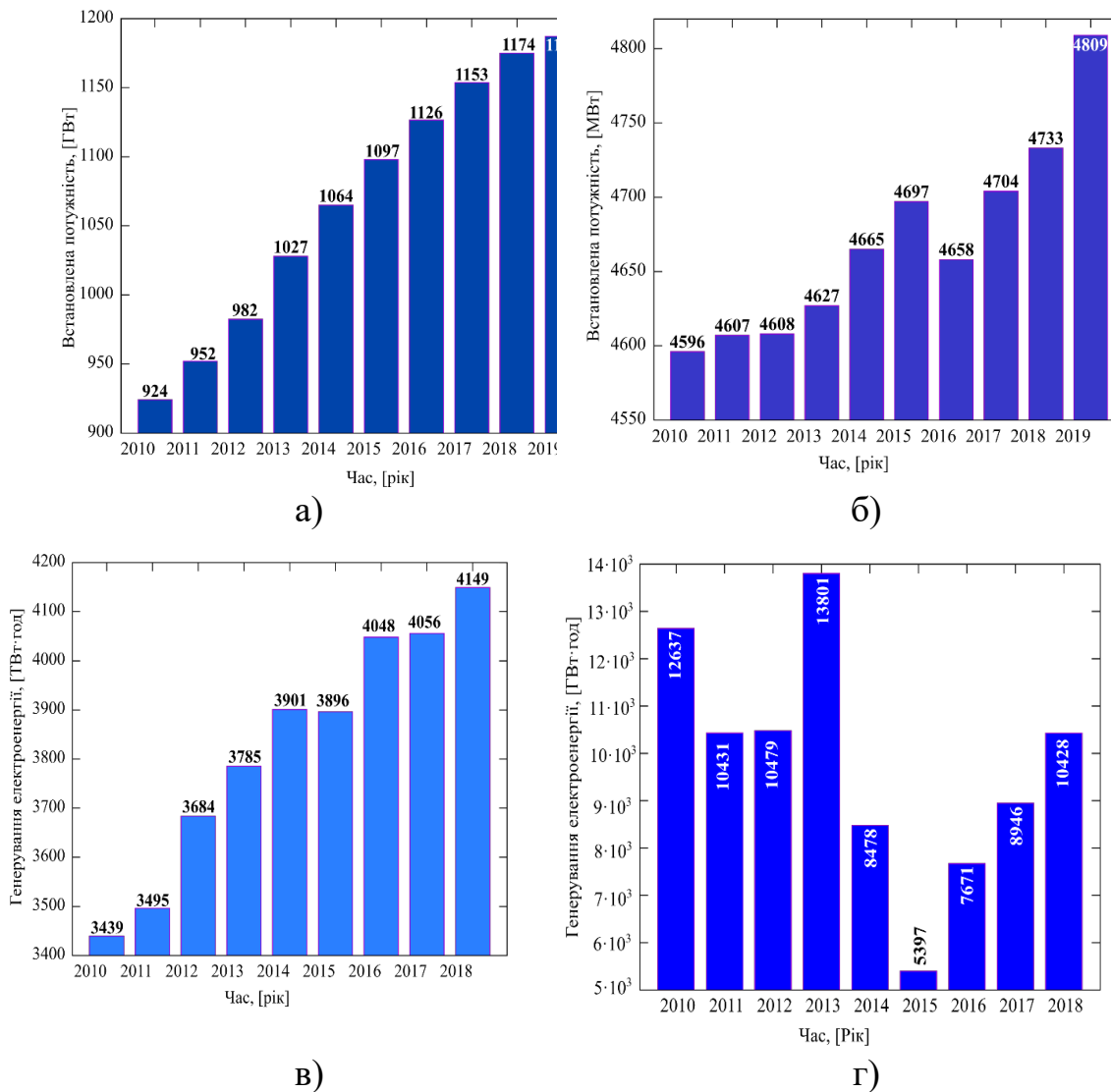


Рисунок 1.9 – Встановлена потужність ГЕС за даними IRENA: а) в світі; б) в Україні; обсяги генерування електроенергії: в) у світі; г) Україні

## Висновки до розділу 1

В сучасних умовах задача підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі потужності та електроенергії ЕЕС є актуальною і її вирішення забезпечить сталий розвиток ВДЕ та виконання зобов'язань щодо курсу декарбонізації.

## 2 БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

## **В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ**

### **2.1 Забезпечення балансової надійності ЕЕС з ВДЕ та проблеми, що пов'язані з їх реалізацією**

#### **2.1.1 Основні технології забезпечення балансу електроенергії в ЕЕС з ВДЕ**

Наразі існує потреба розвитку нових генеруючих потужностей із необхідними для енергосистеми динамічними характеристиками, зокрема – високоманеврового генерування. Це дозволить забезпечити балансову надійність ЕЕС з ВДЕ в умовах стрімкого розвитку відновлюваної енергетики з нерівномірним графіком відпуску електроенергії, а також створить умови для ефективного і продуктивного використання ВДЕ [37]. Надто тоді, коли в ЕЕС, згідно балансуєчому ринку, вимагається планувати погодинний графік генерування ВДЕ на наступний день.

Основні технології забезпечення балансової надійності ЕЕС в умовах інтеграції ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування станом на 2021 рік показані на рис. 2.1.

Сучасні програми прогнозування, хоча і дозволяють передбачити очікувану генерацію та споживання на добу вперед і навіть на годину, проте не забезпечують повний контроль над цим процесом. В умовах дії балансуєчого ринку забезпечується процес балансування, що складається з трьох основних етапів: оператор системи передачі визначає потреби в балансуєчих резервах; оператор системи передачі закуповує необхідні балансуєчі потужності; оператор системи передачі закуповує необхідну балансуєчу енергію. Проблема забезпечення балансуєчого резерву постає особливо гостро. Є ризик, що інвестори не встигнуть зреагувати на зростання попиту на нову потужність і в стислі терміни забезпечити уведення необхідного обсягу балансуєчих резервів, особливо на початковому етапі

функціонування оптового ринку з уведеними обмеженнями [37].

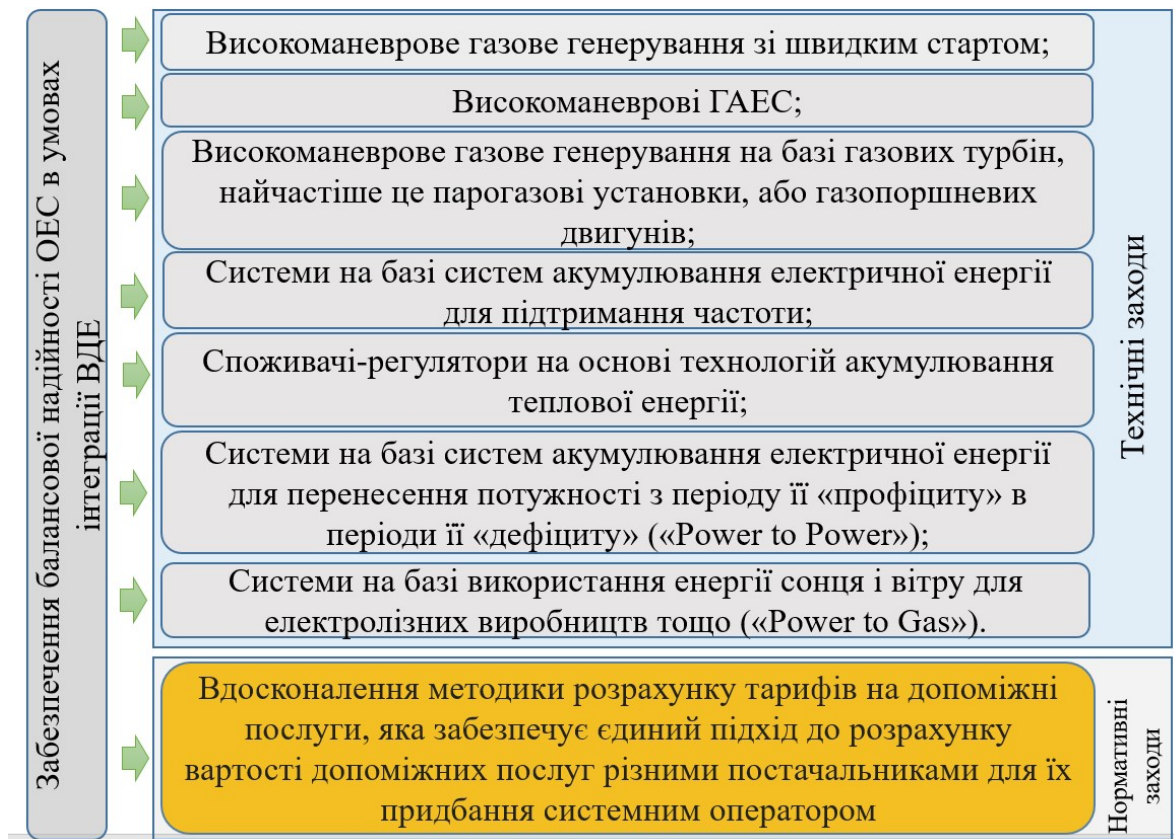


Рисунок 2.1 – Технології підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичних систем

Тобто при використанні ВДЕ потрібно мати балансуєчий резерв системи, який забезпечується не лише ГЕС і ГАЕС, а також і ТЕС. Зараз в умовах дефіциту маневрених потужностей, зменшення навантаження енергосистеми покривається за рахунок вугільних ТЕС. Внаслідок роботи в непередбачених проектом умовах, а саме їх непроєктні пуски і зупинки пришвидшують зменшення ресурсного терміну експлуатації, підвищується аварійність блоків і супроводжується понаднормативним споживанням палива [38, 39]. Все це призведе також до додаткових затрат на ремонт та обслуговування. Тільки на пуск одного енергоблоку потужністю 300 МВт витрачається 70 т мазуту, а середні перевитрати палива на 1

кВт·год, згенерованої таким чином електроенергії, складають від 10 до 30 %. Очевидно, що це призводить до надлишкового забруднення навколишнього середовища.

Згідно звіту НКРЕПІ за 2018 рік більшість блоків ТЕС потребують заміни або реконструкції, оскільки відпрацювали свій нормативний ресурс або наближаються до нього. Так, наприклад, із 75 енергоблоків генеруючих компаній теплових електростанцій 68 енергоблоків (16962 МВт або 78,7 %) експлуатується понад парковий термін експлуатації, 2 енергоблоки (600 МВт або 2,8 %) експлуатується понад граничний термін експлуатації і 5 енергоблоків (4000 МВт або 18,6 %) експлуатується понад проектний термін експлуатації (рис. 2.2) [20]. Очевидно, що такий стан теплових електростанцій, які в основному створюють системний резерв щодо компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ, не дозволяє надіятися на те, що ТЕС можуть бути надійним резервом ВДЕ досить тривалий час. Необхідно шукати інші способи резервування ВДЕ під час роботи в складі ЕЕС [27].

Наприклад, одним з відомих, але досі не реалізованих напрямків помітного зменшення витрат енергосистеми на виробництво електроенергії є вирішення задачі узгодження нерівномірності графіків електричного навантаження енергосистеми з графіками генерування ВДЕ. У поєднанні з існуючими в ЕЕС маневреними потужностями це може забезпечити нормальний режим роботи ВДЕ на першому етапі, поки не будуть введені інші способи резервування, які вимагають суттєвих капіталовкладень. Це можуть бути накопичувачі електроенергії хімічного типу, водневі технології, біогазові установки, тощо [40].

Регулювання потужності для забезпечення стабільної роботи ЕЕС вимагає врахування особливих умов режимів роботи електричних станцій. Основна властивість електроенергії це одночасність споживання і генерування, а для збереження балансу, споживання і



генерування мають бути рівними. Тому, з врахуванням графіків споживання відповідно формуються режими роботи електричних станцій та їх графіки генерування.

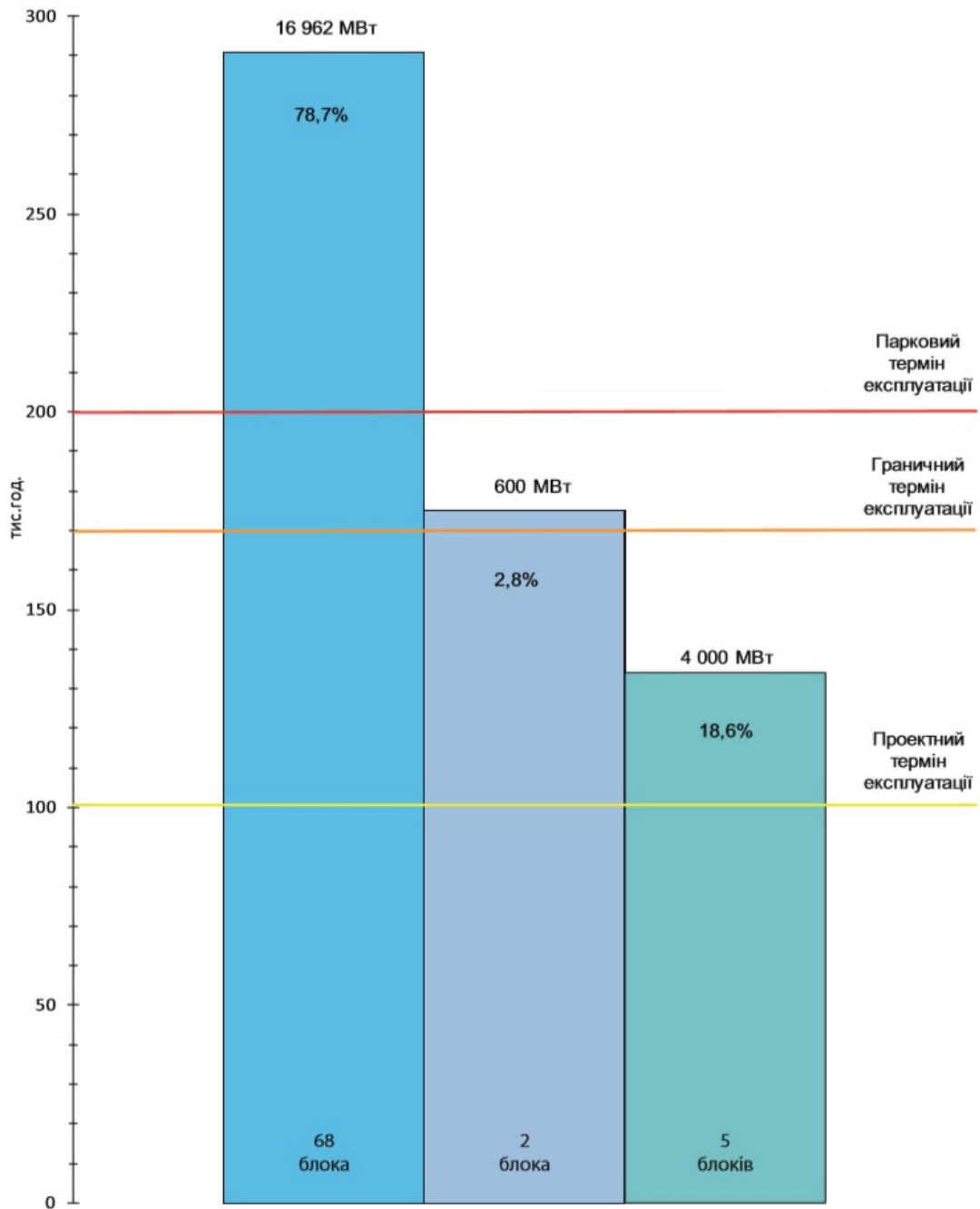


Рисунок 2.2 – Технічний стан енергоблоків енергогенеруючих компаній теплових електростанцій по ресурсу роботи станом на 01.01.2019

Технологічні властивості всіх електричних станцій різні, наприклад АЕС з блоками ВВЕР технологічно не придатні для

поточного регулювання потужності [41], тому вони постійно працюють з номінальною потужністю і покривають базис графіка навантаження.

Відповідно до цього гостро постає проблема компенсації небалансу потужності між генеруванням і споживанням усіма наявними для цього засобами. В першу чергу використовуються такі накопичувачі електроенергії як Дністровська, Ташликська ГАЕС. Досить в широкому діапазоні регулювати потужність і частоту дозволяють теплові електричні станції конденсаційного типу (в середньому потужність, що генерується ТЕС може варіюватись в діапазоні 40-50 % від номінального значення). ТЕС і ГЕС створюють резерв потужності необхідний для забезпечення надійної роботи ЕЕС. Резерв потужності, який забезпечить безперебійне електропостачання споживачів, складається з навантажувального, аварійного і ремонтного, та компенсації недогенерування джерелами енергії з нерівномірним графіком генерування і складає 20-25 % середньодобового споживання.

Наразі ВДЕ (особливо ФЕС і ВЕС) є повноправними учасниками надання послуг по виробництву електроенергії, але їхня залежність від метеопараметрів та зміни потужності від нуля до номінальної ускладнює роботу системи в цілому. Неконтрольоване встановлення та генерування ВДЕ, відсутність будь-яких обмежень з боку ЕЕС, тобто вся вироблена електроенергія видавалась в електричній мережі без всяких обмежень [41, 42], наряду з позитивом викликало нові проблеми балансування режимів ЕЕС. Тому перед великими компаніями, які надають послуги по встановленню і обслуговуванню ВДЕ, та власниками потужних ВДЕ стоїть задача створення систем накопичення енергії (СНЕ). Це новий вид послуг, який допоможе врегулювати питання балансування потужності в ЕЕС і забезпечить енергоефективність ВДЕ. Ринок давно потребує послуг, що можуть надавати накопичувачі на балансуєчому ринку та ринку допоміжних

послуг. Необхідно створити законодавче та регуляторне поле, яке дозволить ідентифікувати учасника ринку – оператора системи накопичення енергії, вирішити питання приєднання електроустановок СНЕ до електричних мереж операторів систем та основних споживачів, а також визначити технічні вимоги до таких установок в частині надання відповідних послуг. Впровадження системи накопичення енергії стратегічно важливе завдання, яке необхідно вирішити для підвищення гнучкості об'єднаної електроенергетичної системи України, що в подальшому дасть можливість збільшити обсяги генерації чистої електроенергії з відновлюваних джерел енергії [43].

Також, одним із перспективних напрямків розвитку є використання біогазових технологій, що особливо актуально в умовах стрімкого розвитку аграрного комплексу України [44-48]. Потужні агропромислові комплекси, займають значні території, їх будують ближче до сировини, тому електропостачання здійснюється від мереж 10-0,4 кВ, в окремих випадках 110 кВ. З метою забезпечення якісного тепло- та електропостачання підприємства АПК все частіше використовують ВДЕ, які є не тільки різних різновидів (СЕС, ВЕС, малі ГЕС, біогазові установки), а й мають широкий діапазон потужностей генераторів.

Використання альтернативних джерел енергії, забезпечить не лише енергетичну незалежність підприємств АПК, а стане додатковим джерелом доходу, що регламентується Законом України «Про електроенергетику» та Законом України «Про альтернативні джерела енергії» (зі змінами, внесеними Законом України «Про ринок електричної енергії»), в яких передбачено механізм стимулювання розвитку виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії шляхом встановлення «зеленого» тарифу [44].

### **2.1.2 Відповідальність виробників ВДЕ за небаланси**

Відповідальність виробників електроенергії ВДЕ стимулює до пошуку шляхів підвищення їх енергоефективності та регламентується нормативними документами, а саме: Законом України «Про ринок електричної енергії»; Постановою НКРЕП «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та аукціонною ціною» №641 від 26.04.2019 р. та Постановою НКРЕП «Про затвердження правил ринку» №307 від 14.03.2018 р. Згідно аналізу цих документів можна виділити три основні базові принципи врегулювання відповідальності, які представлені на рис. 2.3.

Під відповідальністю за баланс, розуміють зобов'язання учасників ринку повідомляти і виконувати погодинні графіки електричної енергії відповідно до обсягів купленої та проданої електричної енергії та нести фінансову відповідальність за врегулювання небалансів. Під небалансом електричної енергії розуміють, розраховану, відповідно до правил ринку, для кожного розрахункового періоду різницю, між фактичними обсягами відпуску або споживання, імпорту, експорту електричної енергії, сторони відповідальної за баланс, та обсягами купленої чи проданої електричної енергії, зареєстрованої відповідно до правил ринку.

Розмір відповідальності за небаланси виробників перед гарантованим покупцем показаний на рис. 2.4. Ця відповідальність виникла ще 1 липня 2019 року для виробників електроенергії з альтернативних джерел енергії, фінансова відповідальність учасників балансуєної групи перед гарантованим покупцем виникла з 1 січня 2021 року.

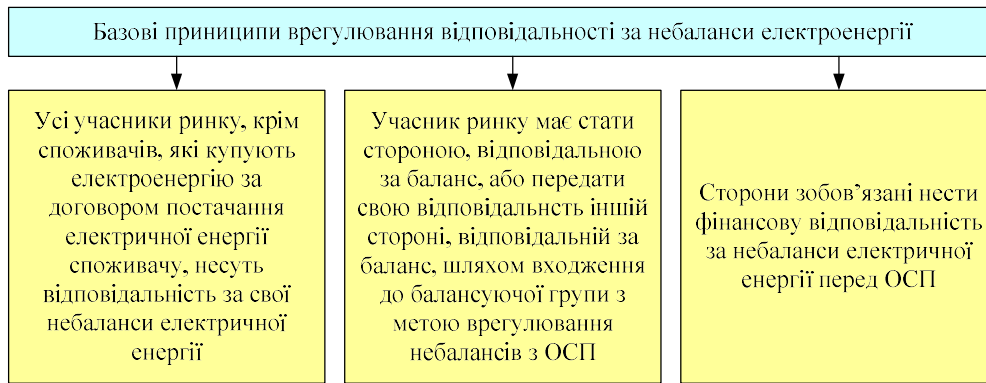


Рисунок 2.3 – Базові принципи врегулювання відповідальності за небаланси електроенергії

Важливу роль відіграє допустима похибка прогнозування (Tolerance margin), а саме до 31 грудня 2029 року відшкодування суб'єктам господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію сонячного випромінювання і вітру та входить до складу балансуєної групи гарантованого покупця, здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії такого об'єкта господарювання від його погодинного графіку відпуску електричної енергії більш як на 5 % (для ВЕС – 10 %). Очікується зменшення похибки прогнозування, оскільки накопичується база даних, досвід програмування, нові програмні засоби та адаптація існуючих та підвищується енергоефективність самих ВДЕ.

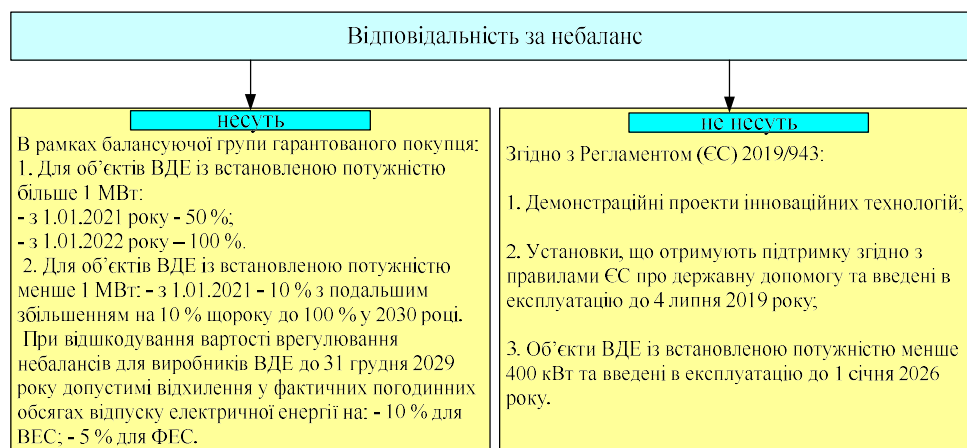


Рисунок 2.4 – Відповідальність за небаланс об'єктів енергетики

## 2.2 Задача оптимального керування параметрами електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії

Задача оптимального керування параметрами нормального режиму ЕЕС з високим рівнем інтеграції відновлюваних джерел енергії з нерівномірним графіком генерування може бути описана інтегральним критерієм та в загальному випадку сформульована як задача теорії оптимального керування з квадратичним критерієм якості [49-52]:

мінімізувати функцію керування

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} [\mathbf{x}_t(t) \mathbf{H} \mathbf{x}(t) + \mathbf{u}_t(t) \mathbf{L} \mathbf{u}(t)] dt, \quad (2.1)$$

в просторі станів системи

$$\frac{dx}{dt} = \mathbf{A} \mathbf{x}(t) + \mathbf{B} \mathbf{u}(t); \quad \mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}_0, \quad (2.2)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C} \mathbf{x}(t) + \mathbf{D} \mathbf{u}(t), \quad (2.3)$$

де  $\mathbf{x}(t)$ ,  $\mathbf{u}(t)$ ,  $\mathbf{y}(t)$  – відповідно вектори стану, керування і спостереження;  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$ ,  $\mathbf{C}$ ,  $\mathbf{D}$ ,  $\mathbf{H}$ ,  $\mathbf{L}$  – матриці постійних коефіцієнтів, за фізичним змістом узагальнені параметри ЕЕС;  $t_0$ ,  $t_k$  – початок і кінець інтервалу часу, при якому мінімізується функція керування (для ЕЕС це зазвичай 15 хв.);  $\mathbf{x}_0$  – початкове значення вектору стану.

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{J}(t) \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t) \\ U_{\delta} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{y}(t) = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{S}}_{\varepsilon}(t) \\ \dot{\mathbf{I}}_{\varepsilon}(t) \\ \mathbf{U}(t) \\ \dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ\_план}(t) \end{bmatrix}, \quad \mathbf{u}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{k}(t) \\ \mathbf{Q}_{ДРП}(t) \\ \dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ}(t) \\ \mathbf{P}_{НЕ}(t) \\ \mathbf{S}_{ВУ,Біо}(t) \end{bmatrix}, \quad (2.4)$$

де  $\dot{\mathbf{J}}(t) = \hat{\mathbf{U}}_o^{-1}(t) \hat{\mathbf{S}}(t)$  – вектор струмів у вузлах ЕЕС;  $\hat{\mathbf{U}}_o(t)$  – діагональна матриця вузлових напруг;  $\dot{\mathbf{S}}(t) = \mathbf{P} + j\mathbf{Q}$  – вектор потужностей у вузлах;  $\hat{\mathbf{U}}_\Delta(t)$  – вектор напруг вузлів відносно базисного;  $U_\delta$  – напруга базисного вузла;  $\hat{\mathbf{U}}(t)$  – вектор напруг вузлів;  $\dot{\mathbf{S}}_e(t) = \mathbf{P}_e + j\mathbf{Q}_e$ ,  $\dot{\mathbf{I}}_e(t)$  – вектори потужностей і струмів у вітках ЕЕС, де здійснюються телевиміри;  $\dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ\_план}(t)$  – вектор прогнозованих значень потужностей генерування ВДЕ;  $\mathbf{k}(t)$ ,  $\mathbf{Q}(t)$ ,  $\dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ}(t)$ ,  $\mathbf{P}_{НЕ}(t)$  – вектори коефіцієнтів трансформації, навантажень джерел реактивної потужності, потужностей ВДЕ і накопичувачів електроенергії;  $\mathbf{S}_{ВУ,Біо}(t)$  – вектор потужності водневих і біогазових установок.

При цьому основні елементи критерію оптимальності при керуванні можуть бути узагальнені, як показано на рис. 2.5 [53].

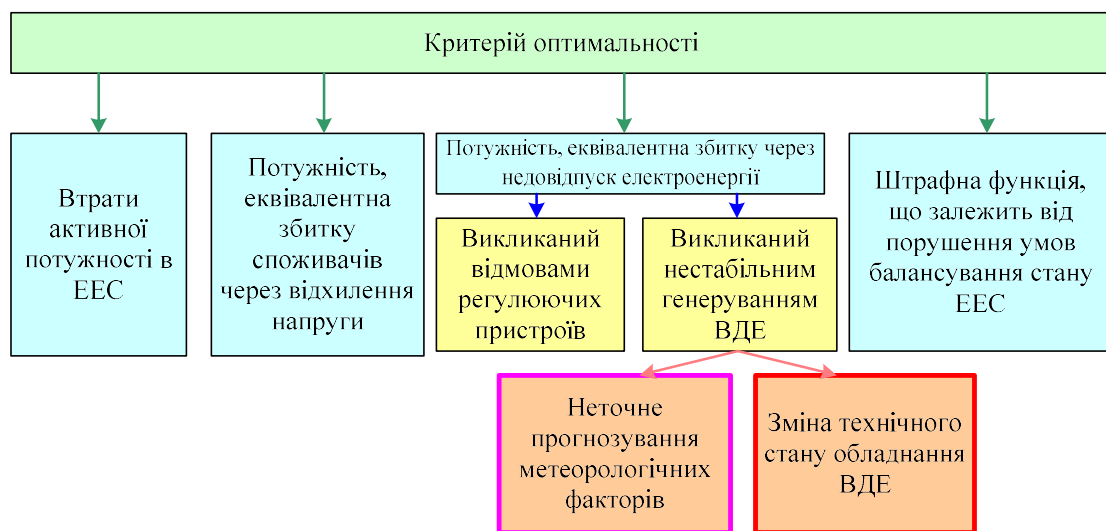


Рисунок 2.5 – Відповідальність за небаланс об’єктів енергетики

### 2.3 Вплив стану електричних мереж на енергоефективність ВДЕ

Відомо, що в наш час значно зросла кількість ВДЕ саме в розподільних електричних мережах. В цих мережах має місце

понаднормове відхилення напруги; за певних умов значно зростає значення переданої по ЛЕП потужності, що перевищує максимально допустимі значення для існуючих перерізів, особливо для застарілих ЛЕП під час пікового генерування [54]. З цих та інших причин зросла пошкоджуваність: ЛЕП 35-10 кВ, вимірювальних трансформаторів напруги, кабельних ліній, розрядників, ОПН, оливних вимикачів, силових трансформаторів [55-59]. За умов зростання кількості та потужності ВДЕ приєднаних до зношених розподільних мереж – зростає пошкоджуваність обладнання цих мереж. Пошкодження електричних мереж впливає на роботу ВДЕ. Вони можуть або зовсім відключатись через відсутність зв'язку з мережею, або можуть обмежувати свою потужність через невідповідність параметрів (зміна напруги вище/нижче номінальної, комутаційні перенапруги, тощо). В будь-якому випадку це призводить до зменшення виробленої ВДЕ електроенергії і погіршення економічності.

Значення індексів SAIDI та ENS для України наведені на рис. 2.6.

Основні показники якості функціонування електричних мереж можна представити з точки зору якості електропостачання, яка в свою чергу характеризується рівнем надійності (індекс SAIDI; індекс SAIFI; індекс MAIFI; індекс ENS) [60], якістю надання послуг та якістю електричної енергії (рис. 2.7). Значення індексу SAIDI з вини компаній у 2019 році – 683 хв., для порівняння в Чехії – 84 хв., Данії – 12 хв., Німеччині – 12 хв.

Можливі три основні сценарії впливу ВДЕ на якість функціонування електричних мереж :

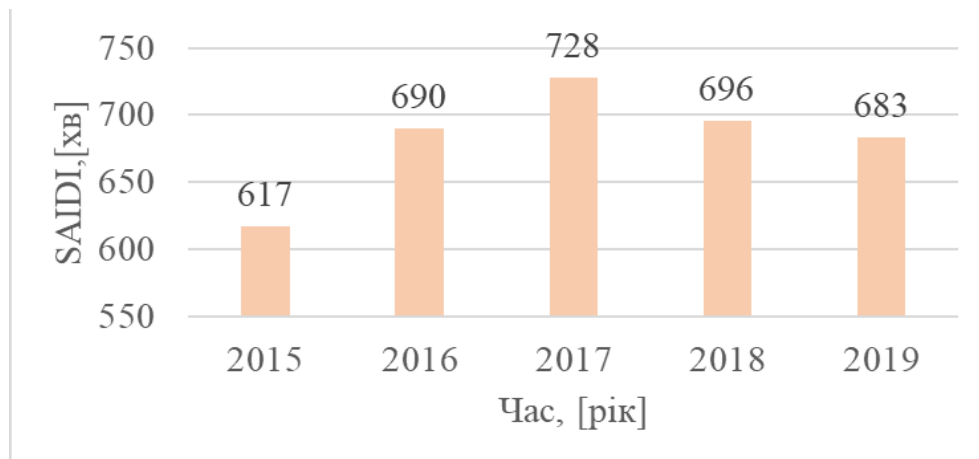
Сценарій № 1. ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж. Це пояснюється тим, що раніше було одне джерело живлення споживачів, а тепер два і більше, тобто надійність електропостачання споживачів зросла і відповідно енергоефективність ВДЕ теж.

Сценарій № 2. ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж за певних умов. В такому трактуванні основними

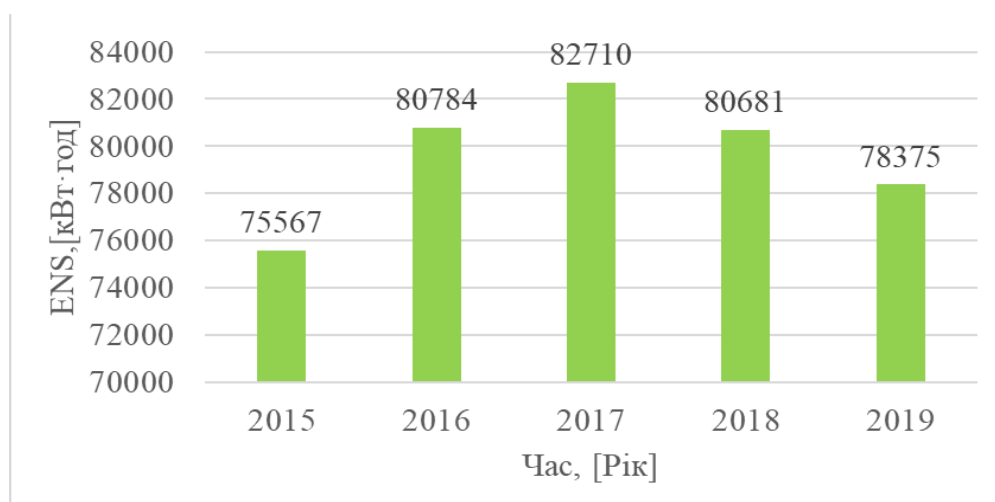


умовами, що впливають на генерування ВДЕ, є метеорологічні фактори, які мають стохастичний характер. Тому до умов, що формують якість функціонування електричних мереж з ВДЕ, відноситься достовірність прогнозних метеорологічних параметрів та технічний стан обладнання електричних мереж і ВДЕ. Показники якості електропостачання споживачів, будуть залежати від надійності та енергоефективності роботи ВДЕ та електричних мереж.

Сценарій № 3. ВДЕ погіршує якість функціонування електричних мереж, наприклад виникла ситуація коли відбулось КЗ на шинах ВДЕ.



а)



б)

Рисунок 2.6 – Індеси для України: а) SAIDI; б) ENS

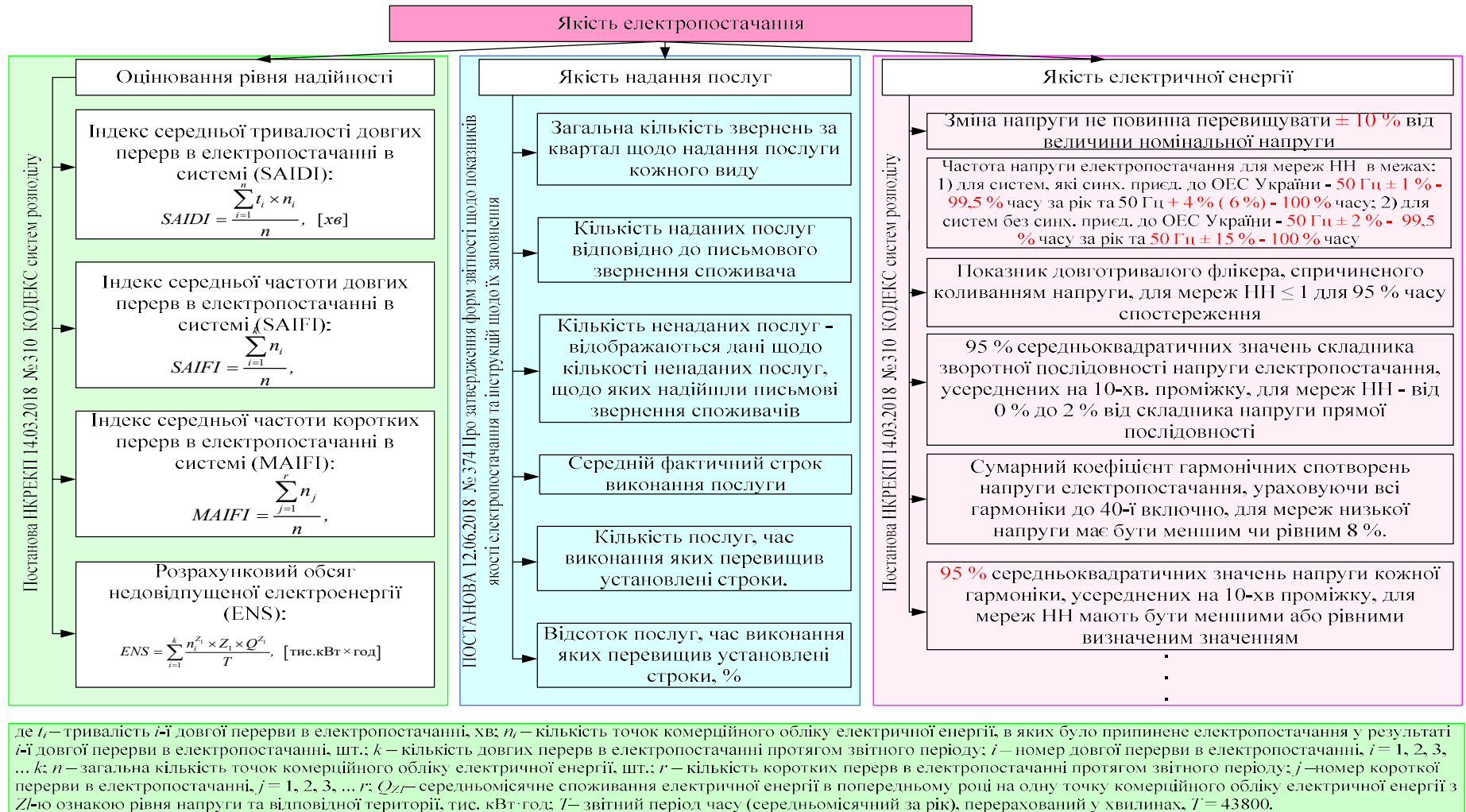


Рисунок 2.7 – Показники, які характеризують якість електропостачання і визначаються постановами НКРЕКП [60-

## Висновки до розділу 2

В Україні спостерігаються проблеми балансування в електроенергетичних системах. Цей дисбаланс потужності спричинений збільшенням потужності ВЕС і ФЕС та недостатнім обсягом маневреної потужності для балансування. Нажаль, ці процеси – розбудова ВДЕ і збільшення маневреної потужності в ЕЕС, не розвивалися паралельно. Така ситуація в електричних мережах на тлі тенденцій щорічного збільшення встановленої потужності та генерування електроенергії ВДЕ ставить нові виклики та задачі.

Для української енергетики проблема є більш актуальною, оскільки з 1 січня 2021 р. прийнято постанову про фінансову відповідальність за небаланс потужності в електроенергетичній системі [61]. Енергопостачальні компанії, які генерують електроенергію за допомогою ВДЕ, будуть змушені платити штрафи за порушення балансу електроенергії. В цих умовах актуалізується проблема аналізу нерівномірності генерування ВДЕ при керуванні параметрами нормальних режимів роботи електроенергетичних систем .

Прогнозування виробництва електроенергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливої компенсації за неточні прогнозні дані є необхідним для власників ФЕС, ВЕС та міні-ГЕС. Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС, СЕС, малі-ГЕС, у мікро-, локальні, регіональні та національні енергетичні системи, про що більш детально описано в третьому розділі.

Слід також зазначити, що навіть завдяки великій кількості програмного забезпечення та алгоритмів, що дозволяють формувати прогнозні дані, питання надійного та точного прогнозування все ще вимагає ретельного вивчення та дослідження, оскільки постійна зміна погоди значно ускладнює процес прогнозування. Процесу прогнозування передують процес аналізу природної нерівномірності

графіку генерування ВДЕ, а саме ідентифікації найвпливовіших метеорологічних факторів, чому і присвячений другий розділ.

При підвищенні енергоефективності ВДЕ, а саме ФЕС, актуальною є задачі визначення технічного стану їх обладнання та розробка апаратно-програмного комплексу онлайн моніторингу генерування ФЕС. Тому в четвертому розділі наведений детальний аналіз експериментальних досліджень деградації обладнання ФЕС, а саме фотоелектричних модулів та проведено нейро-нечітке моделювання коефіцієнту їх залишкового ресурсу.

Вдосконалення існуючих та розвиток нових балансувальних потужностей, з залученням новітніх технологій сприятиме підвищенню енергоефективності ВДЕ як показано в п'ятому розділі.

Оптимальним видається комплексний підхід, коли для підвищення енергоефективності ВДЕ використовуються декілька способів резервування для компенсації нерівномірності графіків їх генерування. В цьому випадку мінімізуються сумарні витрати на підвищення енергоефективності ВДЕ шляхом резервування потужності. Задачі оптимізації витрат на способи підвищення енергоефективності ВДЕ розв'язуються в шостому розділі методами критеріального програмування [49, 63-65] та нечіткого моделювання [50, 66-70], що дозволяє визначити чутливість витрат до встановленої потужності кожного способу резервування та визначити їх співрозмірність.

## **3 ВПЛИВ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ**

### **3.1 Математичне моделювання впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ**

Основна відмінність централізованого електропостачання в електричних мережах від розосередженого полягає в тому, що зміна потоків потужності (потоків перетікань електроенергії) та склад балансової структури головним чином залежать лише від графіку споживання. У електричних мережах, з глибокою інтеграцією ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування без достатнього акумулюючого резерву, протягом доби змінюється склад генерувальних потужностей під впливом різних факторів, в тому числі і метеорологічних, а також змінюється схема передачі енергії до споживачів під дією природних умов. Зокрема, як зазначено в [71], суттєво може змінюватись склад обладнання, що впливає на балансову надійність системи. Тому важливо оцінити можливість забезпечення балансової надійності ВДЕ у електричних мережах з урахуванням їх графіків генерування та споживання. Оцінити генерування ВДЕ в ЕЕС неможливо без аналізу експериментальних даних [71], які можуть бути представлені у вигляді часових рядів.

#### **3.1.1 Використання часових рядів для представлення генерування ВДЕ**

**3.1.1.1 Способи оцінки часових рядів для погодинного генерування ВДЕ.** Процеси зміни добового та погодинного генерування електроенергії ВДЕ протягом року, доби, години в залежності від впливу метеорологічних факторів, графіків споживання електроенергії, параметрів, що характеризують технічний стан електричного обладнання мереж можуть бути описані за допомогою часових рядів.

Під часовим рядом (ЧР) розуміють послідовність значень деякої змінної (або змінних), що реєструються через певні проміжки часу (регулярні або нерегулярні). Якщо розглядається часовий ряд з однією змінною, то він є одномірним, у випадку ж з декількома паралельно досліджуваними змінними – багатовимірним часовим рядом [72]. Тобто, часовий ряд – це послідовність впорядкованих в часі значень змінних, що характеризують стан і зміну досліджуваного явища [73].

Часові ряди активно застосуються при вивченні властивостей динамічних складних систем до яких відносяться електроенергетичні системи з відновлюваними джерелами енергії, в тому числі при експериментальних дослідженнях. Це також актуально в тих випадках, коли виникають труднощі при створенні адекватної математичної моделі для опису досліджуваного процесу, але є в достатній кількості інформація щодо вимірюваної досліджуваної величини. Тому аналіз якості функціонування електричних мереж з ВДЕ, особливо при великій вибірці вимірюваних даних, часто реалізують шляхом обробки отриманих сигналів методами оцінки числових рядів [74].

В загальному випадку одномірний часовий ряд із спостережень  $y_t$ , що виміряні в моменти часу, можна розкласти на наступні складові або компоненти [72]:

- тренд ( $T_t$ ): характеризує довгострокову тенденцію в даних (зниження або зростання). Тренд може бути лінійним або нелінійним. У деяких часових рядах може також спостерігатися зміна напрямку тренду (наприклад, коли зростання змінюється спадом);

- циклічна компонента ( $C_t$ ): довгострокові циклічні коливання. Як правило, частота таких змін непостійна;

- сезонна компонента ( $S_t$ ): короточасні періодичні зміни, що мають фіксовану частоту (наприклад, добові зміни кількості сонячного світла, що падає на одиницю поверхні Землі);

- нерегулярна компонента ( $\varepsilon_t$ ): ефекти випадкових факторів («шум»).

Хоча функціональний зв'язок між перерахованими компонентами може приймати практично будь-яку форму, зазвичай розглядають залежності наступних двох видів:

- адитивну модель:

$$y_t = T_t + C_t + S_t + \varepsilon_t, \quad (3.1)$$

- мультиплікативну модель:

$$y_t = T_t \times C_t \times S_t \times \varepsilon_t. \quad (3.2)$$

Адитивну модель застосовують для опису стаціонарних часових рядів, в яких середнє значення і дисперсія  $y_t$  приблизно постійні для всіх  $t$ . Мультиплікативна ж модель краще підходить для опису нестаціонарних рядів, в яких зазвичай мають місце виражений тренд і зростання дисперсії  $y_t$  в часі.

Часові ряди аналізуються з метою: короткого опису характерних особливостей; підбору статистичної моделі, яка буде описувати часовий ряд; визначення природи ряду і прогнозування (передбачення майбутніх значень часового ряду по поточним і ретроспективним даним), керування процесом, який генерує цей ряд. Реалізація цих цілей вимагає, щоб модель ряду була ідентифікована і формально описана. Як тільки модель визначена, можна за її допомогою інтерпретувати отримані дані.

Як і більшість інших видів аналізу, аналіз часових рядів передбачає, що дані містять систематичну складову і випадковий шум, який ускладнює виявлення регулярних компонент. Більшість методів дослідження часових рядів включає різні способи фільтрації шуму, що дозволяють побачити регулярну складову більш чітко.

В даний час існує два якісно різних підходи до дослідження часових рядів які базуються на статистичних та динамічних методах. До статистичних відносяться методи побудови ймовірнісних моделей.

Динамічні методи базуються на теорія Такенса (Такенса-Мане). Сучасне уявлення про можливості оцінки часових рядів дає ембедологія (від англ. embedding - вкладення), яка об'єднує елементи теорії розмірності, теорії інформації, топології, диференціальної динаміки і теорії динамічних систем. У вирішенні задач детального аналізу числових рядів генерування електроенергії ВДЕ з природно нерівномірним графіком відпуску також можуть бути використанні методи критеріального програмування [73].

Основні етапи аналізу часових рядів:

1. Графічна інтерпретація та опис динаміки зміни часового ряду;
2. Виділення та видалення закономірних складових ЧР, що залежать від часу, тренду, сезонних циклічних складових;
3. Виділення та видалення низько- або високочастотних складових процесу (фільтрації) ;
4. Дослідження випадкової складової ЧР, що залишилась після п. 2. і п. 3.;
5. Побудова математичної моделі для опису випадкової складової та перевірка її адекватності;
6. Прогнозування розвитку досліджуваного процесу, представленого ЧР;
7. Дослідження взаємодії між різними ЧР.

Підходи до моделювання часового ряду можна розділити на два напрямки:

- моделювання невинуваткової складової в сукупності;
- розкладання часового ряду на складові компоненти і моделювання значень кожної компоненти окремо .

До найбільш відомих методів аналізу ЧР відносяться:

- кореляційний аналіз, що дозволяє виявити істотні періодичні залежності і їх лаги (затримки) всередині одного процесу (автокореляція) або між декількома процесами (кросскореляція);
- спектральний аналіз, що дозволяє знаходити періодичні і



квазіперіодичні складові ЧР;

- вейвлет аналіз;

- фрактальний аналіз;

- згладжування і фільтрація, що призначені для перетворення ЧР з метою видалення з них високочастотних або сезонних коливань;

- застосування моделей авторегресії і змінного середнього, які визначають однорідні коливання навколо середнього значення;

- прогнозування, що дозволяє на основі підібраної моделі зміни ЧР передбачати його значення в майбутньому.

Враховуючи основні ознаки ЧР, є перспективним їх використання для аналізу впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ і визначення коефіцієнту небалансу. Найбільш часто використовувані методи статистичної обробки первинних результатів емпіричних досліджень (дані про генерування електроенергії ВДЕ протягом року, доби, години, зміна метеорологічних параметрів, зміна параметрів електричного обладнання що ідентифікують його технічний стан т.д.) за кількісними шкалами діляться на дві великі групи: параметричні і непараметричні. Параметричні методи застосовуються в тих випадках, коли емпіричний розподіл даних є нормальним, тобто відповідає закону нормального розподілу Гауса. Якщо ж емпіричний розподіл відрізняється від нормального, то потрібно використовувати непараметричні методи. Для того, щоб результати обробки даних були достовірними, потрібно правильно вибрати методи обробки. Тому перше, що необхідно зробити при обробці даних за кількісними шкалами, – це перевірити дані на нормальність розподілу.

Перед тим як здійснити коваріаційний аналіз даних, потрібно вибрати метод кореляції. Основним критерієм є перевірка даних на нормальність, тобто відповідність Гаусовому розподілу.

**3.1.1.2. Оцінювання генерування електроенергії ВДЕ на нормальність розподілу.** Генерування електроенергії ВДЕ завжди має певну стохастичну складову, тому що залежить від умов, зумовлених географічним розташуванням, і вносить певні проблеми під час розв'язання задачі забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів.

Оцінку надійності постачання енергії від фотоелектричних станцій (ФЕС) неможливо провести без аналізу експериментальних даних та адекватного визначення впливних факторів. Причиною можливих похибок визначення впливних факторів на генерування ФЕС є неточність вибору методу кореляційного аналізу. Основним критерієм вибору методу кореляційного аналізу, а саме коефіцієнту кореляції, є відповідність розподілу даних нормальному закону.

Для перевірки досліджуваних даних на нормальність розподілу використовують графічні [75] та статистичні методи [76]. Тому проводиться оцінка добового та погодинного генерування електроенергії для всіх аналізованих ВДЕ. Як, приклад, наведено результати оцінювання на нормальність закону розподілу за добовим значенням генерованої електроенергії за 2019 рік для ФЕС «Цекинівська № 2», встановленою потужністю 1045 кВт, графічним методом номограм.

Наведений на рис. 3.1 графік ілюструє перевірку досліджуваних даних на нормальність, він побудований наступним чином:

1. Відсортовано значення добового генерування по збільшенню і пронормовано відносно їх математичного сподівання (вісь абсцис – добове генерування у в.о., відсортоване і пронормоване);

2. Встановлена відповідність значенню добового генерування ФЕС та його ймовірність:

$$W_i \equiv (i-0,5)/n, \quad (3.3)$$

де  $W_i$  – значення добової генерації ФЕС, вимірюється у відносних одиницях;  $i$  – порядковий номер від 1 до  $n$ ;  $n$  – кількість днів в році (в 2019  $n=365$ ).

3.Отримано масив зворотніх значень стандартного нормального інтегрального розподілу з ймовірністю, визначеною у попередньому пункті за допомогою зворотної функції стандартного нормального розподілу (вісь ординат – зворотне значення стандартного нормального інтегрального розподілу).

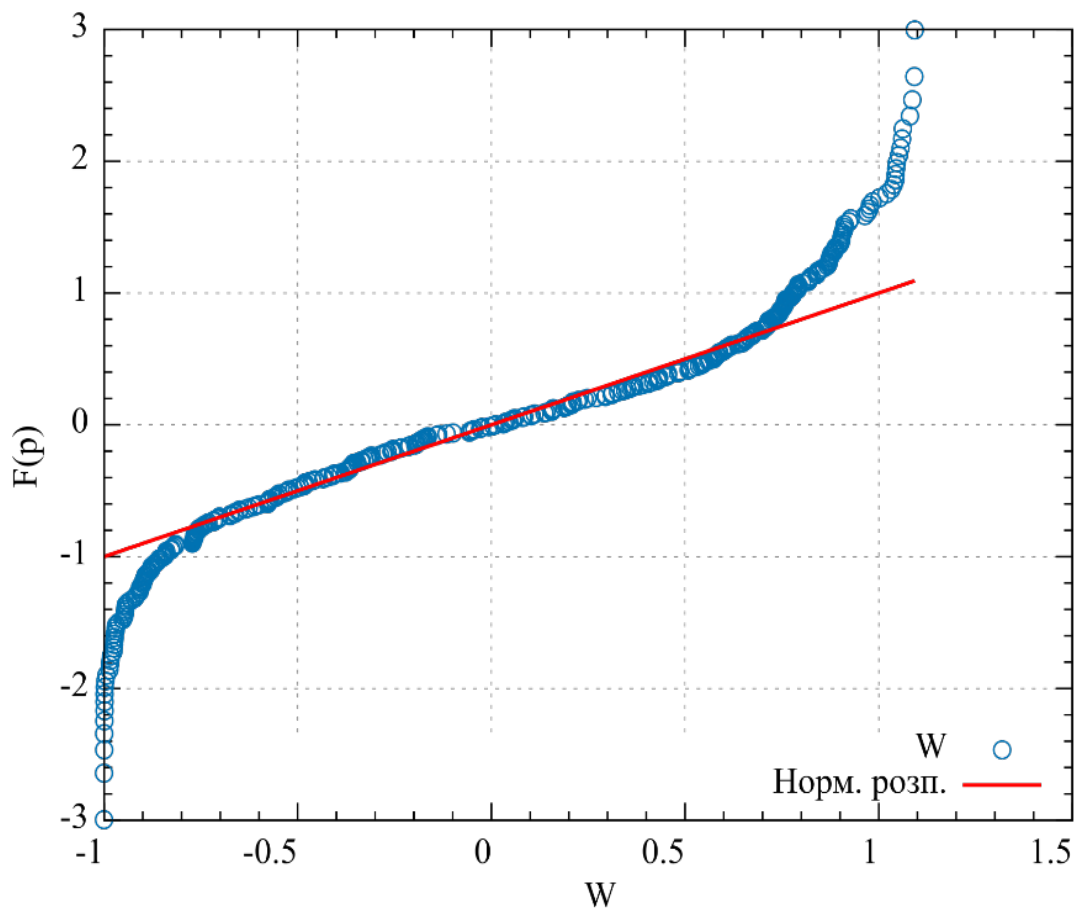


Рисунок 3.1 – Перевірка добового генерування електроенергії ФЕС «Цекинівська № 2» на нормальність

З отриманого графіка, можна зробити висновок що побудована крива розподілу добового генерування електроенергії протягом 2019

суттєво відрізняється від прямої, що характеризує нормальний розподіл, тому припущення, що досліджувані дані розподілені за нормальним законом відхилено.

Для перевірки адекватності отриманого результату використано статистичні методи, описані в [76, 77]. В [77] зазначено, що багатопараметричні критерії застосовують в тому випадку, якщо немає апріорної інформації про тип відхилення від нормального розподілу, тому застосовано критерій Шапіро-Уїлка.

Критерій Шапіро-Уїлка базується на відношенні оптимальної нелінійної незміщеної оцінки дисперсії до її звичайної оцінки методом максимальної правдоподібності.

Статистика критерію має вигляд:

$$W = \frac{1}{s^2} \left[ \sum_{i=1}^k a_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2, \quad (3.4)$$

$$s^2 = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2, \quad (3.5)$$

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i. \quad (3.6)$$

де  $W$  – статистика критерію;  $\left[ \sum_{i=1}^k a_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2$  – квадрат середньоквадратичного відхилення Ллойда;  $k = n/2$  при умові, що  $n$  – парне;

$k = n/2 - 1$  при умові, що  $n$  – непарне;  $n$  – кількість членів вибірки (для 2019 року – 365 днів);  $x$  – змінна (добове генерування ФЕС);  $a_{n-i+1}$  – коефіцієнти, наведені в довідникових таблицях і обираються в залежності від обсягу вибірки вхідних даних [76].

Критичне значення статистики  $W(\alpha)$  наведене в довідникових таблицях. Якщо  $W < W(\alpha)$ , то нульова гіпотеза нормальності

розподілу відхиляється на рівні значимості  $\alpha$ .

Наближене значення ймовірності емпіричного значення  $W$  при  $H_0$  обчислюється за формулою:

$$z = \gamma + \eta \ln \left( \frac{W - \varepsilon}{1 - W} \right), \quad (3.7)$$

де  $\gamma, \eta, \varepsilon$  – коефіцієнти довідникової таблиці.

Вивчення потужності критерію Шапіро-Уїлка показало, що це найбільш ефективний критерій перевірки нормальності розподілу випадкових величин. Для великих  $n$  таблиці коефіцієнтів  $a_{n-i+1}$  є незручними, тому використовують модифікований критерій Шапіро-Уїлка – критерій Шапіро-Франція. Його статистика має вигляд:

$$W' = \frac{1}{s^2} \left[ \sum_{i=1}^k c_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2, \quad (3.8)$$

де

$$c_{n-i+1} = \frac{m_{n-i+1}}{\left( \sum_{i=1}^n m_{i,n}^2 \right)^{\frac{1}{2}}}, \quad (3.9)$$

$m_{i,n}$  – математичне очікування  $i$ -ої порядкової статистики із стандартного нормального розподілу. Апроксимація

$$m_i = \Phi^{-1} \left( \frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}} \right) = u_p, \quad (3.10)$$

де

$$p = \frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}} \quad (3.11)$$

не спотворює суттєво критерій  $W'$ . Використовуючи апроксимацію для квантіля стандартного нормального розподілу можна записати:

$$u_p = 4,91[p^{0,14} - (1-p)^{0,14}], \quad (3.12)$$

і для

$$p = \frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}}, \quad (3.13)$$

$$m_i = 4,91 \left\{ \left( \frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}} \right)^{0,14} - \left( \frac{n - i + \frac{5}{8}}{n + \frac{1}{4}} \right)^{0,14} \right\}. \quad (3.14)$$

Для визначення критерію Шапіро-Уїлка великої вибірки, якою є вибірка добового генерування протягом 2019 року фотовольтаїчною станцією «Цекинівська № 2», без використання табличних даних застосували корисну апроксимацію наведену в [76]. Для  $\alpha=0,05$  статистика визначена за формулою:

$$W_1 = \left( 1 - \frac{0,6695}{n^{0,65189}} \right) \frac{s^2}{B}, \quad (3.15)$$

де

$$B = \left\{ \sum_{j=1}^m a_j (x_{n-j} - x_j) \right\}^2, \quad (3.16)$$

$$m = \left[ \frac{n}{2} \right], \quad (3.17)$$

$$a_0 = \frac{0,899}{(n-2,4)^{0,4162}} - 0,02, \quad (3.18)$$

$$a_j = a_0 \left[ z + \frac{1483}{(3-z)^{10,845}} + \frac{71,610^{-10}}{(1.1-z)^{8,26}} \right], \quad (3.19)$$

$$z = \frac{n-2j+1}{n-0,5}. \quad (3.20)$$

Якщо  $W_1 < 1$ , то нульова гіпотеза нормальності розподілу випадкових величин відхиляється. Для вибірки добового генерування протягом 2019 року фотовольтаїчною станцією «Цекинівська № 2»  $W_1 = 0,98$ , тому нульова гіпотеза нормальності розподілу випадкових величин відхиляється, що і підтвердило попередній розрахунок. Але для аналізу великих вибірок даних на нормальність і з метою максимальної автоматизації процесу використана розроблена програма в LabView National Instruments, яка використовує стандартні модулі LabView.

Наступним кроком було реалізовано кореляційний аналіз впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ.

### 3.1.2. Кореляційний аналіз генерування ВДЕ

**3.1.2.1. Коефіцієнт Пірсона.** Основним завданням кореляційно-регресійного аналізу є оцінка найбільш істотних кількісних характеристик причинно-наслідкових зв'язків між різними процесами і явищами, тобто оцінка зв'язку між коефіцієнтом небалансу, генеруванням та споживанням, між генеруванням електроенергії ВДЕ та метеорологічними факторами і т.д. З цією метою можуть бути застосовані коефіцієнти кореляції Пірсона, Спірмена та Кендела.

Найбільш поширеним критерієм оцінювання тісноти зв'язку між величинами є коефіцієнт кореляції Пірсона, який визначається за формулою:

$$r_{fW} = \frac{n \cdot \sum f_i \cdot W_i - (\sum f_i) \cdot (\sum W_i)}{\sqrt{(n \cdot \sum f_i^2 - (\sum f_i)^2)(n \cdot \sum W_i^2 - (\sum W_i)^2)}}, \quad (3.21)$$

де  $W_i$  – добове генерування;  $f_i$  – метеорологічний фактор.

Але має обмежену область застосування, зумовлену наступними вимогами:

1. Порівнювальні величини повинні бути в інтервальній чи відносній шкалі (кількісними і безперервними).

2. Як мінімум одна з величин (а краще обидві) повинні мати нормальний розподіл (тому розрахунок цього коефіцієнта є параметричним методом оцінки взаємозв'язку ознак).

3. Залежність між змінними носить лінійний характер.

4. Гомоскедастичність (варіабельність однієї змінної не залежить від значень іншої змінної).

5. Досить великий обсяг вибірки, як мінімум 25 спостережень.

Таким чином, перед прийняттям рішення про застосування коефіцієнта кореляції Пірсона необхідно знати:

1. Тип даних.

2. Розподіл досліджуваних величин, а якщо це невідомо, то перевірити розподіл обох змінних у вибірці.

3. Скатерограму, для того, щоб переконатися, що зв'язок між змінними носить лінійний характер, а також щоб перевірити умову гомоскедастичності. При дотриманні цієї умови розкид даних змінної  $W$  буде приблизно однаковим для всіх значень змінної  $f$ .

Якщо варіабельність змінної  $W$  змінюється в залежності від значень змінної  $f$  (скатерограма має вигляд трикутника, трапеції і т.п.), то тоді коефіцієнт кореляції Пірсона не буде належним чином відображати взаємозв'язки між змінними.

Перевірка нормальності розподілу даних та аналіз скатерограм



дозволив зробити висновок про можливість застосування інших критеріїв – наприклад рангового коефіцієнту Спірмена.

**3.1.2.2. Коефіцієнт Спірмена.** Був застосований кореляційний аналіз порядкових (ординарних) змінних: рангова кореляція. Використання порядкових, ординальних змінних дозволило впорядкувати статично досліджені об'єкти за ступенем появи в них досліджуваних ознак. Використовувати порядкові змінні потрібно у випадках, коли шкала безпосереднього кількісного виміру цього об'єкта невідома або має умовний зміст і є тільки допоміжним засобом для наступного ранжування досліджуваних об'єктів.

Так як генерування ВДЕ та метеорологічні показники завжди прив'язані до часової шкали, то і ранжувати можна у відповідності до порядкових змінних (тобто часу – року, місяцю, доби, години, хвилини), що особливо важливо в умовах сучасного ринку електроенергії для виконання задач балансування.

Таким чином, у загальному вигляді на відміну від статистичного аналізу  $k$ -ої ( $k = 0, 1, 2, \dots, p$ ) кількісної ознаки  $x^{(k)}$ , коли в результаті її вимірювання (спостереження) на об'єктах можна кожному статистично дослідженому об'єкту поставити у відповідність деяку в фізично інтерпретованій шкалі числову характеристику  $x^{(k)}$ , результатом вимірювання порядкової змінної є співставлення (присвоєння) кожному з досліджуваних об'єктів деякої умовної числової мітки, що визначає місце цього об'єкта в ряду із усіх  $n$  досліджуваних об'єктів, впорядкованих по зменшенню степені прояву в них  $k$ -ої досліджуваної ознаки. В цьому випадку  $x_i^{(k)}$  називають рангом  $i$ -го об'єкта по  $k$ -ій ознаці.

Процес впорядкування об'єктів  $O_1, O_2, \dots, O_n$  відбувається або з використанням експертної інформації, тобто з залученням експертів, або формалізовано – шляхом переходу від початкового ряду

спостережень деякої допоміжної кількісної ознаки до відповідного варіаційного ряду.

В результаті вимірювання  $p+1$  порядкових змінних  $n$  досліджуваних об'єктів  $O_1, O_2, \dots, O_n$  сформовано таблицю початкових даних. В табл. 2.1 елемент  $x_i^{(k)}$  задає порядкове місце (ранг), яке займає об'єкт в ряду всіх статистично досліджених об'єктів, впорядкованим по зменшенню степені прояву  $k$ -ої досліджуваної ознаки (тобто по змінній  $x^{(k)}$ ).

Рангова кореляція це статистичний зв'язок між порядковими змінними, тобто цей зв'язок аналізується на базі початкових статистичних даних, представлених впорядкуваннями (ранжуваннями)  $n$  досліджуваних об'єктів по різним ознакам. Визначається узгодженість (або зв'язок) між впорядкуванням досліджуваних об'єктів за ознакою  $x^{(k)}$  і впорядкуванням тих же об'єктів за іншою ознакою  $x^{(j)}$  як показано в табл. 3.1. Для виміру степені зв'язку між ранжуваннями  $X^{(k)} = (x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)})^T$  і  $X^{(j)} = (x_1^{(j)}, x_2^{(j)}, \dots, x_n^{(j)})^T$  використано ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена:

$$\hat{r}_{kj}^{(s)} = 1 - \frac{6}{n^3 - n} \sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2. \quad (3.22)$$

Для співпадаючих ранжирувань при  $x_i^{(k)} = x_i^{(j)}$  для всіх  $i=1, 2, \dots, n$  буде  $\hat{r}_{kj}^{(s)} = 1$  а для протилежних  $x_i^{(k)} = n - x_i^{(j)} + 1$  при  $i=1, 2, \dots, n$  буде  $\hat{r}_{kj}^{(s)} = -1$ . В усіх інших випадках  $|\hat{r}_{kj}^{(s)}| < 1$ . Але даний вираз використано у випадку відсутності об'єднаних рангів в обох досліджуваних ранжуваннях.

Таблиця 3.1 – Узгодженість (або зв'язок) між впорядкуванням

досліджуваних об'єктів за ознакою  $x^{(k)}$  і впорядкуванням тих же об'єктів за іншою ознакою  $x^{(j)}$

Порядковий номер об'єкта	Порядковий номер досліджуваної змінної («ознака»)							
	0	1	2	3	...	k	...	p
1	$x_1^{(0)}$	$x_1^{(1)}$	$x_1^{(2)}$	$x_1^{(3)}$	...	$x_1^{(k)}$	...	$x_1^{(p)}$
2	$x_2^{(0)}$	$x_2^{(1)}$	$x_2^{(2)}$	$x_2^{(3)}$	...	$x_2^{(k)}$	...	$x_2^{(p)}$
⋮	...	...	...	...	...	...	...	...
i	$x_i^{(0)}$	$x_i^{(1)}$	$x_i^{(2)}$	$x_i^{(3)}$	...	$x_i^{(k)}$	...	$x_i^{(p)}$
...	....	....	....	....	...	....	...	....
n	$x_n^{(0)}$	$x_n^{(1)}$	$x_n^{(2)}$	$x_n^{(3)}$	...	$x_n^{(k)}$	...	$x_n^{(p)}$

Для його розповсюдження на загальний випадок визначено для кожного k-того ранжування  $X_i^{(k)}$  ( $k = 0, 1, \dots, p$ ) величину

$$T^{(k)} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{m^{(k)}} \left[ \left( n_i^{(k)} \right)^3 - n_i^{(k)} \right], \quad (3.23)$$

де  $m^{(k)}$  – число груп нерозрізнених рангів у змінній  $x^{(k)}$ , а  $n_i^{(k)}$  – число елементів (рангів), що входять в i-ту групу нерозрізнених рангів (в частому випадку відсутності об'єднаних рангів –  $m^{(k)} = n, n_1^{(k)} = n_2^{(k)} = \dots = n_n^{(k)} = 1$  і відповідно  $T^{(k)} = 0$ ; крім того, групи нерозрізнених рангів, які складаються з єдиного елемента, в дійсності не приймають участь в розрахунку величини  $T^{(k)}$ . Тоді ранговий коефіцієнт Спірмена між ранжуваннями визначено за виразом:

$$\hat{r}_{kj}^{(a)} = \frac{\frac{1}{6}(n^3 - n) - \sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2 - T^{(k)} - T^{(j)}}{\sqrt{\left[\frac{1}{2}(n^3 - n) - 2T^{(k)}\right] \left[\frac{1}{6}(n^3 - n) - 2T^{(j)}\right]}}. \quad (3.24)$$

Якщо  $T^{(k)}$  і  $T^{(j)}$  є невеликими відносно  $\frac{1}{6}(n^3 - n)$  величинами, то тоді використано наближене співвідношення (а при  $T^{(k)} = T^{(j)}$  воно точне):

$$\hat{r}_{kj}^{(a)} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2}{\frac{1}{6}(n^3 - n) - (T^{(k)} + T^{(j)})}. \quad (3.25)$$

**3.1.2.3. Коефіцієнт Кендела.** широко використовуваною характеристикою тісноти статистичного зв'язку між двома ранжуваннями є ранговий коефіцієнт кореляції Кендала, що визначається співвідношенням:

$$\hat{r}_{kj}^{(K)} = 1 - \frac{4\nu(X^{(k)}, X^{(j)})}{n(n-1)}, \quad (3.26)$$

де  $\nu(X^{(k)}, X^{(j)})$  – мінімальна кількість обмінів сусідніх елементів послідовності  $X^{(j)}$ , необхідна для приведення її до впорядкування  $X^{(k)}$ . Очевидно, що величина  $\nu(X^{(k)}, X^{(j)})$  симетрична відносно своїх аргументів, тому кількість обмінів буде мінімальною для послідовності  $X^{(k)}$ , необхідних для приведення до виду  $X^{(j)}$ . При співпадаючих ранжируваннях  $X^{(k)}$  і  $X^{(j)}$   $\hat{r}_{kj}^{(K)}=1$  (так як  $\nu(X^{(k)}, X^{(j)})=0$ ), а при протилежних (тобто при  $x_i^{(k)} = n - x_i^{(j)} + 1$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$ ), так що

$\nu(X^{(k)}, X^{(j)}) = \frac{1}{2}n(n-1) \hat{r}_{kj}^{(K)} = -1$ . В усіх інших випадках  $|\hat{r}_{kj}^{(K)}| < 1$ . Тобто коефіцієнт Кендела визначається на основі співвідношення типу «більше-менше», справедливості яких встановлена при побудові шкал. Виділено пару об'єктів і порівнюються їх ранги за однією ознакою і за іншою. Якщо за першою ознакою ранги утворюють прямий порядок (тобто порядок натурального ряду), то парі приписується +1, якщо зворотний, то -1. Для виділеної пари відповідні плюс - мінус одиниці (за ознакою  $X$  і за ознакою  $Y$ ) перемножуються. Результат, дорівнює +1; якщо ранги пари обох ознак розташовані в однаковій послідовності, і -1, якщо в зворотній. Але обчислення  $\hat{r}_{kj}^{(K)}$  пов'язане з необхідністю обчислення величини  $\nu(X^{(k)}, X^{(j)})$  і відповідно є більш трудомістким, чим  $r_{kj}^{(S)}$  [78]. Але, по перше коефіцієнт Кендела має деякі переваги в порівнянні і з коефіцієнтом Спірмена, тобто свою область застосування, а саме: а) коли потрібно досконально дослідити статистичні ознаки даних, тобто динаміку зміни розподілу; б) при збільшенні кількості даних, тобто збільшення ранжувань. Для коефіцієнта Кендела діє тотожне співпадіння величин:  $\nu(X^{(k)}, X^{(j)})$  і  $I(X^{(k)}, X^{(j)})$ , де число інверсій  $I(X^{(k)}, X^{(j)})$  – це просто число розкладених в неоднаковому порядку пар елементів послідовностей  $X^{(k)}$  і  $X^{(j)}$ , що є мірою порушення порядку об'єктів в одній послідовності відносно іншої. Для визначення  $I(X^{(k)}, X^{(j)})$  об'єкти перенумеровуються в порядку, що визначається рангами послідовності  $X^{(k)}$ . Тоді досліджувані ранжування відповідним чином видозмінюються, тобто перетворюються до виду  $\tilde{X}^{(k)}$ ,  $\tilde{X}^{(j)}$  де  $\tilde{X}^{(k)} = (1, 2, \dots, n)^T$ ;  $\tilde{X}^{(j)} = (1, 2, \dots, x_n^{(j)})^T$ , а число інверсій  $I(X^{(k)}, X^{(j)}) \equiv I(\tilde{X}^{(k)}, \tilde{X}^{(j)})$ , а відповідно, і величина  $\nu(X^{(k)}, X^{(j)})$  визначається за формулою

$$v(X^{(k)}, X^{(j)}) = I(\tilde{X}^{(k)}, \tilde{X}^{(j)}) = \sum_{q=1}^{n-1} \sum_{i=q+1}^n v_{qi}^{(j,k)}, \quad (3.27)$$

де

$$v_{qi}^{(j,k)} = \begin{cases} 1 \\ 0 \end{cases}, \quad (3.28)$$

де  $v_{qi}^{(j,k)}=1$ , якщо  $\tilde{x}_q^{(i)} \succ \tilde{x}_i^{(j)}$  – тобто порушений порядок послідовності  $\tilde{X}^{(k)}$ ; 0 в протилежному випадку.

Число інверсій може змінюватись від нуля до  $\frac{1}{2}n(n-1)$  що відповідає випадку протилежних ранжувань. Отримавши всі можливі коефіцієнти кореляцій генерування електроенергії та метеорологічних факторів, здійснено частотний аналіз часового ряду генерування електроенергії. З цією метою використали перетворення Фур'є.

## **3.2 Аналіз вхідних даних для прогнозування генерування ВДЕ**

### **3.2.1 Частотний аналіз вхідних даних для прогнозування генерування ВДЕ**

Спектральний аналіз є одним з найпотужніших інструментів обробки експерименту. Зокрема, він використовується для аналізу даних, виявлення характерних частот, з метою усунення шуму і т.д. Спектром сукупності даних  $y(x)$  є деяка функція іншої координати (або координат, якщо мова йде про багатовимірний спектр)  $F(\omega)$ , отриману відповідно до певного алгоритму. Прикладами спектрів є перетворення Фур'є, спектр потужності, вейвлет-перетворення [79]. Частотний аналіз вхідних даних виконувався за допомогою перетворення Фур'є (ПФ), що є універсальним інструментом для виконання аналізу спектру потужності сигналів часової області [80]. ПФ дозволяє представити набір даних (потужність генерування ВДЕ) у вигляді комбінації функцій синуса і косинуса, це дає змогу виділити

періодичні компоненти в початкових даних (значення метеорологічних факторів) і оцінити їх вплив на вихідні дані (потужність генерування ВДЕ) або форму функції. Існують три основні форми ПФ: інтегральне ПФ, ряди Фур'є і дискретне ПФ.

Дискретне ПФ ставить у відповідність часовій функції  $f(n)$ , яка визначена на  $N$ -точками вимірів на заданому часовому інтервалі, іншу функцію  $F(k)$ , яка визначена на частотному інтервалі. Функція на часовому інтервалі задана за допомогою  $N$ -відрахувань, а функція на частотному інтервалі задається за допомогою  $k$ -кратного спектру [81]:

$$F(k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot nk}, \quad k=0, \dots, N-1, \quad (3.29)$$

де  $N$  – кількість значень сигналу (кількість значень добового генерування ВДЕ за рік 365-366, кількість значень погодинного генерування ВДЕ за рік – 8760-8784 годин в днях), виміряних за період, а також кратність частотного спектру;  $k$  – індекс частоти.

Частота  $k$ -го сигналу визначається за виразом:

$$f(k) = \frac{k}{T}, \quad (3.30)$$

де  $T$  – період часу, протягом якого досліджувалось генерування електроенергії ВДЕ.

Зворотне ПФ ставить у відповідність частотній функції  $F(k)$ , що визначена  $K$ -кратним спектром на частотному інтервалі іншу функцію  $f(n)$ , яка визначена на часовому інтервалі:

$$f(n)F(k) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} F(k) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot nk}, \quad k=0, \dots, N-1, \quad (3.31)$$

Обчислювальна складність алгоритму дискретного ПФ є квадратичною, тобто необхідно  $N^2$  операцій комплексного множення і ділення.

Швидке ПФ являє собою алгоритм обчислення, який дозволяє зменшити кількість відповідних обчислювальних дій відносно прямого обчислення дискретного ПФ (3.29). Алгоритм швидкого ПФ є більш точним відносно стандартного дискретного перетворення, оскільки при скороченні операцій також зменшуються сумарні похибки округлення.

Для аналізу даних використано FFT (Fast Fourier Transform) – швидке ПФ [82]. Швидке ПФ має ряд переваг, зокрема, зменшується час потрібний для обчислення та функція FFT є в переважній більшості програмних засобів (MATLAB, LabView, MathCad). Оскільки найпростішим способом визначення дискретного ПФ є пряме додавання, що призводить до  $N$  операцій на кожний коефіцієнт, а всіх коефіцієнтів  $N$ , то загальна сума операцій складає  $O(N^2)$ .

У випадку швидкого ПФ (ШПФ) загальна сума операцій складає  $O(N \cdot \log N)$ . ШПФ використовується до масиву даних, кількість яких кратна двом.

В залежності від вхідних даних (сигналу) виникають складнощі застосування ПФ, зокрема в зазначено що [83, 84]:

- при нестационарних сигналах суттєво збільшується обчислювальна складність, а відповідно час і похибки зростають;
- істотні особливості сигналу у вигляді розривів або піків спричиняють несуттєві зміни частотного образу сигналу в усьому нескінченному інтервалі частот, які впливають на всю частотну вісь, що робить їх виявлення в спектрі практично неможливим та інше.

Оскільки генерування ВДЕ містить і стохастичну складову, то спрогнозувати стаціонарність сигналу, який характеризує генерування



неможливо з достатньо високою ймовірністю. Тому в окремих випадках для аналізу генерування електроенергії ВДЕ доцільно використовувати вейвлет-аналіз. Вейвлет-перетворення не тільки розділяє досліджуваний сигнал на частини, а й виділяє з нього компоненти різних масштабів. Кожний виділений компонент аналізується з тим ступенем детальності, яка відповідає його масштабу.

### 3.2.2 Вейвлет аналіз генерування електроенергії ВДЕ

Інтегральним вейвлет-перетворенням функції  $F(t) \in L^2(R)$  є вираз [85]:

$$W(a,b) = \frac{1}{|a|^{1/2}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi^* \left( \frac{t-b}{a} \right) dt, \quad (3.32)$$

де  $a, b \in R, a \neq 0$ .

Функція  $\psi(t)$  є вейвлетом (аналізучим, базисним або материнським вейвлетом). В формулі (3.31) символом \* позначена процедура комплексного спряження. Параметр  $a$  визначає розмір вейвлету і є масштабом (Scale). Його аналогом в Фур'є аналізі є період (частота) гармонічного коливання, але потрібно враховувати що поняття масштабу є більш широке чим поняття періоду, тому що в ФП функціональний вид ядра перетворення зафіксований раз і назавжди, в той час як вейвлет-перетворення однієї і ті ж функції можна отримати за допомогою різних базисних вейвлетів (тобто різних систем масштабів). Параметр  $b$  задає часову локалізацію вейвлета і є зсувом (Shift) [86]. Цей параметр не має аналогу в ФП [85]. Зворотнє вейвлет-перетворення задається виразом [85]:

$$f(t) = C_{\psi}^{-1} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} W(a,b) \psi \left( \frac{t-b}{a} \right) \frac{1}{a^{1/2}} \frac{dad b}{a^2}, \quad (3.32)$$

де  $C_\psi$  – нормувальний коефіцієнт:

$$C_\psi = \int_{-\infty}^{\infty} |\hat{\psi}|^2 |\omega|^{-1} d\omega < \infty. \quad (3.33)$$

Також у якості окремих вейвлет-перетворень знайшли застосування і дискретні вейвлет-перетворення, але в [85] зазначено, що для аналізу числових рядів безперервні перетворення більш зручні, чим дискретні.

Частотно-часова локація є характерною особливістю вейвлетів, що дозволяє їх використовувати для аналізу генерування електроенергії ВДЕ в залежності від зміни впливних факторів: для фотовольтаїчних станцій – температура панелі, вологість, розсіяна радіація і т.д. Тобто вейвлети  $\Psi(t)$  і їх ПФ  $\hat{\psi}(\omega)$  суттєво відрізняються від нуля лише на малих інтервалах часу і частоти і дуже мало відрізняються від нуля поза цих інтервалів. Кількісною мірою локалізації функції  $z(t) \in L^2(R)$  може бути її центр  $\langle t \rangle$  і радіус  $\Delta_t$  [85]:

$$\langle t \rangle = \frac{I}{\|z\|^2} \int_{-\infty}^{\infty} t |z(t)|^2 dt, \quad (3.34)$$

$$\Delta_t^2 = \frac{I}{\|z\|^2} \int_{-\infty}^{\infty} |t - \langle t \rangle|^2 |z(t)|^2 dt. \quad (3.35)$$

При цьому ефективна ширина вейвлета приймається рівною  $2\Delta_t$  [85].

Різноманіття сімейств-вейвлетів (вейвлет МНАТ (мексиканський капелюх), вейвлет Морле), дозволяє підібрати оптимальний для аналізу часового ряду вейвлет, і використовувати вейвлет-

перетворення для вирішення задач прогнозування генерування електроенергії ВДЕ.

Для забезпечення зворотності вейвлет-перетворення, вейвлет повинен відповідати рівнянню (3.33). Це забезпечується умовою [85]:

$$\hat{\psi}(0) = 0, \quad (3.36)$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} \hat{\psi}(t) dt = 0. \quad (3.37)$$

Вейвлети, для яких виконуються умови (3.36) і (3.37) є корисними при аналізі часових рядів з поліноміальними трендами. Ігноруючи тренд, вони зразу дозволяють дослідити високочастотні компоненти ряду. Якщо дві функції  $f(t)$  та  $\hat{f}(\omega)$  пов'язані між собою співвідношенням Фур'є [85]:

$$\hat{f}(v) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) e^{-i2\pi vt} dt, \quad (3.38)$$

$$f(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \hat{f}(v) e^{i2\pi vt} dv, \quad (3.39)$$

де  $|t| < \infty$  – часова область;  $|v| < \infty$  – частотна область. То тоді у цьому випадку виконується рівність Парсеваля [85]:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |f(t)|^2 dt = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} |\hat{f}(\omega)|^2 d\omega. \quad (3.40)$$

Інтеграл, лівої частині рівняння (3.40) є енергією сигналу  $f(t)$ . Густина спектру енергії:

$$E(\omega) = \frac{1}{2\pi} |\hat{f}(\omega)|^2. \quad (3.41)$$

Аналог рівності Парсеваля для вейвлет-перетворення:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |f(t)|^2 dt = -C_{\psi}^{-1} \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} |W(a,b)|^2 \frac{dadb}{a^2}. \quad (3.42)$$

Густина спектру енергії (локальний спектр енергії):

$$E(a,b) = |W(a,b)|^2. \quad (3.43)$$

Але на відміну від (3.41), величина  $E(a,b)$  визначає спектральну характеристику не тільки для заданого масштабу, але й для параметру зсуву  $b$ .

Густина спектру енергії (глобальний спектр енергії):

$$E_{\omega}(a) = \int_{-\infty}^{\infty} |W(a,b)|^2 db. \quad (3.43)$$

Рівняння (3.43) показує розподіл енергії по масштабам і є аналогом густини спектра енергії  $E(\omega)$ . Глобальний спектр енергії це густина спектра енергії, згладжена на кожному масштабі спектром Фур'є аналізованого вейвлету:

$$E_{\omega}(a) = a \int_{-\infty}^{\infty} E(\omega) |\hat{\psi}(a\omega)|^2 d\omega. \quad (3.44)$$

### 3.2.3 Скалограма і скейлограма вейвлет аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ

Для аналізу генерування електроенергії ВДЕ, проаналізовано не функцію, задану на всій осі часу, а часовий ряд, довжина якого визначена. З цієї причини замість сказаних вище теоретичних понять використано їх практичні аналоги – оцінки. Тобто будемо вважати, що часовий ряд заданий значеннями функції, які слідують одна за одною з постійним кроком [85]:

$$f_k = f(t_k), \quad t_k = \Delta t_k, \quad k = 0, 1, \dots, N-1. \quad (3.45)$$

А тому для аналізу генерування електроенергії ВДЕ використано вейвлет-перетворення цієї послідовності наступним чином:

$$W_A(a, b) = \frac{1}{n(a, b)} \sum_{k=0}^{N-1} f_k \Psi^* \left( \frac{t_k - b}{a} \right), \quad (3.46)$$

де

$$n(a, b) = \sum_{k=0}^{N-1} e^{-\frac{1}{B} \left( \frac{t_k - b}{a} \right)^2}. \quad (3.47)$$

Причому  $B$  визначається типом вейвлета ( $B=2$  для МНАТ-вейвлету та  $B=\alpha^2$  для вейвлету Морле. При переході від (3.31) до (3.46) множник  $\sqrt{a}$  замінений виразом, з метою усунення залежності амплітуд гармонічних компонентів від параметру  $a$ , тому що ця залежність заважала оцінити їх відносно інтенсивності при графічному представленні вейвлет-спектрів.

$$\int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{(t-b)^2}{a^2 B}} dt = a \sqrt{B\pi}. \quad (3.48)$$

Тому будемо називати рівняння (3.46) амплітудною вейвлет-функцією. Ця функція визначається на дискретній множині значень аргумента  $a_i$  і  $b_j$ ,  $i=0, \dots, N_a-1$ ;  $j=0, \dots, N_b-1$ . Оцінка локального спектру визначається за виразом (3.48) і є скалограмою (scalogram), тобто має властивість описувати розподіл енергії по масштабам:

$$S(a_i, b_j) = |W_A(a_i, b_j)|^2. \quad (3.48)$$

Оцінка глобального спектру енергії визначається за виразом (3.49) і є скейлограмою (scalegram):

$$G(a_i) = \frac{1}{N^*} \sum_j S(a_i, b_j), \quad (3.49)$$

де  $N^*$  – число точок, по якому здійснюється усереднення.

Скейлограма в вейвлет-аналізі є прямим аналогом згладженої періодіограми в Фур'є аналізі. Алгоритм вейвлет-аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ представлений на рис. 3.2 [85, 87]. Отримана в результаті вейвлет-аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ інформація може бути використана для прогнозування рівня генерування електроенергії ВДЕ. З цією метою розглянуто методи прогнозування часових рядів.

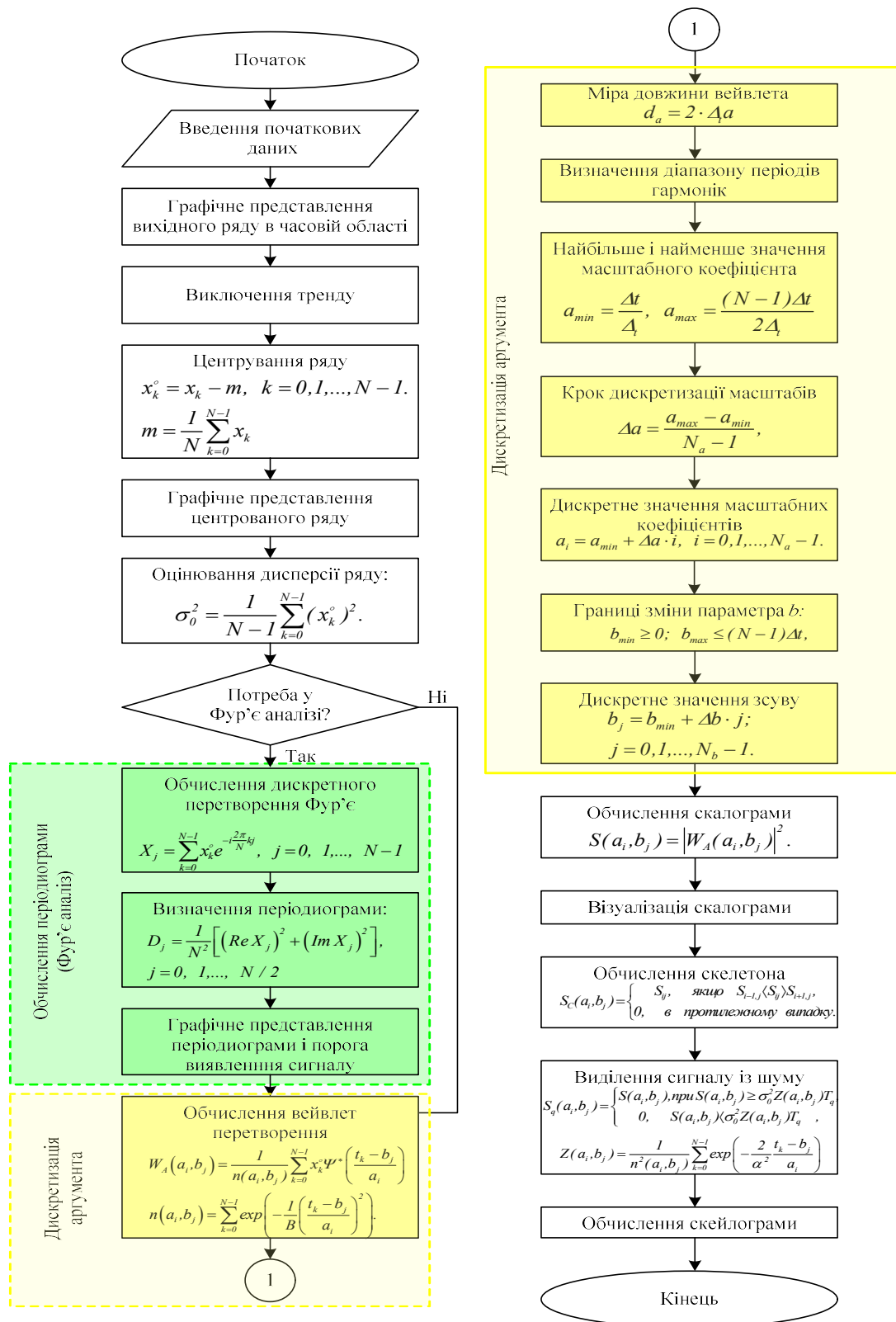


Рисунок 3.2 – Алгоритм вейвлет-аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ.

### **3.3 Прогнозування генерування електроенергії ВДЕ**

З 1 січня 2021 року, з моменту набуття чинності норми про фінансову відповідальність виробників електричної енергії з відновлювальних джерел енергії за небаланси електричної енергії в межах балансуючої групи Гарантованого покупця, актуалізується питання прогнозування обсягів відпуску електричної енергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливих відшкодувань за неточність прогнозованих даних.

Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ресурсів виробників ВДЕ відновлюваної енергії, таких як вітрова і сонячна енергія, в локальні, регіональні і національні енергосистеми. Слід також зазначити що, навіть через значну кількість програмних комплексів та алгоритмів, що дозволяють формувати прогнозні дані, питання надійного і точного прогнозування ще потребує ретельного вивчення та дослідження, тому що постійна зміна погоди значно ускладнює процес прогнозування [88].

#### **3.3.1 Методи прогнозування часових рядів генерування електроенергії ВДЕ**

Методи прогнозування служать для дослідження системних зв'язків і закономірностей функціонування і розвитку об'єктів і процесів з використанням сучасних методів обробки інформації і являють собою важливий засіб в аналізі складних прикладних систем, в роботі з інформацією (значення генерування електроенергії, рівень опадів, розсіяна радіація, температура), в цілеспрямованому впливі людини на об'єкти дослідження з метою підвищення ефективності їх функціонування [89]. Задачі прогнозування генерування електроенергії ВДЕ можна класифікувати в залежності від призначення використання прогнозованих даних, як показано на



рис. 3.3 [90].

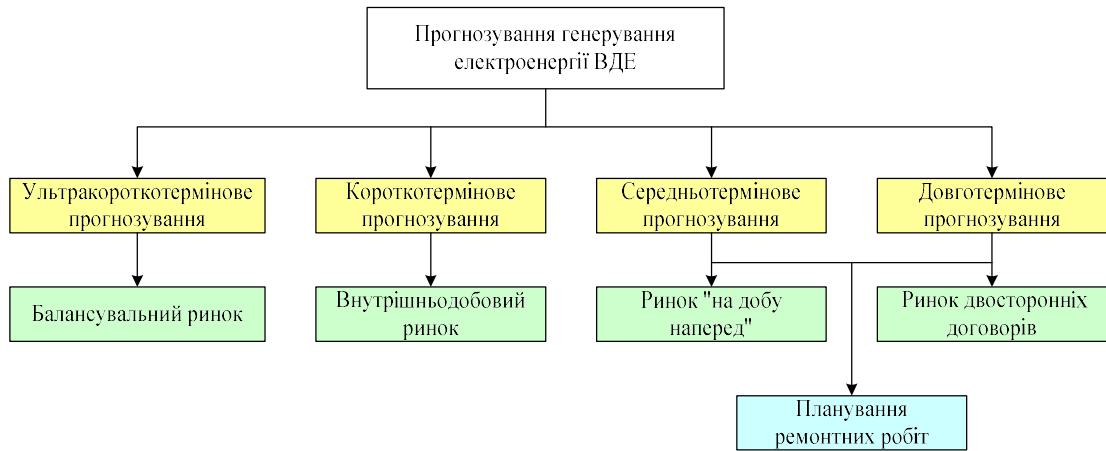


Рисунок 3.3 – Класифікація задач прогнозування в залежності від призначення використання прогнозованих даних

Тобто для різних часових рядів, з різним часовим періодом класифікація терміну виконання прогнозування індивідуальна. Зокрема в статті 30 «Права та обов’язки виробників» Закону України про ринок електричної енергії від 13.04.2017 № 2019-VII зазначено що «виробники, які мають у власності та/або експлуатують енергогенеруюче обладнання встановленою потужністю понад 200 МВт включно, мають зберігати впродовж п’яти років інформацію, необхідну для перевірки оперативно-диспетчерських рішень та поведінки під час подання заявок (пропозицій) на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, балансуєчому ринку, ринку допоміжних послуг та при розподілі пропускної спроможності, яка включає, зокрема, погодинні дані по кожній електростанції щодо доступних генеруючих потужностей та обов’язкових резервів, включаючи постанційний розподіл таких резервів на момент подачі заявок/пропозицій, та фактичні дані».

Зокрема в статті 30 «Права та обов’язки виробників» Закону України про ринок електричної енергії від 13.04.2017 № 2019-VII

зазначено, що «виробники, які мають у власності та/або експлуатують енергогенеруюче обладнання встановленою потужністю понад 200 МВт включно, мають зберігати впродовж п'яти років інформацію, необхідну для перевірки оперативно-диспетчерських рішень та поведінки під час подання заявок (пропозицій) на ринку "на добу наперед", внутрішньодобовому ринку, балансуєчому ринку, ринку допоміжних послуг та при розподілі пропускної спроможності, яка включає, зокрема, погодинні дані по кожній електростанції щодо доступних генеруючих потужностей та обов'язкових резервів, включаючи постанційний розподіл таких резервів на момент подачі заявок/пропозицій, та фактичні дані». Виконати цей п.5 статті 30 Закону України про ринок електричної енергії неможливо без застосування ефективних методів прогнозування.

На сьогоднішній день існує досить багато ефективних методів прогнозування, пов'язаних з потужними математичним апаратом [89], детальна класифікація яких наведена на рис. 3.4.

Метод прогнозування являє собою послідовність дій, які потрібно виконати для отримання моделі прогнозування часового ряду. Модель прогнозування – функціональна залежність, що адекватно описує часовий ряд і є основою для отримання значень процесу у майбутньому.

Важливо відзначити, що прогноз доцільніше проводити не для абсолютних величин часового ряду, а для різниці між сусідніми елементами з подальшим додаванням прогнозованої різниці до останнього елемента ряду (в результаті чого отримується значення наступного за останнім елемента ряду).

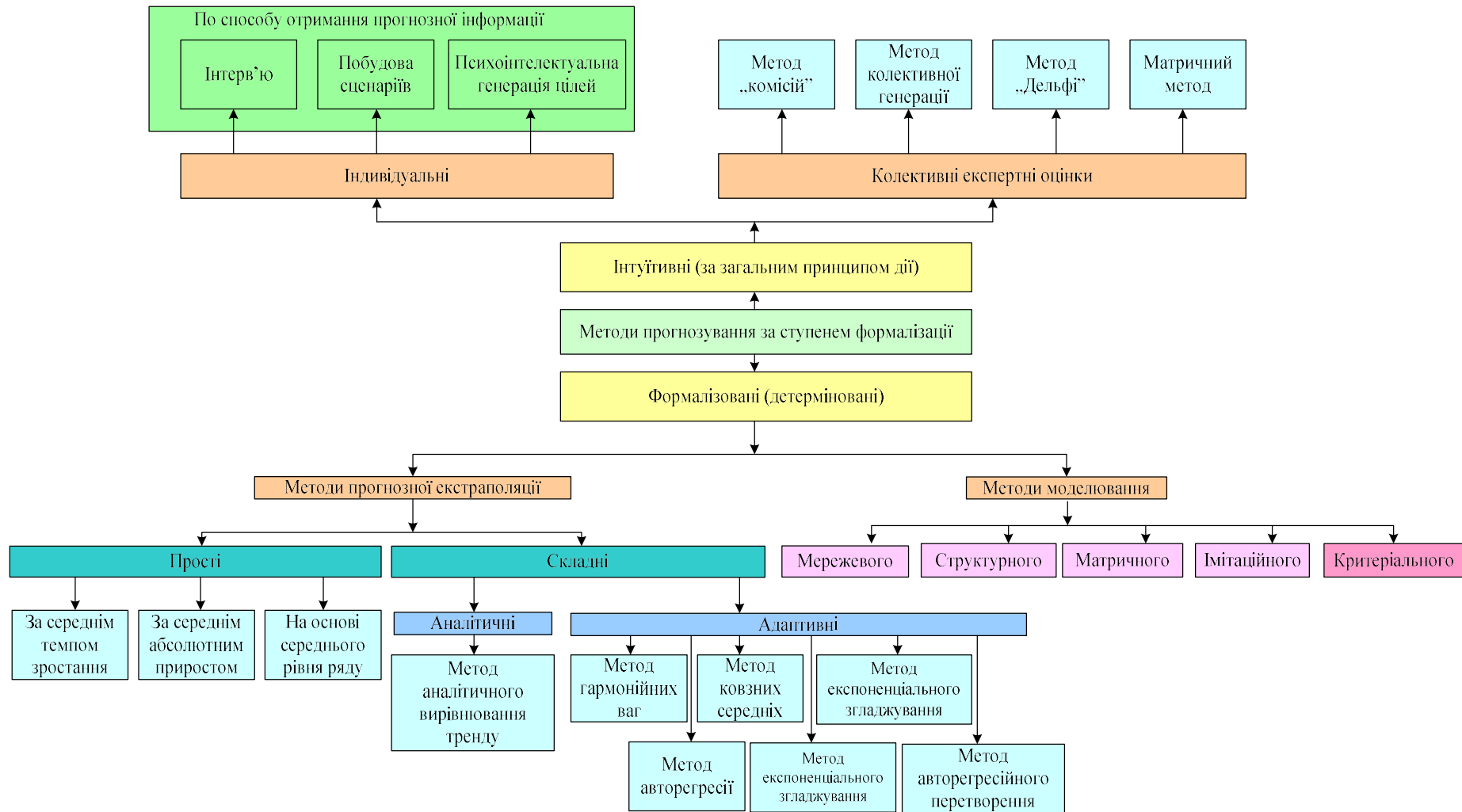


Рисунок 3.4 – Класифікація методів прогнозування часових рядів генерування електроенергії ВДЕ

Такий підхід дозволяє істотно знизити необхідний розмір безперервного інтервалу, в якому знаходяться прогнозні значення, і виявляти лінійні і квазілінійні тренди і їх періоди, що неможливо при прогнозуванні абсолютних величин часового ряду, які мають стохастичну складову (часові ряди як зміни приростів генерування ВДЕ в залежності від зміни метеорологічних факторів). Визначення меж інтервалу здійснюється наступним чином: обчислюється величина максимального і мінімального (з урахуванням знаку) відхилення поточного і попереднього елементів, отримані значення використовуються в якості лівої і правої меж інтервалу, який далі розбивається на потрібну кількість частин [89].

Однією з найбільш важливих класифікаційних ознак методів прогнозування є ступінь формалізації, яка досить повно охоплює прогностичні методи (рис. 34). Другою класифікаційною ознакою можна назвати загальний принцип і алгоритм реалізації методів прогнозування, третьою ознакою є спосіб отримання прогнозованої інформації [91].

Задачам прогнозування в сучасних умовах функціонування енергетичної галузі приділено багато уваги, зокрема: прогнозування балансу потужності в системах електропостачання [92]; прогнозування значення необхідного резерву потужності в електричних системах з ВДЕ [93]; прогнозування погодинного генерування ФЕС [94-96]; прогнозування обсягів недовідпуску електроенергії в аварійних режимах [97]; прогнозування споживання електроенергії [98] і генерування ВДЕ в залежності від зміни метеорологічних факторів (сонячне випромінення, температура навколишнього середовища та швидкість вітру) [99, 100] та інші. Задача прогнозування генерування електроенергії ВДЕ є задачею нелінійного характеру зв'язками між обсягами генерування [101] ВДЕ та впливними метеорологічними та технологічними факторами, які безумовно впливають на точність прогнозу. Тому доцільним є

застосування теорії аналізу чутливості енергоефективності генерування ВДЕ до зміни метеорологічних факторів та технологічних умов електричних станцій та електричних мереж.

Задача прогнозування часового ряду генерування електроенергії ВДЕ проілюстрована на рис. 3.5.

В задачах прогнозування генерування ВДЕ важливо визначити найбільш впливні метеорологічні фактори, що дасть змогу спростити прогностичні моделі та сфокусуватись на інформативніших показниках [102]. Для визначення найбільш впливових метеорологічних факторів на генерування ВДЕ потрібно сформувати базу даних значень генерування ВДЕ та різноманітних метеорологічних факторів.

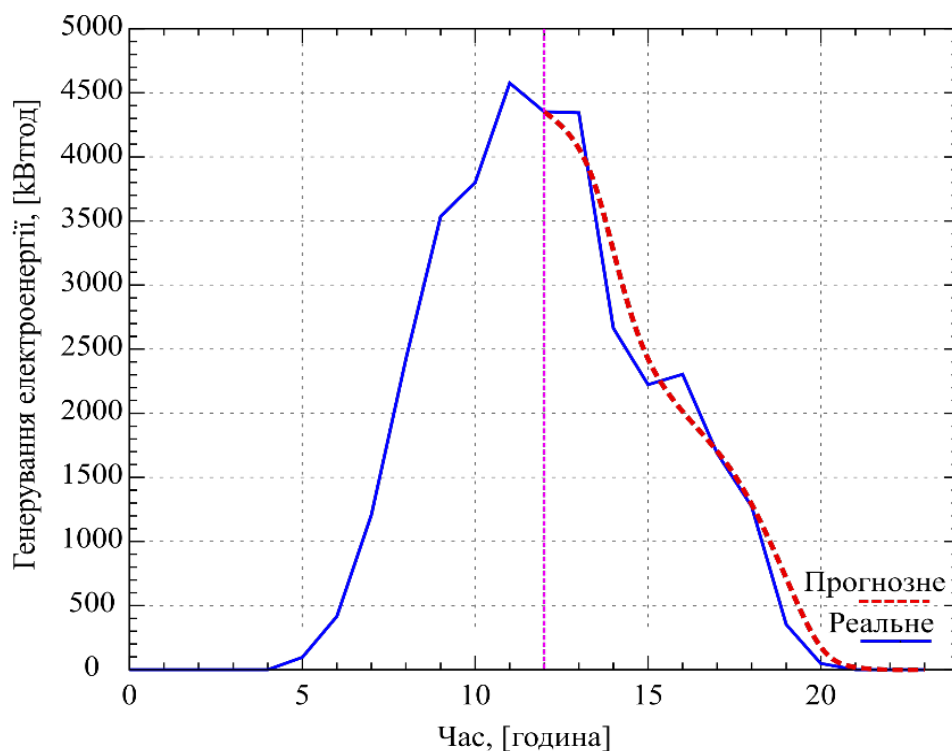


Рисунок 3.5 – Задача прогнозування часового ряду генерування електроенергії ВДЕ (генерування електроенергії ФЕС «Димерська» 28 травня 2019 року: крива червоного кольору – прогноз; крива синього кольору – реальні значення; крива фіолетового кольору – початок прогнозування)

### 3.3.2 Оцінка впливу метеорологічних факторів на генерування ВДЕ

Оскільки метеопараметри постійно змінюються, то актуальною задачею є задача визначення чутливості обсягів генерування ВДЕ до окремих параметрів, в першу чергу до найбільш впливових. Чутливість характеризує будь-яку технічну систему, обладнання, математичний метод і визначає їх реакцію на зміну вхідної інформації, структурні або параметричні варіації на помилки моделювання. Поняття «чутливості» має подвійний зміст. Для пристроїв (датчиків) і вимірювальних систем, їх якість і відповідно вартість, асоціюються з високою чутливістю і здатністю реагувати на слабкі вхідні сигнали. У інших випадках, до яких відносяться: системи керування [63], обробки інформації, математичні методи розрахунку, висока якість означає низьку або мінімальну чутливість до можливих змін умовного функціонування і/або варіаційних елементів систем. Аналіз чутливості як складової частини сучасного системного аналізу використовується для рішення практичних завдань аналізу та оцінки, таких як, наприклад:

- аналіз систем при варіаціях апріорних даних;
- спрощення математичних моделей;
- визначення можливостей та допустимості спрощення алгоритмів обробки інформації і керування в системах;
- синтез системи з малою або мінімальною чутливістю до точності моделювання.
- оцінка чутливості генерування ВДЕ до зміни метеорологічних факторів.

Прикладні задачі оцінки чутливості, як задачі аналізу властивостей систем при наявності їх параметричних і/або структурних варіацій, потребують введення понять розрахункового і дійсного значення, розрахункової (РМ) і дійсної (ДМ) моделей.

В якості розрахункових моделей виступають моделі, що

враховують номінальні режими і параметри функціонування системи. Ці РМ є основою для прийняття рішень, розробки алгоритмів та ін. В ДМ дослідник вводить ті зміни, які відображають ймовірні варіації параметрів (структури) в реальних умовах функціонування. Таким чином, РМ і ДМ відображають властивості розрахункових (РУ) і дійсних (ДУ) умов функціонування системи відповідно, причому РМ використовується для розробки розрахункових алгоритмів алг (функціонування, обробки інформації або керування). Тоді розрахункову якість системи можна оцінити, використовуючи пару (РМ + Ралг). Оцінка якості функціонування системи в реальних умовах повинна базуватися на парі (ДМ + Ралг). Особливе значення має аналіз потенційно досяжної якості системи в дійсних умовах. Цей аналіз передбачає розробку оптимальних алгоритмів (ОАлг), що враховують властивості ДМ. Тому результати аналізу пари (ДМ + ОАлг) дозволяють отримати найкращий варіант системи (своєрідний «відліковий нуль»), що важливо при порівняльному аналізі дійсної якості системи з потенційно можливою. На основі такого зіставлення можуть бути вирішені багато завдань прикладного аналізу, такі, як вибір варіантів спрощення РМ, спрощення Ралг, вибору складу впливних метеорологічних факторів, ранжирування факторів, що впливають генерування ВДЕ та ін.

Аналіз чутливості передбачає отримання функцій чутливості (ф. ч.). Ці функції оцінюють якість роботи системи при неузгодженості розрахункових і дійсних умов функціонування. Для безперервних систем ф. ч. є коефіцієнти розкладання в ряд Тейлора за ступенями варіацій виду:

$$y[\mathbf{p}_0 + \Delta \mathbf{p}(k)] \approx y_0 + \sum_k f_k \cdot \Delta p_k + \dots; \quad (3.50)$$

$$f_k = \partial y(p) / \partial p_k,$$

де  $y(\mathbf{p}_0) = y_0$  вихідний стан змінної  $y$ ;  $\Delta p_k$  – варіація  $k$ -того

параметра;  $\Delta \mathbf{p}(k)$  – вектор варіацій параметрів відносно вихідних (номінальних) значень  $\mathbf{p}_0$ , єдиний ненульовий ( $k$ -ий) елемент якого дорівнює  $\Delta p_k$ ;  $f_k$  – функція чутливості першого порядку, що визначається при номінальних умовах.

Для дискретних систем використовується функція чутливості виду:

$$f_k = \{y[\mathbf{p}_0 + \Delta \mathbf{p}(k)] - y_0\} / \Delta p_k. \quad (3.51)$$

Поряд з абсолютними функціями чутливості  $f_k$  (3.50) і (3.51) на практиці прикладного аналізу використовуються відносні їх значення:

$$r_k = f_k \cdot p_k / y_0, \quad (3.52)$$

що дозволяють проводити не тільки міжваріантний, а й міжсистемний аналіз чутливості. В (3.52)  $p_k$  та  $y_0$  обрані в якості одного з варіантів забезпечення безрозмірності функції чутливості  $r_k$ .

Порівняльний аналіз функції чутливості при послідовній варіації елементів вектора  $\mathbf{p}_0$  дозволяє проводити їх ранжування, тобто сортування за ступенем впливу на результуючу якість системи. Це дає можливість виключити ряд малозначущих параметрів або факторів з моделі і, в результаті, спростити модель і / або розрахункові алгоритми [103]. Різного типу невизначеності мають місце при прогнозуванні генерування ВДЕ, це пояснюється стохастичною зміною погодних умов, некоректною роботою метеорологічних обладнання, недосконалою методологією збору та аналізу даних, технологічними особливостями генерування ВДЕ, в залежності від типу і місця розташування в електричній системі. Невизначеності існують як на основі фізики процесу, так і на основі аналізу даних.



Зменшити вплив невизначеності дозволяє аналіз чутливості що базується на оцінці дисперсії вихідної величини [104].

Аналіз чутливості на основі дисперсії характеризує, як дисперсія вихідних даних моделі залежить від зміни вхідних даних моделі. Індекс Соболя є одним із найбільш широко використовуваних індексів чутливості для моделей з незалежними вхідними даними. Для моделей із залежними вхідними даними були вивчені різні підходи для отримання показників чутливості в літературі [104]. Типові підходи засновані на процедурах перетворення залежних вхідних даних у незалежні вхідні дані. Однак таке перетворення вимагає додаткової інформації про вхідні дані, наприклад, про структуру залежності або функції умовної щільності ймовірності. Тому для аналізу чутливості можна використовувати за основу дану для моделей із незалежними входами.

Спочатку будуються впорядковані розбиття лінійно незалежних багаточленів входів. Потім модифікований алгоритм Грама-Шмідта застосовується до впорядкованих вибірок для створення ортогональних многочленів щодо емпіричної міри на основі спостережуваних даних модельних входів і виходів.

Використовуючи поліноміальне розширення теорії Хаосу з ортогональними поліномами, можна отримати запропоновані показники чутливості на основі вхідних даних. Індеси чутливості забезпечують інтуїтивну інтерпретацію того, як залежні вхідні дані впливають на дисперсію вихідних даних без апіорних знань про структуру залежності вхідних даних [104].

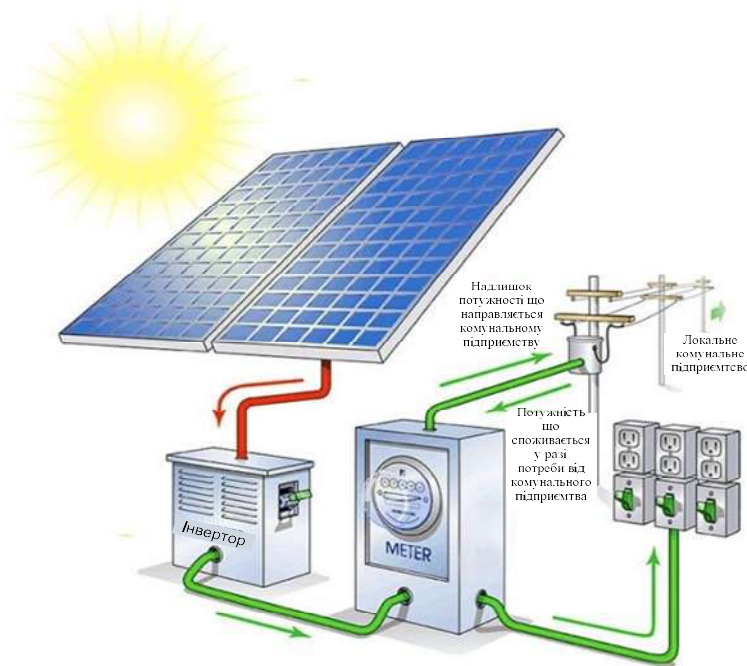
### **3.4 Формування графіка генерування фотоелектричних станцій**

#### **3.4.1 Визначення генерування електроенергії фотоелектричними станціями**

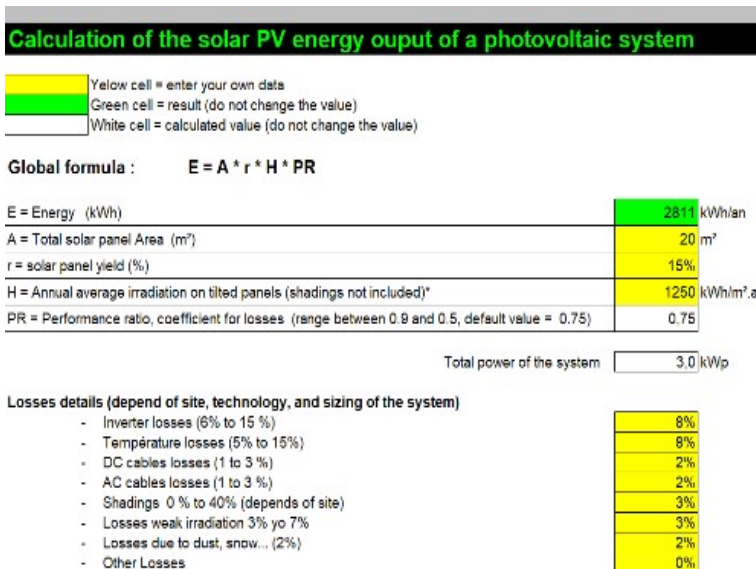
Генерування електроенергії з енергії сонячного випромінювання

здійснюється за схемою наведеною на рис. 3.6 [105].

Попередній розрахунок генерації електроенергії за допомогою сонячної електростанції легко виконати завдяки різним онлайн калькуляторам [106, 107], а також за формулами наведеними в [108, 109]. Основними факторами, які треба враховувати при визначенні генерування ФЕС, є тип установки (скошена покрівля; плоска кровля; земля та ін.); тип фотомодулів (полікристалічні, монокристалічні та TF і т.д.); азимут; кут нахилу; площа панелей; втрати (втрати через пил, сніг – 2%; втрати викликані зміною температури – від 5% до 20%; втрати в інверторі – 4-10%; втрати в кабельних лініях DC – 1-3 %; втрати в кабельних лініях AC – 1-3 %; затінення – від 0% до 80% (специфічно для кожного сайту); втрати при слабкому випромінюванні від – 3% до 7% та інші втрати).



а)



б)

Рисунок 3.6 – ФЕС: а) спрощена схема роботи ФЕС; б) програма для визначення очікуваного значення генерування ФЕС українського та закордонного виробництва відповідно

Узагальнена формула для визначення генерування ФЕС за певний період часу наведена на сайті Saur Energy Interantional та яка використовується в більшості онлайн калькуляторів [102, 106, 110]:

$$E = A \cdot r \cdot H \cdot PR \cdot h, \quad (3.53)$$

де  $E$  – електроенергія (кВт·год);  $A$  – загальна площа панелей (м<sup>2</sup>);  $r$  – ККД модуля (%);  $H$  – сонячне випромінювання (кВт·год·м<sup>-2</sup>) (енергія повної сонячної радіації яка поступає на одиницю площі);  $PR$  – коефіцієнт продуктивності, визначається з врахування постійних втрат (діапазон від 0,5 до 0,9, значення за замовчуванням = 0,75);  $h$  – кількість годин досліджуваного періоду.

В [108, 109] наведено формулу для визначення обсягу генерування електроенергії (місячний виробіток) ФЕС:

$$E_m = Q_n \cdot S_{\text{ФП}} \cdot K_{\text{ККД}} \cdot K_{\text{ЕП}}, \quad (3.54)$$

де  $Q_n$  – місячний обсяг генерування електроенергії ФЕС;

$Q_n$  – місячне надходження сумарної сонячної радіації на поверхню фотовольтаїчних панелей площею  $\text{м}^2$ ;

$S_{\text{ФП}}$  – задіяна площа фотовольтаїчних панелей;

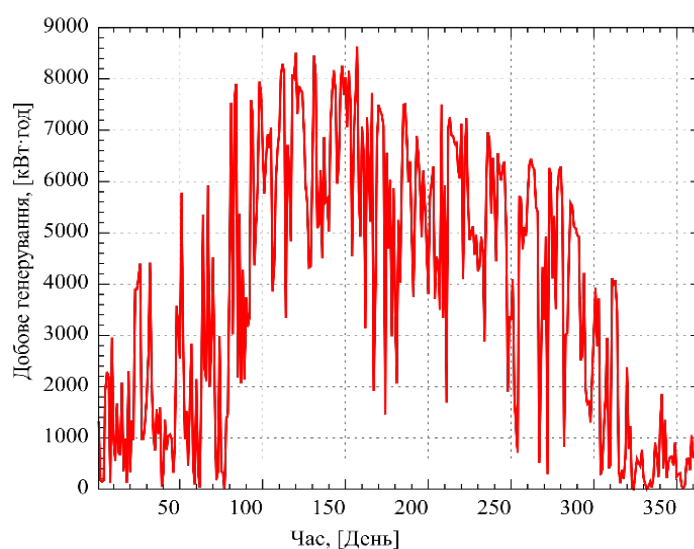
$K_{\text{ККД}}$  – ККД сонячної панелі;

$K_{\text{ЕП}}$  – коефіцієнт що відображає частку ефективної поверхні.

### **3.4.2 Аналіз генерування електроенергії фотоелектричною станцією**

Вінницька область займає вигідне положення в Україні серед інших областей для розвитку сонячної енергетики завдяки своєму географічному положенню і сприятливому клімату і має досить високий потенціал для будівництва нових сонячних станцій і підвищення виробництва електроенергії за допомогою сонячних батарей. У Вінницькій області присутній ряд компаній, яким належать великі сонячні електростанції, до яких відносяться: Слободо-Бушанська ФЕС, Цекинівська ФЕС, Тростянецька ФЕС, Ямпільська ФЕС, Томашпільська ФЕС, Гальжбієвська ФЕС, та інші. Для південної частини обрано Цекинівську ФЕС. Детальний аналіз генерування електроенергії фотовольтаїчними станціями Вінницької області наведений в [111-113]. Дана електрична станція розташована в Ямпільському районі Вінницької області і є виробником електричної енергії з енергії сонячного випромінювання, та згідно постанови НКРЕКП №1376 від 08.08.2016 має «зелений» тариф без ПДВ – 980,323 коп./кВт·год. Встановлена потужність 1,04544 МВт. Для генерування електроенергії використовуються 4356 панелей, потужністю 240 Вт з площею однієї панелі 1,6335  $\text{м}^2$ ; та загальною площею 7115,526  $\text{м}^2$  з ККД модуля 15,9 %. Для дослідження

використали значення добового генерування протягом 2018 та 2019 років. На рис. 3.7 представлено добове генерування досліджуваною станцією протягом 2018, 2019 років, а також представлена поденна різниця виробітку між 2018 та 2019 роками. Проаналізувавши дані рис. 3.7, можна зробити висновок, що значення генерування електроенергії протягом року суттєво змінюються (рис. 3.7 а) та рис. 3.7 б)), тому при прогнозуванні генерування ФЕС використання ретроспективних даних, таких як значення генерування на день або тиждень назад не є доцільним. Щодо порівняння генерування у відповідні дні різних років (рис. 3.7 в)) можна зробити висновок про суттєве відхилення, що показує недоцільність використання значення генерування рік назад в відповідні дні для прогнозування генерування [102]. При розбитті області значень генерування на 20 рівних інтервалів розподіл генерування для 2018 року показаний на рис. 3.8 а). Проаналізувавши дані розподілу, представлені на рис. 3.8, можна зробити висновок що суттєвого зв'язку між значеннями генерування, кількістю днів з аналогічними значеннями генерування досліджуваною станцією немає, тому використання ретроспективних даних з прив'язкою до конкретної години чи дня року, при вирішенні задач прогнозування не дасть очікуваного результату.



а)

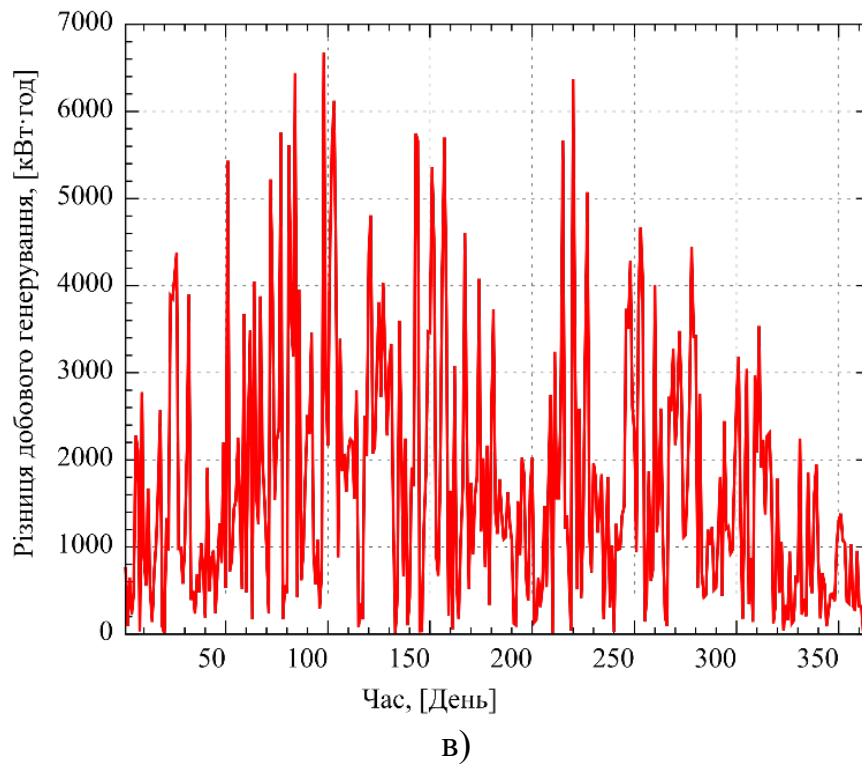
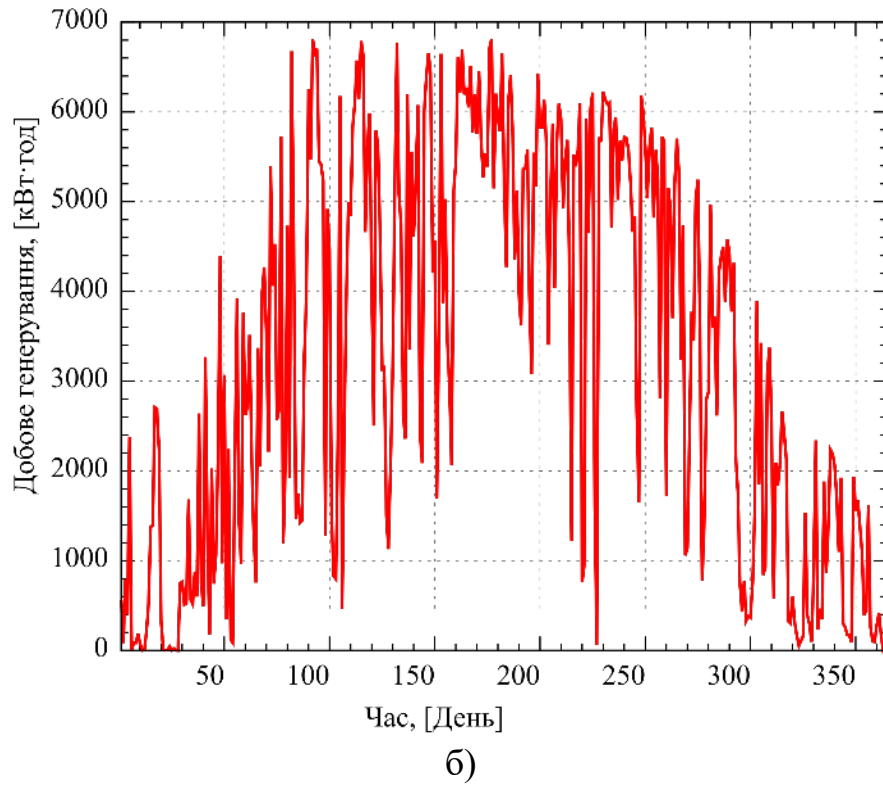
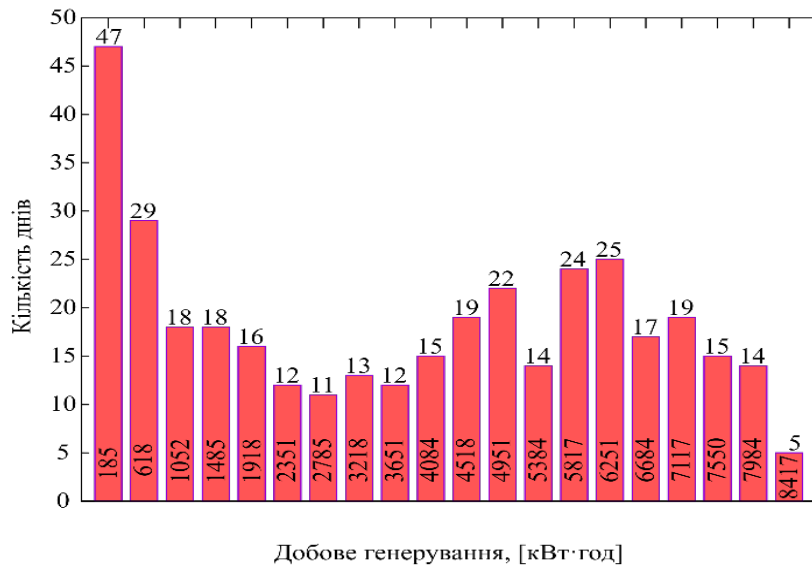
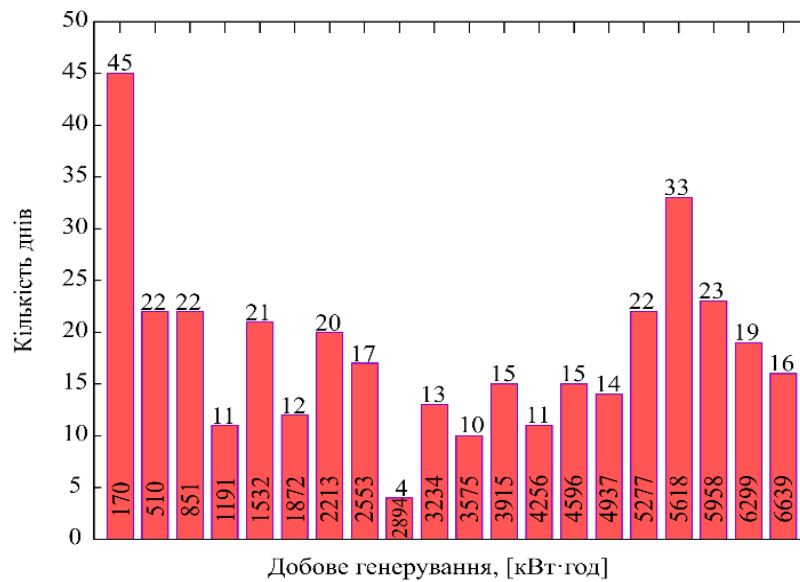


Рисунок 3.7 – Добове генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2: а) протягом 2018 року; б) 2019 року; в) подовове відхилення генерування 2018 та 2019 років



а)



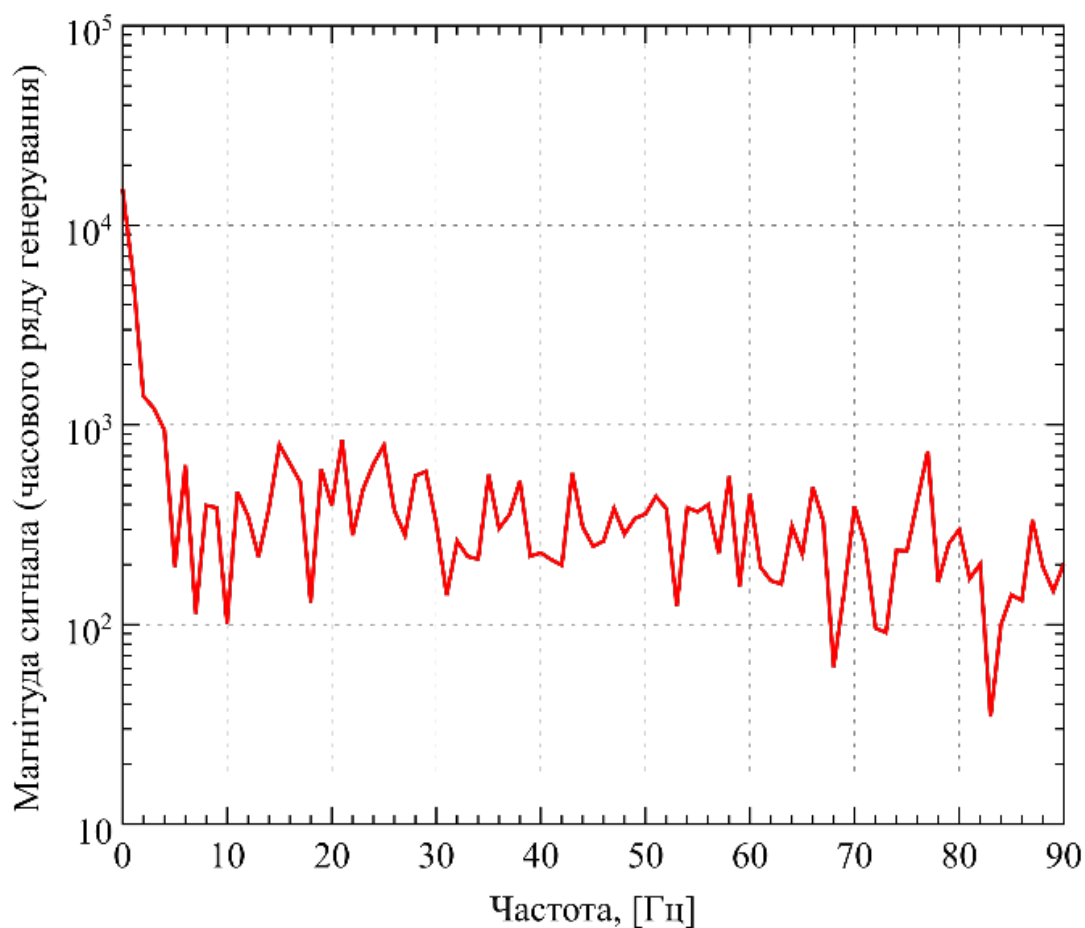
б)

Рисунок 3.8 – Генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2:  
а) протягом 2018 року, б) протягом 2019 року

За допомогою швидкого перетворення Фур'є проведено спектральний аналіз часових рядів добового генерування електроенергії протягом 2018 та 2019 років з використанням логарифмічної шкали представлення результатів та різним діапазоном частот. Результати аналізу підтвердили що магнітуди часових рядів

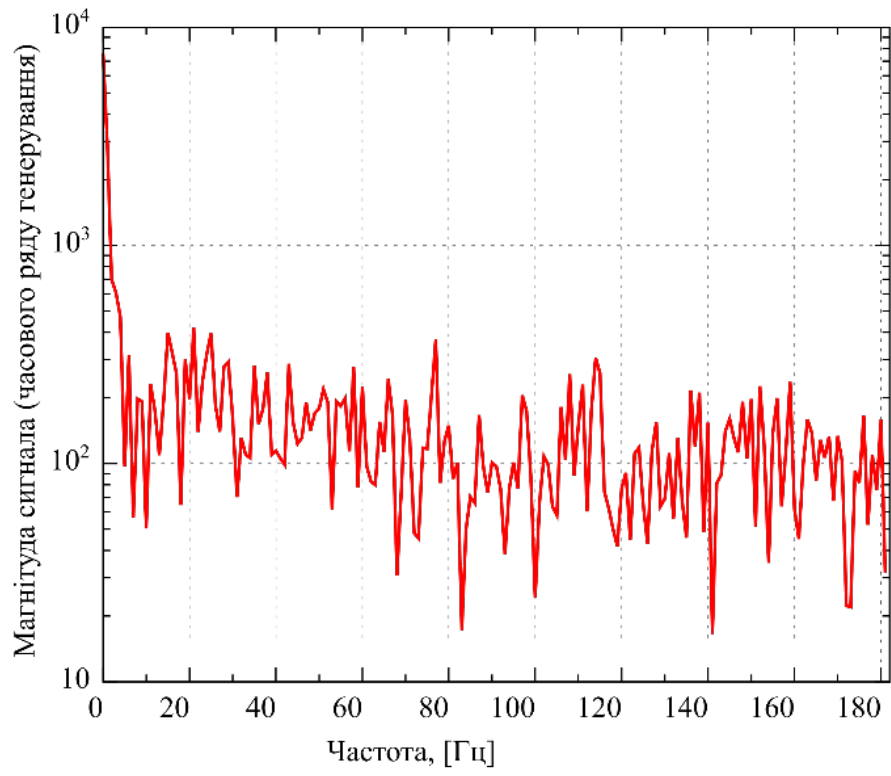
генерування різних років суттєво відрізняються. Тому для прогнозування генерування ФЕС краще розглядати вплив метеорологічних факторів, а не ретроспективні дані по генеруванню. Для оцінки впливу на добове генерування протягом року метеорологічних факторів запропоновано використати кореляційно-регресійний аналіз [102].

У якості метеорологічних впливних факторів обрано фактори, інформація по яких є у вільному доступі і представлена на сайті <https://power.larc.nasa.gov> поділені на 4 групи та представлені в табл. 3.2.

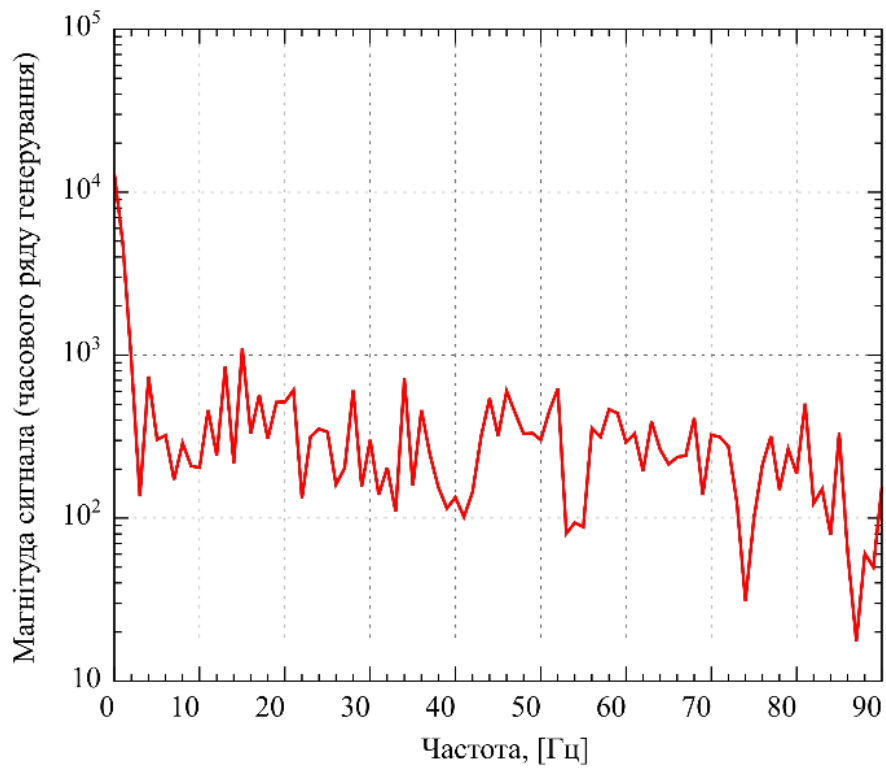


а)

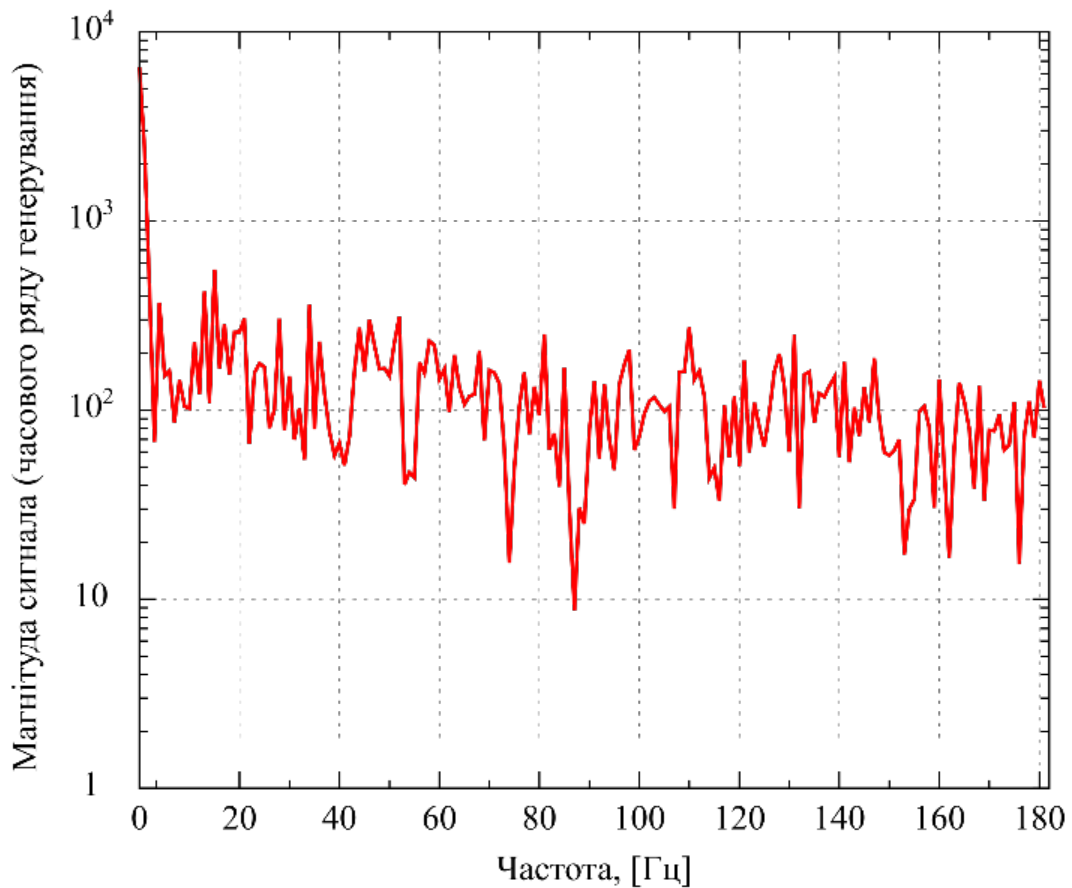




б)



в)



г)

Рисунок 3.9 – Магнітуда сигналу добового генерування електроенергії ФЕС: а) протягом 2018 р. з діапазоном частоти після розбиття ЧР по осі  $x$  на 4 піддіапазона; б) протягом 2018 р. з діапазоном частоти після розбиття ЧР по осі  $x$  на 2 піддіапазона; в) протягом 2019 р. з діапазоном частоти після розбиття ЧР по осі  $x$  на 4 піддіапазона; г) протягом 2019 р. з діапазоном частоти після розбиття ЧР по осі  $x$  на 2 піддіапазона

Таблиця 3.2 – Перелік метеорологічних факторів з бази POWER Data Access Viewer v.1.1.1

	Позначення в програмі	Англомова назва	Одиниці вимірювання	Переклад
1. Вологість, опади, тиск				
.1	PRECTOT	Precipitation	mm day <sup>-1</sup>	Опади
			мм·день <sup>-1</sup>	
.2	QV2M	Specific Humidity at 2 Meters	g/kg <sup>-1</sup>	Питома вологість на висоті 2 м
			г·кг <sup>-1</sup>	
.3	RH2M	Relative Humidity at 2 Meters	%	Відносна вологість на висоті 2 м
.4	PS	Surface Pressure	kPa	Поверхневий тиск
			кПА	
2. Температура				
.1	T2M_RANGE	Temperature Range at 2 Meters	°C	Середня температура на висоті 2 м
.2	TS	Earth Skin Temperature	°C	Температура поверхні Землі
.3	T2MDEW	Dew/Frost Point at 2 Meters	°C	Температура точка роси на висоті 2 м

Продовження таблиці 3.2

№	Позначення в програмі	Англомова назва	Одиниці вимірювання	Переклад
2.4	T2MWET	Wet Bulb Temperature at 2 Meters	°C	Температура вологої колби на висоті 2 м (Температура вологої колби на висоті 2 метри над поверхнею землі – це температура, показана термометром, покритим змоченою водою тканиною, над якою пропускається повітря.)
2.5	T2M_MAX	Maximum Temperature at 2 Meters	°C	Максимальна температура на висоті 2 м
2.6	T2M_MIN	Minimum Temperature at 2 Meters	°C	Мінімальна температура на висоті 2 м
2.7	T2M	Temperature at 2 Meters	°C	Значення температури на висоті 2 м
3. Вітер				
3.1	WS50M_RAN GE	Wind Speed Range at 50 Meters	m/s	Середня швидкість вітру на висоті 50 м (діапазон)
			м/с	

## Продовження таблиці 3.2

№	Позначення в програмі	Англомова назва	Одиниці вимірювання	Переклад
3.2	WS10M_RANGE	Wind Speed Range at 10 Meters (m/s)	m/s	Середня швидкість вітру на висоті 10 м (діапазон)
			м/с	
3.3	WS50M_MIN	Minimum Wind Speed at 50 Meters	m/s	Мінімальна швидкість вітру на висоті 50 м
			м/с	
3.4	WS10M_MIN	Minimum Wind Speed at 10 Meters (m/s)	m/s	Мінімальна швидкість вітру на висоті 10 м
			м/с	
3.5	WS50M_MAX	Maximum Wind Speed at 50 Meters	m/s	Максимальна швидкість вітру на висоті 50 м
			м/с	
3.6	WS10M_MAX	Maximum Wind Speed at 50 Meters	m/s	Максимальна швидкість вітру на висоті 10 м
			м/с	
3.7	WS50M	Wind Speed at 50 Meters	m/s	Швидкість вітру на висоті 50 м (Середньодобова швидкість вітру на 50 метрів над поверхнею землі.)
			м/с	
3.8	WS10M	Wind Speed at 10 Meters	m/s	Швидкість вітру на висоті 50 м (Середньодобова швидкість вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі.)
			м/с	

№	Позначення в програмі	Англомова назва	Одиниці вимірювання	Переклад
4.	Sizing and Pointing of Solar Panels an for Solar Thermal Application			
4.1	KT	Insolation Clearness Index (dimensionless)	(безрозмірний)	Індекс прозорості (від 0 до 1)
4.2	CLRSKY_SFC_SW_DWN	Clear Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface	$\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2/\text{day}$	Інсоляція ясного неба на горизонтальній поверхні
			$\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$	
4.3	ALLSKY_SFC_SW_DWN	All Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface	$\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2/\text{day}$	Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні
			$\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$	
4.4	ALLSKY_SFC_LW_DWN	Thermal Infrared (Longwave) Radiative Flux	$\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2/\text{day}$	Тепловий інфрачервоний (довгохвильовий) радіаційний потік
			$\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2/\text{день}$	

### **3.4.3 Метод оцінки впливу метеорологічних показників на ефективність генерування ФЕС**

Проаналізувавши отримані результати табл. 3.3 та рис. 3.10-3.12 можна виділити найбільш впливові метеорологічні фактори з кожної групи, зокрема:

- з групи «Вологість, опади, тиск» – Відносна вологість на висоті 2 м (Співвідношення фактичного парціального тиску водяної пари до парціального тиску при насиченні, виражене у відсотках. Середньодобова відносна вологість повітря на висоті 2 метри над поверхнею землі.);

- з групи «Температура» – Максимальна температура на висоті 2 м (максимальна денна температура на рівні 2 метрів над поверхнею землі);

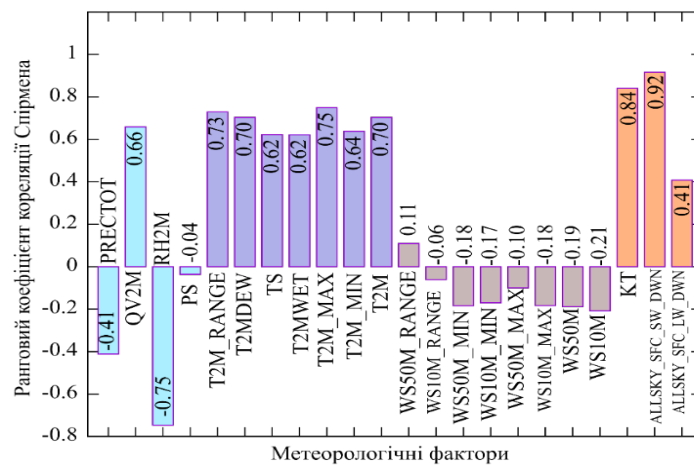
- з групи «Вітер» – Швидкість вітру на висоті 10 м (середньодобова швидкість вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі.);

- з групи «Sizing and Pointing of Solar Panels an for Solar Thermal Application» – Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сумарна загальна сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі);

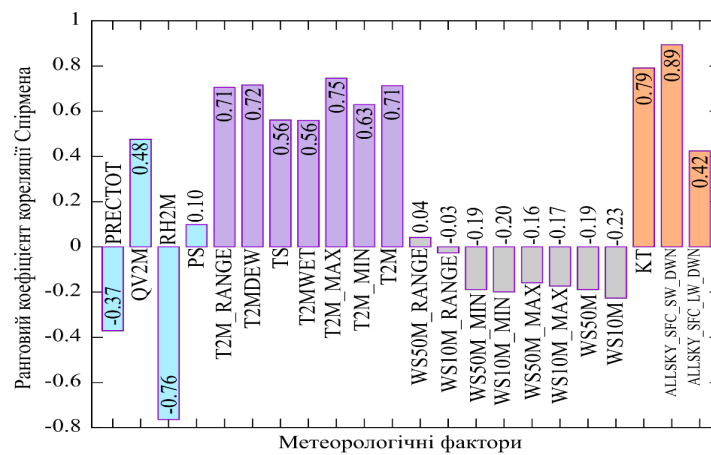
- з групи «Solar Irradiance and Realted Parameters» – середньодобова величина теплового інфрачервоного (довгохвильового) радіаційного потоку.

З метою забезпечення адекватного вибору коефіцієнта кореляції, який найкраще характеризує оцінку впливу зміни метеорологічних факторів на генерування електроенергії ФЕС, проведений аналіз генерування ВДЕ на нормальність, тобто визначено Probability density function (PDF), зокрема функцію щільності неперервної випадкової величини (функція, що визначає ймовірність відносної правдоподібності, того що значення випадкової величини буде

відповідати заданій події, для кожної окремої події (або точки) у множини всіх можливих значень, які може приймати випадкова величина). Аналіз на нормальність проводився в програмному середовищі LabView за допомогою розрахункового модуля TSA Normal Distribution Test VI, який визначає характер розподілу одновимірною часового ряду, порівнюючи дискретну гістограму часового ряду з розрахованою функцією нормального розподілу, яку TSA Normal Distribution Test VI генерує відповідно до середнього та дисперсійного значень часового ряду.



а)

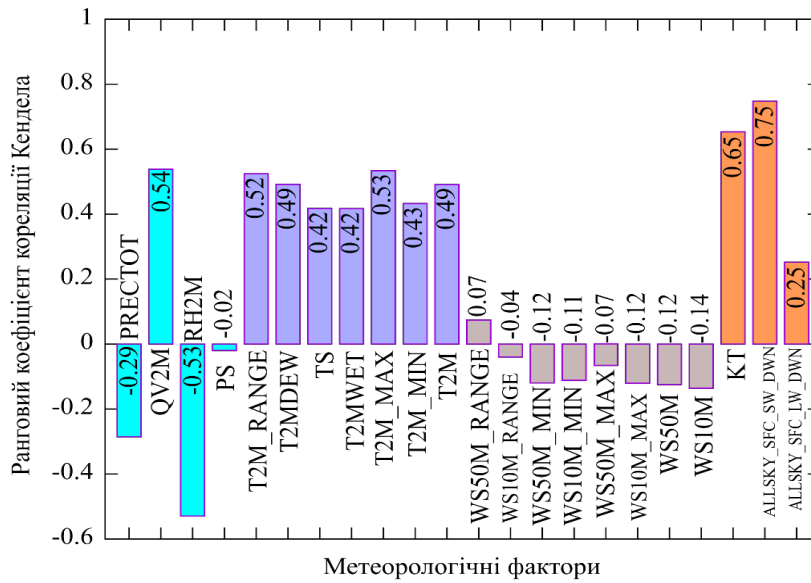


б)

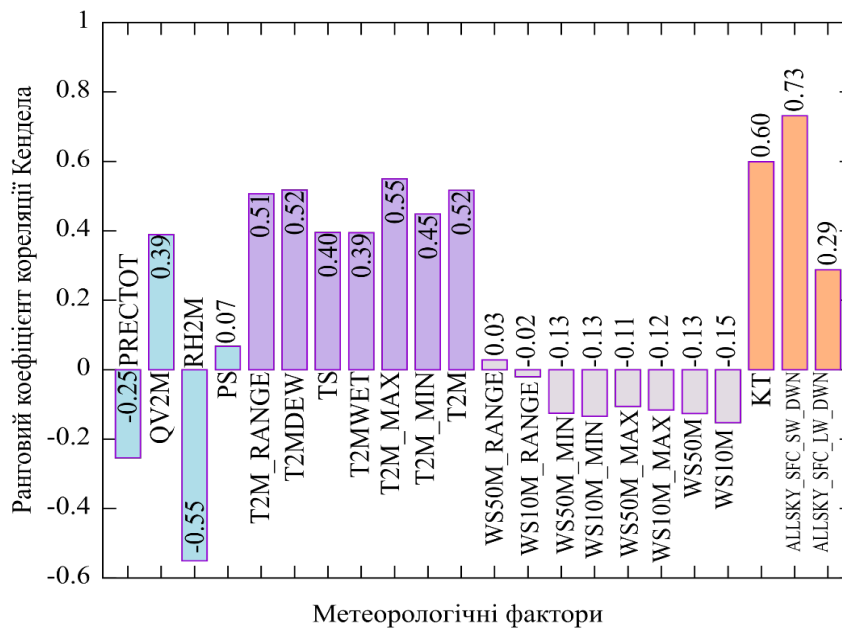
Рисунок 3.10 – Ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги): а) протягом 2018



року; б) протягом 2019 року. Результати визначення кореляційних коефіцієнтів зведені в табл. 3.3.

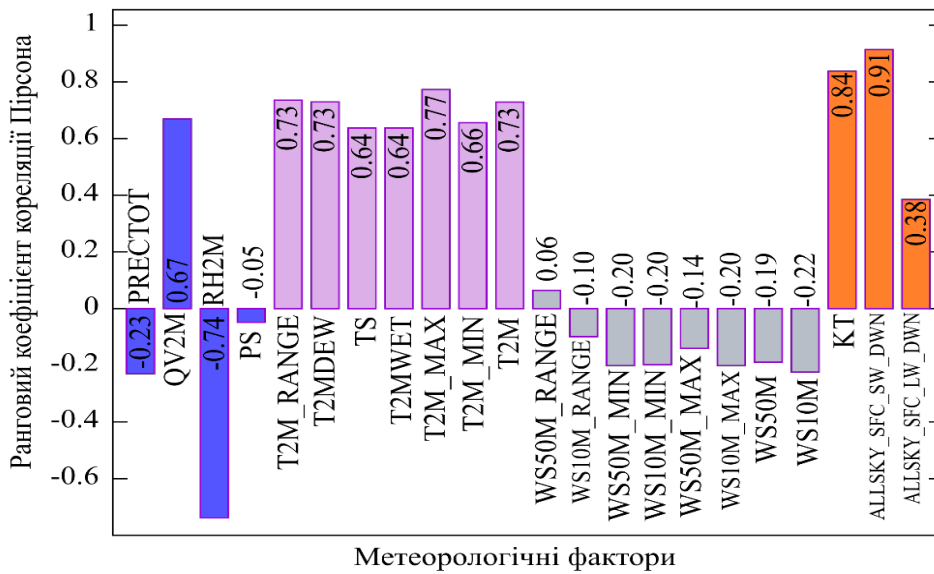


а)

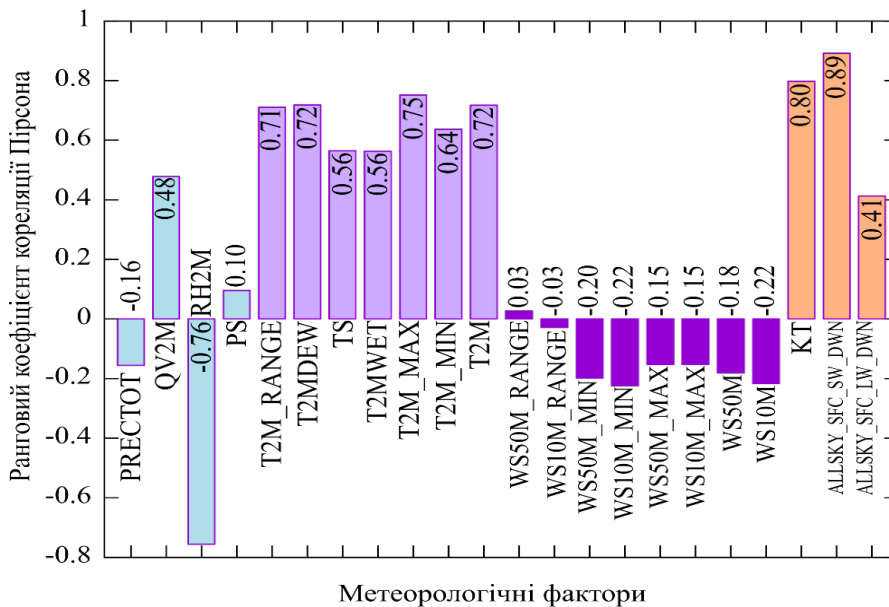


б)

Рисунок 3.11 – Ранговий коефіцієнт кореляції Кендела для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги): а) протягом 2018 року; б) протягом 2019 року



а)



б)

Рисунок 3.12 – Коефіцієнт кореляції Пірсона для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги): а) протягом 2018 року; б) протягом 2019 року

Результати розрахунку Probability density function для часового ряду генерування електроенергії ФЕС протягом 2018 та 2019, для різної кількості діапазонів показано на рис. 3.13 – 3.14.

Таблиця 3.3 – Результати визначення коефіцієнтів кореляції Кендела, Спірмена та Пірсона генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги) протягом 2018 року та протягом 2019 року в залежності від зміни метеорологічних факторів

№	Метеорологічний фактор		Коефіцієнт кореляції 2018 р.			Коефіцієнт кореляції 2019 р.		
			Спірмена	Кендела	Пірсона	Спірмена	Кендела	Пірсона
1	Опади	PRECTOT	-0,411	-0,286	-0,230	-0,371	-0,254	-0,156
2	Питома вологість на висоті 2 м	QV2M	0,659	0,539	0,669	0,476	0,389	0,478
3	Відносна вологість на висоті 2 м	RH2M	-0,747	-0,530	-0,739	-0,764	-0,550	-0,756
4	Поверхневий тиск	PS	-0,036	-0,020	-0,049	0,099	0,067	0,096
5	Середня температура на висоті 2 м	T2M_RANGE	0,729	0,524	0,735	0,705	0,507	0,710
6	Температура поверхні Землі	TS	0,703	0,492	0,729	0,716	0,518	0,719
7	Температура точка роси на висоті 2 м	T2MDEW	0,622	0,418	0,637	0,561	0,395	0,564
8	Температура вологої колби на висоті 2 м	T2MWET	0,621	0,417	0,637	0,560	0,394	0,563
9	Максимальна температура на висоті 2 м	T2M_MAX	0,749	0,534	0,772	0,746	0,550	0,751
10	Мінімальна температура на висоті 2 м	T2M_MIN	0,638	0,432	0,656	0,630	0,448	0,636
11	Значення температури на висоті 2 м	T2M	0,703	0,491	0,728	0,713	0,517	0,717

Продовження таблиці 3.3

№	Метеорологічний фактор		Коефіцієнт кореляції 2018 р.			Коефіцієнт кореляції 2019 р.		
			Спірмена	Кендела	Пірсона	Спірмена	Кендела	Пірсона
12	Середня швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M_RANGE	0,109	0,074	0,064	0,042	0,028	0,027
13	Середня швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M_RANGE	-0,061	-0,040	-0,100	-0,027	-0,020	-0,029
14	Мінімальна швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M_MIN	-0,183	-0,120	-0,201	-0,190	-0,125	-0,198
15	Мінімальна швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M_MIN	-0,170	-0,112	-0,199	-0,199	-0,134	-0,224
16	Максимальна швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M_MAX	-0,100	-0,065	-0,140	-0,158	-0,106	-0,153
17	Максимальна швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M_MAX	-0,183	-0,121	-0,202	-0,173	-0,116	-0,152
18	Швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M	-0,189	-0,125	-0,189	-0,189	-0,126	-0,181
19	Швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M	-0,209	-0,136	-0,224	-0,227	-0,152	-0,216
20	Індекс прозорості (від 0 до 1)	KT	0,840	0,653	0,838	0,791	0,599	0,798
21	Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні	ALLSKY_SFC_SW_DWN	0,916	0,748	0,914	0,894	0,731	0,892
22	Тепловий інфрачервоний (довгохвильовий) радіаційний потік	ALLSKY_SFC_LW_DWN	0,408	0,252	0,385	0,424	0,288	0,413

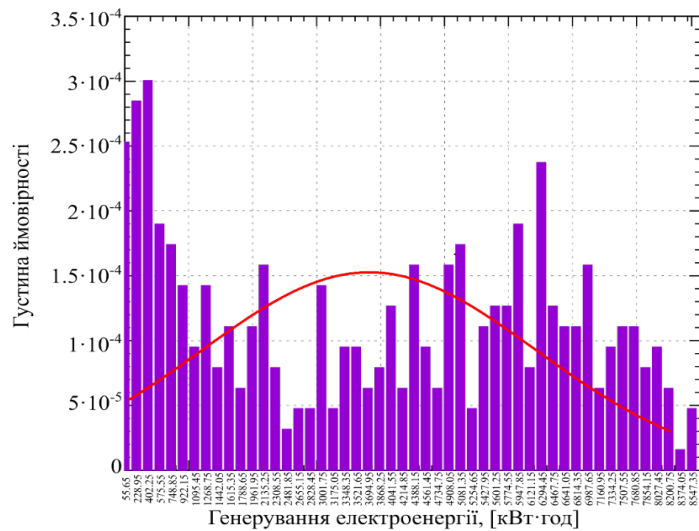


Рисунок 3.13 – Розподіл густин ймовірностей при розбитті ЧР добового генерування електроенергії досліджуваної ФЕС протягом 2018 року на 50 діапазонів: гістограма – ЧР генерування, а червона крива – розрахована функція нормального розподілу

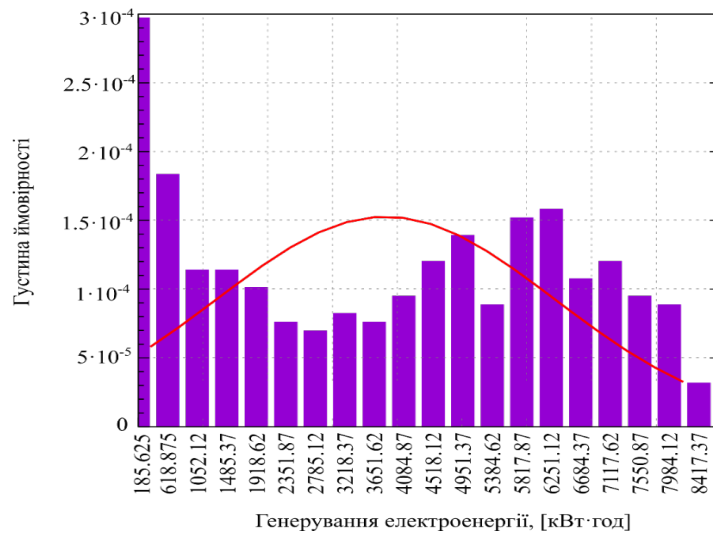


Рисунок 3.14 – Розподіл густин ймовірностей при розбитті часового ряду добового генерування електроенергії досліджуваної ФЕС протягом 2018 року на 20 діапазонів

Аналіз рисунків 3.13–3.14, які ілюструють оцінки даних на нормальність, дає можливість зробити висновок про те, що часовий ряд генерування електроенергії ФЕС не залежно програмного середовища, в якому проводився розрахунок, критерію оцінки на нормальність, кількості діапазонів розподілу густин ймовірностей, не

відповідає нормальному закону розподілу. Тому це накладає обмеження на область застосування деяких кореляційно-регресійних коефіцієнтів. З врахуванням усіх властивостей досліджуваного часового ряду найдоцільніше використовувати ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена для оцінювання впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії фотовольтаїчними системами та метод скатерограм [115, 116].

Скатерограми зазвичай використовуються для виявлення природи взаємозв'язку двох змінних (наприклад, генерування і відносної вологості), оскільки вони можуть надати більше інформації, ніж коефіцієнт кореляції. Наприклад, неоднорідність вибірки, за якою розраховуються кореляції, може призвести до спотворення значень коефіцієнта кореляції. При інтерпретації діаграм розсіювання звертають увагу на конфігурацію розкиду точок. Невеликий розкид точок означає високу ступінь кореляції як показано на рис. 3.15 а), рис. 3.15 б) та рис. 3.15 в). Великий розкид вказує на слабку кореляцію як показано на рис. 3.15 г). Для аналізу чутливості генерування електроенергії до найбільш впливних метеорологічних факторів, результати визначення яких показані в табл. 3.2–3.3 та на рис. 3.15–3.19 побудовано скатерограми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС за 2018 та 2019 роки. На рис. 3.15 побудовано чотири скатерограми, за показують розсіювання розподілу даних генерованої електроенергії за добу та метеорологічних параметрів з групи «Вологість, опади, тиск»: кількості опадів за добу (див. рис. 3.15 а)); питомої вологості на висоті 2 м над землею (див. рис. 3.15 б)); відносної вологості на висоті 2 м над землею (див. рис. 3.15 в)); поверхневого тиску (див. рис. 3.15 г)). Аналіз скатерограми показаної на рис. 3.15 в) підтверджує результати регресійно-кореляційного аналізу, тому що ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена для цієї групи є найвищим для метеорологічного параметру – «Відносна вологість на висоті 2 м».

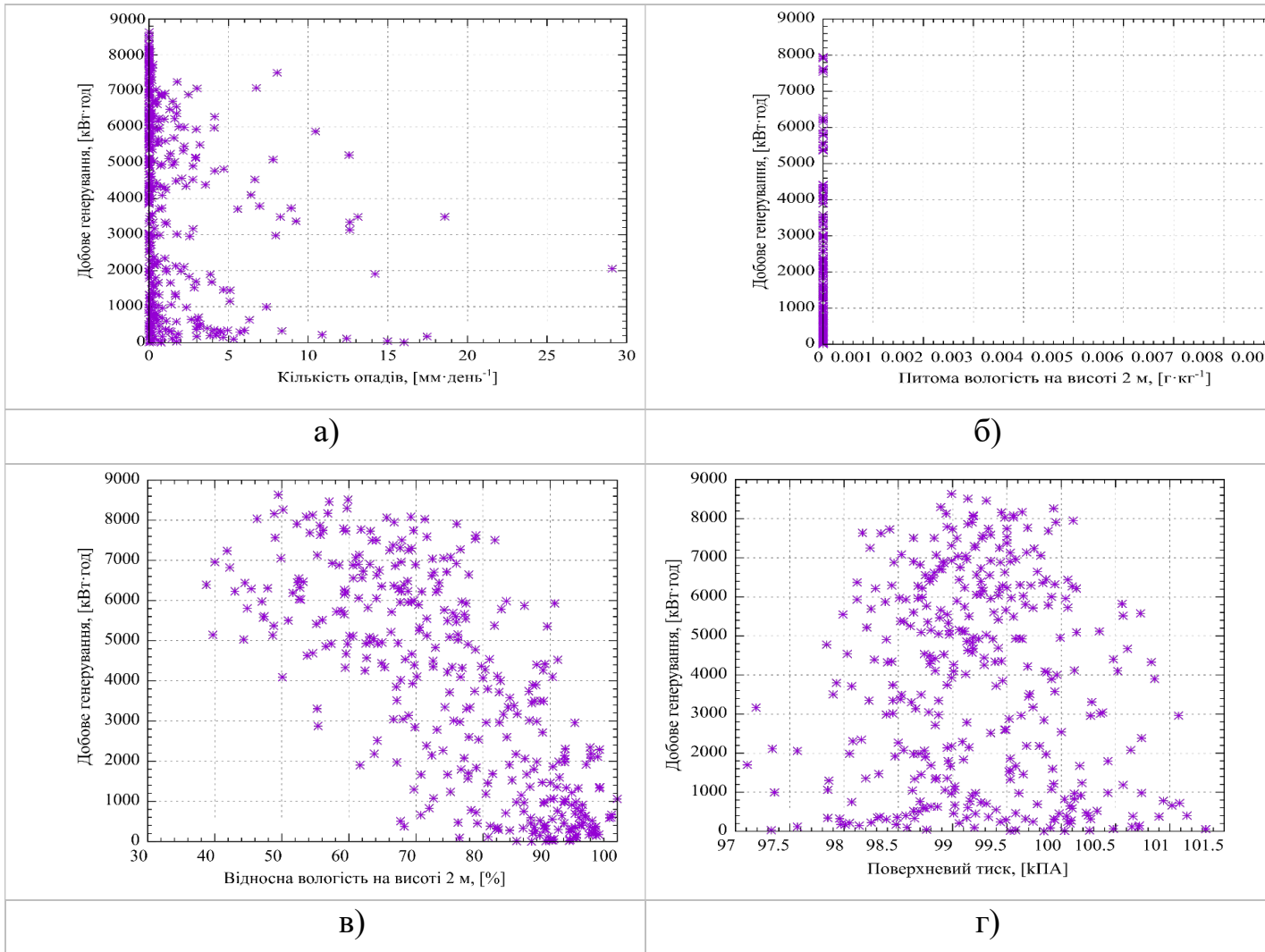
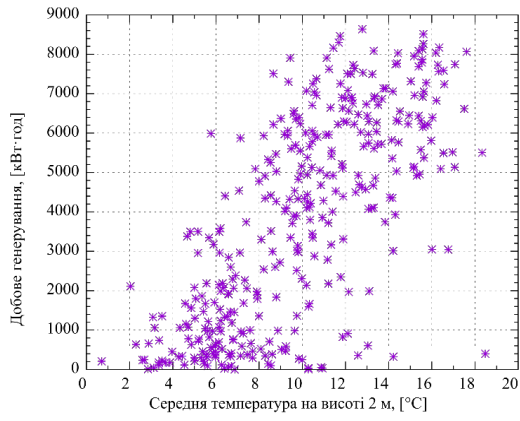


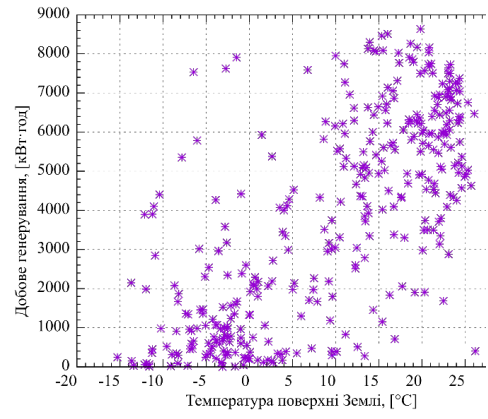
Рисунок 3.15 – Скатерограма розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС за 2018 рік генерованої електроенергії за добу та метеорологічних параметрів з групи «Вологість, опади, тиск»

Аналогічні скатерограми отримано і для даних генерування ФЕС та метеорологічних факторів другої групи «Температура» з табл. 3.2, що показані на рис. 3.16, відповідно: рис. 3.16 а) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температури на висоті 2 м; рис. 3.16 б) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температура поверхні землі; рис. 3.16 в) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температура точка роси на висоті 2 м; рис. 3.16 г) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температури вологої колби на висоті 2 метри, тобто температури, що виміряна термометром, покритим змоченою водою тканиною, над якою пропускається повітря); рис. 3.16 д) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення максимальної температури на висоті 2 м; рис. 3.16 є) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення мінімальної температури на висоті 2 м; рис. 3.16 ж) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температури на висоті 2 м.

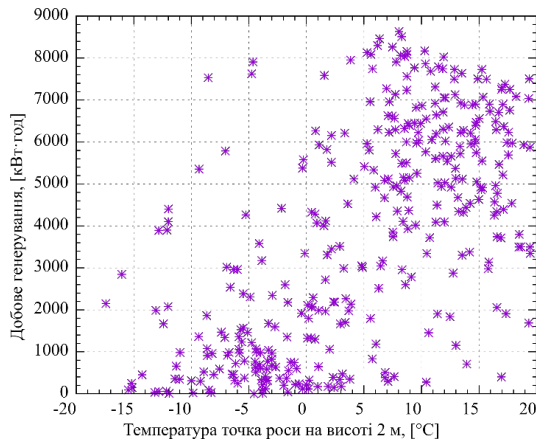




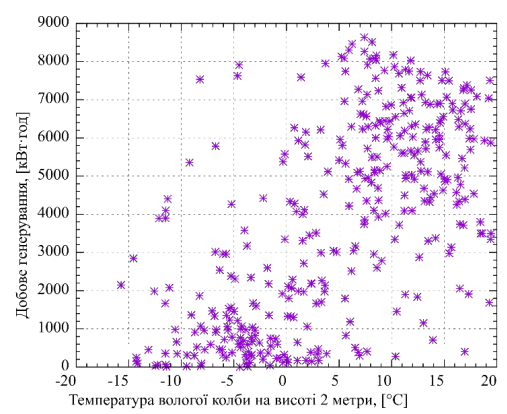
а)



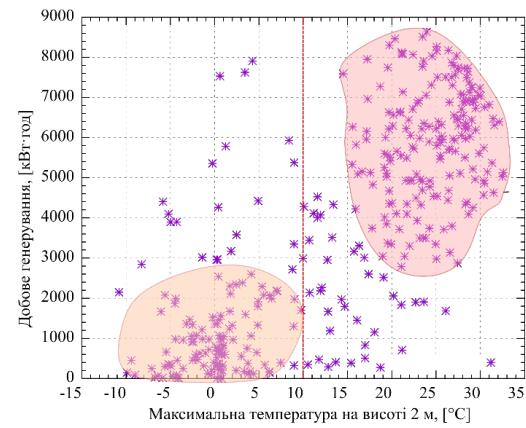
б)



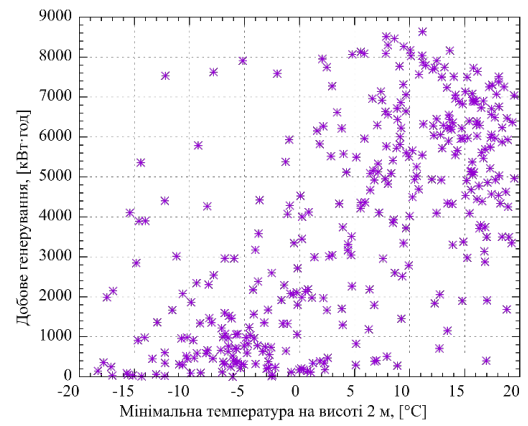
в)



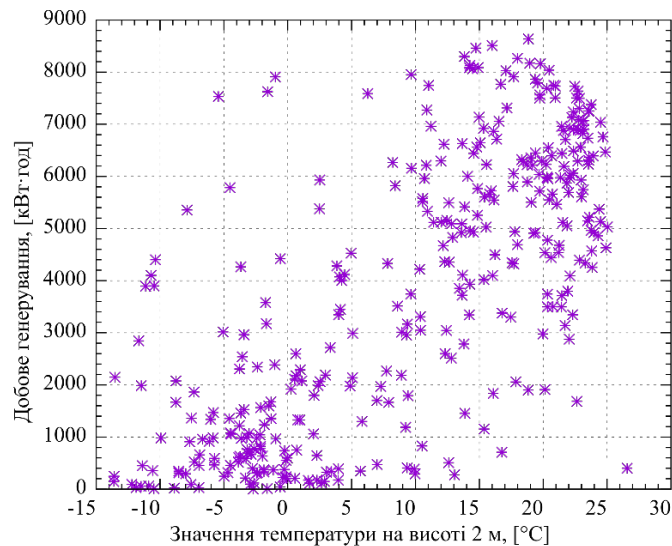
г)



д)



е)

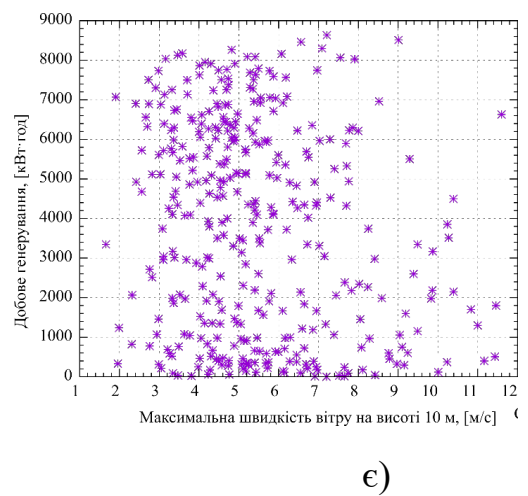
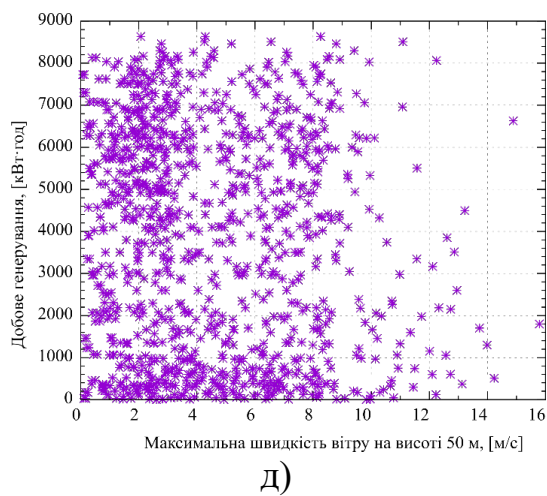
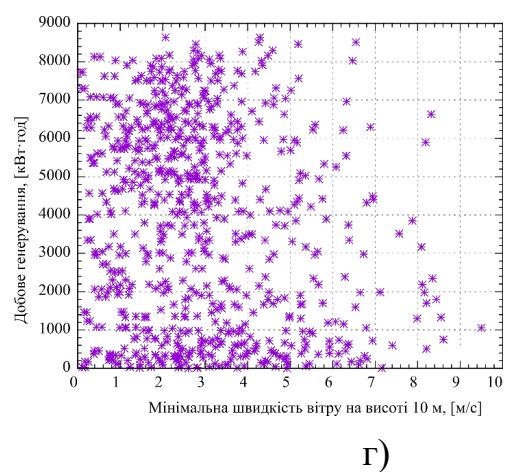
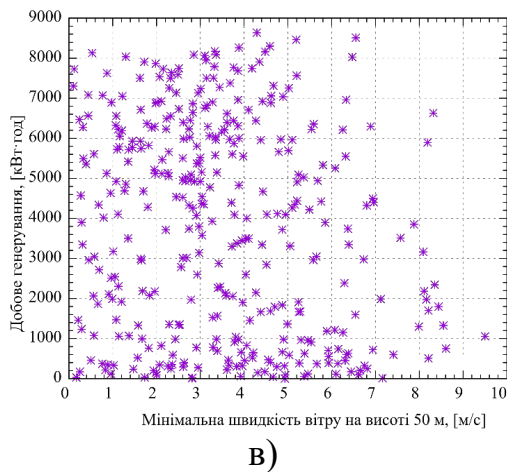
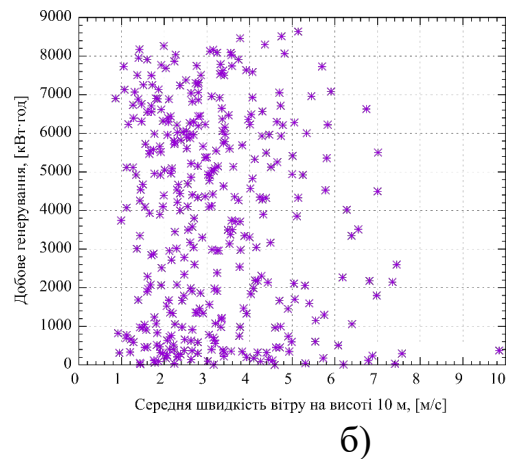
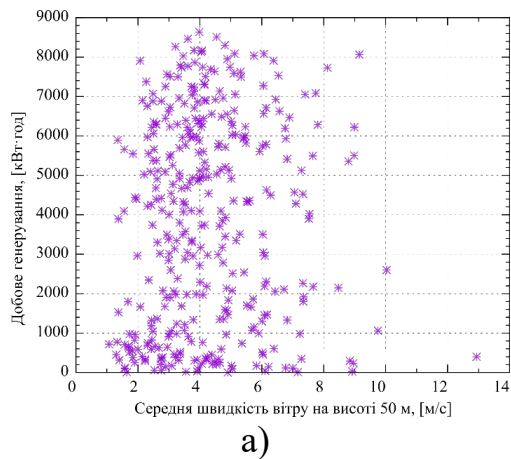


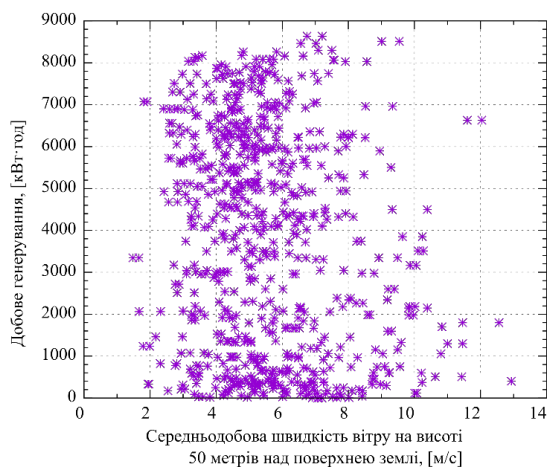
ж)

Рисунок 3.16 – Скатерограма розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС «Цекинівка-2» 4-5 черга за 2018 рік генерованої електроенергії за добу та метеорологічних параметрів з групи «Температура»

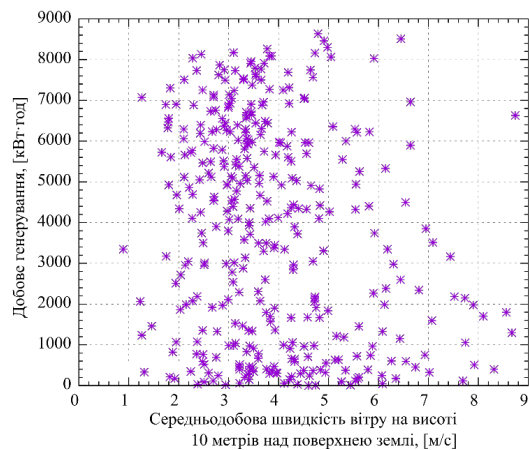
Проаналізувавши результати розрахунку рангового коефіцієнту кореляції Спірмена для групи метеорологічних факторів «Температура» можна зробити висновок, що всі сім факторів мають суттєвий вплив. Розділення даних на підгрупи як показано на рис. 3.16 д) для діаграми розсіювання найбільш впливового фактора за ранговим коефіцієнтом Спірмена (див. табл. 3.3) може покращити оцінку чутливості генерування до зміни метеорологічних факторів. Але для узагальнення результатів та зручності їх аналізу, а також розроблення універсальних моделей, що підходять не лише для однієї фотоелектричної системи, є доцільним перехід від абсолютних одиниць до відносних. Для вирішення такого класу задач добре себе зарекомендував метод критеріального моделювання. Вплив метеорологічних факторів групи «Вітер», враховуючи результати кореляційно-регресійного аналізу не є суттєвим, але залишати їх поза уваги не можна, тому що хоч швидкість вітру не здійснює прямого

впливу на генерування ФЕС, але має вплив на роботу станції в цілому, а також впливає на інші метеорологічні фактори, тому на рис. 3.17 показані скатерограми для розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС «Цекинівка-2» 4-5 черга за 2018 рік генерованої електроенергії за добу та метеорологічних параметрів з групи «Вітер».





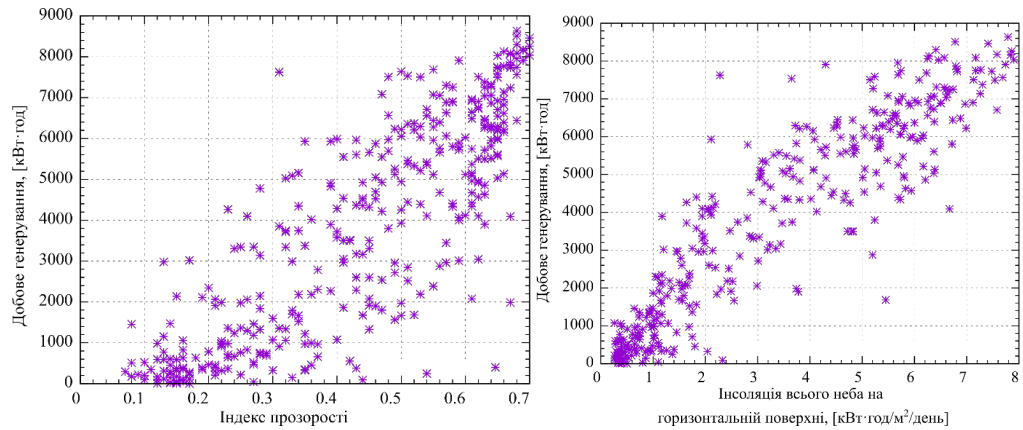
ж)



з)

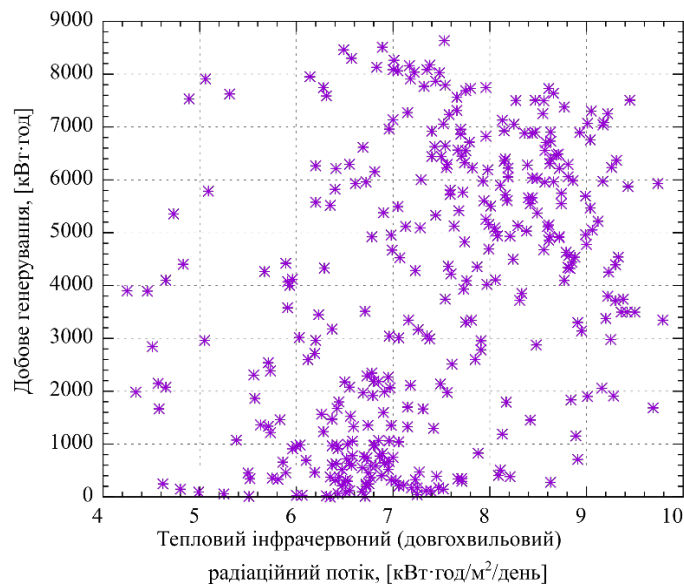
Рисунок 3.17 – Скатерограма розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС «Цекинівка-2» 4-5 черга за 2018 рік генерованої електроенергії за добу та метеорологічних параметрів з групи «Вітер»: а) діапазону значень середньої швидкості вітру на висоті 50 м; б) діапазону значень середньої швидкості вітру на висоті 10 м; в) мінімальної швидкості вітру на висоті 50 м; г) мінімальної швидкості вітру на висоті 10 м; д) максимальної швидкості вітру на висоті 50 м; є) максимальної швидкості вітру на висоті 10 м; ж) середньодобової швидкості вітру на висоті 50 метрів над поверхнею землі; з) середньодобової швидкості вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі

За результатами кореляційно-регресійного аналізу табл. 3.3. та дослідження побудованих діаграм розсіювання розподілу даних можна зробити висновок, що для групи метеорологічних факторів «Вітер» найвпливовішим є фактор «Середньодобова швидкість вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі» (див. рис. 3.17 з)).



а)

б)



в)

Рисунок 3.18 – Скатерограма розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та розсіювання розподілу даних для факторів, а саме: а) індексу прозорості неба; б) інсоляції всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сума загальної сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі); в) теплового інфрачервоного (довгохвильового) радіаційного потоку

Враховуючи перевірку даних на адекватність та виключення повторюваних факторів побудовано скатерограми розсіювання розподілу даних для факторів, а саме: індексу прозорості неба;

інсоляції всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сума загальної сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі); теплового інфрачервоного (довгохвильового) радіаційного потоку. Аналіз побудованих скатерограм (рис. 3.18) підтверджує результати кореляційно-регресійного аналізу (табл. 3.3), що метеорологічний фактор «Інсоляції всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сума загальної сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі)» має найбільший вплив (див. рис. 3.18 б)) на генерування електроенергії ФЕС.

Перетворення Фур'є дає одновимірну інформацію про відносний внесок (амплітуду) різних часових масштабів (частот). Результатом вейвлет-перетворення одновимірного ряду є двовимірний масив амплітуд вейвлет-перетворення – значень коефіцієнтів  $W(a, b)$ . Розподіл цих значень в просторі  $(a, b)$  – (часовий масштаб, часова локалізація) дає інформацію про еволюцію відносного впливу (внеску) компонент різного масштабу в часі і називається спектром коефіцієнтів вейвлет-перетворення, (частотно) масштабно-часовим спектром або вейвлет-спектром (time-scale spectrum, або wavelet spectrum на відміну від single spectrum перетворення Фур'є) [117].

Наступним кроком здійснення аналізу генерування ВДЕ була побудова скалограми та скейлограми [85, 118]. Проведено аналітичне вейвлет-перетворення (AWT) – це вейвлет-перетворення, яке забезпечує інформацію про амплітуду та фазу сигналів у часовій шкалі або частотно-часовій області [57].

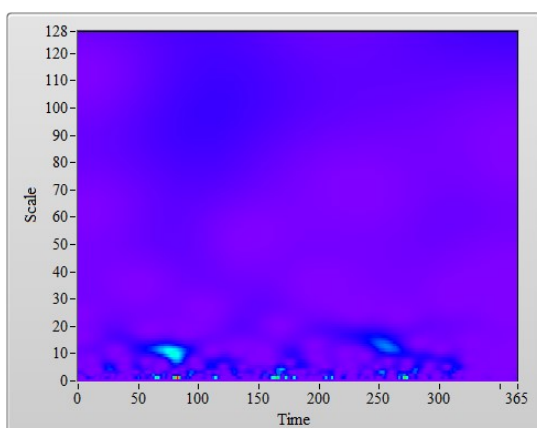
Вейвлет перетворення проводилось в середовищі графічного програмування LabView за допомогою модуля розрахунку та візуалізації WA Configure Scalogram Indicator VI. Даний модуль відображає квадратну величину або фазу вейвлет-коефіцієнтів на графіку інтенсивності. Даний модуль відображає квадратну величину дійсних коефіцієнтів вейвлетів від безперервного вейвлет-перетворення WA і відображає квадратну величину або фазу



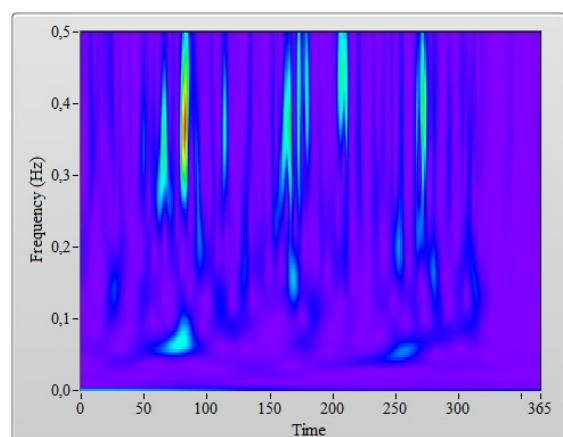
комплексно визначених коефіцієнтів вейвлетів з аналітичного вейвлет-перетворення WA. Інформація про величину AWT, описує будь-який часовий ряд. Інформація про фазу кодує пов'язані за часом характеристики сигналів, наприклад, розташування певної послідовності величин. Зазвичай використовується інформацію про амплітуду для частотно-часового аналізу, а інформацію про фазу використовується для миттєвої оцінки частоти. AWT обчислює внутрішні добутки аналізованого сигналу та набір складних вейвлетів Морле. За результатами аналізу часового ряду генерування було побудовано дві скалограми та дві скейлограми (енергограми), як показано на рис. 3.26 при масштабуванні 128 за періодом повторюваності амплітудного значення сигналу та всією довжиною сигналу 365 днів.

Положення максимумів на скалограмі характеризують оцінку локального спектру часового ряду генерування електроенергії ВДЕ.

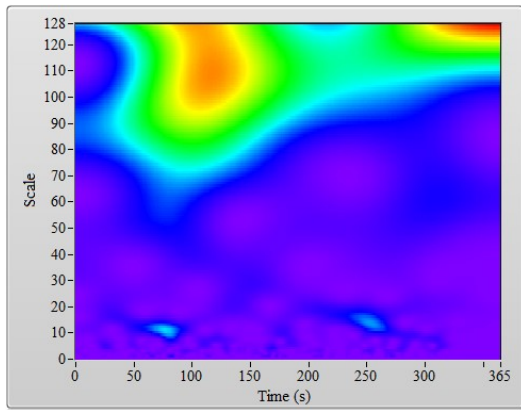
Побудовані енергограми при різних методах нормалізації мережі показані на рис. 3.19 в) і г) відповідно. Положення максимумів на енергограмах можна інтерпретувати як середній період появи центрального значення амплітуди, що вносять основний вклад до енергії аналізованого часового ряду.



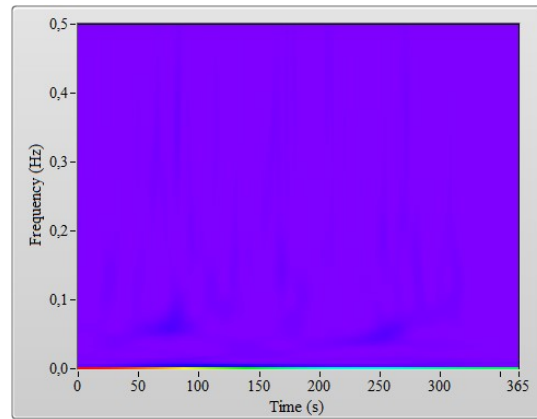
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.19 – Скалограма (а, б) і скейлограма (в, г) вейвлет аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ при масштабуванні осі Y по частоті (б, в) та масштабуванні осі Y по періоду появи амплітудного значення (а, в)

Спектр  $W(a,b)$  одновимірного сигналу являє собою поверхню в тривимірному просторі. Замість зображення поверхонь часто представляють їх проєкції на площину з ізолініями або ізорівнями, що дозволяє простежити зміну інтенсивності амплітуд вейвлет-перетворення на різних масштабах і в часі, а також картини ліній локальних екстремумів цих поверхонь (так званий «skeleton»), чітко виявляють структуру аналізованого процесу. Термін «скелет» або «скелетон» добре відображає характер картин ліній локальних екстремумів [117]. Рис. 3.19 в) показує, що енергія сигналу часового ряду генерування ВДЕ нерівномірно розподілена по масштабам, тобто є виділені масштаби (Scales), має нестационарну структуру аналізованого процесу з елементами квазіперіодичності і має діапазони локальних періодичностей на різних масштабах [117].

Проаналізувавши отримані результати дослідження генерування ВДЕ та дослідивши можливі методи прогнозування, можна зробити висновок, що для прогнозування генерування електроенергії ФЕС потрібно враховувати метеорологічні фактори, які мають найвищий



показник рангового коефіцієнту кореляції. Тому доцільним є визначати прогнози значення впливних факторів, а потім по їхнім значенням визначати потужність генерування ВДЕ з використанням вже відомих формул або побудованих регресійних рівнянь індивідуально для кожної електричної станції. Для автоматизації аналізу часових рядів генерування та впливних метеорологічних факторів, пошуку рангових коефіцієнтів кореляції, побудови скатерограм, скалограм та скейлограм (енергограм), перевірки даних на нормальність розподілу був створена програма в середовищі LabView

### **3.5 Опис роботи та інтерфейсу програмного комплексу аналізу нерівномірності графіку генерування та впливу метеорологічних факторів**

Перед початком роботи програми повинен бути сформований файл у форматі \*.txt початкових даних у вигляді наведеному на рис. 3.20. В цьому файлі перший стовпчик відповідає за параметр «Час» («День» або «Година»), другий стовпчик величині генерування електроенергії за добу (або годину, або 15-хв.), а далі наведені всі метеорологічні фактори в послідовності наведених в табл. 3.2., окрім CLRSKY\_SFC\_SW\_DWN (Clear Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface). Сформувавши файл початкових даних можна перейти до програми аналізу генерування ВДЕ, інтерфейс якої показаний на рис. 3.21 а) і б). Потрібно завантажити файл початкових даних, для цього обираємо місце його розташування або вводимо вручну, як показано на рис. 3.21 а) позначено 1.

Файл	Правка	Формат	Вид	Справка								
1	1329	0,03	0	97,32	98,84	6,39	-0,02	0,4	0,41	4,89	-1,5	
2	174	3	0	97,27	98,48	3,65	2,12	1,88	1,86	3,98	0,33	
3	148	4,66	0	96,88	98,14	5,47	2,55	2,4	2,39	6,19	0,72	
4	171	0,84	0	95,78	98,01	3,36	0,96	0,99	1,04	3,34	-0,0	
5	1919	0,13	0	95,37	98,47	6,57	0,09	-0,43	-0,4	4,92	-1,6	
6	2291	0,03	0	97,37	99,09	6,77	0,65	0,59	0,58	5,37	-1,4	
7	2189	0,22	0	96,08	99,68	6,31	2,64	2,36	2,34	7,08	0,77	
8	115	1,46	0	89,67	100,65	4,53	1,62	0,17	0,15	3,78	-0,7	
9	2960	0,03	0	80,46	101,08	6,17	-3,58	-6,31	-6,04	0,22	-5,9	
10	966	0,01	0	86,11	100,12	6,22	-1,02	-2,99	-3	2,09	-4,1	
11	552	0,14	0	90,33	99,4	5,76	-0,3	-1,56	-1,5	3,02	-2,7	
12	1675	0,17	0	86,51	100,17	4,58	-1,44	-3,3	-3,18	1,71	-2,8	
13	721	0,27	0	78,96	101,09	5,19	-3,03	-6,14	-5,92	-0,64	-5,8	
14	659	0,52	0	70,71	101,02	2,88	-6,47	-11,3	-10,46	-5,47	-8,3	
15	2078	0,03	0	77,18	100,64	5	-8,67	-12,02	-11,13	-5,61	-10,	
16	345	0,12	0	82,19	99,13	7,14	-8,45	-11,03	-10,4	-5,08	-12,	
17	995	7,38	0	92,01	97,36	7,58	-2,9	-4,34	-4,34	0,63	-6,9	
18	119	12,42	0	93,77	97,57	6,27	-3,22	-3,54	-3,46	-0,76	-7,0	
19	2307	0,23	0	92,26	98,08	9,98	-5,15	-4,88	-4,89	1,71	-8,2	
20	331	1,27	0	85,97	98,65	6,67	-4,54	-3,92	-3,89	0,91	-5,7	
21	1338	0,05	0	92,4	98,65	6,53	-7,11	-7,09	-6,84	-2,5	-9,0	
22	960	0,84	0	89,13	98,99	7,16	-6,95	-8,18	-7,84	-3,56	-10,	
23	3893	0,01	0	87,41	99,91	9,6	-12,15	-12,83	-12,12	-4,98	-14,	
24	3901	0,02	0	87,89	100,86	9,73	-11,23	-12,1	-11,5	-4,29	-14,	

Рисунок 3.20 – Фрагмент файлу початкових даних для роботи.

Програмний комплекс працює наступним чином.

1. Обираємо досліджуваний параметр (номер параметра відповідає номеру стовпчика в файлі) на рис. 3.21 а) позначено 2.

2. Запускаємо розрахунок. Перший рисунок ілюструє залежність поточного параметру (це може бути генерування, інсоляція, температури і т.д.) від часу на рис. 3.21 а) позначено 3.

3. Другий рисунок показує кількість раз (днів, годин) значення даного параметру спостерігалось протягом досліджуваного період часу на рис. 3.21 а) позначено 4.

4. Третій рисунок ілюструє результат розрахунку кореляційних показників, по осі Y – значення кореляційних коефіцієнтів, по осі X – порядкові номери метеорологічних факторів, кількість яких можна обрати на рис. 3.21 а) позначено 5 і 6 відповідно.

5. Четвертий рисунок показує скатерограму розсіювання даних на рис. 3.21 а) позначено 9, досліджувані параметри для побудови скатерограми можна обрати: на рис. 3.21 а) позначено 7 і 8. Значення для побудови скатерограми для зручності аналізу і відображення

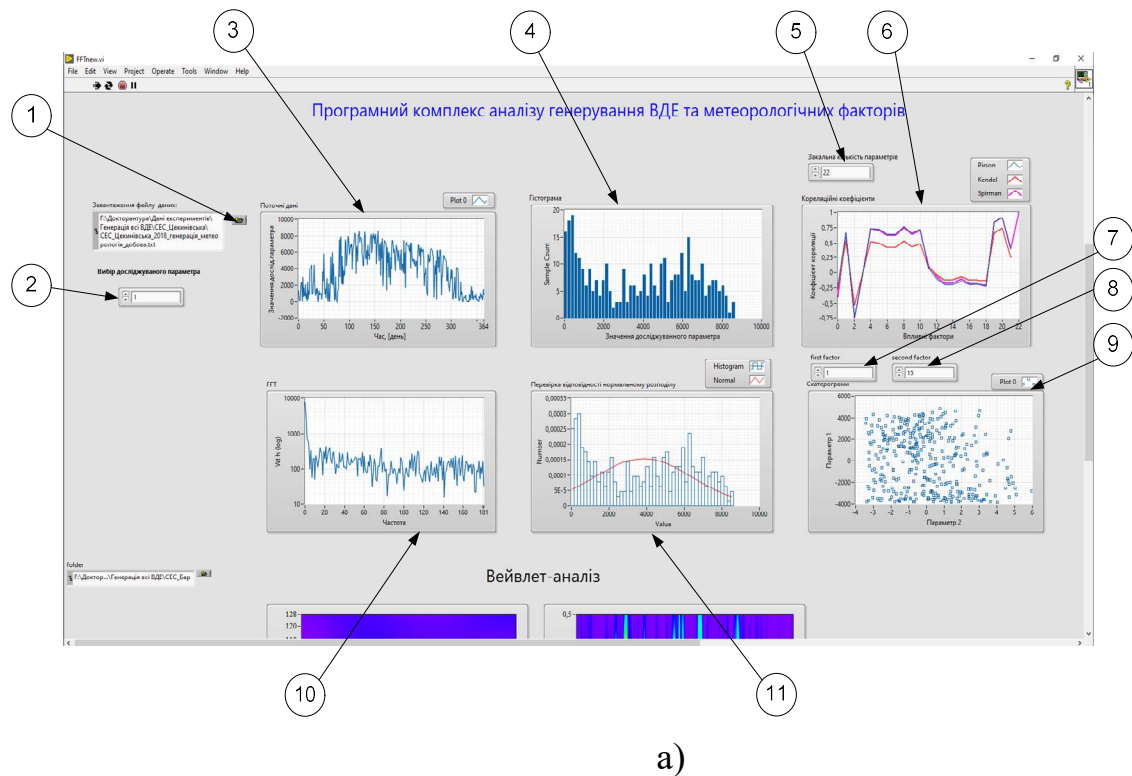
автоматично нормуються по середньому значенню.

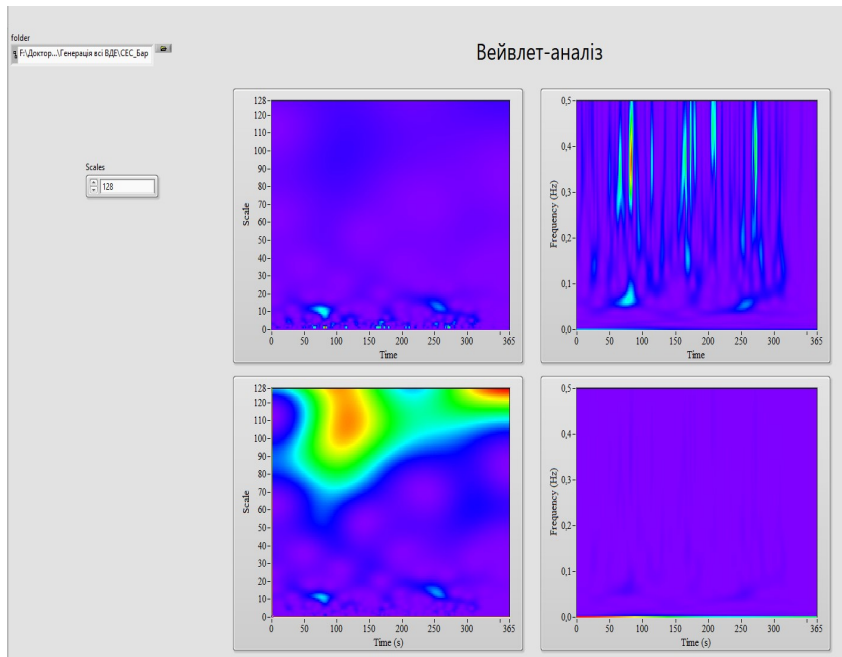
6. П'ятий рисунок показує результат визначення розподілу густин ймовірностей при розбитті часового ряду досліджуваного параметра на 50 діапазонів: гістограма відповідає часовому ряду досліджуваного параметра, а крива червоного кольору є розрахованою функцією нормального розподілу, на рис. 3.21 а) позначено 10.

7. Шостий рисунок ілюструє результати Фур'є перетворення часового ряду досліджуваного параметра на рис. 3.21 а) позначено 11.

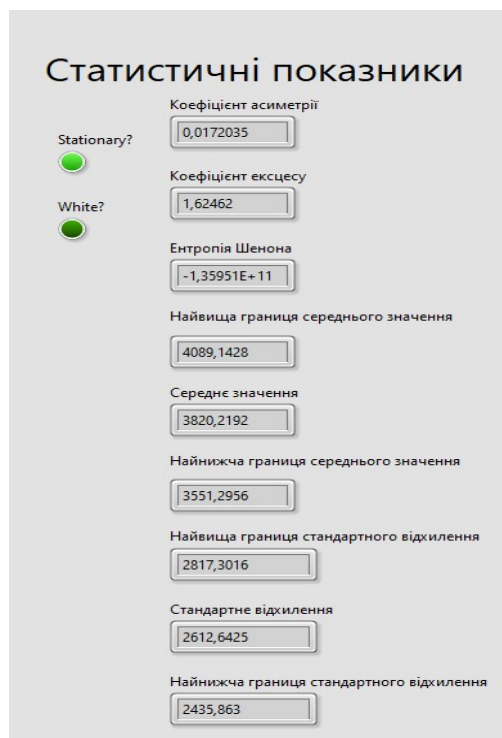
8. Скалограми і скейлограми з різними методами масштабування осі Y представлені на рис. 3.21 б).

9. Визначена статистичних показників і індикація стаціонарності досліджуваного часового ряду показано на рис. 3.21 в).





б)



в)

Рисунок 3.21 – Інтерфейс програми для аналізу генерування ВДЕ та метеорологічних факторів

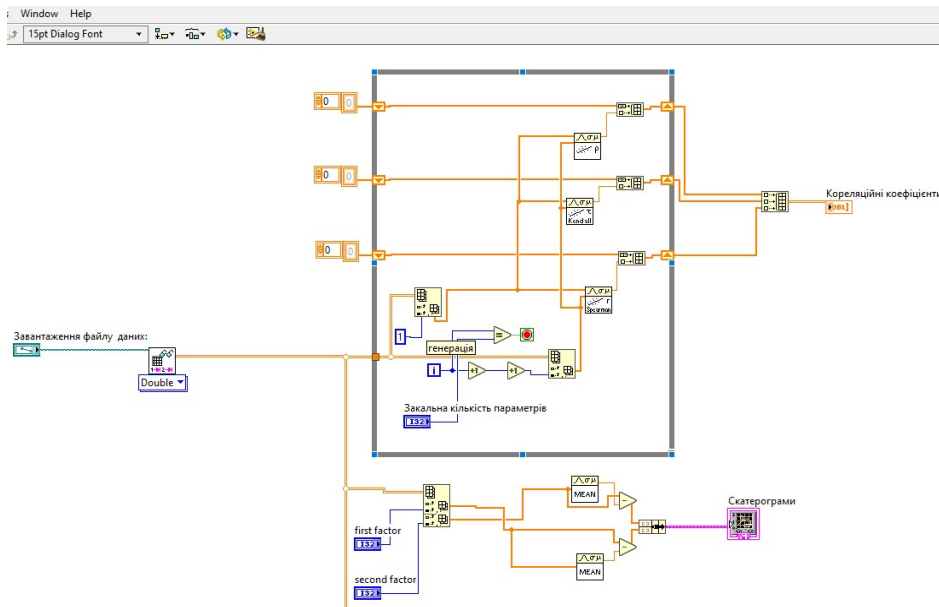
Таким чином, даний програмний комплекс є адаптованим для аналізу генерування електроенергії різними типами ВДЕ, та

відповідними метеорологічними даними. Код програми представлений на рис. 3.22:

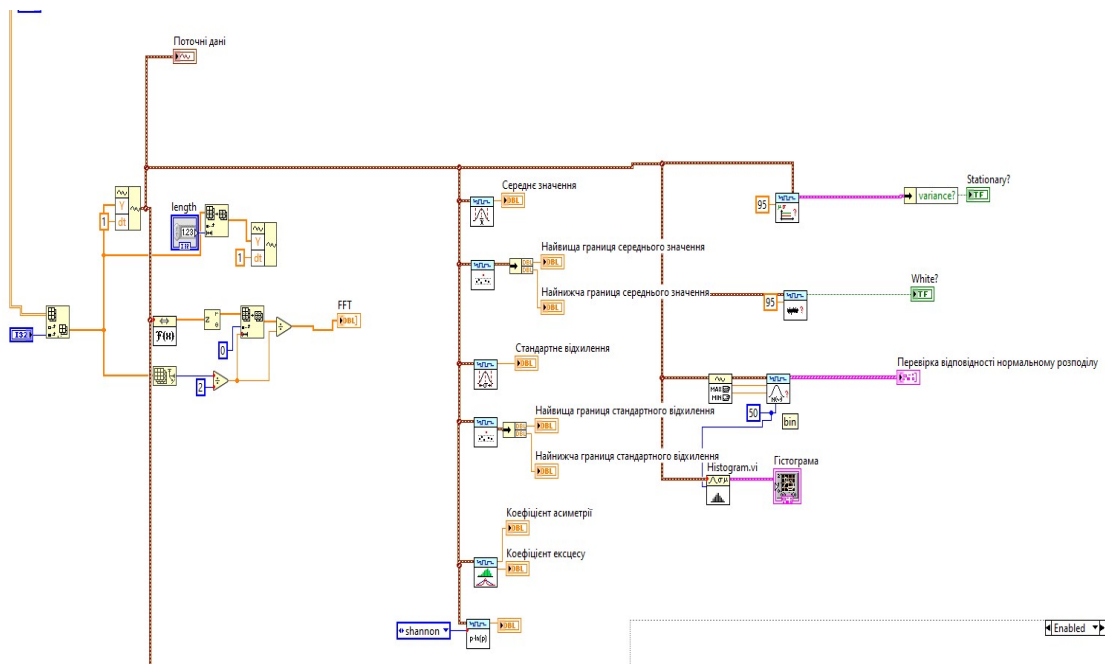
- код частини програми, яка відповідає за завантаження, визначення кореляційних коефіцієнтів, побудову скатерограм, представлений на рис. 3.22 а);

- код частини програми, яка відповідає за визначення статистичних характеристик часового ряду досліджуваного параметру (коефіцієнт асиметрії, коефіцієнт ексцесу, стандартне відхилення і його межі, середнє значення і його межі), а також Фур'є перетворення, дослідження стаціонарності одновимірного часового ряду, досліджуючи середнє та дисперсійне значення, та випадковості одновимірного часового ряду досліджуваного параметру представлений на рис. 3.22 б);

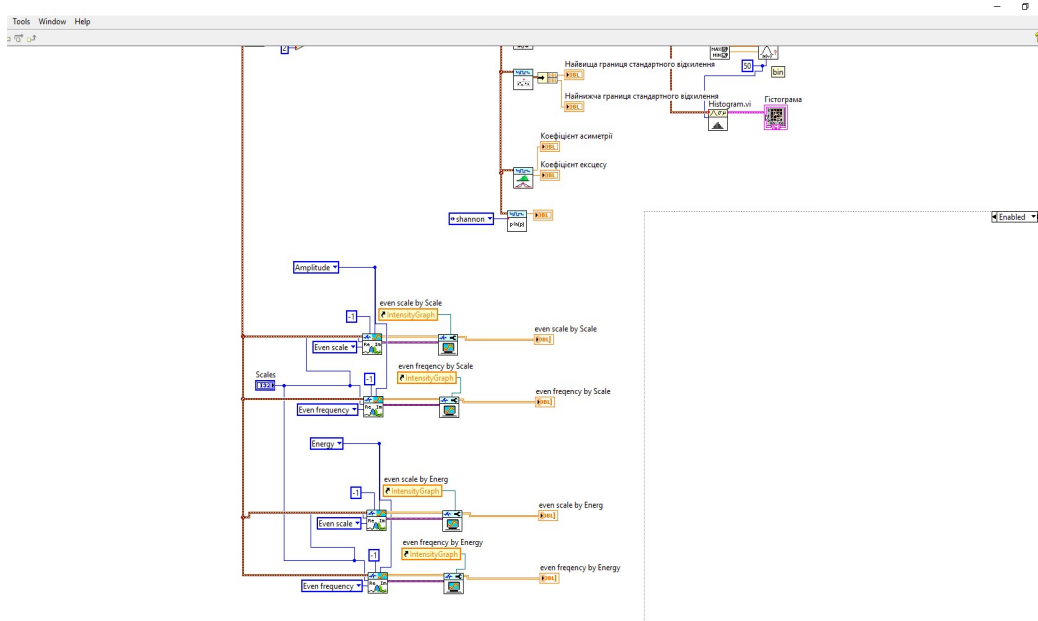
- код частини програми, яка відповідає за вейвлет-аналіз, а саме побудову скалограм і скейлограм з використанням різних способів масштабування осі Y (по частоті і по періоду) представлений на рис. 3.22 в).



- а)



б)



в)

Рисунок 3.22 – Блок діаграма програми аналізу генерування ВДЕ та метеорологічних факторів

Аналіз генерування ГЕС було здійснено за допомогою розробленого програмного комплексу, частина результатів розрахунку представлена на рис. 3.23.

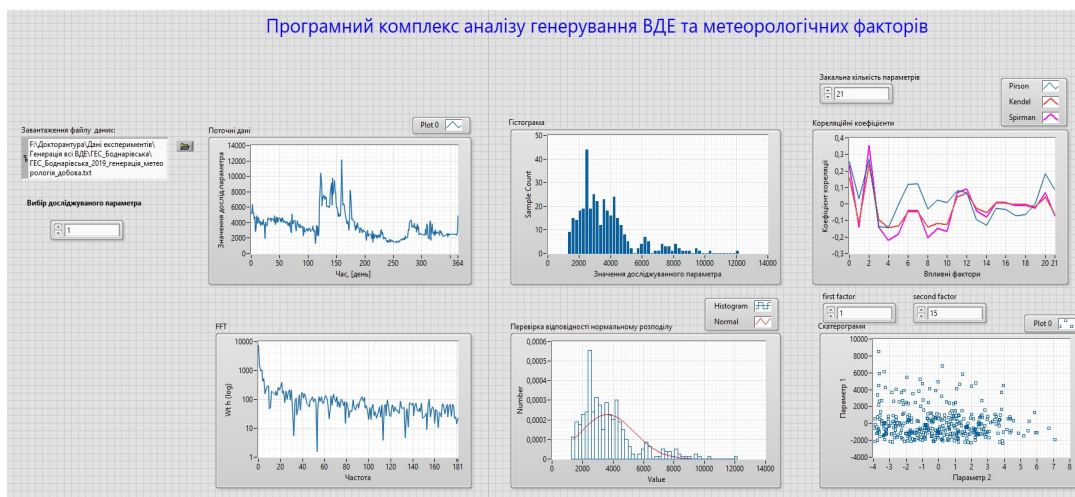


Рисунок 3.23 – Частина фронтальної панелі комплексу.

### Висновки до розділу 3

Запропоновано для аналізу енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування використовувати теорію часових рядів. Для вірного вибору математичного апарату оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування ВДЕ оцінено нормальність розподілу часового ряду генерування ВДЕ на прикладі ФЕС «Цекинівська» за критерієм Шапіро-Уїлка та Шапіро-Франція.

Здійснено кореляційний аналіз генерування ВДЕ в залежності від метеорологічних факторів за критерієм Пірсона, Кендела та Спірмена та визначено множину впливних факторів для наземної фотоелектричної станції: Проаналізувавши отримані результати можна виділити найбільш впливові метеорологічні фактори з кожної групи, зокрема:

- з групи «Вологість, опади, тиск» – Відносна вологість на висоті 2 м (Співвідношення фактичного парціального тиску водяної пари до парціального тиску при насиченні, виражене у відсотках. Середньодобова відносна вологість повітря на висоті 2 метри над поверхнею землі.);

- з групи «Температура» – Максимальна температура на висоті 2



м (максимальна денна температура на рівні 2 метрів над поверхнею землі);

- з групи «Вітер» – Швидкість вітру на висоті 10 м (середньодобова швидкість вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі.);

- з групи «Sizing and Pointing of Solar Panels an for Solar Thermal Application» – Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сумарна загальна сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі);

- з групи «Solar Irradiance and Realted Parameters» – середньодобова величина теплового інфрачервоного (довгохвильового) радіаційного потоку.

Побудовані скатерограми, скейлограми та скалограми залежності генерування ВДЕ та метеорологічних факторів, що дозволило віалізувати результати за кожним способом аналізу генерування ВДЕ та зміни метеорологічних факторів. Аналіз часового ряду генерування ВДЕ за допомогою вейвлет аналізу та швидкого перетворення Фур'є дозволяє встановити закономірності в зміні генерування та зміні метеорологічних факторів протягом року.

Враховуючи складність математичних моделей та методів аналізу, а також значний обсяг масивів даних розроблено програмний комплекс для автоматизації розрахунків та візуалізації результатів аналізу генерування ВДЕ в залежності від метеорологічних факторів. Розроблено та детально описано програмний комплекс аналізу генерування ВДЕ та метеорологічних факторів.

Розроблено метод визначення впливних метеорологічних факторів на генерування ВДЕ в залежності від локації з використанням кореляційно-регресійного аналізу, а саме коефіцієнтів Спірмена, Кендела та Пірсона, яка реалізована за допомогою програмно-апаратного комплексу в ПК LabView.



Проаналізовано достовірність метеорологічних даних, детально досліджено джерела їх отримання та можливі набори, а також розроблено алгоритм формування ретроспективних метеорологічних даних для ВДЕ, які не обладнані метеопостом з безкоштовних ресурсів.

#### **4 ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ**

В п. 1.3.2. показана відповідальність виробників електроенергії ВДЕ за недотримання заявленого погодинного графіка генерування на наступну добу в складі балансуєчої групи. В процесі експлуатації визначається похибка як різниця між прогнозованою і фактично виробленою ВДЕ електроенергією на протязі години, доби, місяця і т.д. Якщо похибка перевищує допустиме значення, то гарантованим покупцем встановлюються відповідні штрафні санкції. На значення санкцій впливає як не точний прогноз вироблення електроенергії ВДЕ, так і не точне визначення фактично виробленої ними електроенергії. Значення виробленої ВДЕ електроенергії визначається АСКОЕ і її похибка залежить від точності системи обліку, яка відома і може бути врахована в процесі балансування. Щодо прогнозування виробленої електроенергії, то все значно складніше. Задачу прогнозування в залежності від погодних умов для ФЕС розглянуто в попередніх розділах. Вплив інших факторів на прогнозування графіка генерування ФЕС, таких як технічний стан її окремих елементів і в цілому, буде розглянуто в даному розділі.

При дослідженні енергоефективності роботи джерел енергії з нерівномірним графіком генерування, крім погодних умов, які мають стохастичний характер, важливо також враховувати їх технічний стан. Для цього можна використати метод аналізу дерева відмов (Fault tree analysis – FTA)) пов'язаний з ідентифікацією та аналізом умов та факторів, які впливають на виникнення певної головної події (відмови) і на поступове погіршення роботоздатності [186-189]. FTA був використаний для визначення впливних факторів на роботу синхронних генераторів при розробці онлайн системи діагностування [27, 190] і може бути використаний для діагностики ВДЕ [191, 192].

## **4.1 Моделювання технічного стану ФЕС засобами ФТА**

### **4.1.1 Побудова дерева відмов для ФЕС**

Аналіз дерева відмов застосовується для аналізу подій і причин їх виникнення, з метою планування ремонтних робіт, створення систем моніторингу технічного стану обладнання, наприклад, обладнання ФЕС. Правила побудови та використання ФТА регламентується стандартом ІЕС 61025 [186]. Існує два методи побудови ФТА: якісний і кількісний. При застосуванні якісного методу ймовірність пошкоджень, і їм сприяючих факторів – вхідних подій – або їх частота виникнення, не розглядаються. Саме цей метод доцільно застосовувати для ФЕС, які експлуатуються не тривалий час і статистичної інформації про пошкодження обладнання накопичено недостатньо, щоб визначити ймовірності виникнення подій. Джерелом інформації в такому випадку є експлуатуючий персонал, нормативні документи, паспорт експлуатації обладнання, ДСТУ тощо. Тобто, якісний (традиційний) ФТА це аналіз подій/пошкоджень, що використовується, коли виявляються потенційні причини або несправності без інтересу до їх ймовірності виникнення. Іноді деякі події в традиційному ФТА досліджуються кількісно, але ці розрахунки не пов'язані з будь-якими загальними концепціями надійності, і в цьому випадку не робиться спроба розрахувати загальну надійність з використанням ФТА. Другий підхід, прийнятий у багатьох галузях промисловості, кількісний, де моделюється весь об'єкт, процес або система, і переважна більшість основних подій, будь-то помилкові дії або події, які мають числові значення ймовірності виникнення, знайдені за допомогою аналізу статистичної інформації або експерименту. В цьому випадку кінцевим результатом є ймовірність виникнення головної події, що представляє надійність або ймовірність відмови або пошкодження. Цей підхід пов'язаний з ідентифікацією та аналізом умов та факторів, які викликають або

можуть сприяти виникненню певної головної події. В FTA ця подія зазвичай є погіршення якості функціонування системи. У методології побудови дерева відмов багато термінів використовуються для кращого пояснення мети аналізу або розумового процесу, що стоїть за таким аналізом, а саме: під терміном «результат» розуміємо результат дії або іншого входу, наслідок причини.

Дерево відмов – це організоване графічне зображення умов (подій, причин), які спричиняють або сприяють виникненню визначеного небажаного результату, який називається «найвищою подією». Дерево відмов ФЕС складається у формі, яку можна чітко зрозуміти, проаналізувати та, за необхідності, переставити, щоб полегшити ідентифікацію, та враховує фактори, що впливають на енергоефективність та інші експлуатаційні характеристики ФЕС, наприклад пошкодження чи деградація фотоелектричного модуля (ФЕМ). До таких факторів, наприклад, відносяться недоліки конструкції, екологічні або експлуатаційні навантаження, режими несправності компонентів, помилки оператора, несправності програмного забезпечення.

Кінцевим результатом дерева відмов може бути топ-подія. Дерево відмов описує несправність або подію, що виникає внаслідок впливаючих подій і характеризується певним поєднанням подій або станів. Наприклад, входами для воріт АБО, де результатом є стан або подія відповідно можуть бути стани або події. Усі вхідні дані у оператор І, що є результатом події, повинні бути подіями, тоді як, якщо результат є станом, усі вхідні дані повинні бути станами. Стан можна охарактеризувати ймовірністю того, що стан існуватиме в часі  $t$ , тоді як подія може характеризуватися або частотою відмови, або ймовірністю виникнення події в момент  $t$ . Традиційно дерево відмов будується для дослідження відмов або подій, що призводять до негативного результату. Ця концепція використовується давно в багатьох галузях промисловості, і є спеціально-розроблені стандарти і

дерева відмов, що застосовуються наприклад в ядерній енергетиці [193]. Таким чином, це потужний інструмент для дослідження потенційних проблем, подій, профілактичних заходів, які виключають або пом'якшують небажаний результат. Згідно цього підходу аналізується результат, успіх чи відмова, і досліджуються стани або події, що ведуть до цього результату, визначається їх ймовірність існування чи виникнення, будується модель дерева відмов, яка побудована належним чином, допоможе визначити ймовірність існування або виникнення передбачуваного результату. В такому викладенні дерево пошкоджень будується та оцінюється, так що результат характеризується ймовірністю наявності несправності або виникнення події і не пов'язаний з надійністю аналізованого елемента чи системи. Можливо, що основним або будь-яким іншим подіям у цьому виді аналізу не надається реального значення ймовірності, і вони використовуються лише при дослідженні події, яка потенційно може мати місце. У такому випадку вони можуть бути позначені описовою ймовірністю "високий, середній або низький" і оцінюються як потенційні учасники першої події чи стану. Такі типи дерев відмов часто використовуються для ідентифікації первинної несправності чи події, яка була одним чи головним фактором події.

#### **4.1.2 Використання ФТА для оцінки надійності та вдосконалення під час проєктування**

У цьому випадку, ФТА, дерево відмов може моделювати всю ФЕС або її частину, наприклад фотоелектричний модуль, що становить загрозу його надійності або експлуатаційній безпеці. У цьому випадку ймовірність виникнення може бути визначена традиційним чином, наприклад, при аналізі несправності або події, пов'язаних з безпекою, або детальний аналіз можливої несправності ФЕС протягом певного періоду часу може призвести до вираження своєї ненадійності або ймовірності виходу з ладу протягом цього періоду. Розробка дерева

відмов повинна починатися на стадії проектування ФЕС і продовжуватися на всіх етапах розробки. Еволюція дерева відмов повинна бути такою, щоб вона відображала хід проектування. Таким чином, в процесі проектування буде отримано розширене розуміння режимів відмов. «Аналіз, сумісний з проектуванням», дозволяє зробити ранню зміну проекту систем. Багато дерев пошкоджень будуть складними, і в цьому випадку для їх побудови може знадобитися програмне забезпечення для аналізу дерев відмов. Важливо зазначити, що події дерева відмов не обмежуються лише відмовами програмного чи апаратного забезпечення, але включають їх взаємодію та інші фактори, наприклад, людські фактори або дії та процеси, що мають відношення до найголовнішої події. Там, де проводиться кількісний аналіз, але ймовірність виникнення деяких подій неможливо визначити, навіть якщо помилки або події (збої) є систематичними, ці події та їх функціональна (логічна) комбінація повинні бути включені до аналізу. У цьому випадку ці режими відмов не враховуватимуться при прогнозуванні надійності (або ймовірності відмови), але їх існування враховується навіть якісно.

Щоб ефективно використовувати техніку дерева відмов як методу\ для системного аналізу ФЕС, процедура повинна складатися щонайменше з наступних етапів:

- визначення обсягу аналізу;
- ознайомлення з конструкцією, функціями та функціонуванням ФЕС;
- визначення топ-події для ФЕС;
- побудова дерева подій;
- аналіз логіки дерева подій;
- звітування про результати аналізу;
- оцінка підвищення надійності та компромісів.

Якщо планується чисельний аналіз, необхідно буде визначити техніку чисельної оцінки ймовірностей первинних подій або інших

атрибутів, таких як інтенсивність відмови, середній час між відмовами або середній час до відмови тощо. У використанні ФТА при проєктуванні системи є кілька цілей. Однією з цілей є моделювання архітектури та функціональності ФЕС зверху вниз, пошук можливих режимів відмов та їх причин, які можуть призвести до результату, визначеного в верхній події. Виходячи з цієї інформації, аналізуються події-учасники ймовірності настання найважливішої події (як якісно, так і кількісно визначені сприяючі події) з метою виявлення їх відповідних причин. Це дозволяє знайти компромісне рішення та дослідити можливі щодо зменшення неприйнятних можливих режимів відмови та, нарешті, оцінку досягнутого підвищення надійності. Будуючи функціональні зв'язки в системі, ФТА повинен виконувати персонал з детальними знаннями про систему, її конструктивні особливості та функціонування. Аналітик (експерт) повинен бути в змозі оцінити вплив потенційних режимів відмови та логічно визначити можливі причини ненормальних показників системи. Відсутність інженерних знань щодо функціонування системи та можливих режимів виходу з ладу призведе до ФТА, що може не бути справжнім представленням функціональності системи, і, таким чином, аналітичні результати стануть неадекватними. Підготувавшись, ФТА слід переглянути інженерною командою, яка бере участь у розробці ФЕС, на предмет правильності та повноти. Погоджені коригувальні дії повинні бути задокументовані та проаналізовані. Система, що аналізується, повинна мати інформацію про функціональні зв'язки між елементами системи:

- короткий опис функціонування;
- визначення того, що являє собою збій системи;
- функціональна структура системи, яка зазвичай представлена функціональною блок-схемою;
- граничні умови функціонування, (такі як електричні, механічні

та експлуатаційні умови, які регулюються взаємодією та умовами функціонування з іншими системами. Такі умови слід описати шляхом визначення конкретних функцій, наприклад електричних з'єднань (внутрішніх чи зовнішніх));

- фізична структура системи, на відміну від функціональної структури;

- ідентифікація режимів роботи системи разом з описом роботи системи та очікуваною або прийнятною продуктивністю системи в кожному робочому режимі;

- особливості експлуатації;

- екологічні умови системи та відповідні людські аспекти (тобто ступінь підготовки операторів та обслуговуючого персоналу) тощо;

- документація, наприклад креслення, технічні характеристики, посібники з експлуатації, які містять детальну інформацію про проектування та експлуатацію обладнання. Тривалість завдання, часовий інтервал між (періодичними) випробуваннями, а також час, необхідний для проведення коригувальних робіт з технічного обслуговування, повинні бути відомі, а також деталі щодо допоміжного обладнання та персоналу.

#### **4.1.3 Кількісна оцінка подій FTA**

Основна відмінність FTA від інших методів моделювання надійності полягає в тому, що FTA розглядає лише події, що сприяють виникненню першопочаткової події, і моделює їх функціональне поєднання та можливу динамічну взаємодію та взаємозалежність, тоді як інші методи мають справу з відмовою компонентів, коефіцієнтами або ймовірностями (не ймовірність режиму відмови компонента) за звичайного припущення незалежності відмови. Наприклад, конденсатор, що є фільтром напруги, може вийти з ладу (35% відмов), КЗ (55% відмов) або може змінити ємність (10% відмов), але лише КЗ може призвести до



відмови системи, тоді враховується лише 55% ймовірності відмови. Це дозволяє реально визначити ті режими відмов або їх причини, які потребують уваги розробника. Здатність ФТА правильно моделювати послідовність подій (за допомогою Маркового аналізу) первинними або проміжними, як вхід до іншої проміжної події робить її інструментом для визначення тих первинних подій/функцій чи проміжних подій, які є головним фактором ненадійності системи. Це дозволяє вдосконалити будову і режим експлуатації, що зменшить такі недоліки, і переглянути ФТА, щоб перевірити доцільність запропонованих вдосконалень або зробити компромісне дослідження двох або більше варіантів удосконалення. У всіх наступних моделях ФТА важливо пам'ятати, що значення ймовірності – це лише режими відмов і лише їм сприяючих фактори, або ймовірність статичних або динамічних комбінацій режимів відмови, що призводять до втрати функціонування та відмови системи.

При моделюванні надійності комплексної системи, в якій блоки або компоненти в схемі блоку надійності мають послідовну конфігурацію в системі, коли збій будь-якого з них представляв би відмови в системі.

Відповідною моделлю в дереві відмов буде те, що всі ці «блоки» (оператори чи події) враховуються в системі через логічний оператор АБО.

Надійність верхньої «системи», що складається з «n» незалежних блоків визначається:

$$R_0(t) = R_1(t) \cdot R_2(t) \cdot R_3(t) \cdot \dots \cdot R_i(t) \cdot R_n(t), \quad (4.1)$$

де  $R_i(t)$  – надійність і-того блоку системи; n – кількість блоків у досліджуваній системі.

Вищенаведеним виразом для визначення надійності моделюється ситуація, при якій блок 1 і блок 2, і решта блоків повинні бути

функціонуючими для роботи системи.

У FTA результат відмови продукується або відмовою компонента 1, АБО компонента 2. Вираз, за яким визначають ймовірності відмови  $F(t)$ :

$$F(t) = 1 - R(t). \quad (4.2)$$

Ймовірність несприятливого результату АБО-оператора «системи», що складається з  $n$  незалежних вхідних операторів або подій:

$$F_S(t) = 1 - (1 - F_1(t)) \cdot (1 - F_2(t)) \cdot \dots \cdot (1 - F_i(t)) \cdot \dots \cdot (1 - F_n(t)). \quad (4.3)$$

Активне резервування передбачає, що характеристики відмов (моделі) для кожного входу залишаються однаковими, незалежно від кількості інших входів. Він також передбачає, що кожен вхід до активного блоку резервування є незалежним. Якщо вихідна подія мала відбутися лише в тому випадку, якщо відбуваються всі незалежні сприяючі події, вони повинні бути пов'язані між собою оператором І. Така конфігурація може бути резервною. Її також називають паралельною системою для аналізу надійності, навіть якщо фізична конфігурація може бути різною. Вимога незалежності виконується, коли ймовірність вхідних подій не змінюється, незалежно від стану інших входів.

Математична модель надійності може бути представлена за допомогою оператора АБО, тобто якщо хоч один компонент чи другий пошкоджені:

$$R_S(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)). \quad (4.4)$$

Для системи, компоненти якої пов'язані оператором І, що має  $n$

вхідних операторів або подій, з тим значенням, що система виходить з ладу, якщо компонент 1 І компонент 2 І, а решта компонентів виходять з ладу. Ймовірність відмови тоді:

$$F_S(t) = \prod_{i=1}^n (F_i(t)). \quad (4.5)$$

FTA з паралельним резервуванням передбачає, що для безперебійної роботи системи достатньо лише одного компонента, що функціонує, або система виходить з ладу лише у випадку відмови всіх компонентів.

Резервні елементи можуть працювати в режимі розподілу навантаження (наприклад, генератори в електромережі), ймовірність події виходу з ладу всіх компонентів може зростати, коли кожен виходить з ладу. Такі зміни у ймовірності подій порушити вимогу незалежності для використання простого І-оператора. Якщо вихід повинен відбуватися за умови що всі сприяючі події відбуваються, але вхідні події залежать одна від одної, тоді оператор І не використовується. У цьому випадку використовується динамічний оператор.

При резервуванні системи, за якого умовою функціонування системи є те, що наприклад, k із n'яти однакових блоків залишається функціональними, то математичний вираз для визначення ненадійної роботи, який використовується у FTA, такий:

$$R_S(t) = 1 - \sum_{i=0}^{k-1} \frac{n!}{i!(n-i)!} [R_0(t)]^i \cdot [1 - R_0(t)]^{n-1}, \quad (4.6)$$

$$F_S(t) = \sum_{i=0}^{k-1} \frac{n!}{i!(n-i)!} [1 - F_0(t)]^i \cdot [F_0(t)]^{n-1}. \quad (4.7)$$

У FTA ця комбінація подій представлена операторами мажоритарного вибору більшості впливів, де число подій  $m = n - k +$

1, а символ у відповідному операторі,  $m$  позначає, скільки подій має відбутися, щоб подія розповсюджувалася, далі в дерево. Наприклад, якщо необхідне резервування 3 з 6, перевага більшості – 4, оскільки внаслідок чотирьох вхідних подій залишаються функціонуючими лише два компоненти, а це означає, що система вийшла з ладу, оскільки вимога стосувалася щоб функціонувало три компоненти з 6.

При пасивному резервуванні розглядається встановлене резервування, під яким розуміють лише кількість активних елементів, необхідних для функціонування, і в разі виходу з ладу одного або декількох із цих компонентів один або більше резервних компонентів активується для того, щоб функціонувати замість пошкоджених елементів. Відмова системи визначається як подія, коли загальна кількість функціональних компонентів менша за кількість, необхідну для роботи системи. Надлишкові компоненти (запасні, резервні) в аналізі можуть вважатися такими, що не відмовляють («холодні» запасні елементи) або мають певну проміжну ймовірність виходу з ладу («гарячі» запасні елементи) до введення в активну роботу, або можуть бути з ймовірністю відмови такою ж, як і при експлуатації елемента.

Представлення резервування неможливо зі статичними операторами. Однак, може використовуватися оператор SPARE. Марковський аналіз повинен бути використаний для аналізу вхідних подій цього оператора. Резервування успішно вирішується використанням динамічного оператора. Тут оператор SPARE використовується для резервних систем, де змінюються ймовірності подій. SPARE – це оператор, для якого вихідна подія відбудеться, якщо кількість резервних елементів менше необхідної кількості. Представлення «холодних», «тепліх» та «гарячих» резервних елементів чи подій. Якщо всі мають експоненціальний розподіл, то рішення існує. Якщо ймовірність появи постійна, то потрібен Марковий аналіз. Інші розподіли можуть потребувати умовних

ймовірностей або їх моделювання. Умовна ймовірність виникає тоді, коли ймовірність події, що відбувається, залежить від настання іншої події, де інша подія має місце, лише якщо відбудеться перша подія. Умовна ймовірність виражається також у динамічних операторах, які використовують Марковий аналіз станів, таких як PRIORITY AND.

Для логічного аналізу використовуються три основні методи: дослідження, булеве скорочення та визначення множини подій наборів зрізів. Основою логічного аналізу є моделювання, яке забезпечує зображення дерева відмов структури, будь то функціональна, архітектурна або поєднання двох структур. Правильне моделювання означає представлення функцій або компонентів системи таким чином, щоб встановити їх взаємодію, залежність, безпосередні причини несприятливих результатів тощо.

Булеве скорочення може бути використане для оцінки наслідків загальних подій (однакових подій, що відбуваються в різних галузях) дерев відмов, де виникнення верхньої події не залежить від часу або послідовності подій. Булеве скорочення може бути здійснено шляхом розв'язання булевих рівнянь для дерева відмов. Булеве скорочення також може бути використане для визначення мінімальних наборів скорочень.

Існує кілька методів визначення мінімальних зрізів, але застосування великих дерев може бути невиправданим. Зріз – це група подій, які відбуваючись одночасно і призводять до виникнення події. Мінімальний зріз – це найменша така група, в якій всі події повинні відбуватися, щоб відбулася головна подія. Якщо будь-яка з подій у мініальному наборі не відбудеться, то перша подія не відбудеться. Визначення може бути розширено до дерев відмов, залежних від послідовності подій. У таких випадках мінімальний набір зрізів визначає групу подій з можливістю викликати верхню подію. Коли виникнення верхньої події залежить від послідовності вхідних подій, цю подію аналізують, використовуючи методи

Маркова.

Мета чисельного аналізу – дати кількісну оцінку ймовірності виникнення першої події або вибраного набору подій. Числовий аналіз також може бути використаний для підтримки та доповнення логічного аналізу. Для виконання чисельної оцінки дерева відмов необхідні ймовірнісні дані на рівні елемента. Методи прогнозування надійності та доступності, фактичні дані випробувань або експлуатації на місцях можуть використовуватися для встановлення кількісних значень.

#### 4.1.4 Оцінювання надійності електричної мережі та побудова FTA

Дерево відмов з булевою алгеброю може спростити аналіз надійності. Як показано в цьому прикладі, дуже складні математичні вирази, які повинні були бути записані, якби аналіз був зроблений за допомогою блок-схеми надійності, замінені значно легшою булевою алгеброю. Використання FTA особливо зручно для складних схем, де також існує взаємозалежність програмного та апаратного забезпечення, а аналіз проводиться за допомогою одного з багатьох доступних програмних пакетів.

Приклад використання FTA для аналізу роботи електричної мережі показаний на рис 4.1 та 4.2.

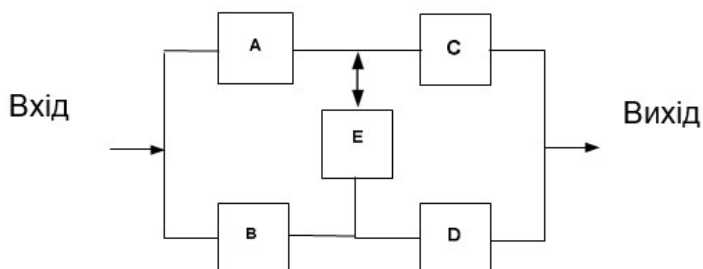


Рисунок 4.1 – Приклад електричної мережі з ВДЕ для FTA

Дана електрична мережа має вхід і вихід, тобто з'єднана з

централізованою електричною системою.

В електричній мережі вище потік потужності повинен надходити від входу до виходу.

Він може протікати через блок Е в обох напрямках (блок Е може генерувати і споживати електроенергію, наприклад в ньому встановлена електролізна установка або акумуляторна станція).

Одним із способів проведення аналізу було б моделювання системи за двох можливих станів, по-перше, припускаючи, що блок Е справний, а по-друге, за припущення, що блок Е несправний. У першому випадку потік буде протікати через блоки А або В і С або D, якби вони були паралельними блоками відповідно.

Коли блок Е несправний (умова, коли Е не працює), блоки А і С знаходяться в серії, паралельно послідовним блокам В і D. Це представлено наступним рівнянням:

$$R_S = (R_A + R_B - R_A \cdot R_B) \cdot (R_C + R_D - R_C \cdot R_D) \cdot R_E + (R_A \cdot R_C + R_B \cdot R_D - R_A \cdot R_B \cdot R_C \cdot R_D) \cdot (1 - R_E) \quad (4.7)$$

Якщо

$$R_A = 0,78;$$

$$R_B = 0,30;$$

$$R_C = 0,15;$$

$$R_D = 0,50;$$

$$R_E = 0,40;$$

$$\text{Тоді: } R_S = 0,344.$$

$$\text{Ймовірність відмови: } F_S = 0,656.$$

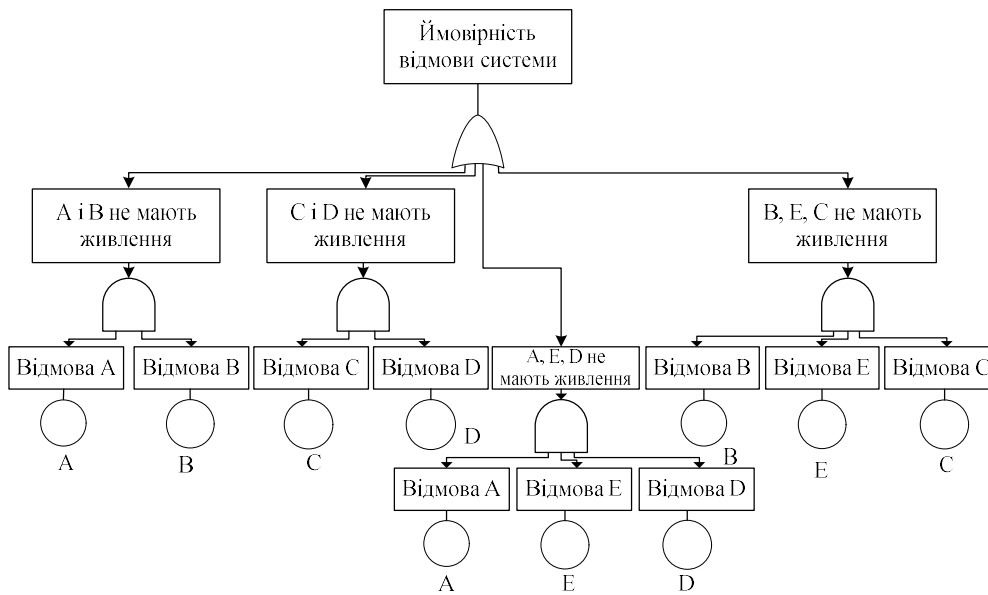


Рисунок 4.2 – Зображення дерева пошкоджень електричної мережі

Використовуючи булеву алгебру та мінімальні зрізи (шлях перешкод функціонуванню системи) система на рис. 4.2 стає наступною:

Зрізи наборів в цій системі містять такі комбінації подій блокування сигналу через:

- блоки А і В ( $c_1 = F_a F_b = ab$ );
- блоки С і D ( $c_2 = cd$ );
- блоки А, Е і D ( $c_3 = aed$ );
- блоки В, Е і С ( $c_4 = bec$ ).

Якщо виникає будь-яка з перерахованих вище комбінацій, перетоку потужності не буде від «Входу» до «Виходу». В булевій алгебрі ймовірність відмови системи буде такою:

$$F_s = \Pr(c_1 \cup c_2 \cup c_3 \cup c_4). \quad (4.8)$$

Ймовірність множин зрізів є:



$$\Pr(c_1) = F_A \cdot F_B = (1 - R_A) \cdot (1 - R_B);$$

$$\Pr(c_2) = F_C \cdot F_D = (1 - R_C) \cdot (1 - R_D);$$

$$\Pr(c_3) = F_A \cdot F_E \cdot F_D = (1 - R_A) \cdot (1 - R_E) \cdot (1 - R_D);$$

$$\Pr(c_4) = F_B \cdot F_E \cdot F_C = (1 - R_B) \cdot (1 - R_E) \cdot (1 - R_C).$$

Наведений вище простий приклад має визначену велику ймовірність відмов, щоб проілюструвати правильність деяких дерев відмов або методів обчислення булевої алгебри та вказати на відмови, які можуть бути введені іншими методами обчислення. Ці помилки можуть виникати у великих деревах відмов, підготовлених для систем, хоча ймовірність виникнення первинних чи основних подій дуже мала. Ймовірність виникнення подій таких великих дерев відмов згортається на вищому рівні, так що вхідні події у верхній події можуть мати високу ймовірність відмови, викликаючи неправильні результати в оцінці ймовірності виникнення подія вершини.

Не беручи до уваги загальну вітку, яка не повинна бути включена у розрахунки більше одного разу, ймовірність відмови (без роз'єднання) відповідно до рівнянь Езарі-Прошана:

$$F_{S-EP} = \Pr(c_1 \cup c_2 \cup c_3 \cup c_4) = 1 - [1 - \Pr(c_1)] \cdot [1 - \Pr(c_2)] \cdot [1 - \Pr(c_3)] \cdot [1 - \Pr(c_4)], \quad (4.9)$$

$$F_{S-EP} = 0,7079;$$

$$R_{S-EP} = 0,2921.$$

Формула Езарі-Прошана використовується для обчислення наближеної ймовірності верхньої події ФТА після генерації множин мінімальної кількості подій, що призведе до верхньої події. Метод Езарі-Прошана може врахувати загальні основні події та швидко обчислити результат у розумні строки.

Процедура розрахунку за цією формулою складається з декількох етапів:

1. Визначається множина мінімальної кількості подій, які

можуть викликати відмову системи в цілому (виникнення основної події, що знаходиться зверху дерева відмов).

2. Розрахунок загального базового фактору.

Загальні базові події є базовими подіями що відображаються у всіх множинах мінімальних наборів подій.

$$F_S = \sum Pr(e(t)), \quad (4.10)$$

де  $e(t)$  є загальна базова подія, що з'являється в усіх множинах мінімальних наборів подій, які можуть викликати відмову системи в цілому,

3. Розрахунок ймовірності виникнення ТОП-події

$$F_{S-EP} = F_S \cdot (1 - \sum (1 - F(MCS(y))))), \quad (4.11)$$

Де  $MCS(y)$  – множина мінімальної кількості подій, які можуть викликати відмову системи в цілому;  $y$  – номер події;  $F(MCS(y))$  – ймовірність виникнення множини мінімальної кількості подій, які можуть викликати відмову системи в цілому. Наближення виняткових подій ігнорує всю ймовірність виникнення одночасності набору множин випадкових подій. З наближенням виняткових подій, цей розрахунок (не враховуючи розбіжність), ймовірність виходу з ладу та надійність тієї самої системи буде простим доповненням ймовірності:

$$F_{S-RA} = Pr(c_1) + Pr(c_2) + Pr(c_3) + Pr(c_4); \quad (4.12)$$

$$F_{S-RA} = F_A \times F_B + F_C \times F_D + F_A \times F_E \times F_D + F_B \times F_E \times F_C;$$

$$F_{S-RA} = 1,002;$$

$$R_{S-RA} = -2 \times 10^{-3}.$$

Введені в систему допущення виняткових подій можуть внести

похибки в обчислення, коли ймовірність відмови більша, як видно з вищевказаного прикладу (ймовірність відмови вище одиниці). В наступному параграфі для аналізу роботи ФЕС з використанням викладеної методики побудовано якісне дерево пошкоджень.

## **4.2 Аналіз технічного стану фотоелектричних станцій**

### **4.2.1 Дерево пошкоджень ГТА ФЕС**

На функціонування ФЕС, як складної системи впливає ряд факторів, для детального аналізу яких побудовано дерево пошкоджень, яке представлено на рис. 4.3.

Дослідженню діагностування основних елементів фотоелектричних станцій присвячено багато робіт [194], [75, 77, 195-197], [198-204].

Якщо ж дослідження щодо діагностування трансформаторів, роз'єднувачів, ЛЕП, акумуляторів велися роками і відповідно є напрацьована методологічна і законодавча база, то задача діагностування фотоелектричних модулів стала актуальною буквально останнє десятиріччя.

Основним і найменш дослідженим елементом ФЕС є фотоелектричний модуль (ФЕМ). Для визначення технічного стану ФЕС з врахуванням аналізу досвіду експлуатації ФЕМ в Україні і Чехії буде розглянуто окремо.

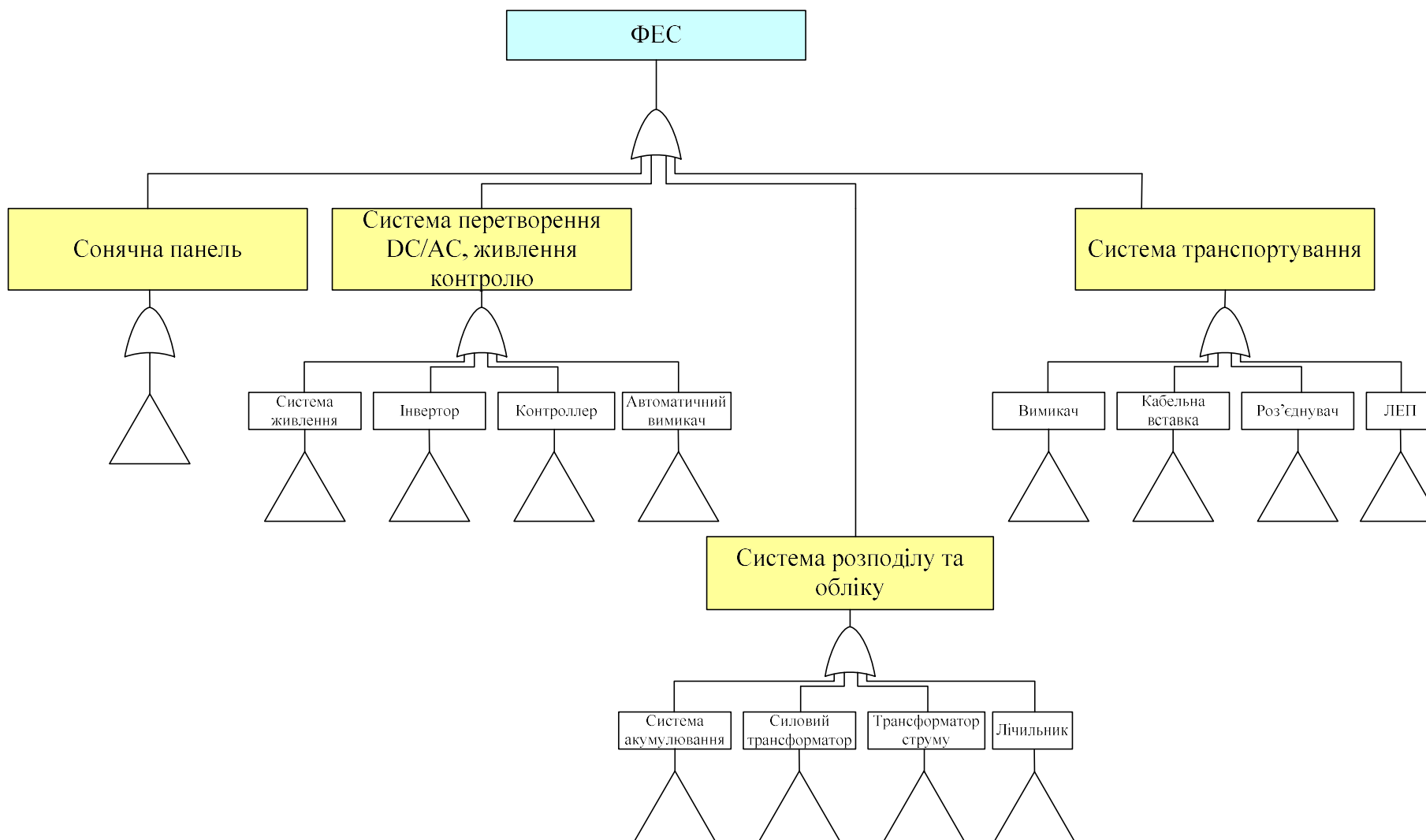


Рисунок 4.3 – Дерево пошкоджень ФЕС

#### 4.2.2 Розроблення дерева пошкоджень фотоелектричного модуля

Проаналізувавши рис. 4.3 можна зробити висновок, що фотоелектричний модуль (ФЕМ) є одним із основних елементів фотоелектричної станції. Дослідження проводилось для ФЕС України та для фотоелектричної станції, яка розташована на даху електротехнічного факультету Західно-Чеського університету (Чеська Республіка (ЧР)) [205]. Станція було введена в експлуатацію в 2005 році. Досліджувана станція складається 192 панелей (рис.4.4.). Всі електричні і неелектричні параметри вимірюється з 10-хвилинним інтервалом. Кут нахилу панелей 45°. Тепловізійний контроль кожної панелі здійснювався 1 раз в рік планово.



Рисунок 4.4 – Зовнішній вигляд досліджуваної ФЕС в ЧР

Одним з елементів ФЕС є інвертор. Ефективність інверторів, як правило, дуже висока, в основному завдяки їх конструкції, оскільки більшість з них працюють на силовій електроніці. Однак їх ефективність залежить від навантаження, і вони досягають найкращих результатів при максимальній потужності фотоелектричної системи. Багаторічна практика та вимірювання показали, що інвертор залишатиметься у безвідмовному стані приблизно 8 років. З цієї причини бажано частіше перевіряти, ремонтувати або, в крайньому випадку, замінювати інвертори. Заявлений термін служби ФЕС коливається від 15 до 20 років, а інвертор є компонентом з меншим

терміном служби. Найпоширеніші типи несправностей – це несправності запобіжників, несправності мережі, що виникають через неякісність грозозахисту. Важливо правильно вибрати інвертор, щоб уникнути перевантаження. Інвертор можна перевантажувати лише на короткий час.

Якщо фотоелектрична система складається з декількох частин, необхідно використовувати з'єднувальну коробку. Досліджувана фотоелектрична електростанція складається з монокристалічних 192 панелей, типу Isofon I-150 розділених на 8 частин E1-E8, кожна частина містить 24 панелі, які розділені на три вітки по 8 модулів кожна.

У розподільній коробці є клеми підключення та запобіжники. Коробка з'єднання PV-масиву повинна бути виконана з класом захисту II і мати чітко розділені позитивні та негативні сторони всередині корпусу. Якщо з'єднувальна коробка розташована на відкритому повітрі, вона повинна бути захищена захистом IP 54 та стійкістю до УФ. Запобіжники відгалуження захищають лінію від перевантаження в разі несправності. Він повинен бути придатним як для роботи на постійного струму, так і для роботи зі змінним навантаженням. Розподільний щит розташований в тому ж приміщенні, що і інвертори. Розподільний щит містить електричні прилади, що використовуються для захисту, вимірювання, контролю електроустановок та лічильників електроенергії. Інші кабельні з'єднання з пристроями, будь то вторинні шафи або, наприклад, розетки, також містяться або в розподільному щитку або з'єднані з ним. Вони виготовлені з пластику або листової сталі. Дана розподільна шафа виготовлена зі ступенем захисту IP20, (але у випадку зовнішнього використання або вологих приміщень потрібно обирати зі ступенем захисту IP67). Розподільний щит використаний для підключення обладнання до локальної мережі. Кабелі від фотоелектричної системи вводяться в розподільну коробку.

Електричне підключення, здійснене через розподільну коробку, відповідає всім технічним умовам, умовам підключення до мережі та чинним стандартам.

Електричні з'єднувальні кабелі між окремими сонячними модулями та кабелями до з'єднувальної коробки або до інвертора прокладені таким чином, щоб запобігають можливим взаємним коротким замиканням і короткому замиканню на землю. Кабелі розташовані не на поверхні даху, а в спеціальній екранованій конструкції. Використано зовнішні кабелі з високою стійкістю до температури та ультрафіолетового випромінювання. Станція спроектована таким чином, щоб максимально зменшити довжину ліній. Лінія підключення змінного струму з'єднує інвертор та мережі НН через лічильник електроенергії та захисні пристрої. У досліджуваній системі Си-кабелі типу СҮКУ використовуються для високострумівих з'єднань, а FTP-кабелі типу 4x2x0,5 - для слабкострумівих та передачі даних. Зовнішні кабелі прокладені на металевій кріпильній конструкції фотоелектричних панелей і розміщуються в кабельних лотках типу MARS. В будівлі кабелі прокладені в підвісних стелях, під штукатуркою та в ПВХ-смугах. Але все одно з часом спостерігається пошкодження кабелів.

ФЕС оснащена вимірювальними приладами, які дають змогу отримувати дані в процесі реального часу: основні метеорологічні фактори; глобальне сонячне опромінення; температуру ФЕМ; постійну, змінну напругу та струм; вихідну потужність (P, Q, S); коефіцієнт потужності; фазовий дисбаланс; спотворення гармонік (U, I) [205]. Під час вимірювання всі дані автоматично експортуються у файли в єдиному форматі, який можна обробити для поточного відображення на пристроях внутрішньої мережі університету. Перший вихідний інтерфейс використовується для підключення до комп'ютера. Другий вихідний інтерфейс підключений безпосередньо до блоку відображення, в якому вимірювана енергія множить на

кількість частин з ФЕМ (8х) і використовується для відображення величин – миттєвої потужності, енергії, що подається на добу, зменшення викидів CO<sub>2</sub>. Враховуючи досвід експлуатації досліджуваних ФЕС в Україні та Чехії [205] побудовано дерево пошкоджень для ФЕМ (рис. 4.5) [191, 192].

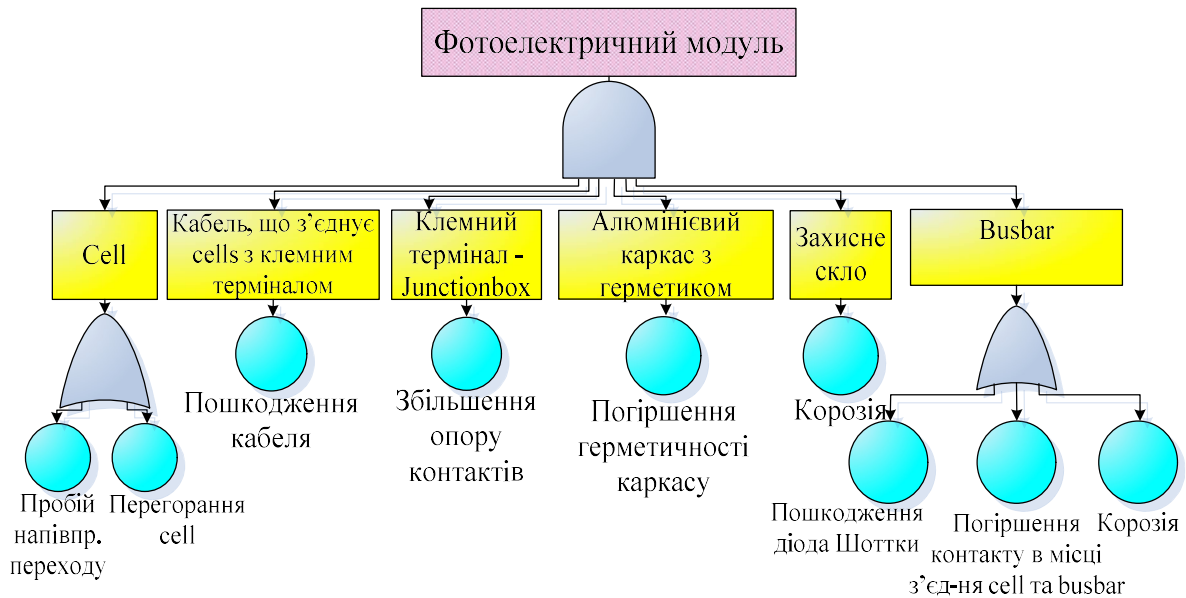


Рисунок 4.5 – Дерево пошкоджень для фотоелектричного модуля.

### 4.2.3 Приклад аналізу пошкоджуваності ФЕМ

Протягом 15 річної експлуатації ФЕС періодично тестували за допомогою термокамери Flir Tk 355 та аналізатора вольт-амперних характеристик HT Solar IV-400. Вимірювання, проведені між 2004 і 2018 роками, не виявили жодних суттєвих аномалій, а первинна візуальна перевірка PV-масиву виявила початок деградаційних процесів [205].

У табл. 4.1 коротко наведено щорічний прогрес деградації станції та річне виробництво електроенергії. За досліджуваний період спостерігались наступні пошкодження: несправності інвертора вказують лише на пошкодження запобіжників та несерйозні проблеми. 2 панелі несправні з 2013 року і обидві мають одну



дефектну комірку. Несправності в категорії «Інші» означають, як правило, проблеми з вимірювальною системою, за винятком однієї проблеми із захистом від блискавки в 2004 році. У табл. 4.2 представлені пошкодження, виявлені влітку 2019/2020 років ФЕМ. Цифри означають кількість пошкоджених панелей, а не кількість конкретних дефектів. Основною причиною пошкодження ФЕМ є деградація cells, тому загальна кількість дефектних панелей становить 116.

Масова деградація окремих панелей була виявлена щорічними вимірюваннями 2019/2020. Усі випадки зведені в табл.4.2.

Таблиця 4.1 – Пошкодження ФЕС протягом року [205]

Рік	ФЕМ	Інвертори	Кабелі	Конструкція	Інші	Генерування елек- троенергії, %
2004	0	0	0	0	5	100
2005	0	0	0	0	0	101
2006	0	0	0	0	0	101
2007	0	0	0	0	1	102
2008	0	1	0	0	0	103
2009	0	0	0	0	0	101
2010	0	0	0	0	0	103
2011	0	0	0	0	0	102
2012	0	0	0	0	0	101
2013	2	0	0	0	1	104
2014	2	0	0	1	0	100
2015	2	0	0	0	0	99
2016	2	0	0	0	2	99
2017	2	0	0	0	1	100
2018	2	0	0	0	1	99

Таблиця 4.2 – ошкодження ФЕМ

Вид пошкодження	Кількість		Причина
	-	%	
повітряне забруднення	128	39,7	пиловий шар і сліди деградація
деградація cells	117	27,2	зміна кольору
hotspot (гарячі точки)	37	8,5	локальне перегрівання
мікротріщини	36	8,4	пошкодження
дефект металу	34	8,1	пошкодження провідників
дефект шини (bus)	19	4,4	корозія пайки
«сліди равликів»	18	4,1	деградація матеріалу
низька прозорість	15	3,7	Пошкодження скла, (ethylene-vinyl acetate – EVA degradation) розпад етилен-вінілацетату
пожовтіння	9	2,1	EVA деградація
локальні забруднення	8	1,9	екскременти птахів
пошкодження з'єднувальної коробки	5	1,2	корозія і деградація cells
пошкодження з'єднань	3	0,9	перегрівання, корозія
волога в панелях	1	0,4	розшарування
пошкодження скла та захисної плівки	1	0,4	механічний вплив

З 2004 року щороку аналізуються всі 192 панелі [205]. Thermocamera Flir Tk 355 використовується для первинної перевірки ФЕМ. ФЕМ з «підозрілим» технічним станом перевіряються більш детально. Виявлено 2 дефектні панелі. Під час послідовних випробувань до 2018 року не було виявлено прогресуючої деградації. Зразок термограми першої дефективної панелі (№ 84) за 2013 рік продемонстровано на рис. 4.6. Дефектна ФЕМ розташована в стрінгу № 4. Термограми за 2014 - 2018 роки ідентичні.

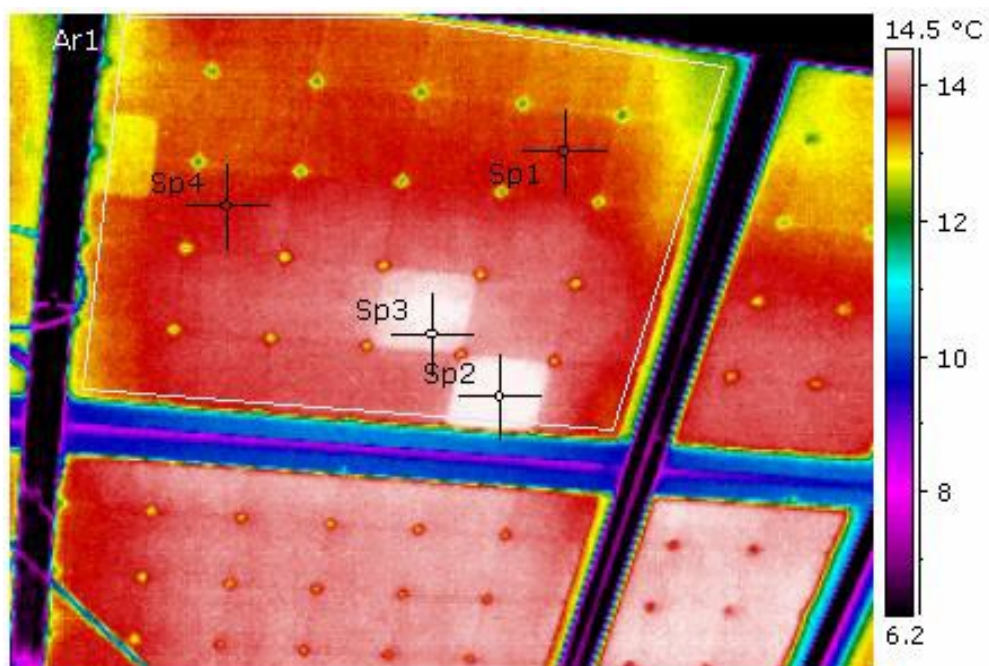


Рисунок 4.6 – Термограма панелі 84

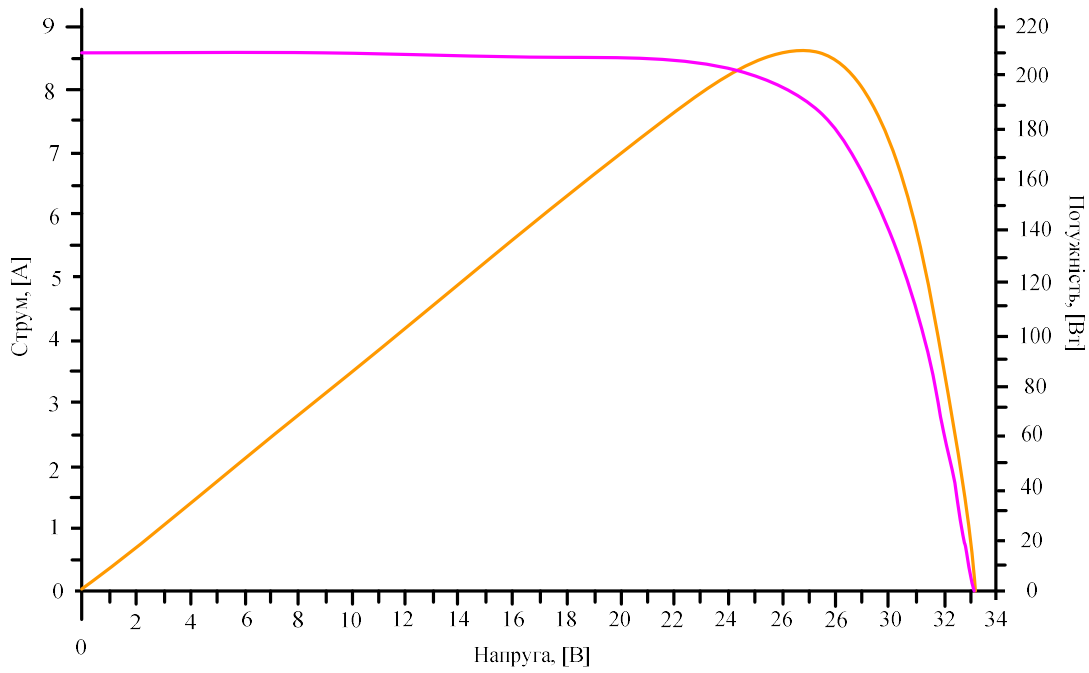
Кожна була від'єднана від стрінгу і виміряні її характеристики індивідуально за допомогою аналізатора характеристик VA Solar IV-400. Вольт-амперна характеристика непошкодженої панелі показана на рис. 4.7 а) (панель № 1, 2013). Обрано приклад з 2013 року, оскільки ці вимірювання виявили перші несправності ФЕМ ФЕС, що досліджувалася. Порівняння вольт-амперних характеристик (ВАХ) непошкодженої та пошкоджених ФЕМ показано на рис. 4.3 б).

Результати вимірювань зведені в табл. 4.3.

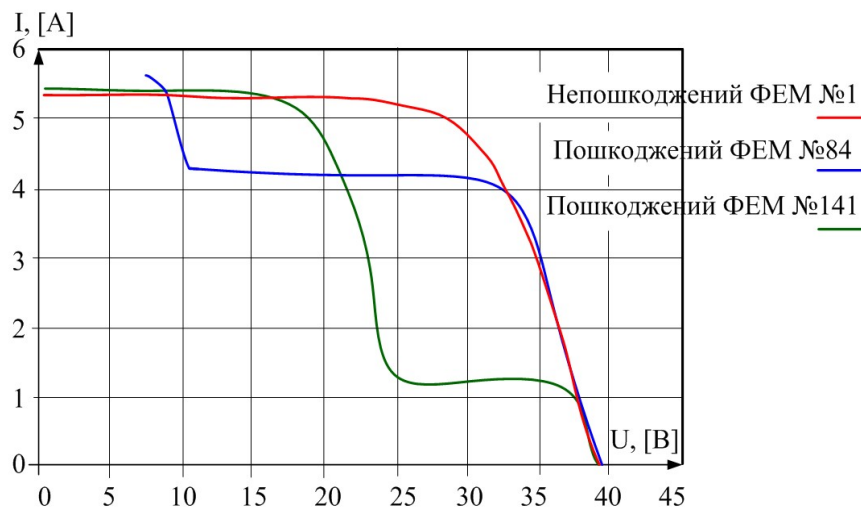
Таблиця 4.3 – Результати вимірювання параметрів непошкодженої ФЕМ № 83 та пошкоджених панелей № 84 та № 141.

№ ФЕМ	$P_m$ , [Вт]	$U_{oc}$ , [В]	$U_m$ , [В]	$I_m$ , [А]	$I_{sc}$ , [А]	$I$ , [Вт·м <sup>-2</sup> ]	$T$ , [°С]	FF, [%]
83	142,98	38,96	29,44	4,86	5,34	731,00	17,4	69
84	132,97	39,10	32,44	4,10	5,61	786,00	19,00	61
141	94,86	39,01	19,15	4,95	5,42	745,00	19,40	45

Пояснення до табл. 4.3:  $P_m$ , [Вт] – максимальна потужність;  $U_{oc}$ , [В] – напруга холостого ходу;  $U_m$ , [В] – напруга при якій ФЕМ генерує максимальну потужність;  $I_m$ , [А] – струм при якому ФЕМ генерує максимальну потужність;  $I_{sc}$ , [А] – струм короткого замикання;  $I$  – сонячне опромінення, [Вт·м<sup>-2</sup>];  $T$ , [°С] – температура навколишнього середовища; Фактор заповнення (FF, %) – показник якості ФЕМ. Він розраховується шляхом порівняння максимальної потужності з теоретичною потужністю, яка виводилася б як при напрузі розімкнутого контуру, так і при струмі короткого замикання. «Коефіцієнт заповнення», більш відомий під абревіатурою «FF», є параметром, який у поєднанні з  $V_{oc}$  та  $I_{sc}$  визначає максимальну потужність сонячної батареї. FF визначається як відношення максимальної потужності сонячної батареї до добутку  $V_{oc}$  та  $I_{sc}$  [206].



а)



б)

Рисунок 4.7 – ВАХ: а) ФЕМ №1; б) ВАХ ФЕМ №83, №84, №141

Червона крива побудована для непошкодженої панелі (ФЕМ № 83), зелена і синя криві побудовані для пошкоджених панелей (ФЕМ №84 і ФЕМ №141) (рис. 4.7).

#### **4.2.4 Основні дефекти фотоелектричних модулів, які експлуатуються на ФЕС в ЕЕС**

Основні виявлені дефекти фотоелектричних модулів, які експлуатуються в електричних мережах енергосистем наведені в додатку Б. До них відносяться: розшарування та деградації cells (темні cells), дефект «Hotspot», пошкодження задньої EVA або пошкодження фронтального скла, мікро-тріщини, «сліди равликів», забруднення та ін. В додатку Б приводяться наслідки пошкодження і деградації ФЕМ.

Дефекти ФЕМ призводять до погіршення стану і зменшення виробленої електроенергії. Не кожна виявлена несправність має однаковий вплив на технічний стан ФЕМ. Якщо вплив одного дефекту в даний час є незначним, то він може призвести до дуже серйозної проблеми в найближчому або більш далекому майбутньому. Приклад незначного впливу дефекту на ефективність роботи ФЕМ показано на рис. 4.8, де порівняно дві ВАХ для непошкодженого та пошкодженого ФЕМ (дефект – «слід равлика», який охоплює приблизно 2 % площі ФЕМ).

Всі інші несправності (hotspot, мікро-тріщини, дефект металізації, тощо) мають більш значний вплив на ВАХ і становлять 29 % випадків на ФЕМ, які досліджувалися. На рис. 4.9 показані ВАХ ФЕМ з виявленими дефектами і ВАХ непошкодженого ФЕМ (крива №1). Криві 2 та 3 демонструють ВАХ ФЕМ з дефектом «гарячі точки» (при дефекту одного cell), тоді як криві 4 і 5 ілюструють ВАХ ФЕМ з тим же дефектом, але з пошкодженими 2 cells, що з'єднані в незалежні стрінги. Криві 6 і 7 – ВАХ ФЕМ з дефектом мікро-тріщини в формі зірки, крива 8 – ВАХ ФЕМ з дефектом лінійна мікро-тріщина. Криві 9 і 10 демонструють ВАХ ФЕМ з дефектом – з'єднання cells в окремих стрінгах.

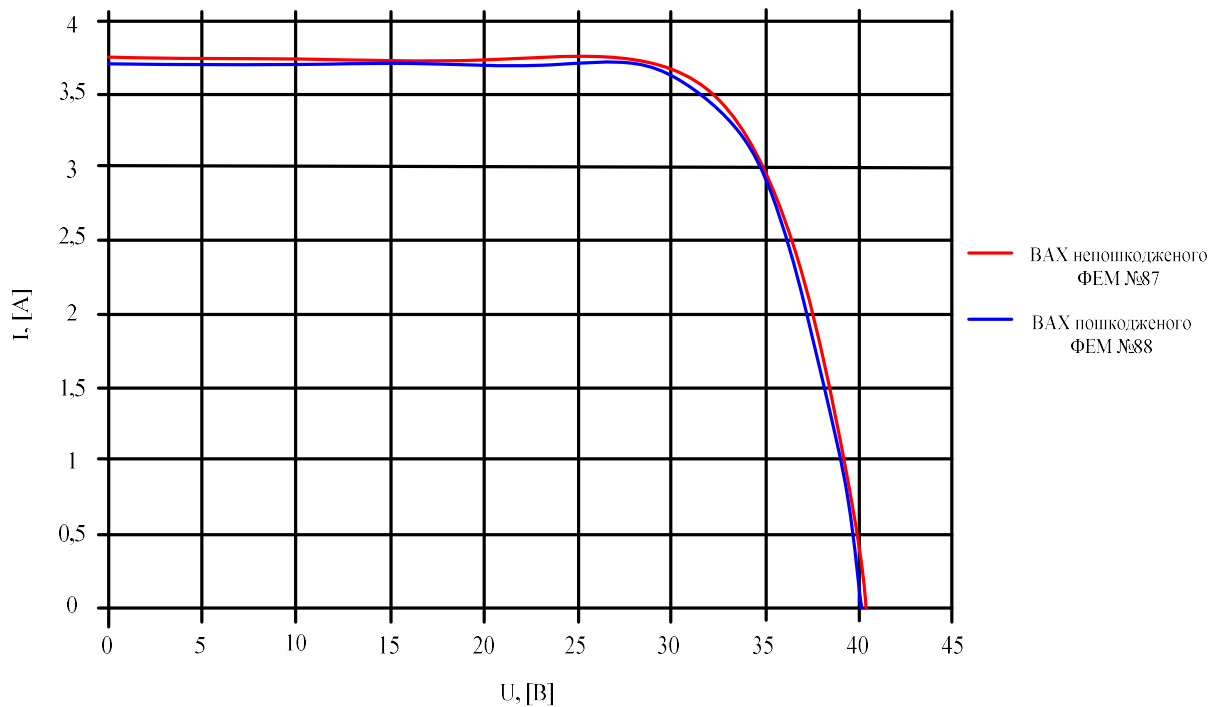


Рисунок 4.8 – ВАХ ФЕМ з дефектом «слід равлика» та місцеве забруднення

В умовах зростання кількості ФЕС виникла необхідність сервісного, оперативного та експлуатаційного їх обслуговування, яке забезпечить безперебійну та ефективну їх роботу. Багато відомих компаній вже надають такі послуги, наприклад ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ», ТОВ «РЕНТЕХНО», НЕСС Сервіс, [207, 208]. У зв'язку з відсутністю нормативної документації та досвіду експлуатації ФЕС перед їх власниками і обслуговуючими компаніями виникає задача, які потребують швидкого вирішення. Однією з основних проблем виявилось експлуатація та діагностика фотоелектричних модулів. Згідно стандарту ДСТУ EN 60904-1:2009 рекомендується проводити зняття вольт-амперних характеристик фотоелектричних модулів та корегувати результати вимірювання за температурою й освітленістю згідно ІЕС 60891:2009 [209-211]. Користуючись даними, отриманими при знятті ВАХ, можна побачити відхилення від нормальної роботи ФЕМ внаслідок деградації,

забруднення, затінення або виходу їх з ладу. Враховуючи що в середньому для забезпечення 1 МВт потужності необхідно 3300 – 4400 фотоелектричних модулів, даний метод є дуже трудомістким та нерентабельним [212].

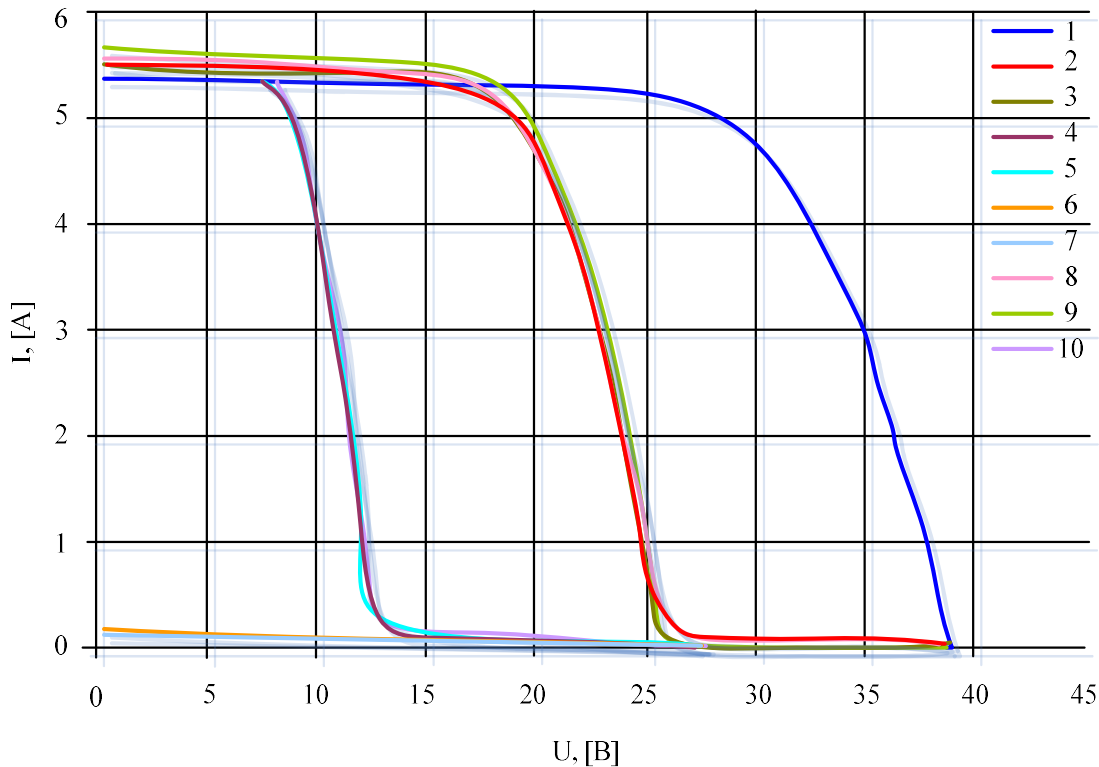


Рисунок 4.9 – ВАХ непошкодженого ФЕМ та ВАХ пошкоджених ФЕМ з різними дефектами

В Україні для з огляду на великі обсяги ФЕС обстеження здійснюється засобами інфрачервоної техніки, а саме камери FLIR MSX, Infrared and Visible на базі квадрокоптера DJI MAVIC Enterprise Dual.

На сьогодні діагностування ФЕС здійснюється за методикою, яка складається з наступних етапів [212]:

1. Політ квадрокоптером з вбудованою тепловізійною камерою над фотоелектричними модулями та візуальний пошук температурних відхилень. При обстеженні фотоелектричних модулів



індикаторною тепловізійною камерою на базі квадрокоптера є можливість ідентифікації температурних відхилень та фіксація місця їх розташування (див. рис. 4.10).



Рисунок 4.10 – Визначення пошкоджених ФЕМ за допомогою квадрокоптеру

2. Обстеження модулів з тильної сторони за допомогою тепловізора для фіксації температурних відхилень та детального аналізу температур, що дозволяє уникнути відблисків (рис. 4.11).

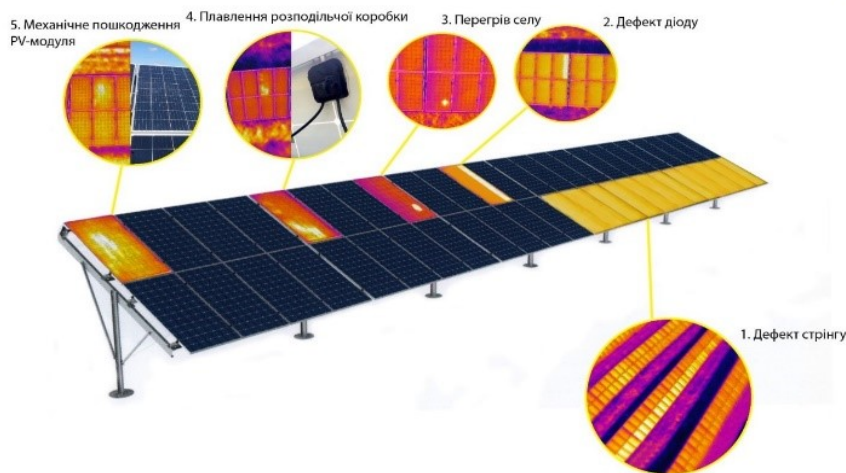


Рисунок 4.11 – Тепловізійне обстеження ФЕМ з тильної сторони

3. Підтвердження дефекту зняттям ВАХ.

4. В ході обстеження фотоелектричних модулів різних виробників постійно ведеться статистика дефектності модулів. Фотоелектричні модулі різних виробників мають різні технології виробництва та особливості будови. Згідно зібраних даних вдалося виявити декілька типів дефектів та класифікувати їх.

Класифікація дефектів ФЕМ [212] :

1. Дефект стрінгу – повністю або частково непрацюючий електричний контур, який складається з послідовно з'єднаних фотоелектричних модулів [4]. Основними причинами виходу стрінгів з ладу може бути пошкодження запобіжників, наявність замикань на землю або пошкодження конекторів, що з'єднують фотоелектричні модулі.

2. Дефект діоду – шунтуючий діод спрацьовує; втрачається близько 33% від потужності модуля. Основні причини спрацювання шунтуючого діоду: часткове або повне затінення фотоелектричного модуля; пошкоджені контакти, якими підключаються діоди.

3. Перегрів селу (Hotspot) – відбувається замикання на шині окремої ділянки модуля. При цьому увесь струм та напруга зосереджуються в одній комірці, після чого може відбутись навіть загоряння фотоелектричного модуля. Однією з причин може бути розгерметизація модуля.

4. Плавлення розподільчої коробки – може виникати через неправильне підключення стрінгів або модулів, а також внаслідок дефекту діоду; як правило, спостерігається підвищена температура розподільчих коробок і, як наслідок, їх плавлення.

5. Механічне пошкодження PV-модуля – пошкодження захисного скла, що призводить до розгерметизації модуля. Рекомендується провести заміну таких модулів, щоб уникнути коротких замикань всередині модуля та на стрінгах взагалом.

Аналіз пошкоджуваності ФЕМ свідчить про те, що у різних (за

виробником) ФЕМ існують однотипні дефекти. Це такі дефекти, як: пошкодження cell (пробій напівпровідникового переходу, перегорання cell); пошкодження busbar (погіршення контакту в місці з'єднання cell з busbar та корозія провідного матеріалу); пошкодження клемного терміналу – junctionbox; пошкодження алюмінієвого каркасу (корозія алюмінію, вигинання каркасу, пересихання та розтріскування герметика та ущільнень); пошкодження захисного скла (розтріскування, абразивний вплив пилу у повітрі на прозорість скла).

Старіння скла починається практично відразу ж після його виготовлення. Вплив атмосфери активізує цей процес. Випадання «кислих» дощів, вплив на поверхню скла поверхневих газів, що містяться у повітрі, все це приводить до інтенсивного старіння скла, що неминуче призводить до зміну його властивостей, а саме прозорості та міцності.

У дійсності ж волога, що конденсується й тривало втримується на поверхні скла, інтенсифікує процес вилугування. Він полягає у постійному «вимиванні» іонів металу спочатку з поверхневого шару, що приводить до перерозподілу іонів у глибинних шарах що, у свою чергу, сприяє більш сильному розчиненню іонів металу. Внаслідок цих процесів відбувається руйнування кремній-кисневих зв'язків, що веде до збільшення пористості поверхні скла й ще більш активної її взаємодії з атмосферою. В остаточному підсумку процес стає незворотним.

В табл. 4.4 зведені основні пошкодження елементів ФЕМ.

Таблиця 4.4 – Пошкодження елементів ФЕМ

Елемент ФЕМ	Вид пошкодження	Результат	Параметр*		Пошкоджуваність, од.; в.о.; %**
cell	пробій напівпровідникового переходу	понад нормоване зменшення опору фотодіода в зворотному напрямку – зменшення опору села	Опір фотодіода, Ом	k <sub>1</sub> , в.о.	101 од.; 0,034 в.о.; 3,36%
	перегорання селу	обрив з'єднувальних провідників (плоскої шини busbar), які з'єднують cell в ФЕМ	Опір проводів, Ом		
busbar	погіршення контакту в місці з'єднання cell та busbar	зростання температури в місці контакту та зменшення струму	Температура, °С Струм, А	k <sub>2</sub> , в.о.	43 од.; 0,014 в.о.; 1,43%
	корозія	зменшення струму, нагрівання busbar	Струм, А		
	пошкодження діода Шоттки (пробій)	нагрів	Температура, °С Струм, А		
клемний термінал junctionbox	збільшення опору контактів	нагрів	Температура, °С Струм, А	k <sub>3</sub> , в.о.	2504 од.; 0,833 в.о.; 83,3%
алюмінієвий каркас герметиком	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °С Струм, А	k <sub>4</sub> , в.о.	54 од.; 0,018 в.о.; 1,8%
захисне скло	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °С Струм, А	k <sub>5</sub> , в.о.	80 од.; 0,027 в.о.; 2,66%
кабель, що з'єднує cells з клемним терміналом	пошкодження кабелю	ізоляція та опір коннектора	Опір ізоляції, МОм Температура, °С	k <sub>6</sub> , в.о.	225 од.; 0,075 в.о.; 7,48%

### 4.3 Коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ

Враховуючи те, що пошкодження кожного з вузлів ФЕМ, зазначених в табл. 4.4, призводить до пошкодження всього ФЕМ, то коефіцієнт загального залишкового ресурсу знаходиться за виразом (4.13) [166, 168] (див. рис. 4.12):

$$k_{pec} = \prod_{\tau=1}^{\nu} k_{\tau}^{p_{\tau}}, \quad (4.13)$$

де  $k_{\tau}$  – коефіцієнт залишкового ресурсу ФЕМ по  $\tau$ -му діагностичному параметру (вважаємо, що кожний контрольований діагностичний параметр, наприклад, температура, опір ізоляції, струм, напруга та інші впливають на залишковий ресурс елементів ФЕМ за мультиплікативним виразом (4.13), а кожний із діагностичних параметрів  $k_1 - k_6$  впливає на коефіцієнт загального залишкового ресурсу всього ФЕМ),  $\tau$  –  $\tau$ -тий діагностичний параметр,  $\nu$  – кількість діагностичних параметрів відповідно до кількості вузлів (табл. 3.7),  $p_{\tau}$  – ймовірність відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра:

$$p_{\tau} = \frac{y_{\tau}}{m_2}, \quad (4.14)$$

де  $y_{\tau}$  – кількість відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра, які були виявлені шляхом контролю  $\tau$ -го діагностичного параметра з загальної кількості виявлених відхилень контрольованих параметрів від гранично допустимого нормованого значення,  $m_2$  – загальна кількість виявлених відхилень контрольованих діагностичних параметрів від їх гранично допустимих нормованих значень.



Рисунок 4.12 – Структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ

Відповідно до виразу (4.13) коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ визначається за виразом:

$$k_{заг.рес} = k_1^{p_{k1}} \cdot k_2^{p_{k2}} \cdot k_3^{p_{k3}} \cdot k_4^{p_{k4}} \cdot k_5^{p_{k5}} \cdot k_6^{p_{k6}}, \quad (4.15)$$

де  $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6$  – відомі на момент розрахунку значення коефіцієнтів залишкового ресурсу по відповідних діагностичних параметрах,  $p_{k1}, p_{k2}, p_{k3}, p_{k4}, p_{k5}, p_{k6}$  – ймовірності пошкоджень вузлів ФЕМ, виявлених шляхом контролю діагностичних параметрів з урахуванням загальної кількості пошкоджень. Так, відповідно до табл. 1:  $p_{k1}=0,034$  в.о.,  $p_{k2}=0,014$  в.о.,  $p_{k3}=0,833$  в.о.,  $p_{k4}=0,018$  в.о.,  $p_{k5}=0,027$  в.о.,  $p_{k6}=0,075$  в.о. Для створення математичної моделі коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ було використано параметри, за кожним з яких можна робити висновок про стан ФЕМ, але жоден з даних параметрів не в повній мірі характеризує технічний стан, він лише вказує на певні зміни технічного стану ФЕМ. На даному етапі розвитку сучасного комп'ютерного забезпечення використання для вирішення поставленої задачі методів теорії нечітких множин є не складним завданням. Це дає змогу враховувати значення різних діагностичних параметрів при діагностуванні ФЕМ і створити базу правил їх взаємодії. За допомогою MATLAB створена модель коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ. З цією метою створено та скореговано вибірку навчальних даних, за якими отримано аналітичну залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від діагностичних параметрів у вигляді поліному. Отримана залежність може бути використана у програмному забезпеченні сучасних мікропроцесорних пристроїв діагностування ФЕМ.

Формування початкових навчальних даних було проведено таким чином: для шести вхідних параметрів моделі, які змінювались випадковим чином від 0 до 1, було визначено коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ. Для зручності оперування даними і зменшення похибки навчання моделі, спрощення поточних розрахунків у MATLAB вхідні параметри моделі зводились до відносних одиниць їх відхилення від норми. Шість вхідних

параметрів моделі – коефіцієнти залишкового ресурсу деталей та вузлів ФЕМ, які залежать від поточних значень десяти діагностичних параметрів. Кількість параметрів може бути більшою. Фрагмент навчальної вибірки представлений в табл.4.5.

Таблиця 4.5 – Фрагмент результатів розрахунків коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ

$k_1$ в.о.,	$k_2$ , в.о.	$k_3$ , в.о.		$k_4$ , в.о.	$k_5$ , в.о.	$k_6$ , в.о.	$k_{ресФЕМ}$ , в.о.
0,01	0,099	0,01		0,099	0,01	0,099	0,013431
0,02	0,098	0,02		0,098	0,02	0,098	0,022028
...	...	...		...	...	...	...
0,93	0,93	0,007		0,93	0,93	0,93	0,245720543

З метою наближення параметрів математичної моделі до реальних умов експлуатації необхідно опитати фахівців, що експлуатують, діагностують та ремонтують ФЕМ. Інформація, яка надана цими фахівцями врахована під час створення тестової вибірки даних.

Похибка навчання нейро-нечіткої моделі за навчальною вибіркою даних становила  $\delta_n=1,7\%$  (0,017 в.о.). Отже нульове значення коефіцієнта залишкового ресурсу по будь-якому з цих діагностичних параметрів зменшує до нуля значення загального залишкового ресурсу ФЕМ.

Повна табл. 4.5 містить 534 розглянутих варіантів вибірок діагностичних параметрів та відповідних їм значень загального залишкового ресурсу ФЕМ. Відкориговані експертами дані були використані як навчальні дані при моделюванні в системі комп'ютерної математики MATLAB. Для цього використовувався пакет Fuzzy Logic Toolbox. За допомогою редактора ANFIS Editor (Edit – редактор, Adaptive Network of Fuzzy Inference of the System – адаптивна мережа системи нечіткого висновку) з використанням гібридного навчального алгоритму та використовуючи алгоритм нечіткого висновку Сугено було отримано нейро-нечітку модель коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ (з використанням методу субкластеризації).

Завантаження даних в ANFIS редакторі MATLAB показано на рис. 4.13.

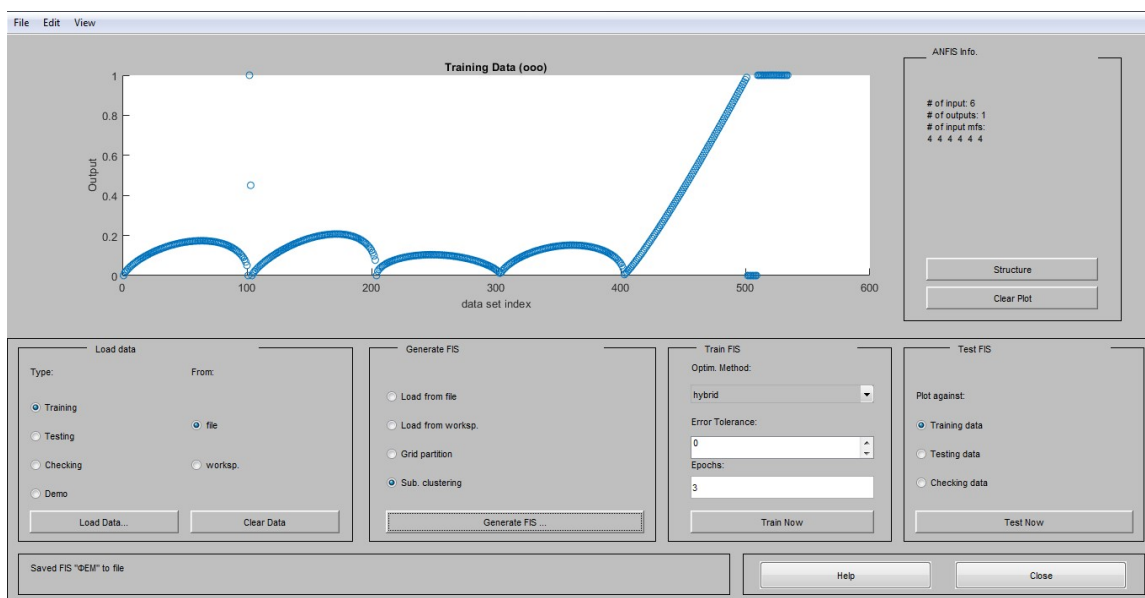


Рисунок 4.13 – Завантаження даних в ANFIS редакторі MATLAB

Структура отриманої нейро-мережі показана на рис. 4.14.

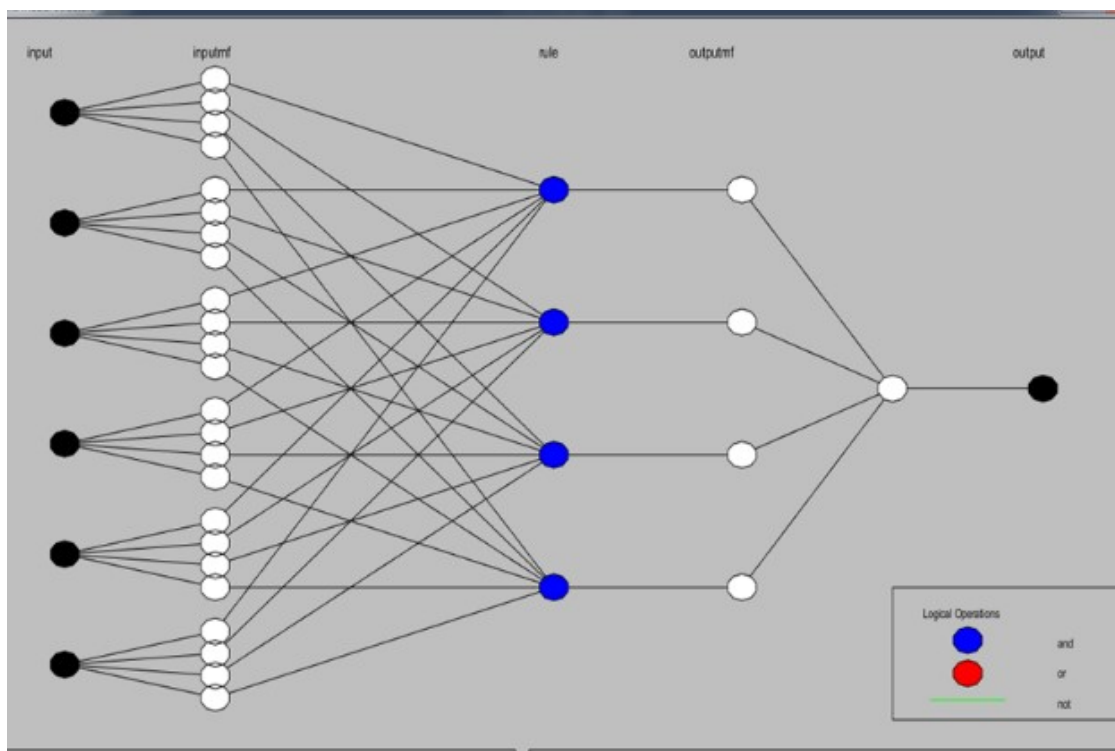


Рисунок 4.14 – Структура отриманої нейро-мережі

Для кожної вхідної змінної нейро-моделі використовувались по чотири



лінгвістичних терми з гаусовими функціями належності, які були обрані за критерієм мінімальної похибки навчання моделі:

$$k_{\text{рес.і1}} = f(x_{i1}; \sigma_{i1}; c_{i1}) = e^{-\frac{(x_{i1}-c_{i1})^2}{2\sigma_{i1}^2}}. \quad (4.16)$$

У виразі (4.16):  $\sigma_{i1}$  та  $c_{i1}$  – числові параметри,  $\sigma_{i1}^2$  в теорії ймовірності називається дисперсією розподілу, а другий параметр  $c_{i1}$  – математичним сподіванням,  $i_1$  – вхідний параметр нейро-нечіткої моделі, який відповідає діагностичному параметру,  $x_{i1}$  – значення  $i_1$  – го вхідного параметра моделі:  $x_1=k_1$ ;  $x_2=k_2$ ;  $x_3=k_3$ ;  $x_4=k_4$ ;  $x_5=k_5$ ;  $x_6=k_6$ .

Це такі терми, як: «нормальне» (стан ФЕМ – справний) значення діагностичного параметра – коефіцієнта його залишкового ресурсу (КЗР). Значення цих коефіцієнтів змінюються від 1 в.о. (ФЕМ справна) до 0 в.о. (ФЕМ справний). Значення КЗР згруповані в множини: нормальні значення діагностичних параметрів (КЗР  $\in 1..0.76$ ), стан ФЕМ з незначними відхиленнями діагностичних параметрів (КЗР  $\in 0.75..0.51$ ), передаварійний (КЗР  $\in 0.5..0.26$ ) – з передаварійними відхиленнями діагностичних параметрів, аварійний (КЗР  $\in 0.26..0$ ) – з аварійними відхиленнями діагностичних параметрів. Для знаходження значення коефіцієнта загальнозалишкового ресурсу використовуємо нечітку нелінійну авторегресійну модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу ФЕМ. Ця модель встановлює нечітке нелінійне перетворення між значеннями коефіцієнтів залишкового ресурсу по діагностичних параметрах та загальним коефіцієнтом залишкового ресурсу ФЕМ (4.17).

$$k_{\text{ресФЕМ}} = F(k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6), \quad (4.17)$$

де  $F$  – нечітке функціональне перетворення.

Математична модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу є системою логічних рівнянь:

$$\left. \begin{array}{l}
\text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \\
\text{ТА } k_4 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"нормальне"} \\
\text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{11} \cdot k_1 + a_{12} \cdot k_2 + a_{13} \cdot k_3 + a_{14} \cdot k_4 + a_{15} \cdot k_5 + a_{16} \cdot k_6 \\
\text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_2 \in \text{"незначне відхилення"} \\
\text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_4 \in \text{"незначне відхилення"} \\
\text{ТА } k_5 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_6 \in \text{"незначне відхилення"} \\
\text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{21} \cdot k_1 + a_{22} \cdot k_2 + a_{23} \cdot k_3 + a_{24} \cdot k_4 + a_{25} \cdot k_5 + a_{26} \cdot k_6 \\
\text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"передаваріі"} \\
\text{ТА } k_4 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"передаварійне"} \\
\text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{31} \cdot k_1 + a_{32} \cdot k_2 + a_{33} \cdot k_3 + a_{34} \cdot k_4 + a_{35} \cdot k_5 + a_{36} \cdot k_6 \\
\text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"аварійне"} \\
\text{ТА } k_4 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"аварійне"} \\
\text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{41} \cdot k_1 + a_{42} \cdot k_2 + a_{43} \cdot k_3 + a_{44} \cdot k_4 + a_{45} \cdot k_5 + a_{46} \cdot k_6 \\
\dots
\end{array} \right\} \quad (4.18)$$

Вихід моделі  $k_{\text{рес.ФЕМ}}$  знаходиться як зрівноважена сума висновків бази правил, записаних у вигляді системи логічних рівнянь.

$$k_{\text{ресФЕМ}} = \sum_{j=1}^{m3} w_{j2} \left( \begin{array}{l} a_{j21} \cdot k_1 + a_{j22} \cdot k_2 + a_{j23} \cdot k_3 + a_{j24} \cdot k_4 \\ + a_{j25} \cdot k_5 + a_{j26} \cdot k_6 + c_{j2} \end{array} \right) \quad (4.19)$$

де  $0 \leq w_{j2} \leq 1$  – ступінь виконання (вага)  $j_2$ -го правила, яка визначається відповідністю реальних змін діагностичних параметрів ФЕМ, що відображені у  $j_2$ -му правилі. Налаштування моделі полягає у визначенні параметрів функцій належності і рівнянь висновку. Необхідно визначити середньоквадратичне відхилення  $\sigma_{k1} - \sigma_{k6}$  та математичне очікування  $c_{k1}, c_{k2}, c_{k3}, c_{k4}$ , гаусових функції належності, параметри рівнянь висновку ( $a_{11} - a_{44}, c_1 - c_4$ ). Для полегшення налаштування та адаптації структури розробленої моделі до реальних параметрів конкретної ФЕМ модель реалізується у вигляді адаптивної нейронечіткої багатошарової мережі прямого розповсюдження ANFIS. ANFIS являє собою найпростішу мережу прямого розповсюдження, яка містить адаптивні вузли, використовуючи правила

навчання, параметри цих вузлів налаштовуються так, щоб мінімізувати похибку між реальним виходом моделі  $k_{\text{рес.ФЕМ}}$  та реальним коефіцієнтом загального залишкового ресурсу  $k_{\text{ресФЕМ. ФЕМ}}$  (4.20):

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{N_1} \sum_{k_3=0}^{N_1-1} (k_{\text{рес.ФЕМ } k_3} - k_{\text{заг.ФЕМ } k_3})^2} \rightarrow \min, \quad (4.20)$$

де  $N_1$  – кількість рядків у навчальній вибірці,  $k_3$  – номер рядка в навчальній вибірці, починаючи з рядка з порядковим номером «0». Використовується гібридний навчальний алгоритм, кожна епоха якого складається з прямого та зворотного оптимізаційних розрахунків. З метою зменшення часу на навчання нейро-нечіткої моделі в системі комп'ютерної математики MATLAB використовуємо метод субкластеризації, тобто метод об'єднання об'єктів у групи на основі однаковості ознак для об'єктів однієї групи та неоднаковості ознак між групами. Більшість алгоритмів кластеризації не ґрунтуються на традиційних для статистичних методів припущеннях. Вони можуть використовуватись в умовах майже повної відсутності інформації про закони розподілу даних.

Кластеризацію використовують для об'єктів з кількісними (числовими), якісними або змішаними ознаками. Початковою інформацією для кластеризації є матриця спостережень, кожен рядок якої являє собою значення  $n$  ознак одного з  $M$  кластерів. Задача кластеризації полягає в розбитті об'єктів на декілька підмножин (кластерів), в яких об'єкти більш схожі між собою, ніж з об'єктами з інших кластерів. В матричному просторі «однаковість» зазвичай визначають через відстань. Відстань може розраховуватись як між початковими об'єктами (рядками матриці), так і від цих об'єктів до прототипу кластерів. Зазвичай координати прототипів не відомі і вони знаходяться одночасно з розбиттям даних на кластери. Використовувались такі параметри методу кластеризації: рівень впливу вхідних змінних (Range of influence) – 0,99; коефіцієнт послаблення (Squash factor) – 1,5; коефіцієнт, який встановлює, у скільки разів потенціал даної

точки має бути вищим за потенціал центра першого кластера для того, щоб центром одного з кластерів була призначена точка, яка розглядається (Assert radio) – 0,5; коефіцієнт, який встановлює, у скільки разів потенціал даної точки має бути меншим за потенціал центра першого кластера, щоб ця точка була виключена з можливих центрів кластерів (Reject radio) – 0.15. Тому, наприклад, при подальшому моделюванні для коефіцієнта залишкового ресурсу  $k_{рес \text{ ФЕМ}}$  діагностичного параметра  $k_1$  першого правила значення гаусової функції належності було взято такі значення параметрів:  $\delta_{k1} = 0,3650$  в.о.,  $C_{k1} = 0,9951$  в.о. Для навчання мережі використовувався гібридний алгоритм навчання.

Після тридцяти епох навчання середньоквадратична похибка навчання склала 0,0128 в.о. (на тестовій вибірці 0,041 в.о.). В результаті навчання були отримані параметри гаусових функцій належності, які в подальшому були використані при створенні нейро-нечіткої моделі ФЕМ.

З урахуванням проведених ітераційних обчислювальних експериментів визначено вектор параметрів функцій належності та отримано математичну модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу ФЕМ для розглянутого прикладу (табл. 4.6). На рис. 4.14 показано фрагмент віконної заставки редактора адаптивної мережі системи нечіткого висновку (ANFIS Editor) пакету Fuzzy Logic Toolbox системи комп'ютерної математики MATLAB.

Ця мережа має шість входів, один вихід та передбачає використання алгоритму нечіткого висновку Сугено:

$$\left. \begin{aligned}
& \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \\
& \text{ТА } k_4 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"нормальне"} \\
& \text{ТО } k_{\text{рес ФЕМ}} = 1,048 \cdot k_1 - 0,0492 \cdot k_2 - 0,1529 \cdot k_3 + 0 \cdot k_4 + \\
& + 1,02 \cdot k_5 - 0,006532 \cdot k_6 + 0,8857; \\
& \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_2 \in \text{"незначне відхилення"} \\
& \text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_4 \in \text{"незначне відхилення"} \\
& \text{ТА } k_5 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_6 \in \text{"незначне відхилення"} \\
& \text{ТО } k_{\text{рес ФЕМ}} = 0,53 \cdot k_1 + 1,01 \cdot k_2 + 0,34 \cdot k_3 + 0,1000 \cdot k_4 - \\
& - 0,84 \cdot k_5 - 0,15 \cdot k_6 + 0,00238; \\
& \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"передаварійне"} \\
& \text{ТА } k_4 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"передаварійне"} \\
& \text{ТО } k_{\text{рес ФЕМ}} = 0,01 \cdot k_1 + 0,13 \cdot k_2 + 0,91 \cdot k_3 + 0,05 \cdot k_4 - 0,05 \cdot k_5 + \\
& - 0,03 \cdot k_6 - 0,01155; \\
& \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"аварійне"} \\
& \text{ТА } k_4 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"аварійне"} \\
& \text{ТО } k_{\text{рес ФЕМ}} = 0,1698 \cdot k_1 + 0,0389 \cdot k_2 + 0,2309 \cdot k_3 + 0,145 \cdot k_4 + 0,15k_5 + \\
& + 0,2731 \cdot k_6 - 0,00890.
\end{aligned} \right\} \quad (4.21)$$

Сформована структура нейро-нечіткої моделі ФЕМ має шість входів та один вихід. Кожен з шести входів має по чотири терми. Тобто кожна множина можливих значень вхідних параметрів моделі умовно поділена на чотири підмножини: «нормальні» значення вхідного параметра, «незначні відхилення» значення вхідного параметра, «передаварійні» значення вхідного параметра, «аварійні» значення вхідного параметра.

Побудована нейро-нечітка модель Сугено має такі характеристики: ступінь належності кожного значення вхідного параметра до відповідної цьому параметру множини значень, що визначається гаусовою функцією належності; модель призначена для знаходження числового значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу ФЕМ, тому має один вихід.

Модель дозволяє визначити значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу ФЕМ залежно від значень вхідних параметрів – коефіцієнтів залишкових ресурсів по кожному з контрольованих діагностичних параметрів.

Так, якщо кожен з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 0,5 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ дорівнює 0,332 в.о., якщо кожен з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 1 в.о., то коефіцієнт

загального залишкового ресурсу ФЕМ (з похибкою 2%) дорівнює 0,98 в.о., якщо кожен з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 0 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ (з похибкою 0,5%) дорівнює 0 в.о. (рис. 4.15 – рис. 4.17).

Таблиця 4.6 – Параметри функції належності

Вхідні параметри моделі	Назва терму (нечіткої множини значень вхідних параметрів)	Номер правила	Параметри функцій належності	
			$\delta$	C
k <sub>1</sub>	нормальні	1	0,35	0,21
	незначні відхилення	2	0,35	0,78
	передаварійні	3	0,35	0,81
	аварійні	4	0,35	0,91
k <sub>2</sub>	нормальні	1	0,35	0,21
	незначні відхилення	2	0,35	0,78
	передаварійні	3	0,35	0,81
	аварійні	4	0,35	0,93
k <sub>3</sub>	нормальні	1	0,35	0,022
	незначні відхилення	2	0,35	0,21
	передаварійні	3	0,35	0,81
	аварійні	4	0,35	0,93
k <sub>4</sub>	нормальні	1	0,35	0,019
	незначні відхилення	2	0,35	0,079
	передаварійні	3	0,35	0,078
	аварійні	4	0,35	0,93
k <sub>5</sub>	нормальні	1	0,35	0,21
	незначні відхилення	2	0,35	0,078
	передаварійні	3	0,35	0,081
	аварійні	4	0,35	0,93
k <sub>6</sub>	нормальні	1	0,35	0,019
	незначні відхилення	2	0,349	0,019
	передаварійні	3	0,35	0,079
	аварійні	4	0,35	0,93

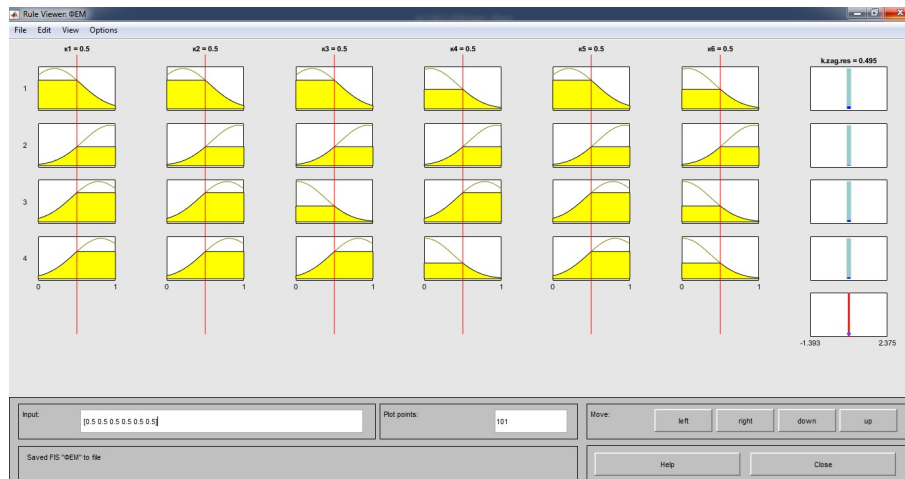


Рисунок 4.15 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ при значеннях всіх вхідних параметрів 0.5 в.о.

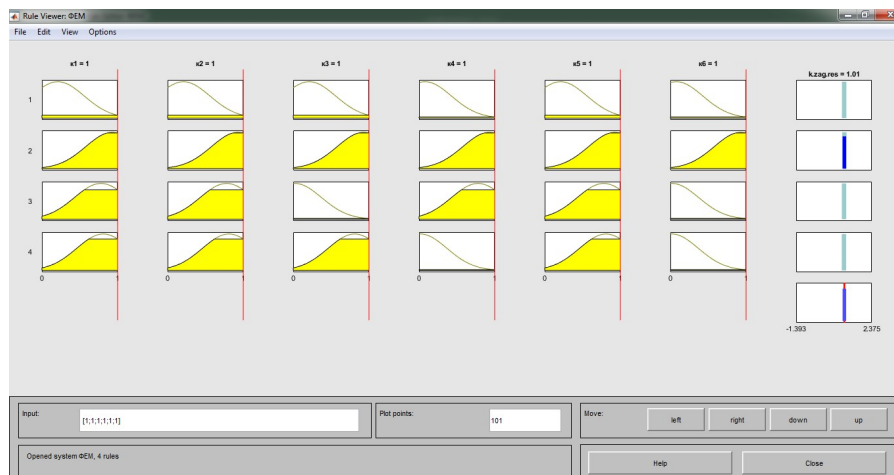


Рисунок 4.16 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ при значеннях всіх вхідних параметрів 1 в.о.

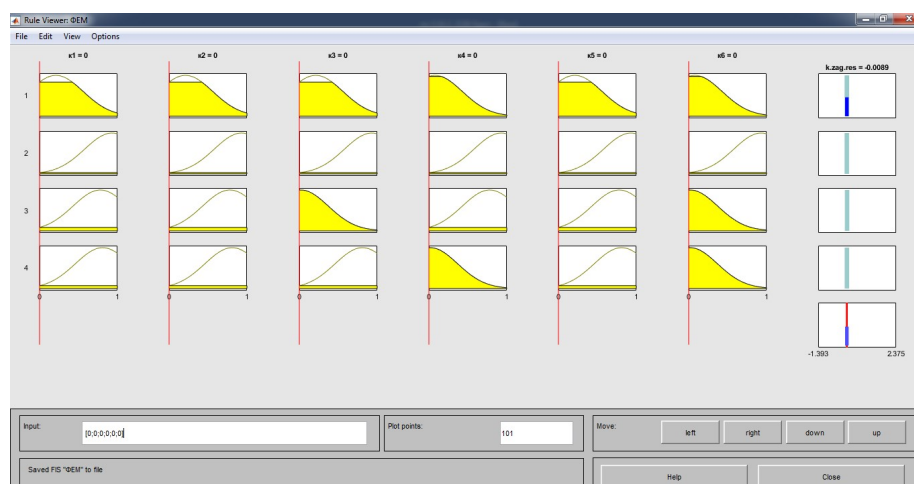


Рисунок 4.17 – Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ при значеннях всіх вхідних параметрів 0 в.о.

Складність залежностей вихідного параметра розробленої моделі від

сукупності вхідних параметрів підтверджують графіки поверхонь цих залежностей, які показані на рис. 4.18 – 4.22.

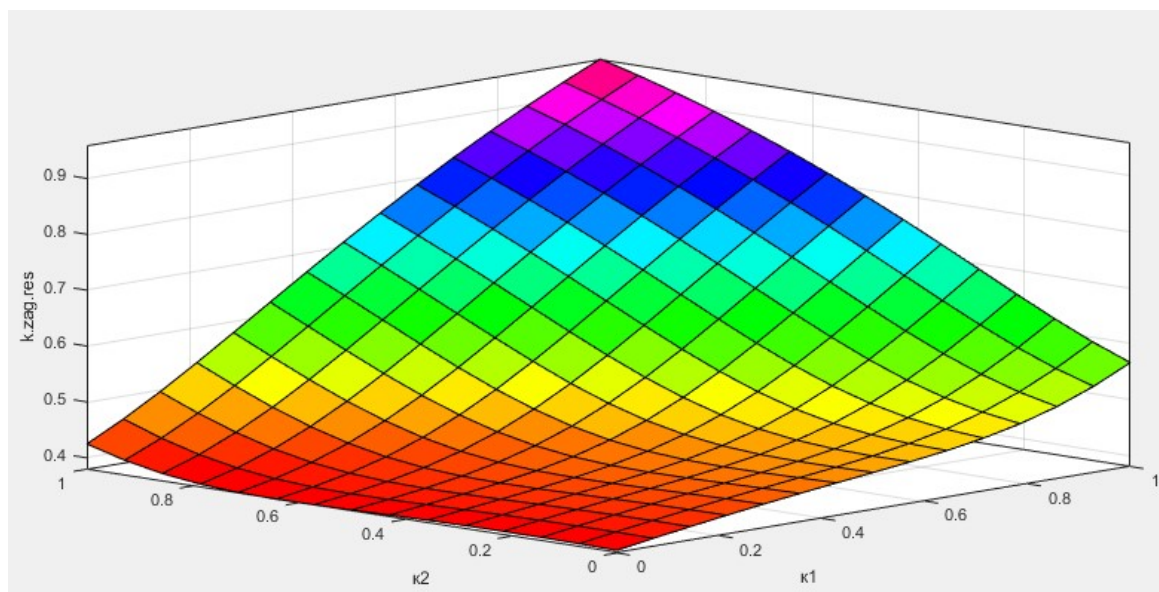


Рисунок 4.18 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від  $k_1$  та  $k_2$

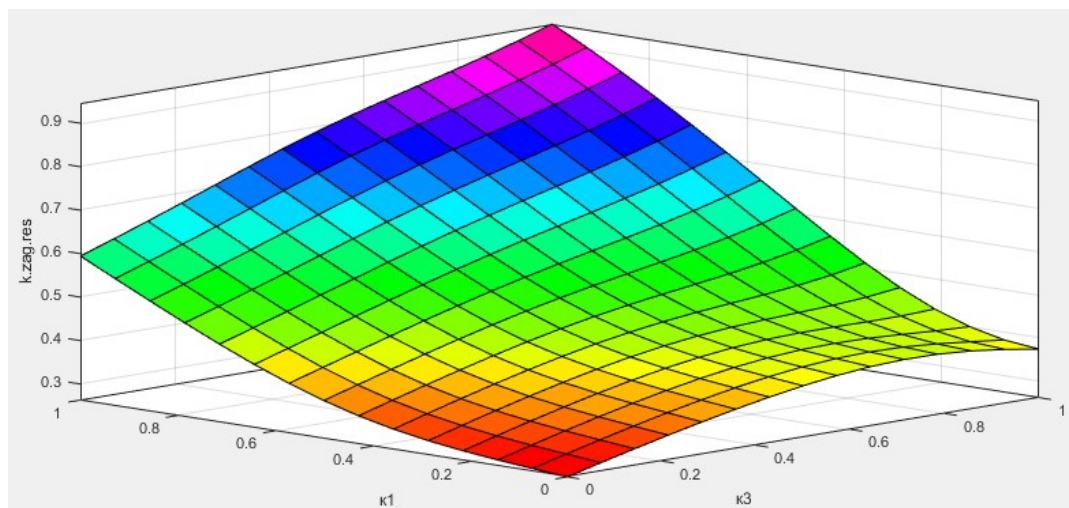


Рисунок 4.19 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від  $k_1$  та  $k_3$



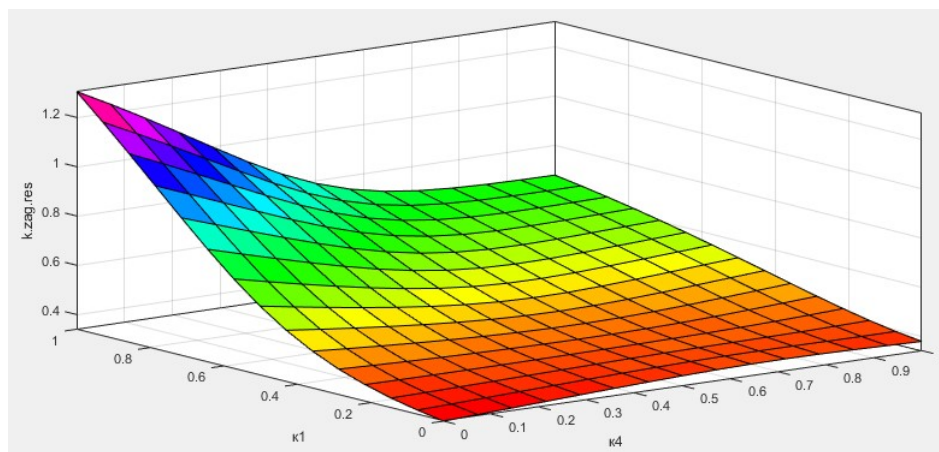


Рисунок 4.20 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від  $k_1$  та  $k_4$

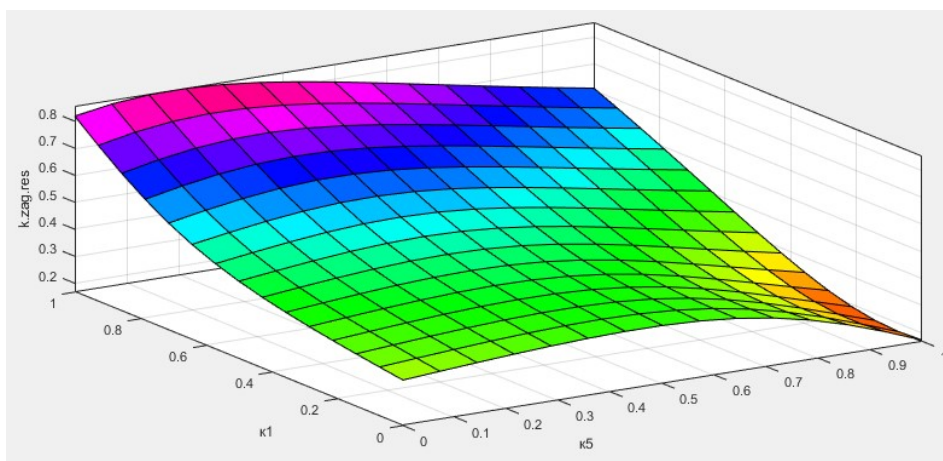


Рисунок 4.21 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від  $k_1$  та  $k_5$

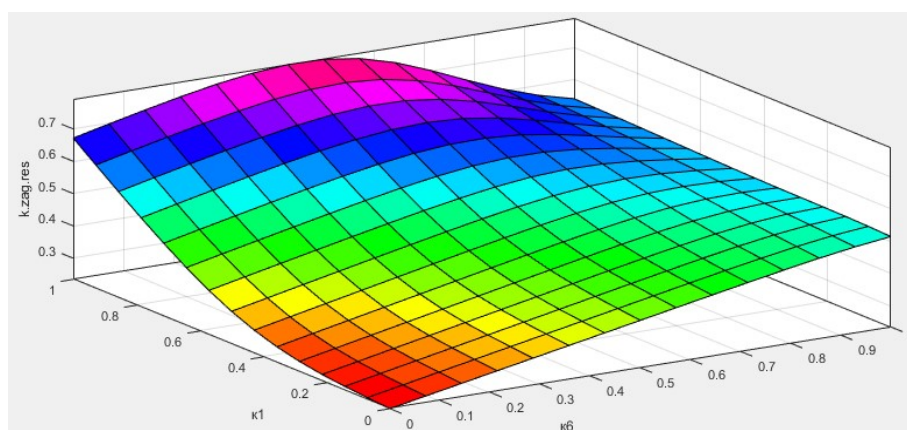


Рисунок 4.21 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від  $k_1$  та  $k_6$

#### **4.4 Програмно-апаратний комплекс визначення технічного стану обладнання ФЕС**

Враховуючи швидкі темпи нарощування встановленої потужності ФЕС, виникають нові проблеми, які потребують термінового вирішення. Зокрема, до них відносяться: забезпечення надійності електропостачання; необхідність виявлення пошкоджень обладнання ФЕС та прогнозування виникнення пошкоджень; планування заміни пошкодженого обладнання та ремонтів, балансування потужності в ЕЕС. Тобто, виникає задача підтримки енергоефективності установок, що гарантуватиме очікуваний рівень генерування електроенергії, при цьому також, існує необхідність контролю за їх роботою, щоб уникнути можливих відключень, які можуть спричинити понаднормове відхилення планового значення генерування від поточного [213]. Можна виділити три способи діагностування пошкоджень: 1) шляхом візуального огляду, що потребує значних витрат часу та зусиль; 2) за допомогою обробки зображень, яка може бути розділена на термографію, електролюмінесценцію та УФ-флуоресценцію, що передбачає використання безпілотних технологій та іноді вимагає відключення станції від мережі; і 3) за допомогою аналізу електричних вимірювань, який можна отримати за допомогою встановленої системи моніторингу [214]. Перші два способи полягають у використанні ретроспективних даних для формування моделі поточного стану ФЕМ. Також потрібно враховувати обмеження диспетчера на потужність генерування ФЕС, тобто ФЕС працює не з максимальною доступною потужністю, а з заданою диспетчером, визначеною на основі встановленої потужності, рівня сонячного випромінювання та потреби мережі. Це означає, що інвертори не працюють у режимі відстеження максимальної потужності, а замість цього вони намагаються досягти оптимального значення генерування, що встановлене диспетчером. Отже, максимальне значення потужності (MPPT), що використовується в літературі для виявлення пошкоджень, не може використовуватися при виявленні технічного стану для ФЕС, які підключені до мережі і мають пристрої відстежування MPPT. Тому, актуальною є розробка нових рішень для

моніторингу, класифікації та виявлення несправностей (пошкоджень) роботи ФЕС та ідентифікація її технічного стану з врахуванням ретроспективних даних, отриманих за допомогою SCADA систем.

#### 4.4.1 Блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕС та визначення коефіцієнтів-індикаторів

Запропонована методологія базується на двох етапах, як показано на рис. 4.23.

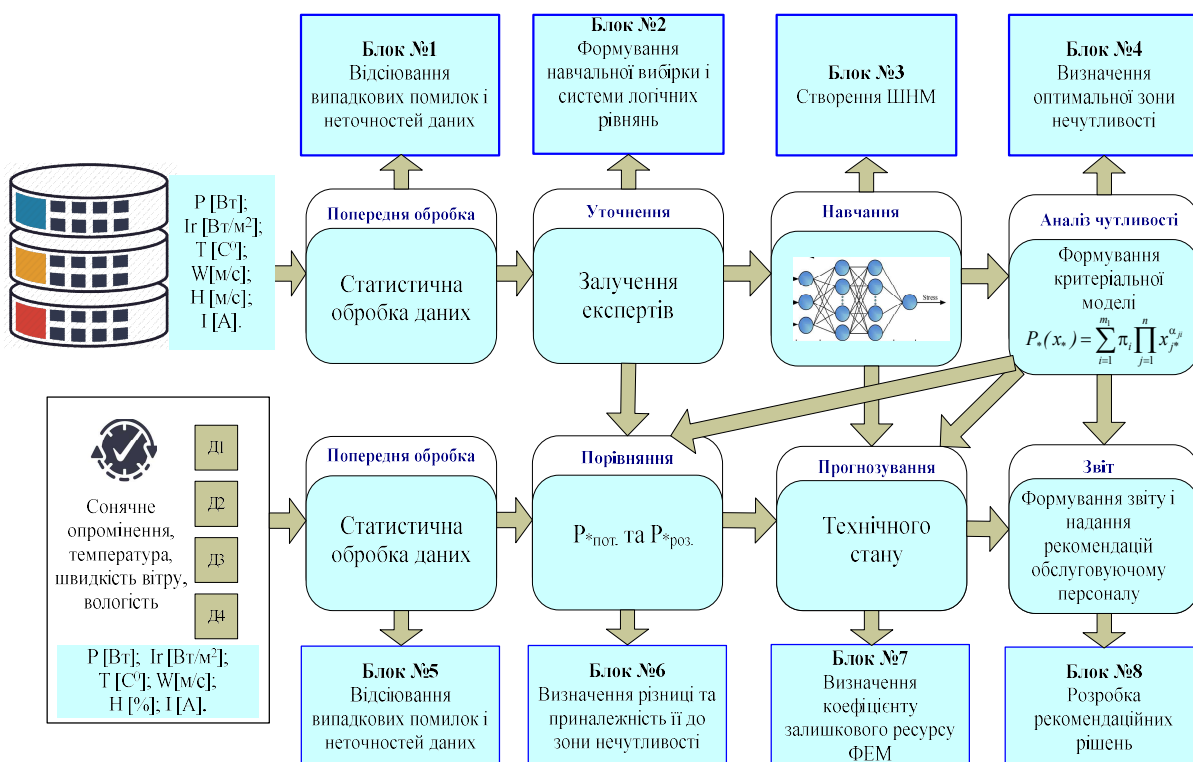


Рисунок 4.23 – Блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕС

Моделювання, в ході якого, складається математична модель процесу функціонування ФЕС (з врахуванням визначення зони нечутливості, формування нейро-нечіткої моделі генерування) на основі ретроспективних даних про роботу ФЕС. Процес моніторингу та прогнозування, при якому система працює в режимі реального часу, контролюючи технічний стан ФЕМ, з метою виявлення та діагностування появи дефектів або несправностей.

#### 4.4.2 Критеріальне моделювання генерування ВДЕ для програмно-апаратного комплексу

Для визначення впливу на генерування ФЕС різних за фізичним змістом факторів, можна використовувати критеріальне моделювання, що передбачає перетворення вихідної моделі явищ чи об'єктів в безрозмірну, а саме критеріальну форму запису, де всі, приймаючі участь у процесі, величини мають зміст критеріїв подібності [215].

Для цього залежність, яка показана в [216], апроксимується позиномом:

$$P=f(T, W, I_r, H, I), \quad (4.22)$$

де  $P$  – потужність, яку генерує ФЕС, Вт;  $T$  – температура навколишнього середовища,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $I_r$  – сонячне опромінення,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ ;  $H$  – вологість, %;  $I$  – струм стрінга, А.

Позином, яким апроксимується (4.22), має вигляд [215]:

$$P = \sum_{i=1}^m a_i \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}}, \quad (4.23)$$

де  $P$  – потужність генерування;  $a_i$  та  $\alpha_{ji}$  – постійні коефіцієнти, що визначаються властивістю досліджуваного процесу системи;  $x_j$  – змінні параметри системи.

Для аналізу вираз (4.23) представляється у критеріальній формі запису. Оцінка ведеться шляхом порівняння з базисним значенням, що характеризується значеннями параметрів  $y_0, x_{10}, x_{20}, \dots, x_{n0}$  і передбачається,

$$\text{що } P_0 = \sum_{i=1}^m a_i \prod_{j=1}^n x_{j0}^{\alpha_{ji}}, \quad \text{і т.д.}$$

а у базисних одиницях

$$P_* = \pi_{1\bar{o}} \prod_{j=1}^n x_{j*}^{\alpha_{ji}} + \pi_{2\bar{o}} \prod_{j=1}^n x_{j*}^{\alpha_{ji}} + \dots + \pi_{m\bar{o}} \prod_{j=1}^n x_{j*}^{\alpha_{ji}}, \quad (4.24)$$

де  $P_* = \frac{P}{P_{\bar{o}}}$ ,  $x_{j*} = \frac{x_j}{x_{j\bar{o}}}$ ,  $\pi$  – критерій подібності.

Вираз (4.24) дозволяє визначити відносну зміну  $P$  при відхиленні  $x_j$  від прийнятого базисного значення. З позиції власника ВДЕ найоптимальнішим є режим, при якому станція генерує найбільший обсяг електроенергії. При цьому обладнання експлуатується без додаткових затрат на його ремонт, обслуговування і заміну.

Отримані дані фільтруються і коригуються у разі планового припинення роботи обладнання станції, вимушене обмеження роботи, тощо. Створюється нейро-нечітка мережа, яка дозволяє визначати генерування в залежності від метеорологічних факторів. Для встановлення зони нечутливості запропоновано використовувати критеріальний метод [217].

Поточні значення генерування порівнюється з ретроспективним, при таких же або наближених значеннях метеорологічних факторів. Якщо значення відхилення виходить за зону нечутливості, то потрібно проводити додаткові дослідження, а саме контролювати значення струмів стрінгів (визначати індикатори аномальної їх роботи) і шукати той, в якому є пошкоджені панелі. Поступове збільшення відхилення коефіцієнтів  $k_1-k_6$ , визначених за ретроспективними даними і поточними, свідчить про розвиток дефектів. Визначення тенденції зміни  $k_1-k_6$  дозволяє прогнозувати розвиток дефектів [216].

Визначення оптимальної зони нечутливості визначається за допомогою теорії чутливості [49, 63, 65, 218]. Багато досліджень присвячено саме застосуванню теорію аналізу чутливості динамічних систем, зокрема існує цілий клас динамічних систем, до яких відносяться і ЕЕС з ВДЕ, зміна станів яких розподілена в часі та просторі.

Зокрема в [65] зазначено, що основні проблеми полягають у розробці відповідних математичних моделей, які враховують динаміку

досліджуваного об'єкта. Складність задач визначення впливу технічного стану обладнання ФЕС на його генерування, головним чином, мають багаторівневу територіальну і часову ієрархію та характеризуються випадковим характером збурень, що діють на системи, зміною в часі параметрів досліджуваних об'єктів, багатомірністю та нелінійним характером останніх.

Не дивлячись на те, що багато задач визначення технічного стану динамічних систем знайшли свій розв'язок, подальше їх розповсюдження та вдосконалення залишається актуальним, у зв'язку з широким впровадженням сучасних засобів обчислювальної техніки та інформаційних технологій [219]. Впровадження їх у SCADA передбачає широку автоматизацію основних функцій процесу керування ВДЕ: збору та обробки інформації, прийняття рішень з управління станами, їх техніко-економічного аналізу та автоматизації основних функцій керування з врахуванням обмежень, які зумовлені зміною технічного стану обладнання ВДЕ, метеорологічних факторів, вимогами системного оператора. Сукупність сучасних ЕОМ, математичних методів моделювання та вимірювальних технічних засобів, що реалізують ідентифікацію технічного стану, дозволяє перейти на якісно новий рівень визначення технічного стану ФЕМ.

Однак, відомі методи теорії чутливості, які ґрунтуються на використанні функцій чутливості або градієнтів досліджуваних властивостей системи, є недостатньо ефективними для аналізу та синтезу систем визначення технічного стану обладнання і його впливу на якість функціонування системи в цілому. Причини тут і в структурі самої системи, і в особливостях формування її станів [220]. В даній роботі розглядається один з можливих способів вирішення проблеми чутливості складної динамічної системи. В основу запропонованого методу покладено засоби теорії подібності, зокрема критеріальне моделювання [65, 171, 215, 217].

Особливістю використання критеріального методу є те, що оцінка чутливості здійснюється у відносних одиницях (див. рис. 4.24), оскільки визначення зони нечутливості  $P$  в іменованих одиницях пов'язано з низкою

складностей. Метеорологічні фактори  $mf_{*i}$  під час оцінки чутливості  $P$  також задаються у відносних одиницях.

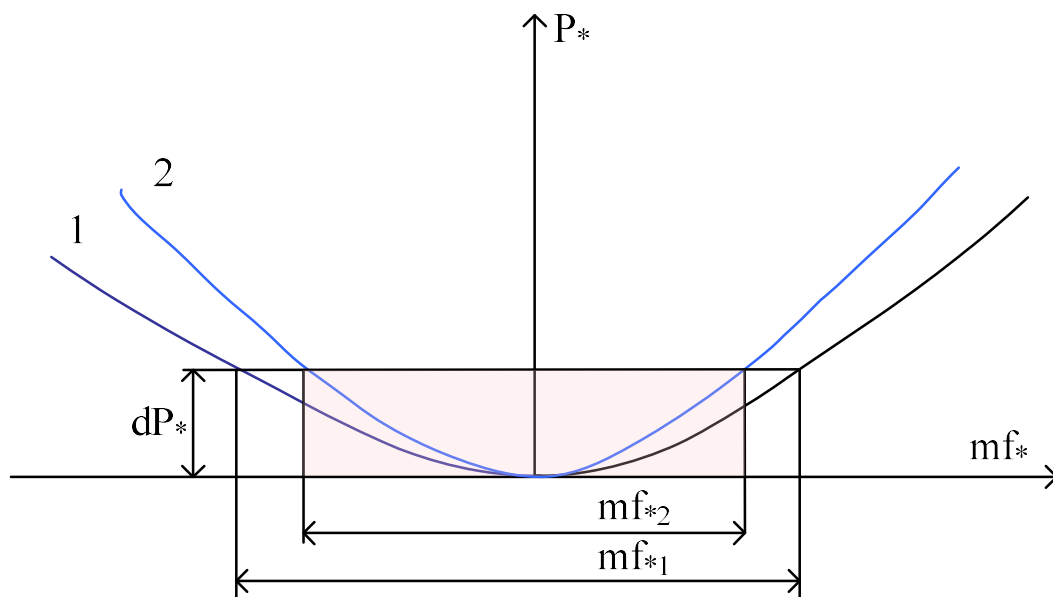


Рисунок 4.24 – Приклад критеріальних залежностей потужності генерування від зміни метеорологічних факторів

У відносних одиницях задача розподілу допусків може бути розв’язана в такий спосіб. Визначаються гранично допустимі значення метеорологічних факторів  $mf_{*i}^-$  і  $mf_{*i}^+$  [217]:

$$mf_{*i}^- = \left( \frac{\alpha - \beta}{-\beta} \frac{a}{1 + \delta F_{*i}} \right)^{-1/\alpha}, \quad (4.25)$$

$$mf_{*i}^+ = \left( \frac{\alpha - \beta}{\alpha} \frac{b}{1 + \delta F_{*i}} \right)^{-1/\beta}. \quad (4.26)$$

де  $\delta P_*$  – задане допустиме відхилення потужності генерування ВДЕ від його ретроспективного (оптимального) значення у відносних одиницях;  $a$ ,  $b$ ,  $\alpha$  і  $\beta$  – коефіцієнти функції (двочленного полинома), якою апроксимується залежність  $P_* = f(mf_*)$ :

$$P_* = a mf_*^\alpha + b mf_*^\beta. \quad (4.27)$$

Використовуючи ці дані, обчислюються граничні значення полів допусків:

$$\delta mf_{*i}^{np} = mf_{*i}^+ - mf_{*i}^-, \quad i = \overline{1, m}.$$

Для метеорологічних факторів визначаються вагові коефіцієнти, що відображають їхній регулювальний ефект. В критеріальній системі відносних одиниць вони нормуються до одиниці [215]. У цьому випадку вагові коефіцієнти визначаються в такий спосіб:

$$v_i = \frac{\delta mf_{*i}^{np}}{\sum_{i=1}^m \delta mf_{*i}^{np}}. \quad (4.28)$$

Тоді значення допуску для  $i$ -го метеорологічного фактора визначиться:

$$\delta mf_{*i} \leq \frac{v_i \delta P_*}{|\mu_i|}, \quad (4.29)$$

де  $\mu_i = \frac{\partial P_*}{\partial mf_{*i}} = a_i \alpha_i mf_{*i}^{\alpha_i - 1} + b_i \beta_i mf_{*i}^{\beta_i - 1}$  – з врахуванням апроксимації функції позиномом [220].

Допуски, визначені за допомогою формули (4.29), відображають вплив метеорологічних факторів на генерування ВДЕ. Задані на підставі обчислених допусків  $\delta mf_{*i}$  зони нечутливості дозволяють більш обґрунтовано і з більшою ефективністю враховувати їх значення для визначення генерування ВДЕ. Розглянутий спосіб розподілу допусків за допомогою критеріальних моделей не єдиний. У залежності від обраної системи відносних одиниць нормування може бути виконано не тільки до одиниці [221]. Так у диференціальній системі відносних одиниць, розробленої саме для аналізу відповідності поточного генерування ретроспективному, що відповідає таким значенням метеорологічних



факторів, які не виходять за допустимі межі, коефіцієнт нормування стосовно до критерію оптимальності, записаного в критеріальній формі

$$P_* = \sum_{i=1}^m \pi_i \prod_{j=1}^n mf_{*j}^{\alpha_{ji}},$$

де  $\pi_i = \frac{a_i \prod_{j=1}^n mf_j^{\alpha_{ji}}}{P_o}$  – критерії подібності, а  $m$  і  $n$  відповідно кількість

членів у цільовій функції і кількість змінних.

#### 4.4.3 Розробка коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ

Запропоновано використовувати коефіцієнти-індикатори, які вказують на аномальну роботу ФЕМ у стрінгу і фактично сигналізують на наявність проблеми в роботі стрінгу, а врахування їх чутливості до зміни метеорологічних контрольованих факторів виключає помилкові рішення [216]. Порядок розрахунку коефіцієнтів-індикаторів наступний. Визначається:

1. Різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів  $I_{\text{сеп.сmp.}}$  і поточним значення струму генерування конкретного досліджуваного стрінгу  $I_{\text{сmp.i}}$ :

$$k_1 = \frac{\sum_{i=1}^n (I_{\text{сеп.сmp.}} - I_{\text{сmp.i}})}{I_{\text{сеп.сmp.}}} \cdot 100. \quad (4.30)$$

2. Максимальна різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів  $I_{\text{сеп.сmp.}}$  і поточним значення струму генерування конкретного досліджуваного стрінгу  $I_{\text{сmp.i}}$ :

$$k_2 = \max \frac{(I_{\text{сеп.сmp.}} - I_{\text{сmp.i}})}{I_{\text{сеп.сmp.}}} \cdot 100. \quad (4.31)$$

3. Дисперсія середнього значення струму всіх стрінгів  $I_{\text{сеп.сmp.i}}$  та дисперсія струму стрінга  $I_{\text{сmp.i}}$ :

$$k_3 = \sum_{i=1}^n \left( I_{cmp.i} - \overline{I_{cmp.}} \right), \quad (4.32)$$

$$k_4 = \sum_{i=1}^n \left( I_{cep.cmp.i} - \overline{I_{cep.cmp.}} \right). \quad (4.33)$$

4. Різниця у відсотках між середнім струмом всіх стрінгів  $I_{cep.cmp.}^{t_{max}(I_{cep.cmp.})}$  та струмом стрінгу  $I_{cmp.i}^{t_{max}(I_{cmp.i})}$  в точці (момент) максимального генерування:

$$k_5 = \frac{I_{cep.cmp.}^{t_{max}(I_{cep.cmp.})} - I_{cmp.i}^{t_{max}(I_{cmp.i})}}{I_{cep.cmp.}^{t_{max}(I_{cep.cmp.})}}. \quad (4.34)$$

Різниця у відсотках між середнім значенням струму всіх стрінгів  $I_{cep.cmp.}^{t_{min}(I_{cep.cmp.})}$  та струмом стрінгу  $I_{cmp.i}^{t_{min}(I_{cmp.i})}$  в точці (момент) мінімального генерування:

$$k_5 = \frac{I_{cep.cmp.}^{t_{min}(I_{cep.cmp.})} - I_{cmp.i}^{t_{min}(I_{cmp.i})}}{I_{cep.cmp.}^{t_{min}(I_{cep.cmp.})}}. \quad (4.35)$$

На рис. 4.25 і 4.26 показано приклади виявлення пошкоджень на ФЕС, які виявлені за допомогою розробленого програмно-апаратного комплексу. В Додатку Б приведені пошкодження технічного стану ФЕС Писарівська.

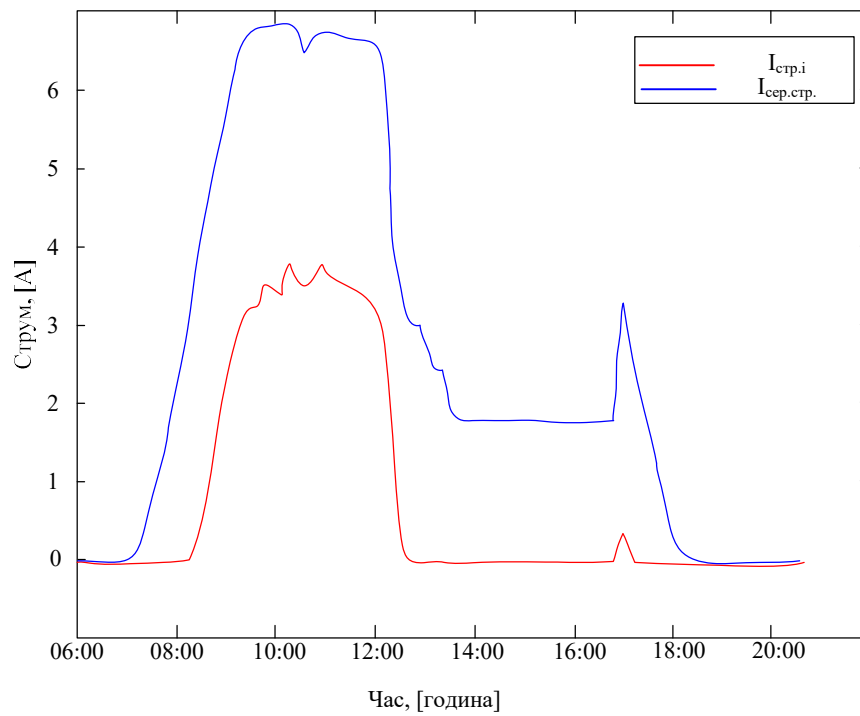


Рисунок 4.25 – Приклад несправності давача струму

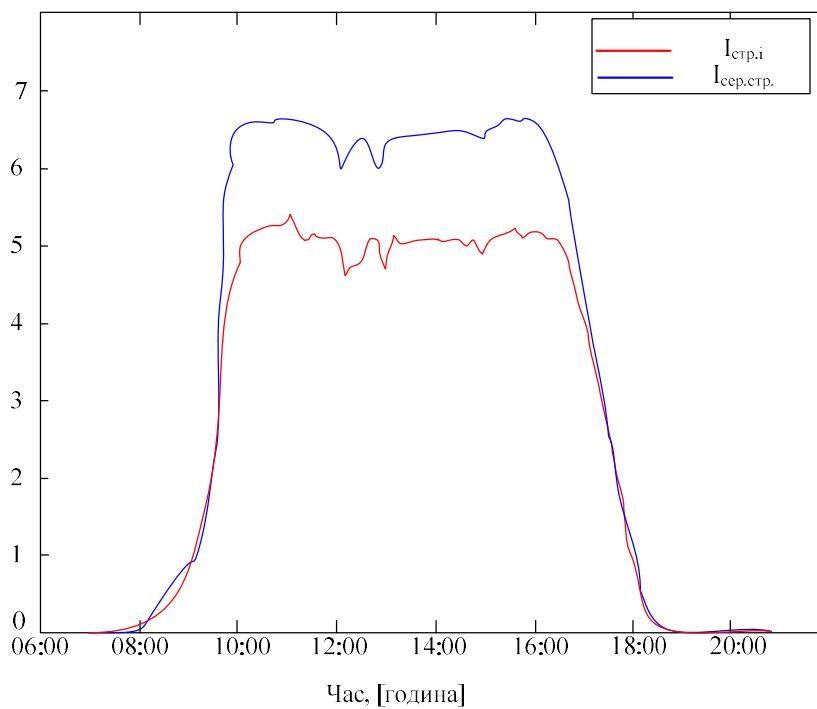


Рисунок 4.26 – Приклад наявності «гарячих точок»

Запропонований комплекс працює наступним чином (див. рис. 4.23). Накопичуються дані про значення потужності генерування станції та

струмах стрінгів за певних метеорологічних факторах (Блок 1), поточні значення метеорологічних факторів порівнюються з ретроспективними (Блок 5), формується множина таких наборів, при яких метеорологічні фактори не виходять за зону нечутливості, межі якої визначені критеріальним методом (Блок 4). Поточне значення потужності порівнюється з ретроспективним, при однакових чи наближених метеорологічних факторах з сформованої множини (Блок 6). Для додаткової перевірки та виключення похибки, пропонується також потужність генерування порівнювати з розрахунковим значенням, визначеним з використанням нейро-нечіткої мережі (Блок 3) (навчальна вибірка і система логічних рівнянь попередньо коригується експертами з врахуванням особливостей роботи конкретної станції (Блок 2)). У випадку невідповідності поточного значення ретроспективному і розрахунковому, робиться висновок про потребу додаткових досліджень, а саме розрахунок коефіцієнтів-індикаторів для локалізації області пошуку пошкодженої панелі та визначення коефіцієнту залишкового ресурсу (Блок 7), що дозволить ідентифікувати стан панелі (Блок 8) та спрогнозувати розвиток дефекту.

#### **Висновки до розділу 4**

На нерівномірність генерування ВДЕ впливають не лише метеорологічні фактори, а й технічний стан обладнання ФЕС. Оскільки ФЕМ експлуатуються в Україні досить нетривалий період і більшість ФЕМ є на гарантійному обслуговуванні, тому відповідно проблем з діагностуванням не виникало, а власники у разі виявлення пошкоджень замінювали ФЕМ по гарантії. Але з впровадженням процедури відшкодування гарантованому покупцю частки вартості небалансів електричної енергії для всіх виробників ВДЕ питання стабільного і прогнозованого генерування є більш актуальним, оскільки невідповідність заявленого генерування реальному передбачає фінансову відповідальність. Достовірне прогнозування генерування ФЕС неможливе без визначення їх технічного стану, адекватного планування

обсягів і термінів ремонтних робіт і т.д. Також, треба враховувати, що деякі ФЕМ мають різні темпи деградації, що пов'язано з технологією виробництва та особливостями навколишнього середовища, де експлуатуються ФЕМ.

Досліджено пошкоджуваність зарубіжних і вітчизняних ФЕС, а саме проаналізовано роботу ФЕС, яка експлуатується більше 15 років, та розташована в Чехії, а також роботу ФЕС, які розташовані в Україні. В роботі для врахування впливних факторів на технічний стан обладнання ФЕС розроблено дерево пошкоджень для ФЕС і ФЕМ з використанням методики FTA.

Розроблено метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ і, в залежності від результату, зробити висновок про один зі станів ФЕМ (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування такого стану.

Розроблено метод моніторингу та виявлення несправностей в режимі онлайн ФЕМ, які експлуатуються на ФЕС. Він базується лише на інформації, зібраній SCADA системами ФЕС та досвіду експлуатаційного персоналу. В якості вхідних даних використовуються метеорологічні фактори, які впливають на обсяг генерування ФЕС, таких як сонячне випромінювання, температура навколишнього середовища, струм кожного стрінгу.

Запропоновано визначати критеріальним методом зони нечутливості генерування до впливу метеорологічних факторів, які зумовлені точністю вимірювальних приладів, різною кореляцією зміни генерування і метеорологічних факторів та ін. Під час випробовувань, це дозволить виявити забруднення ФЕМ, несправності датчиків, а також пошкодження самих ФЕМ, наприклад наявність дефекту «гарячі точки», тощо. Запропоновано метод визначення залишкового ресурсу, що реалізований на платформі MATLAB, може бути легко інтегрованим у веб-сервер з прямим зв'язком із SCADA ФЕС та базами даних для роботи в режимі реального часу.

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

В монографії вирішена важлива науково-прикладна проблема обґрунтування методів, математичних моделей та способів підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі електроенергії енергетичних систем шляхом підвищення точності погодинного прогнозування генерування ФЕС на наступну добу уточненням фактичного вироблення електроенергії ФЕС. В роботі одержані наступні наукові та практичні результати:

1. Сформовано особливості функціонування ВДЕ в Україні та у світі і їх вплив на ЕЕС в сучасних умовах, а також виділено основні негативні ознаки електричних мереж, що зменшують ефективність ВДЕ, зокрема проблеми балансування в електроенергетичних системах, які спричинені недостатнім обсягом маневреної потужності в ОЕС України. Тому обґрунтовано шляхи врахування типу джерел живлення, рівня напруги, графіку споживання, нерівномірності графіку генерування, що дасть змогу досягти максимальних результатів при коригуванні енергетичної стратегії та розвитку відновлюваної енергетики конкретного регіону. Показано, що нормальний стан електричних мереж енергосистеми є важливою умовою для реалізації ефективного використання ВДЕ.

2. Розроблено метод визначення впливних метеорологічних факторів на генерування ВДЕ в залежності від локації з використанням кореляційно-регресійного аналізу, а саме коефіцієнтів Спірмена, Кендела та Пірсона, яка реалізована за допомогою програмно-апаратного комплексу в ПК LabView. Таким чином, визначаються прогнозні значення впливових факторів, а потім за їхніми значеннями визначається генерування ВДЕ з використанням аналітичних залежностей та побудованих регресійних рівнянь індивідуально для кожної електричної станції або для групи станцій, об'єднаних в балансуєчу групу.

3. На підставі дослідження пошкоджуваності зарубіжних і вітчизняних

ФЕС розроблено математичну модель для оцінювання технічного стану ФЕС і визначення залишкового ресурсу для врахування участі їх в керуванні режимами ЕЕС. Для врахування впливних факторів на технічний стан обладнання ФЕС розроблено дерево пошкоджень для ФЕС і ФЕМ з використанням теорії ФТА. Розроблено метод ідентифікації технічного стану ФЕМ з використанням нейро-нечіткого моделювання, що дозволило розробити блок-схему і макет програмно-апаратного комплексу визначення пошкоджених модулів онлайн з застосуванням теорії чутливості.

4. Адаптовано критерій оптимальності керування параметрами електроенергетичної системи з ВДЕ, що мають нерівномірний графік генерування, шляхом введення в вектор спостереження та вектор керування прогнозного значення їх потужності та потужності керованих ВДЕ і накопичувачів відповідно, що дозволило підвищити їх енергоефективність при керуванні режимами ЕЕС. Складаються такі умови, що ВДЕ займає чільне місце в балансі електроенергії ЕЕС і завдяки їх економічності та надійності є підстави для їх інвестування та розбудови.

5. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів, математичних моделей і програмних засобів підтверджено обчислювальними та практичними експериментами для реальних електричних станцій, що використовують ВДЕ. Розроблені програмні засоби для визначення множини впливових факторів на генерування ВДЕ в залежності від їх локації та метод визначення технічного стану фотоелектричних модулів передано для дослідної експлуатації до ТОВ «Українські технологічні продукти» та ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ».

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. IRENA (2019). Renewable capacity statistics. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019> (дата звернення: 15.11.2020).
2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Чинний від 2014-11-03. Вид. офіц. Київ : Міненерговугілля України, 2014. 60 с. (Інформація та документація).
3. СОУ НЕК 341.001:2019 Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України. Чинний від 2019-01-28.. Вид. офіц. Київ : ДП «НЕК «Укренерго», 2019. 27 с. (Інформація та документація).
4. Безвуглецева енергетика – вітер у кишнях споживача або ядерне заощадження. URL: <https://www.unian.ua/economics/energetics/10477752-bezvugleceva-energetika-viter-u-kishnyah-spozhyvacha-abo-yaderne-zaoshchadzhennya.html> (дата звернення: 15.11.2020).
5. Tyagunov M. Distributed energysystem's is the future of the world's power industry. *In 2017 2nd International Conference on the Applications of Information Technology in Developing Renewable Energy Processes & Systems (IT-DREPS): the materials of international conference, Amman, Jordan, 6-7 Dec. 2017. Amman. 2017. P. 1 – 4.*
6. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця : ВНТУ, 2014. 204 с.
7. Distribution of wind power generation dependently of meteorological factors / Rubanenko O., Miroshnyk O., Shevchenko S., Yanovych V., Danylchenko D., Rubanenko O. *In 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek) : the materials of international conference, Kharkiv, Ukraine, 5-10 Oct. 2020. Kharkiv. 2014. P. 472 – 477.*



8. Підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж / Бондаренко Р. В., Довгалюк О. М., Омеляненко Г. В., Піротті О. Є., Сиром'ятнікова Т. В. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2018. Вип. 195. С. 69 –71.

9. Bajaj M., Singh A. Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *International Journal of Energy Research*, 2020. Vol. 44. No. 1. P. 26 – 69.

10. Conka Z. Impact of renewable energy sources on power system stability. *Scientific Journal of Riga Technical University*. 2014. Vol. 32. P. 29 – 34.

11. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Information support for the task of estimation the quality of functioning of the electricity distribution power grids with renewable energy source. *In 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2020): the materials of international conference, Kyiv, Ukraine, 12-14 May 2020*. Kyiv. 2017. P. 168 – 171.

12. Research on instability of distributed renewable energy power access to distribution network / Y. He, F. Li, X. Wang, S. Shen, K. Zhu. *In 2019 IEEE 3rd Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC): the materials of international conference, Chengdu, China, 15-17 March 2019*. Chengdu. 2019. P. 38 – 41.

13. В Україні 50% електромереж потребують негайного капремонту. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/v-ukraini-50-elektromerezh-potrebuiut-nehainoho-kapremontu> (дата звернення: 15.11.2020).

14. Матвійчук В. А., Рубаненко О. О., Явдик В. В. Аналіз режимів роботи мікроелектромереж і методів керування ними. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, 2017. № 1 (96). С. 133 – 136.

15. Gundebommu S. L., Rubanenko O., Hunko I. Analysis of Three-level Diode Clamped Inverter for Grid-connected Renewable Energy Sources. *2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE) : the materials of international conference, Lviv-Slavske,*

Ukraine, 15-18 Sept. 2019. Lviv-Slavske. 2019. P. 1 – 6.

16. Ritchie H., Roser M. Renewable Energy. URL: <https://ourworldindata.org/renewable-energy#citation> (дата звернення: 16.08. 2020).

17. A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent. URL: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en) (дата звернення: 14.08. 2020).

18. Shinn L. (2018). Renewable Energy: The Clean Facts. URL: <https://www.nrdc.org/stories/renewable-energy-clean-facts> (дата звернення: 15.08. 2020).

19. IEA. Global Energy Review 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020> (дата звернення: 16.08. 2020).

20. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2018 році. Постанова НКРЕКП № 440 від 29.03.2019. URL: [https://www.nerc.gov.ua/index.php/map\\_9/data/filearch/Materialy\\_zasidan/2018/?id=39678](https://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/2018/?id=39678) (дата звернення: 16.08. 2020).

21. У 2020 році встановлена потужність ВЕС та СЕС зросла на 41%, а їхня частка у структурі виробництва електроенергії — вдвічі. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/> (дата звернення: 16.08. 2020).

22. Lezhniuk P., Kravchuk S., Polishchuk A. Selfoptimization local electric systems modes with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2019. Vol. 95. No.6. P. 27 – 31.

23. Lezhnuk P., Rubanenko O., Hunko I. Optimal management of small hydroelectric plants power generation in local electrical systems. *Lecture Notes in Mechanical Engineering*. 2019. P. 289 – 298.

24. Lezhniuk P., Kravchuk S., Buslavets O. Selfoptimization modes of electric grids with renewable energy sources using the principle of least action.

2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2019) : the materials of international conference, Kyiv, Ukraine, 17-19 April 2019. Kyiv. 2019. P. 33 – 36.

25. Kuchanskyi V., Nesterko A., Rubanenko O., Hunko I. Modes of electrical systems and grids with renewable energy sources. Riga, Latvia, European Union: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. 210 p.

26. Hydroelectric power generation for compensation instability of non-guaranteed power plants / Rubanenko O., Yanovych V., Miroshnyk O., Danylchenko D. 2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS) : the materials of international conference, Istanbul, Turkey, 7-11 Sept. 2020. Istanbul. 2020. P. 52 – 56.

27. Рубаненко О. О., Янович В. П., Гунько І. О. Аналіз роботи ВДЕ в розподільних мережах та шляхи компенсації їх нестабільності. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2019. № 5. С. 176 –179.

28. Assessment of the power quality in electric networks with wind power plants / Gundebommu S. L., Hunko I., Rubanenko O., Kuchanskyu V. 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS) : the materials of international conference, Kyiv, Ukraine, 12-14 May 2020. Kyiv. 2020. P. 190-194.

29. Домбровський О., Гелетуха Г. Україні потрібна нова "зелена" енергетична стратегія. URL: <https://www.epravda.com.ua/rus/columns/2020/01/3/655486/> (дата звернення: 16.08. 2020).

30. IRENA. Electricity generation trends. Navigate through the filters to explore trends in renewable energy. URL: <https://www.irena.org/> (дата звернення: 16.08. 2020).

31. Owusu P. A., Asumadu-Sarkodie S. A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. *Cogent Engineering*. 2016. Vol. 3. No. 1. 14 p.

32. Battery energy storage technologies for sustainable electric vehicles and grid applications / Lakshmi G. S., Olena R., Divya G., Oleksandr R. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, Vol. 1495. URL:

[https://iopscience.iop.org/article /10.1088/1742-6596/1495/1/012014](https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1495/1/012014) (Дата звернення: 02.09. 2020).

33. Тучинський Б. Г., Кудря С. О., Іванченко І. В., Іванчук В. Ю. Невідворотність переходу України до відновлюваної енергетики. *Відновлювана енергетика*, 2020. № 4(63). С. 6 – 21.

34. Márquez J. L., Molina M. G., Pacas J. M. Dynamic modeling, simulation and control design of an advanced micro-hydro power plant for distributed generation applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010. V. 35, No. 11, P. 5772-5777.

35. ІЕА. (2020). Hydropowers. URL: <https://www.iea.org/reports/hydropower> (Дата звернення: 02.09. 2020).

36. I. H. Association, The 2018 Hydropower Status Report, 2018, URL: [https://hydropower-assets.s3.eu-west-2.amazonaws.com/publications-docs/iha\\_2018\\_hydropower\\_status\\_report\\_4.pdf](https://hydropower-assets.s3.eu-west-2.amazonaws.com/publications-docs/iha_2018_hydropower_status_report_4.pdf). (Дата звернення: 02.09. 2020).

37. (2019). Ринок електроенергії: У Міненерго побоюються щодо обсягу балансуєчих резервів. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/2749714-rinok-elektroenergii-u-minenergo-pobouutsa-sodo-obsagu-balansuucih-rezerviv.html>. (Дата звернення: 02.09. 2020).

38. Находов В. and З. А. (2020). Активное участие в выравнивании суточных графиков нагрузки энергосистемы может принести от 200 млн до 1 млрд грн в год. 2020. URL: <http://reform.energy/news/aktivnoe-uchastie-v-vyravnivanii-sutochnykh-grafikov-nagruzki-energositemy-mozhet-prinesti-ot-200-mln-do-1-mlrd-grn-v-god-uchenye-13421> (Дата звернення: 02.09. 2020).

39. Находов В. Усовершенствование новой модели рынка электроэнергии путем управления режимами электропотребления (научное мнение). 2020. URL: <http://reform.energy/news/usovershenstvovanie-novoy-modeli-rynka-elektroenergii-putem-upravleniya-rezhimami-elektropotrebleniya-nauchnoe-mnenie-13412> (Дата звернення: 02.09. 2020).

40. Розробка газогенераторного котла для отримання теплової енергії в сільському господарстві шляхом використання біовідходів. Матвійчук В. А., Веселовська Н. Р., Дмитришен О. М., Рубаненко О. О.

*Науковий вісник Національного університету біоресурсів і природокористування України*, Vol. 209, No. 1, С. 76 – 84, 2015.

41. Комар В. О. Проблеми використання фотоелектричних станцій в електроенергетичній системі України. 2020, URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/30711/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%80.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (Дата звернення: 02.09. 2020).

42. Лежнюк П. Д., Гунько І. О., Рубаненко О. О. Вплив РДЕ на втрати активної потужності в ЛЕС. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, 2015. № 3, С. 84 – 88.

43. (2020). Черговий крок до врегулювання роботи Систем Накопичення Енергії (СНЕ) в Україні - done! URL: <https://www.facebook.com/201417793690822/posts/1036716246827635/> (Дата звернення: 15.09. 2020).

44. Рубаненко О. О. Використання біоресурсів для компенсації нестабільності вітрових і сонячних електричних станцій з метою забезпечення незалежного електропостачання підприємств АПК. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки*. 2018. № 196. С. 8 – 9.

45. Матвійчук В. А., Собчук Н. В., Рубаненко О. О. Використання локальних джерел електроенергії для оптимізації структури ЕЕС. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2018. № 4. С. 208 – 214.

46. Матвійчук В. А. Ефективність використання біогазогенератора в АПК України. Матвійчук В. А., Собчук Н. В., Слободянюк О. В., Рубаненко О. О. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2017. № 4. С. 114-119.

47. Рубаненко О. О. Дослідження можливості створення мікромереж з використанням розосереджених джерел енергії (біомаси). *Вісник Хмельницького національного університету*. 2016. № 2(235). С. 216 – 220.

48. Рубаненко О. О. Мікроелектромережі як засіб підвищення надійності електропостачання підприємств в АПК. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра*

Василенка. *Технічні науки. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*, 2016. № 175. С. 43 – 45.

49. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96, No. 10, P. 32 – 38.

50. Petrushenko O. Y., Petrushenko Y. O., Rubanenko E. A. The dvoistoy problem solution of the optimal control by normal regimes of EPS with using neurofuzzy modelling. *Technical Electrodynamics*, 2012. №. 2, P. 36 – 37.

51. Lezhniuk P., Komar V., Teptya V., Rubanenko O., Principle of the least action in models and algorithms optimization of the conditions of the electric power system. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96. № 8. P. 88 – 94.

52. Lezhniuk P., Teptya V., Komar V., Rubanenko O. Principle of least action in models and algorithms of optimisation states power system. *Modeling, Control and Information Technologies: Proceedings of International scientific and practical conference*, 2019. P. 173 – 176.

53. Lakshmi G. S., Rubanenko O., Hunko I. Control of the Sectioned Electrical Network Modes with Renewable Energy Sources. *2021 International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET)*, 2021, P. 1 – 6.

54. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Керування режимами секціонованих розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, 2020. № 2, С. 42 – 49.

55. Rubanenko O., Grishchuk M., Rubanenko O. Planning of the experiment for the defining of the technical state of the transformer by using amplitude-frequency characteristicю *Przeglad Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96, No. 3. P. 119 – 124.

56. Hashemi-Dezaki H., Rubanenko O., Hryshchuk M., Rubanenko O. Optimal techno-economic sequence-based set of diagnostic tests for distribution transformers using genetic algorithm. *Periodica polytechnica Electrical*

*engineering and computer science*, 2020. Vol. 64, №. 4. P. 406– 411.

57. Моніторинг технічного стану електричних мереж з ізольованою нейтраллю на основі розподіленої системи RC-фільтрів з обмежувачами перенапруг та телеметрією напруг. Матвієнко С. В., Янович В. П., Рубаненко О. О., Явдик. В. В. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, 2018, № 2. С. 48 – 53.

58. Kuchansky V., Rubanenko O. Influence assesment of autotransformer remanent flux on resonance overvoltage. *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering and Computer Science*, 2020. Vol. 3, P. 233 – 250.

59. Measures and technical means for increasing efficiency and reliability of extra high voltage transmission lines. Kuchansky V., Paul S., Rubanenko O., Hunko I. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96, №. 11. P. 135 – 141.

60. Про затвердження Кодексу системи передачі, 2018. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=31909> (Дата звернення:15.09. 2020).

61. (2019). Постанова 26.04.2019 № 641 Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та за аукціонною ціною. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19> (Дата звернення:15.09. 2020).

62. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Постанова від 12 червня 2018 року № 374 м. Київ. Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення. URL:[https://ips.ligazakon.net/document/view/GK39942?ed=2021\\_02\\_03&an=4232](https://ips.ligazakon.net/document/view/GK39942?ed=2021_02_03&an=4232) (Дата звернення:15.09. 2020).

63. The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units. Lezhniuk P., Rubanenko O., Komar V., and Sikorska O. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 2020, P. 247-252.

64. Astakhov Y. N, Lezhnyuk P. D. Optimization of electric-network

regimes by the criterial-programming method. *Power Engineering (New York) (English Translation of Izvestiya Akademii Nauk SSSR, Energetika i Transport, 1979. Vol. 17, No. 1.*

65. Lezhniuk P., Rubanenko O. Optimal solutions sensitivity analysis in complex systems in relative units. *Chapter of book: Scientific research of the XXI century.* 2021. Volume 2. P.111 – 118.

66. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами електроенергетичних систем критеріальним методом з використанням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник ВПІ, Лис.* 2010. Вип. 1, С. 127–130.

67. Петрушенко О. Ю., Рубаненко О. О. Розв'язання двоїстої задачі оптимального керування електричною системою із застосуванням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник ВПІ, Лис* 2010. Вип. 6. С. 114 –117.

68. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС критеріальним методом з застосуванням нейро-нечіткого моделювання. УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2012. Монографія, Вінниця: ВНТУ, 2012, 136 с., ISBN 978-966-641-468-0.

69. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами електроенергетичних систем критеріальним методом з використанням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту.* 2012. № 1. С. 127 – 130.

70. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Нормування втрат електроенергії в електричних мережах агропромислового комплексу критеріальним методом з застосуванням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» Серія «Нові рішення в сучасних технологіях».* 2016. № 18 (1190). С. 60 – 65.

71. Кулик В. В., Кириченко В. Ф. Оцінювання балансової надійності відновлюваних джерел електроенергії у розподільних мережах з урахуванням типових графіків генерування та споживання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту,* 2018. №. 1, С. 73-79.



72. Мастицкий С. Э. (2020). Анализ временных рядов с помощью R. URL: <https://ranalytics.github.io/tsa-with-r> (дата звернения:15.09. 2020).
73. Афанасьев В.Н., Юзбашев М. М., Анализ временных рядов и прогнозирование. МОСКВА: «ФИНАНСЫ И СТАТИСТИКА» 2001.
74. Лоскутов А. Ю. Анализ временных рядов. URL: [https://chaos.phys.msu.ru/loskutov/PDF/Lectures\\_time\\_series\\_analysis.pdf](https://chaos.phys.msu.ru/loskutov/PDF/Lectures_time_series_analysis.pdf) (дата звернения:15.09. 2020).
75. M. Belik, "Efficiency of auxiliary mounted passive solar systems," Renewable Energy and Power Quality Journal, Article vol. 1, no. 15, pp. 702 – 706, 2017, Art. no. 439.
76. Кобзарь А. И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. М.: Физматлит, 2006. 816 с.
77. Bělík M., Škorpil J., Muhlbacher J. Mathematical model of 20 kWp photovoltaic system. *Proceedings of the 4th International Scientific Symposium on Electric Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2007*, P. 197 – 199.
78. Айвазян С.А., Мхитарян В.С. Эконометрика, статистика. Издательство: Юнити Формат:. 1998, р. 1000. URL: <https://institutiones.com/download/books/3045-prikladnaya-statistika-osnovu-ekonometriki.html>. (Дата звернения:15.09. 2020).
79. Кирьянов В. , Кирьянова Е.Н. Вычислительная физика – М.: Полибук Мультимедиа, 2006. 352 с.: ил.ISBN 5-902932-02-5.
80. Jaladi K. K., Kumar S., Saini L. M. ANFIS Controlled Grid Connected Electric Vehicle Charging Station Using PV Source. *2020 First IEEE International Conference on Measurement, Instrumentation, Control and Automation (ICMICA)*, 2020, P. 1-5.
81. Преобразование Фурье. Моделирование в энергетике URL: <http://simenergy.ru/math-analysis/digital-processing/82-fourier-transform> (дата звернения: 15.09.2020).
82. Osgood B. The Fourier Transform and its Applications. URL: <http://cau.ac.kr/~mhhgtx/courses/AdvancedMath/references/FTandApplications.pdf> (дата звернения:15.09. 2020).

83. Лежнюк П. Д. Мірошник О. О. Застосування перетворень Фур'є та вейвлет-спектрограм для ідентифікації спотворень режимів роботи розподільних мереж 0,38/0,22 кв, *Вісник ВПІ*, Бер 2015, Вип. 1, С. 71–79.
84. Перелигін Б. В., Ткач Т. Б., Гор'єв С. А. Спектрально-часовий аналіз даних моніторинга: навчальний посібник. Одеський державний екологічний університет. Одеса: ТЕС, 2017. 124 с.
85. Витязев В.В. Вейвлет-анализ временных рядов. СПб.: Изд-во С.-Петербург. ун-та, 2001. – 58 с.
86. Столбова А. А. Разработка и программная реализация алгоритмов непрерывного вейвлет-преобразования временных рядов с регулярной дискретизацией. *Программные продукты и системы*, 2017. № 4, С. 765 – 769.
87. Власов А. А., Иволгин В. И. Практическая реализация Фурье- и вейвлет-анализа временных рядов, полученных в эксперименте. *Вестник ТГУ*, 2004. т.9. №.4. С. 498-501
88. С. Чорний. (2020). Нові правила гри для виробників електричної енергії з відновлювальних джерел енергії в Україні. URL: <https://eba.com.ua/novi-pravy-la-gry-dlya-vyrobnykiv-elektrychnoyi-energiyi-z-vidnovlyuvalnyh-dzherel-energiyi-v-ukrayini/> (дата звернення:15.09. 2020).
89. Лысяк А. С., Рябко Б. Я. Методы прогнозирования временных рядов с большим алфавитом на основе универсальной меры и деревьев принятия решений. *Вычислительные технологии*, 2014. № 19. С. 76 – 93.
90. Повноцінна енергетична біржа: як працює ринок "на добу наперед" (2019). URL: <https://www.epravda.com.ua/projects/promarket-energo/2019/12/12/654707/> (дата звернення:15.09. 2020).
91. Громова Н. М., Громова Н. И. Основы экономического прогнозирования. Москва: Академия Естествознания, 2006. ISBN: 978-5-91327-005-4.
92. Лежнюк П. Д., Кравчук С. В. Котилко І. В. Фотоелектричні станції як елемент енергоефективного електропостачання, *Опт-ел. інф-енерг. техн.*, вип. 38, вип. 2. С. 100–106

93. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. Regimes Balancing in the Local Electric System with Renewable Sources of Electricity. *2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE)*, P. 1 – 4.
94. Forecasting Hourly Photovoltaic Generation On Day Ahead. Lezhniuk P., Kravchuk S., Natrebskiy V., Komar V., Lesko V. *2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. P. 184 – 187.
95. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Дідіченко Є. С. Аналіз метеопараметрів для погодинного прогнозування виробітку електроенергії фотовольтаїчними електростанціями на добу наперед. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, 2017. № 1 (6). С. 27-31.
96. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії. *Відновлювана енергетика*, 2017. № 1. С. 25-32.
97. Мірошник О. В., Мороз О. М. Прогнозування обсягів недовідпуску електроенергії в аварійних режимах на базі штучних нейронних мереж. *Енергетика і автоматика*, 2014. № 3, С. 96 – 101.
98. Тимчук С. А. Методика формування нечіткої прогнозної регресійної моделі електропотреблення. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2014. № 2. С. 76 – 78,
99. Optimal Day-Ahead Self-Scheduling and Operation of Prosumer Microgrids Using Hybrid Machine Learning-Based Weather and Load Forecasting Faraji J., Ketabi A., Hashemi-Dezaki H., Shafie-Khah M., Catalão J. P. S. *IEEE Access*, 2020. Vol. 8, P. 157284 – 157305.
100. Zheng X., Ran X., Cai M. Short-Term Load Forecasting of Power System based on Neural Network Intelligent Algorithm. *IEEE Access*, 2020. P. 1-8.
101. Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy. Lezhnyuk P., Komar V., Kravchuk S., Sobchuk D. *Proceedings of the International Conference on Modern Electrical and Energy Systems, MEES 2017*, P. 324 – 327.

102. Rubanenko O., Yanovych V. Analysis of instability generation of Photovoltaic power station. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 2020, 3. 128 – 133.
103. Ивановский Р. И. Прикладные аспекты теории чувствительности," *Научно-технические ведомости СПбГПУ. Информатика. Телекоммуникации. Управление*. 2011. № 6 (1). С. 102 – 110.
104. Liu Z., Choe Y. Data-driven sensitivity indices for models with dependent inputs using polynomial chaos expansions. *Structural Safety*, 2021. Vol. 88, P. 101984.
105. Reedy. T. Understanding Solar Power System. URL: <https://www.pinterest.com/pin/263390278190699415/> (дата звернення:15.09.2020).
106. Калькулятор сонячної електростанції. (2020). URL: <https://rent techno.ua/ua/solar-calc.html> (дата звернення:18.09.2020).
107. How to calculate the annual solar energy output of a photovoltaic system? (2020). URL: <https://photovoltaic-software.com/principle-ressources/how-calculate-solar-energy-power-pv-systems> (дата звернення:10.11.2020).
108. Филенко В. В. До питання визначення дійсних геліоенергетичних ресурсів. *Проблемы машиностроения*. 2015. Т. 18, № 1. С. 67 – 72.
109. Маляренко В. А., Темнохуд О. О. Порівняння розрахункових та реальних значень генерації ФЕС потужністю 10кВт. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*, 2016. № 175. С. 119 – 121.
110. Bureau S. N. (Mar 25th, 2016). Here is how you can calculate the annual solar energy output of a photovoltaic system. URL: <https://www.saurenergy.com/solar-energy-blog/here-is-how-you-can-calculate-the-annual-solar-energy-output-of-a-photovoltaic-system> (дата звернення:10.11.2020).
111. Стаднік М. І., Рубаненко О. О., Бондаренко С. В. Аналіз ефективності генерації електроенергії на основі сонячної енергії в

Вінницькій області. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2016. № 2 (94). С. 104 – 114.

112. Стаднік М. І., Рубаненко О. О., Бондаренко С. В. Визначення рівня генерації електроенергії на сонячній електростанції відносно її встановленої потужності. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2016. № 3 (95). С. 213 – 220.

113. Стаднік М. І., Рубаненко О. О., Бондаренко С. В. Вибір встановленої потужності сонячної електростанції та її елементів. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2017. № 1 (96). С. 166 – 175.

114. Рубаненко О. О. Аналіз нестабільності негарантованих джерел енергії в електричних мережах. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2020. № 5. С. 226 – 230.

115. Lamedica R., Romito D. Z. Renewable energy integration system: Economic, environmental and energetic assessments. *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*. 2012. P. 574 – 579.

116. Knisely Charles W., Knisely K. I. Engineering communication. Cengage Learning, Inc, 18th November 2013. p. 608. ISBN: 9781285436043

117. Astafeva N. M. Wavelet analysis: basic theory and some applications. *Physics-USpekhi*, 1996. Vol. 39, No. 11, P. 1085 – 1108..

118. Self-similarity through high-variability: statistical analysis of Ethernet LAN traffic at the source level. Willinger W., Taqqu M. S., Sherman, Wilson D. V. *IEEE/ACM Transactions on Networking*, Feb. 1997. Vol. 5. No. 1. P. 71-86.

119. Сивков С. И., Методы расчета характеристики солнечной радиации. Ленинград, 1968. Л.: Гидрометеиздат, 1968. 234 с.

120. Chung M. H. Estimating Solar Insolation and Power Generation of Photovoltaic Systems Using Previous Day Weather Data. *Advances in Civil Engineering*. 2020. Vol. 2020, P. 8701368.

121. Luffman J. (2020). Solar forecasting and real-time irradiance data. Overview: Global Coverage, Rapid Update data. URL: <https://solcast.com/solar-radiation-data/inputs-and-algorithms/> (дата звернення: 1.11. 2020).

122. Forecasts for informed decisions (Solar Calculator). 2020. URL:

<https://meteoexploration.com/maproom/gfsmaps.php?lang> (дата звернення: 1.12.2020).

123. Bowden S. G. (2020). Photoplays Education Webster. Calculation of Solar Insolation. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/calculation-of-solar-insolation> (дата звернення: 1.12.2020).

124. PV Forecast for the Optimal Operation of the Medium Voltage Distribution Network: A Real-Life Implementation on a Large Scale Pilot. Dimovski A., Moncecchi M., Falabretti D., Merlo M. *Energies*, 2020. Vol. 13, No. 20, P. 5330.

125. Elmenreich W. A Model for Hourly Solar Radiation Data Generation from Daily Solar Radiation Data Using a Generalized Regression Artificial Neural Network. *International Journal of Photoenergy*, 2015. Vol. 2015, P. 1 – 13.

126. Gueymard C. Critical analysis and performance assessment of clear sky solar irradiance models using theoretical and measured data. *Solar Energy*, 1993. Vol. 51. P. 121 – 138.

127. Keith McIntosh M. A., Ben Sudbury. (2020). PV Lighthouse is a website of online resources for photovoltaic (PV) engineers and scientists. URL: <https://www2.pvlighthouse.com.au/calculators/solar%20path%20calculator/solar%20path%20calculator.aspx> (дата звернення: 1.12.2020).

128. Jan Remund S. M., Schmutz M., Graf. P. (2020). Meteonorm Software Worldwide irradiation data. Meteonorm Version 8. URL: [https://meteonorm.com/assets/publications/5BV.3.8\\_pvsec\\_2020\\_mn8.pdf](https://meteonorm.com/assets/publications/5BV.3.8_pvsec_2020_mn8.pdf) (дата звернення: 1.12.2020).

129. Mousavi Maleki S. A. H., Gomes H. C. Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited. *Energies*, 2017. No. 10. P. 1 – 28.

130. B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation," *Solar Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 1 – 19, 1960/07/01/ 1960.

131. Collares-Pereira M., Rabl A. The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and

hourly insolation values. *Solar Energy*, 1979. Vol. 22, No. 2, P. 155 – 164.

132. Garg H. P., Garg S. N. Improved correlation of daily and hourly diffuse radiation with global radiation for Indian stations. *Solar & Wind Technology*, 1987. Vol. 4, No. 2, P. 113 – 126.

133. Bakirci K. Estimation of Solar Radiation by Using ASHRAE Clear-Sky Model in Erzurum, Turkey. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2009. Vol. 31, No. 3, P. 208 – 216.

134. Machler M. A., Iqbal A. T. A modification of the ASHRAE clear sky irradiation model. *Conference proceeding by ASHRAE*, 1985. Vol. 91, P. 106 – 115,

135. Parishwad G. V., Bhardwaj R. K., Nema V. K. Estimation of hourly solar radiation for India. *Renewable Energy*, 1997. Vol. 12, No. 3. P. 303 – 313.

136. Nijegorodov N. Improved ashrae model to predict hourly and daily solar radiation components in Botswana, Namibia, and Zimbabwe. *Renewable Energy*, 1996. Vol. 9, No. 1, P. 1270 – 1273.

137. Chandrasekaran J., Kumar S. Hourly diffuse fraction correlation at a tropical location. *Solar Energy*, 1994. Vol. 53, No. 6, P. 505 – 510.

138. Erbs D. G., Klein S. A., Duffie J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 1982. Vol. 28, No. 4, P. 293 – 302.

139. Comparative study of various correlations in estimating hourly diffuse fraction of global solar radiation. Jacovides C. P., Tymvios F. S., Assimakopoulos V. D., Kaltsounides N. A. *Renewable Energy*, 2006. Vol. 31, No. 15, P. 2492 – 2504.

140. Karatasou S., Santamouris M., Geros V. Analysis of experimental data on diffuse solar radiation in Athens, Greece, for building applications. *International Journal of Sustainable Energy*, 2003. Vol. 23. No. 1-2, P. 1 – 11.

141. Lam J. C., Li D. H. W. Correlation between global solar radiation and its direct and diffuse components. *Building and Environment*, 1996. Vol. 31, No. 6, P. 527 – 535,.

142. V. Badescu, "3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance

on tilted surfaces," *Renewable Energy*, vol. 26, no. 2, pp. 221-233, 2002/06/01/2002.

143. Koronakis P. S. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area. *Solar Energy*, 1986. Vol. 36, No. 3, P. 217 – 225.

144. Tian Y. Q., Davies-Colley R. J., Gong P., Thorrold B. W., Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect. *Agricultural and Forest Meteorology*, 2001. Vol. 109.N. 1, P. 67 – 74.

145. Bugler J. W. The determination of hourly insolation on an inclined plane using a diffuse irradiance model based on hourly measured global horizontal insolation. *Solar Energy*, 1977. Vol. 19, No. 5, P. 477 – 491.

146. Temps R. C., Coulson K. L. Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy*, 1977. Vol. 19, No. 2, P. 179 – 184.

147. J. E. Hay, "Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces," *Solar Energy*, 1979. Vol. 23, No. 4, P. 301 – 307.

148. Reindl D. T., Beckman W. A., Duffie J. A. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, 1990. Vol. 45, No. 1. P. 9 – 17.

149. Rubanenko O., Gundebommu S. L., Cosovic M., Lesko V. Predicting the Power Generation from Renewable Energy Sources by using ANN. *2021 20th International Symposium INFOTEH-JAHORINA*, 2021. P. 1 – 6.

150. A review of deep learning for renewable energy forecasting. Wang H., Lei Z., Zhang X., Zhou B., Peng J. *Energy Conversion and Management*, Vol. 198, P. 111799.

151. Probabilistic Forecast of Wind Power Generation with Data Processing and Numerical Weather Predictions. Wu Y. K., Wu Y. C., Hong J. S., Phan L. H., Phan Q. D. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2020. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9176791> (дата звернення: 1.12.2020).

152. Forecasting of Wind Speed in Malang City of Indonesia using Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System and Autoregressive Integrated Moving Average Methods. Suyono H., Prabawanti D. O., Shidiq M., Hasanah R. N., Wibawa U., Hasibuan A. *2020 International Conference on Technology and*



*Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, 2020, P. 131 – 136.

153. Hussieny A.-A., El-Beltagy M. A., El-Tantawy S. Forecasting of renewable energy using ANN, GPANN and ANFIS (A comparative study and performance analysis). *2020 2nd Novel Intelligent and Leading Emerging Sciences Conference (NILES)*, 2020, P. 54 – 59.

154. ANFIS Controller Design Using PSO Algorithm for MPPT of Solar PV System Powered Brushless DC Motor Based Wire Feeder Unit. Hamouda N., Babes B., Kahla S., Boutaghane A., Beddar A., Aissa O. *2020 International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, 2020, P. 1 – 6.

155. Andrew-Cotter J., Uddin M. N., Amin I. K. Particle Swarm Optimization based Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System for MPPT Control of a Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System. *2019 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*, 2019, P. 2089 – 2094.

156. Sujil A., Kumar R., Bansal R. C., FCM Clustering-ANFIS-based PV and wind generation forecasting agent for energy management in a smart microgrid. *The Journal of Engineering*. 2019. Vol. 2019, No. 18. P. 4852 – 4857.

157. RPhotovoltaic Geographical Information System. URL: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP) (дата звернення: 1.12.2020).

158. Odabas M. S., Temizel K. E., Caliskan O., Senyer N., Kayhan G., Ergun E. Determination of reflectance values of hypericum s leaves under stress conditions using adaptive network based fuzzy inference system. *Neural Network World*. 2014, Vol. 24, No. 1, pp. 79 – 87. URL: doi: <https://www.doi.org/10.14311/NNW.2014.24.004>. (дата звернення: 11.02.2021).

159. Моделирование нейронных сетей в MATLAB. 2010. URL: <http://window.edu.ru/resource/149/77149/files/%D0%9C%D0%BE%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5%20%D1%81%D0%B5%D1%82%D0%B5%D0%B9%20%D0%9B%D0%A0.pdf> (дата звернення: 11.02.2021).

160. Сердюк А. А. (2017). Компьютерные системы искусственного интеллекта. URL: [http://www.dgma.donetsk.ua/docs/kafedry/avp/metod/%D0%9A%D0%A1%D0%A8\\_%20%D0%9F%D1%80%D0%B0%D0%BA%D1%82%20%D0%A0.pdf](http://www.dgma.donetsk.ua/docs/kafedry/avp/metod/%D0%9A%D0%A1%D0%A8_%20%D0%9F%D1%80%D0%B0%D0%BA%D1%82%20%D0%A0.pdf)

[D0%B8%D0%BA%D1%83%D0%BC.pdf](#) (дата звернення: 11.02.2021).

161. Рубаненко О. О., Данильченко Д. О., Тептя В. В. Визначення генерування ВДЕ з використанням штучних нейронних мереж. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». 2020. № 2 (4). С. 76 – 83.

162. Jang J. R. ANFIS: adaptive-network-based fuzzy inference syste. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, Vol. 23, No. 3. P. 665-685, 1993.

163. Train Adaptive Neuro-Fuzzy Inference Systems. URL: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/train-adaptive-neuro-fuzzy-inference-systems-gui.html> (дата звернення: 11.02.2021).

164. Neuro-Adaptive Learning and ANFIS. URL: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/neuro-adaptive-learning-and-anfis.html> (дата звернення: 11.02.2021).

165. Talpur N., Abdulkadir S. J., Hasan M. H., A deep learning based neuro-fuzzy approach for solving classification problems, *2020 International Conference on Computational Intelligence (ICCI)*, 2020, P. 167 – 172.

166. Rubanenko O., Kazmiruk O., Bandura V., Matvijchuk V., Rubanenko O. Determination of optimal transformation ratios of power system transformers in conditions of incomplete information regarding the values of diagnostic parameters. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2017. Vol. 4, No. 3(88), P. 66 – 79.

167. Study of the impact of the technical state of the transformers with the LTC on the parameters of the EES modes optimal control. Rubanenko O. E., Kazmiruk O. I., Zyska T., Gromaszek K., Junisbekov M. *Recent Advances in Information Technology*, 2017, P. 173 – 191.

168. Rubanenko O., Lezhniuk P., Rubanenko O., Determination of optimal transformation ratios of power system transformers in conditions of incomplete Information regarding the values of diagnostic parameters. *Chapter of book: Fuzzy Logic*). London, UK: IntechOpen Limited, 2019. URL: <https://www.intechopen.com/chapters/70379> (дата звернення: 11.02.2021).

169. Рубаненко О. О., Рубаненко О. Є. Використання методів нечіткого моделювання в прогнозуванні стану високовольтних вводів. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2013. №. 2, С. 202 – 209.
170. Рубаненко О. Є., Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з врахуванням нормативного значення технічних втрат електроенергії та технічного стану трансформаторів з РПН. *Вісник ДонНТУ*. 2013, №. 1, С. 20-25. URL: <http://ea.donntu.edu.ua/bitstream/123456789/23189/1/168.pdf> (дата звернення: 11.02.2021).
171. Determination of similarity criteria in optimization tasks by means of neuro-fuzzy modelling Rubanenko O. O., Komar V. O., Petrushenko O. Y., Smolarz A., Smailova S., Imanbekova U. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2017. Vol. 93, No. 3, P. 93-96,
172. Gundebommu S. L., Rubanenko O., Cosovic M., Determination of Normative Value Power Losses in Distribution power grids with Renewable Energy Sources using Criterion Method. *2020 19th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, 2020, P. 1- 6.
173. Рубаненко О. О., Гунько І. О. Нормування технічних втрат електроенергії в ЕЕС при оптимальному керуванні їх режимами з використанням критеріального програмування і нейронечіткого моделювання. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2013. № 6. С. 249-253.
174. Rubanenko O. Determination of functioning quality of area with mionectic resistance isolation of operative direct-current network by neuro-fuzzy modeling. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2017. № 2(97), С. 144-152,.
175. Рубаненко О. Є., Матвійчук В. А., Рубаненко О. О. Визначення якості функціонування ділянки із зниженим опором ізоляції мережі оперативного постійного струму за допомогою нейро-нечіткого моделювання. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2015. № 3. С. 187-195. (ISSN 2307-5732)
176. Хижняков Ю. Н. Алгоритмы нечеткого, нейронного и нейро-

нечеткого управления в системах реального времени. 2013. URL: <https://pzs.dstu.dp.ua/logic/bibl/higa.pdf> (дата звернення: 28.07.2021).

177. P. Cortés-Antonio et al., Learning rules for Sugeno ANFIS with parametric conjunction operations. *Applied Soft Computing*, Vol. 89, P. 106095.

178. Amar Bensaber B., Pereira Diaz C. G., Lahrouni Y. Design and modeling an Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) for the prediction of a security index in VANET. *Journal of Computational Science*, 2020. Vol. 47, P. 101234.

179. Inyurt S., Ghaffari Razin M. R. Regional application of ANFIS in ionosphere time series prediction at severe solar activity period. *Acta Astronautica*, 2020. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0094576520307025> (дата звернення: 13.03.2021).

180. Performance assessment of a solar powered hydrogen production system and its ANFIS model. Senthilraja S., Gangadevi R., Köten H., R. Marimuthu, *Heliyon*, 2020, Vol. 6, No. 10, P. e05271.

181. Beliakov G., Gagolewski M., James S. Robust fitting for the Sugeno integral with respect to general fuzzy measures. *Information Sciences*, 2020, Vol. 514, P. 449 – 461.

182. Fuzzy Control Systems: Past, Present and Future. Nguyen A., Taniguchi T., Eciolaza L., Campos V., Palhares R., Sugeno M., *IEEE Computational Intelligence Magazine*, 2019. Vol. 14, No. 1, P. 56 – 68.

183. Fuzzy Tuned PID Controller for Envisioned Agricultural Manipulator. Paul S., Arunachalam A., Khodadad D., Andreasson H., and Rubanenko O. *International Journal of Automation and Computing*, 2021, No. 18, P. 568–580. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11633-021-1280-5> (дата звернення: 13.04. 2021).

184. Fuzzy Tuned PID Controller for Vibration Control of Agricultural Manipulator. Paul S., Arunachalam A., Khodadad D., Rubanenko O. *HORA 2020 - 2nd International Congress on Human-Computer Interaction, Optimization and Robotic Applications, Proceedings*, 2020. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9152848> (дата звернення: 26.01.2021).

185. Nagy Z., Lendek Z., Buşoniu L., Observer Design for a Class of Nonlinear Systems With Nonscalar-Input Nonlinear Consequents," *IEEE Control Systems Letters*, Vol. 5, No. 3, P. 971-976, 2021.
186. Fault Tree Analysis (FTA), December 2006. INTERNATIONAL IEC STANDARD 61025 Second edition 2006-12.
187. Equipment systems reliability analysis based on FTA. Che J., Lv M., Yang Z., Wang Z., Xu F. *2012 International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering*, 2012, P. 293-296.
188. T. Fukuya, M. Hirayama, and Y. Mihara, "Software design verification using FTA," in Proceedings of IEEE 3rd Asian Test Symposium (ATS), 1994, pp. 208-213.
189. Fault Tree Analysis and Failure Mode Effects Analysis Based on Multi-level Flow Modeling and Causality Estimation. Gofuku A., Koide S., Shimada N. *2006 SICE-ICASE International Joint Conference, 2006* , P. 497-500.
190. Analysis of Development Directions of Online Diagnostics of Synchronous Generator. Rubanenko Olena, Gundebommu Sree Lakshmi, Hunko Iryna, Peroutka Zdenek. *Przegląd elektrotechniczny*, 2021, Vol. 97, No. 4, P. 20-26.
191. Cosovic M., Rubanenko O., Gundebommu S. L. Analysis of the distributed power generation with focus on power plant technical conditions, *2021 20th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, P. 1 – 6. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9400702> (дата звернення: 26.01.2021).
192. Рубаненко О. О. Аналіз нестабільності генерування відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їх технічного стану. *Світлотехніка та Електроенергетика*, 2020, № 3(59), С. 108 – 116.
193. Vesely W. E., Goldberg F. F., Roberts N. H., Haasl D. F., *Fault Tree Handbook*. Systems and Reliability Research Office of Nuclear Regulatory Research U.S. Nuclear Regulatory Commission Washington, D.C. 20555 U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2020. URL: <https://www.nrc.gov/docs/ML1007/ML100780465.pdf> (дата звернення: 26.01.2021).

194. G. Alves dos Reis Benatto and al., Drone-Based Daylight Electroluminescence Imaging of PV Modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2020, Vol. 10, No. 3, P. 872 – 877.
195. Belik M. PV panels under lightning conditions. *Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2014*. P. 367 – 370.
196. Belik M. Simulation of photovoltaic panels thermal features. *Proceedings of the 2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2017*, 2017. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7967294> (дата звернення: 1.03.2021).
197. Belik M. Weather dependent mathematical model of photovoltaic panels. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2017. Vol. 1, No. 15, P. 698 – 701.
198. Analysis of solar panel's lumped equivalent circuit parameters using LASSO. Garaj M., Chung H. S., Lo A. W.-l., Wang H., *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, P. 3427 – 3432.
199. M. Garaj, K. Y. Hong, H. S.-H. Chung, J. Zhou, and A. W. Lo, Photovoltaic Panel Health Diagnostic System for Solar Power Plants. *2019 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2019, P. 1078 – 1083.
200. Mitrofanov S. V., Baykasenov D. K., Nemaltsev A. U. Development of Automated System for Remote Control and Diagnostics of Solar Power Plant Parameters with Dual-Axis Solar Tracker. *2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, 2019, P. 1 – 5.
201. Bharadwaj P., Karnataki K., John V. Formation of Hotspots on Healthy PV Modules and Their Effect on Output Performance. *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, 2018, P. 0676 – 0680.

202. Lozanov Y., Tzvetkova S., Petleshkov A. Faults in photovoltaic modules and possibilities for their detection by thermographic studies. *2019 11th Electrical Engineering Faculty Conference (Bulef)*, 2019, P. 1 – 5.
203. Huang J., Wai R., Yang G. Design of Hybrid Artificial Bee Colony Algorithm and Semi-Supervised Extreme Learning Machine for PV Fault Diagnoses by Considering Dust Impact. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2020, Vol. 35, No. 7, P. 7086 – 7099.
204. Kongphet V., Migan-Dubois A., Delpha C., Diallo D., Lechenadec J., Photovoltaic Fault Detection and Diagnosis: Which Level of Granularity for PV Modeling?, in *2020 Prognostics and Health Management Conference (PHM-Besançon)*, 2020, P. 180 – 186.
205. Belik M. Evaluation of long term degradation process of monocrystalline si photovoltaic panels. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2020. Vol. 18, P. 551 – 555.
206. A. Kravchik. (2021). Fill Factor. URL: [https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Fill\\_Factor](https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Fill_Factor) (дата звернення: 1.03.2021).
207. Т. «РЕНТЕХНО». (2020). Гарантійне та післягарантійне сервісне обслуговування сонячних електростанцій. URL: <https://rentechno.ua/ua/services/maintenance.html> (дата звернення: 3.03.2021).
208. Н. Сервіс. (2021). Operations & Maintenance. Комплексне рішення для об'єктів електроенергетики: забезпечення безперебійної, безпечної та максимально ефективної роботи і економії бюджету замовника на управлінні об'єктом. URL: <https://kness.energy/operations-maintenance/>
209. ДСТУ EN 60904-1:2009. Фотоелектричні прилади. Частина 1. Фотоелектричні вольт-амперні характеристики. Методи вимірювання. (EN 60904- 1:2006, IDT). [Чинний від 2012-01-01]. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2018. 8 с.
210. Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics, 2009. URL: <https://www.sis.se/api/document/preview/570180/> (дата звернення: 5.03.2021).
211. Blagojevic T. A Revision of IEC 60891 2ndEdition 2009-12 Data

Correction Procedures 1 and 2:PV Module Performance at Murdoch University, Bachelor of Engineering, School of Engineering and Information Technology Murdoch, ENG460 Engineering Thesis, 2016. URL: <https://researchrepository.murdoch.edu.au/id/eprint/40274/> (дата звернення: 5.03.2021).

212. Смагло І. І. Діагностика фотоелектричних модулів засобами інфрачервоної техніки. *Доповідь на міжнародній науково-практичній інтернет-конференції молодих вчених та студентів «Сучасні тенденції розвитку агропромислового сектора економіки в умовах конференції» Вінницький національний аграрний університет, Вінниця, Україна 14-15 травня 2020.*

213. Rahimi K., Mohajeryami S., Majzoobi A. Effects of photovoltaic systems on power quality, *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, 2016, P. 1 – 6.

214. M. Köntges et al., Review of Failures of Photovoltaic Modules. 2014. URL: [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS\\_T13-01\\_2014\\_Review\\_of\\_Failures\\_of\\_Photovoltaic\\_Modules\\_Final.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf) (дата звернення: 5.03.2021).

215. Астахов Ю. Н., Лежнюк П. Д. Применение критериального метода в энергетике. К. : УМК ВО, 1989. 140 с.

216. Supervision and fault detection system for photovoltaic installations based on classification algorithms. Castallà M., Kampouropoulos K., Urbano E., Romeral L., *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2020. Vol. 18, P. 375 – 379.

217. Лежнюк П. Д. Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом: моногр. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003. 131 с.

218. Розенвассер Е. Н., Юсупов Р. М. Чувствительность систем автоматического управления. Л.: Энергия, 1969. 208 с.

219. Гоголюк П. Ф., Гречин Т. М. Теорія автоматичного керування. Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2019. 208 с.



220. Macromodeling of electrical grids with renewable energy sources for assessing their energy efficiency. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. *Computational Problems of Electrical Engineering*. Lviv: Lviv Politechnic Publishing House, 2019. Vol. 9. No 1. P. 14 –20.

221. Лежнюк П.Д., Бевз С.В. Системи відносних одиниць в оптимальному керуванні нормальними режимами ЕЕС. *Вісник НУ «Львівська політехніка»*, 2000. № 400. С. 76 – 83.

## ДОДАТОК А

### ОСНОВНІ ДЕФЕКТИ ФЕМ, ЯКІ ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ НА ФЕС ЕЕС

Розглянуто, як приклад, ФЕС, яка була введена в експлуатацію в 2005 році. Досліджувана станція складається 192 панелей, яка вже функціонує більше 16 років. Всі електричні і неелектричні параметри вимірюються з 10-хвилинним інтервалом. Кут нахилу панелей 45°. Тепловізійний контроль кожної панелі здійснювався 1 раз в рік планово.

На рис. А.1 показано розшарування та деградації cells (темні cells). Обидва дефекти помітні в середині зображення.



Рисунок А.1 – Розшарування та деградація cells ФЕМ

117 панелей досліджуваної ФЕМ мають дефект деградації cells також розміру. Деградація матеріалу окремих клітин у більшості випадків із 116 дефектних ФЕМ виявляється не на одному дефектному cell, а на певній кількості cells (див. рис. А.2). Пошкоджені cells зазвичай певну послідовність. Ця залежність свідчить про технологічні проблеми в процесі вироблення. Найбільш очевидною причиною є однорідність сировинного кремнієвого матеріалу або неоднорідність газоподібного середовища під час процесу пасивації [194].

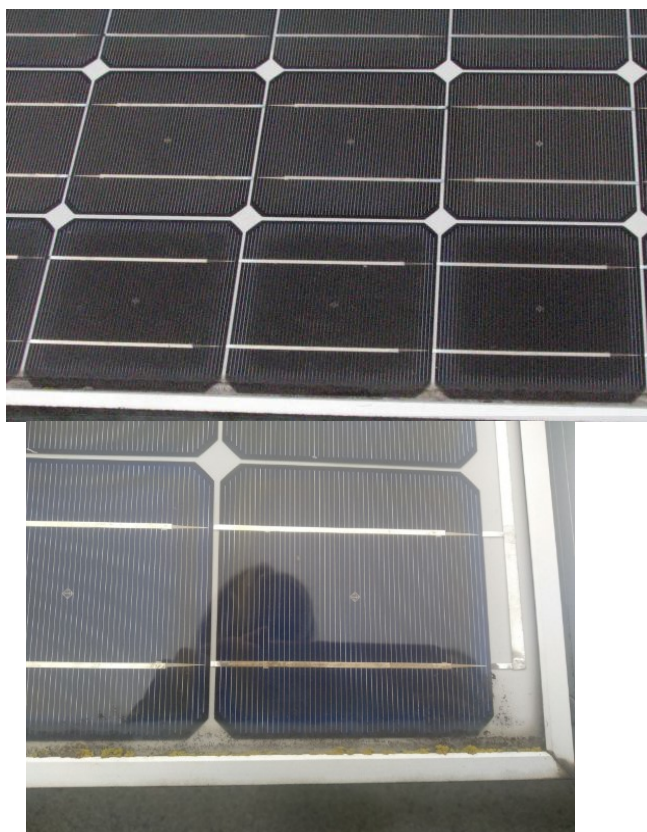


Рисунок А.2 – Деградація cells

Дефект «Hotspot» був виявлений на 37 ФЕМ. Приклад «hotspot» представлений на рис. А.3.



Рисунок А.3 – «Hotspot» (ФЕМ №67)

Має значний вплив на технічний стан та енергоефективність генерування це пошкодження задньої EVA або пошкодження фронтального склБ. ФЕМ відкрита для потрапляння вологості, що призводить до швидкого пошкодження панелі. Зразок пошкодження EVA представлений на рис. А.4.



Рисунок А.4 – Пошкодження EVA (пошкодження етилен-вінілацетатового покриття ФЕМ)

Під час аналізу 2019/2020 було виявлено 36 нових мікро-тріщин. Два типових приклади мікро-тріщини представлені на рис. Б.5. Ця панель є унікальною, оскільки це єдина панель з більш ніж 1 коміркою з мікро-тріщиною. Права комірка є прикладом мікро-тріщини у формі зірки, а ліва – зразком лінійної мікро-тріщини.

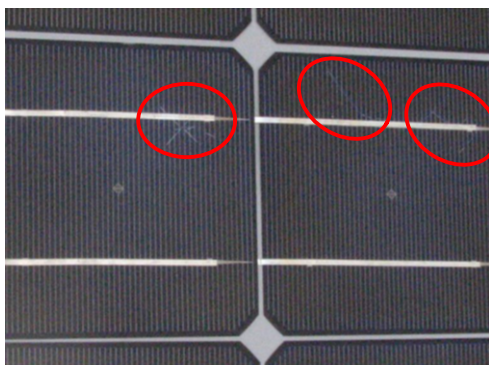


Рисунок А.5 – Мікро-тріщини

Мікро-тріщина є результатом місцевого фізичного та термічного впливу. З часом цей дефект розповсюджується, тобто тріщина зростає і повільно розділяє cell в одному або декількох напрямках. Мікро-тріщини ініціюють виникнення термічних дефектів та деградацію всього ФЕМ [192, 194].

Ще одну проблему з однорідністю процесу виготовлення або сировини можна спостерігати як так звані «сліди равликів». Ці дефекти можна виявити на фронтальній стороні пошкодженого cell, як показано на рис. А.6. На ФЕМ

виявлено 18 різних дефектів.

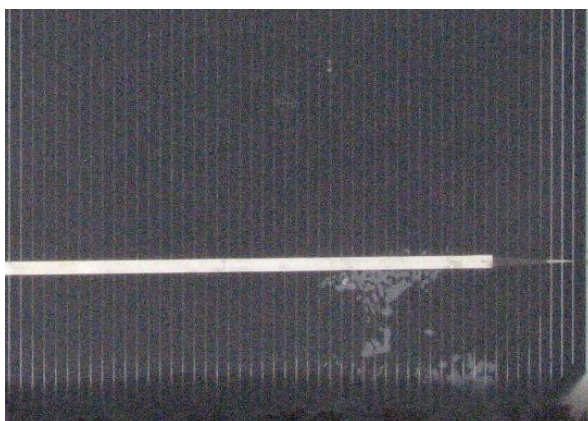


Рисунок А.6 – Дефект «Сліди равликів»

Майже на всіх 192 панелях видно значні сліди значного повітряного забруднення, що супроводжується деградацією покривного матеріалу. Ці сліди можна знайти на нижньому краї панелей. На металевий каркас у цій частині панелі прикріплені забруднюючі речовини, і їх не можливо повністю вимити з поверхні під час природних дощів, забруднювачі починають створювати шар, який повільно стає твердим і міцним.

Поверхні ФЕС пошкоджуються не тільки під дією фізичних навантажень, але й хімічних процесів. Створене середовище стає сприятливим для розвитку мікроорганізмів і починається біологічна корозія. Типовий приклад цього явища на ФЕМ №21 проілюстрований на рис. А.7, (верхня панель). Забруднення створює смугу заввишки приблизно 1 см. Також на верхній панелі видно корозію алюмінієвого каркаса.

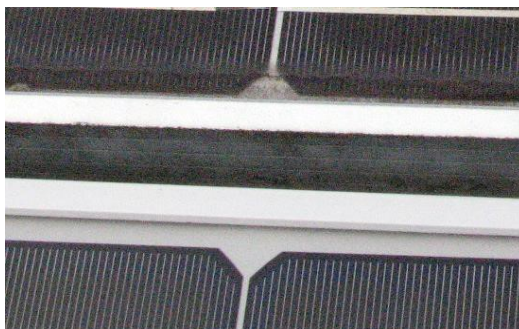


Рисунок А.7 – Вплив забруднення

Не кожна виявлена несправність має однаковий вплив на технічний стан ФЕМ. Якщо вплив одного дефекту в даний час є незначним, то він може призвести до дуже серйозної проблеми в найближчому або більш далекому майбутньому.

Приклад впливу незначного дефекту на ефективність роботи ФЕМ показано на рис. А.8. Порівняно дві ВАХ для непошкодженого та пошкодженого ФЕМ (дефект – «слід равлика»). Цей дефект охоплює приблизно 2 % площі ФЕМ.

Усі менш серйозні дефекти («сліди равликів», місцеве забруднення тощо) мають подібний вплив на ВАХ і склали 177 випадків із 431 виявлених.

Повітряне забруднення, виявлене на 128 панелях, не має помітного впливу на поведінку панелі в даний час (або вплив не вдалося визначити, оскільки на панелі присутня інша несправність).

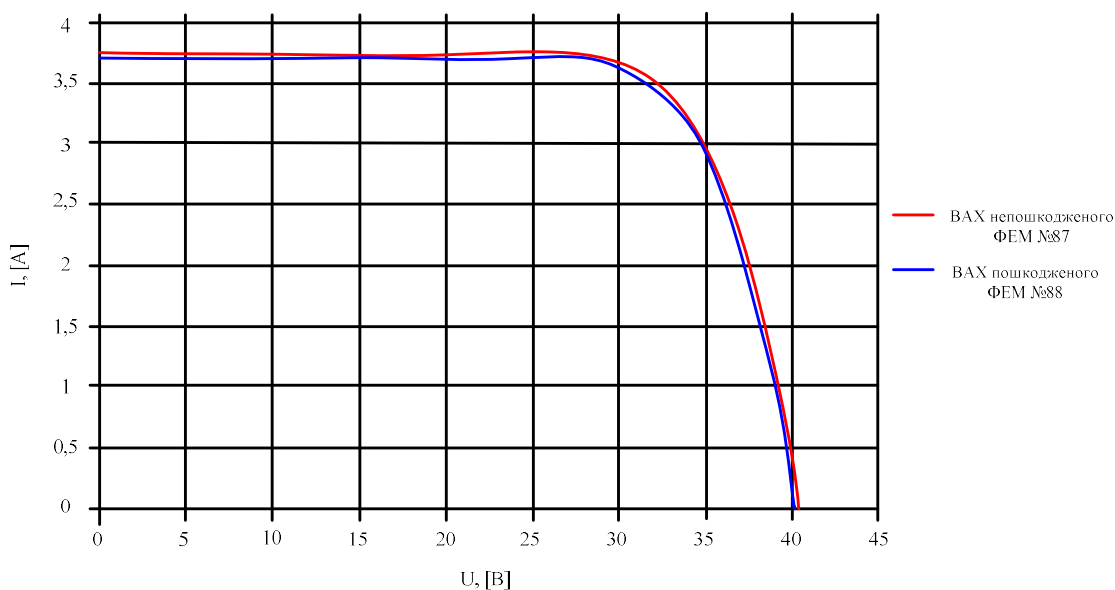


Рисунок А.8 – ВАХ з незначними дефектами ФЕМ

На рис. А.9 показаний дефект розтріскування захисного скла внаслідок помилок монтажу ФЕМ (а саме кріплення ФЕМ), вітрових навантажень, порушень у виготовленні каркасу ФЕМ та ін.). Пошкодження каркасу ФЕМ (пошкодження герметика, пошкодження рамки, пошкодження кріплення) показано на рис. А.10–А.12.

Значне вигинання каркасу (рис. А.12), на якому кріпляться ФЕМ



створило передумови пошкодження каркасів самих ФЕМ, погіршення контакту в місці з'єднання cell з busbar (рис. А.13); зростання опору та нагрів контактів в місці з'єднання cells між собою або пошкодження діоду Шоттки (рис. А.14).



Рисунок А.9 – Тріщини на захисному склі ФЕМ

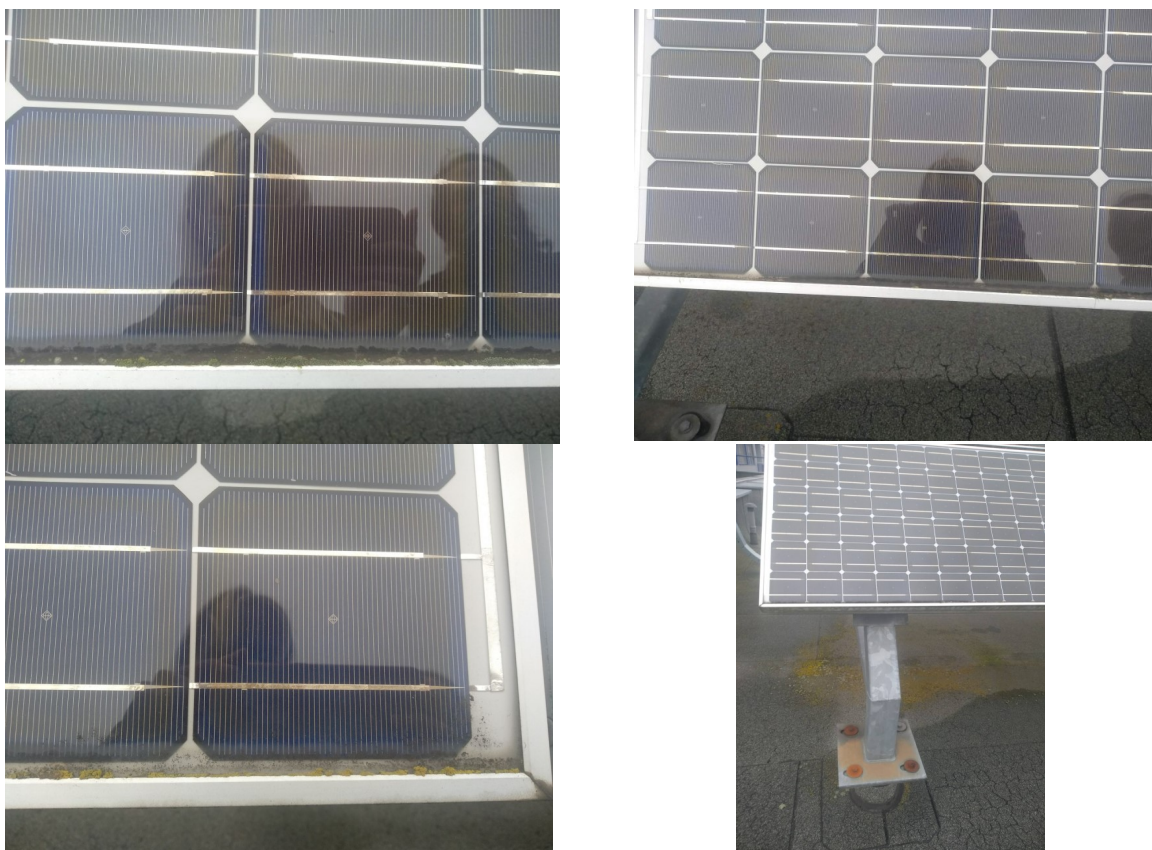


Рисунок А.10 – Пошкодження каркасу ФЕМ (пошкодження герметика, пошкодження рамки, пошкодження кріплення)



Рисунок А.11 – Пошкодження герметика ФЕМ та склопакету



Рисунок А.12 – Помилки монтажу та значне вигинання каркасу ФЕМ



Рисунок А.13 – Зростання опору та нагрів контактів в місці з'єднання sell з busbar ФЕМ





Рисунок А.14 – Зростання опору та нагрів контактів в місці з'єднання sells між собою або пошкодження діоду Шоттки

Клемний термінал junctionbox теж є місцем можливого перегріву (рис. А.15). Невчасне виявлення пошкодження ізоляції та контактних з'єднань можуть мати значні наслідки (рис. А.16).



Рисунок А.15 – Клемний термінал junctionbox – місце можливого перегріву



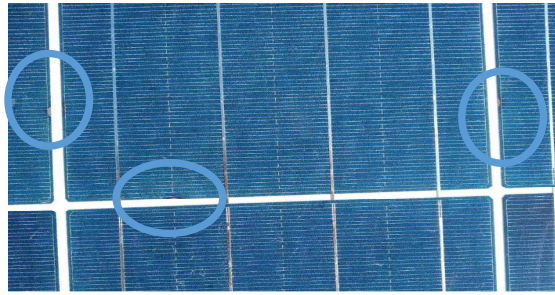
Рисунок А.16 – Результати пошкодження ізоляції та контактних з'єднань

Пошкодження, що виявлені на Писарівській ФЕС за допомогою програмно-апаратного комплексу, описаного в п. 4.4.

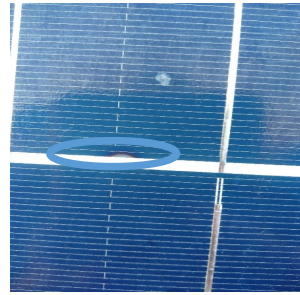


Рисунок А.17 – Пошкодження виявлені на Писарівській ФЕС 3 березня 2021 шляхом візуального огляду

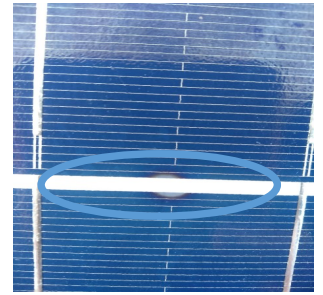
Також, запропонований комплекс допоможе уникнути помилкових висновків, щодо технічного стану ФЕМ, наприклад під час візуального огляду можна помітити коричневі сліди по краях сонячних елементів у фотоелектричному модулі, які часто плутають з hotspot, але насправді це потемніння спричинені особливостями виробництва, як зазначено в [214] і мають вигляд показаний на рис. А.18.



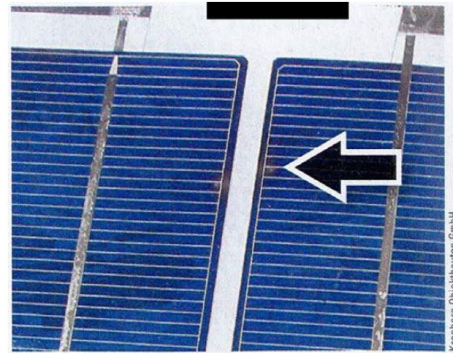
а)



б)



в)



г)

Рисунок А.18 – Коричневі плями на краю cell, які не є пошкодженням: а), б), в) фото зроблені на ФЕС в Україні; г) фото наведені в звіті ІЕА-РVPS T13-01:2014 [214]

**Лежнюк Петро Дем'янович, Комар В'ячеслав Олександрович,  
Рубаненко Олена Олександрівна**

**ОЦІНЮВАННЯ ДЕГРАДАЦІЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ В  
ЗАДАЧІ ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

**Монографія**

Редактор Т. Ягельська.

Оригінал-макет підготовлено автором.

Видавництво ВДТУ “УНІВЕРСУМ-Вінниця”  
Свідоцтво Держкомінформу України  
серія ДК № 746 від 25.12.2001 р.  
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВДТУ, ГНК, к.114  
Тел. (0432) 44-05-32

Підписано до друку .02.2003. Формат 29,7×42 ¼  
Гарнітура Times New Roman. Папір офсетний.  
Друк різнографічний. Ум. др. арк.  
Наклад 100 прим. Зам. №

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі  
Вінницького державного технічного університету  
серія ДК № 746 від 25.12.2001 р.  
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95