

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____	<u>О. КОЛЛАРОВ</u>
(підпис)	(ініціали, прізвище)
«___» _____	_____ 2024 р.

Кваліфікаційна робота
бакалавра

на тему Поліпшення роботи вітроустановки шляхом впровадження інтелектуальної системи управління та моніторингу.

Виконав: студент 3 курсу, групи ГЕМп-21
(шифр групи)
спеціальності підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(шифр і назва спеціальності підготовки)
та електромеханіка»

_____	_____
АНДРЕЄВ Кирило	
(ім'я та прізвище)	(підпис)
Керівник <u>ст. викл. каф., Е. НЕМЦЕВ</u>	_____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)	(підпис)

Рецензент _____	_____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)	(підпис)

Нормоконтроль:

_____	Е. НЕМЦЕВ
(підпис)	

(дата)

Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент(-ка) _____	_____
	(підпис)

(дата)

ЛУЦЬК – 2024 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

« » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Кирилу АНДРЕЄВУ

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Поліпшення роботи вітроустановки шляхом впровадження інтелектуальної системи управління та моніторингу.

керівник роботи Едуард НЕМЦЕВ, ст. викл.

(ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 7 червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Тип вітрогенератору - горизонтальний, паспортні дані $P_{ном}=250$ (кВт), серія «W250/29», навантаження – асинхронні електроприводи. Обрати зовнішні (погодні) показники для моделювання із умов, що вітрогенератор розміщений на території Волинської області. В якості інтелектуальної системи управління та моніторингу обрати ШНМ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1. Сучасні методи керування відбором потужності ротором вітрогенератора.

2. Розрахунок генератора, визначення параметрів схеми заміщення обмоток. Дослідження основних робочих режимів вітрогенератора.

3. Розробка і налаштування системи інтелектуальної діагностики та управління вітрогенератором. Перевірка результатів за основними характеристиками.

4. Створення математичної моделі вітрогенератора та системи керування.

5. Охорона праці при роботі із електрообладнанням.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, якщо передбачається)

Тринадцять слайдів презентаційного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 4.1-4.4	Е. НЕМЦЕВ, ст. викл. каф.		
Охорона праці	О. КОЛЛАРОВ, зав. каф., к.т.н		
Нормоконтроль	Е. НЕМЦЕВ, ст. викл. каф.		

7. Дата видачі завдання 29 квітня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	29.04–03.05.24	
2.	Розділ 2	04.05–11.05.24	
3.	Розділ 3	12.05–22.05.24	
4.	Розділ 4	23.05–02.06.24	
5.	Охорона праці	31.05–07.06.24	

Студент _____
(підпис)

Кирило АНДРЕЄВ _____
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Едуард НЕМЦЕВ _____
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

АНДРЕЄВ К., «Поліпшення роботи вітроустановки шляхом впровадження інтелектуальної системи управління та моніторингу.» / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» – ДВНЗ ДонНТУ, м. Луцьк, 2024.

У роботі досліджено сучасні методи управління відбором потужності ротором вітрогенератора (ВГ), проведено розрахунок самого генератора та зроблено визначення параметрів схеми заміщення обмоток.

Окреслено основні робочі режими ВГ та їх характерні риси. Завдяки залученню оптимальних для завдання штучних нейромереж, розроблено й налаштовано систему інтелектуальної діагностики (або моніторингу поточного стану) та управління ВГ перевірено результати за основними характеристиками. Створено математичну модель ВГ та системи керування у середовищі Matlab (Simulink).

Результати практичної частини дозволили провести високоточні дослідження та виявити переваги використання інтелектуальних систем управління та моніторингу для підвищення якості енергопостачання власне вітроустановок.

Ключові слова: ВІДБІР ПОТУЖНОСТІ, ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ, МАТЛАВ, ПОКРАЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ, СИСТЕМА ДІАГНОСТИКИ, НАДІЙНІСТЬ, ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ, ВІТРОГЕНЕРАТОР, ЕЛЕКТРОДИНАМІЧНА СТАБІЛЬНІСТЬ, АНАЛІЗ ДАНИХ, ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ, МОНІТОРИНГ В РЕАЛЬНОМУ ЧАСІ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	7
ВСТУП	8
1. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ КЕРУВАННЯ ВІДБОРОМ ПОТУЖНОСТІ РОТОРОМ ВІТРОГЕНЕРАТОРА	12
1.1 Аналіз обсягів та ролі вітрових парків у частці електромереж із ВДЕ	12
1.2 Аналіз сучасних рішень підвищення вихідної потужності вітряка.	17
1.3 Визначення оптимального алгоритму ПТМ.	19
2. ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДОСЛІДНОЇ ВЕУ.	24
2.1 Визначення основних електромеханічних параметрів ВУ.	24
2.2 Розрахунок генератору для ВУ.	31
2.3 Визначення габаритних показників ротору.	35
2.4 Розрахунок втрат, маси та ККД ВГ.	37
3. СТВОРЕННЯ АЛГОРИТМУ ДЛЯ ПРОГНОЗУ ОБСЯГУ ГЕНЕРОВАНОЇ ВГ ПОТУЖНОСТІ. ФУНКЦІЇ УПРАВЛІННЯ ЛОПАТЯМИ ВІТРЯКА.	40
3.1 Фільтрація та обробка первинних даних для навчання системи.	40
3.2 Відтворення пропущених та очищення аномальних даних у виміряних показниках.	41
3.3 Очищення та згладжування даних із вибірки.	43
4. МОДЕЛЮВАННЯ РОБОЧИХ РЕЖИМІВ ВЕУ. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ.	51
4.1 Вхідні показники для моделювання ВЕУ.	51
4.2 Моделювання роботи дослідної ВЕУ.	56
ВИСНОВКИ.	67

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	69
ДОДАТОК А.	71
ДОДАТОК Б.	72
ДОДАТОК В.	83
ДОДАТОК Г.	84

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АНЗ – активні накопичувальні засоби;

ВГ – вітрогенератор;

ЗРН – зміна режиму напруги

ГЯЕ – гарантована якість електропостачання;

КЕС – комплексні енергозберігаючі системи;

ЛРВ – лопаті ротора вітряка;

АД – асинхронний двигун;

ЗПЕ – загальні правила експлуатації

КПУ – критерії підвищення управління;

НВП – надійність проектів із ВДЕ;

ПН – правила нагляду (технічного);

ВУ – вітроустановка;

ТПП – технічні інструменти підвищення (якості електроенергії);

ШПУ – швидкісна система підтримка управління;

Я – якір.

ВСТУП

В рамках сучасних викликів енергетичного сектора важливим завданням є підвищення ефективності вітроустановок. Кваліфікаційна робота присвячена дослідженню та розробці інтелектуальної системи управління й моніторингу із метою поліпшення роботи вітроустановок.

Метою роботи є розробка і впровадження системи (із ШНМ) для керування (у поєднанні із моніторингом в реальному часу), котра спрямована на підвищення параметрів ефективності вітроустановки [1].

Об'єктом дослідження є робота вітряків та їхній потенціал для поліпшення через інтегрування системи інтелектуального моніторингу й управління.

Основними завданнями роботи, котрі необхідно виконати:

- Проведення аналізу переваг та потенціалу енергетики (зокрема, альтернативної) у сучасному технологічному світі із метою визначення необхідності та можливостей впровадження системи управління із ШНМ і моніторингу для вітряка [1, 3]. Дослідження впливу від використання вітряка у визначеному регіоні (Волинській області).

- Розробка математичної моделі ВГ та системи керування для оптимального використання його потенціалу в різних умовах. Дана модель відображатиме роботу вітроустановки та її взаємодію із оточуючим середовищем (електромережою зі навантаженням).

- Впровадження у проєкті сучасних методів аналізу й прогнозування для оптимального керування кутом атаки (нахилу) лопатей вітряка та проведення його роботи із необхідним рівнем ефективності.

- Розробка й запровадження інтелектуальної системи із моніторингу для оперативного виявлення та усунення потенційних проблем в роботі вітрогенератора.

Для того, щоб успішно реалізувати ці етапи варто передбачити:

- Технологічні аспекти – обрання оптимальних технічних рішень для

впровадження системи моніторингу на основі ШІ.

– Оцінка ефективності впровадження системи та її вплив на роботу вітроустановки в цілому.

Стратегія розвитку в енергетиці України, яка розроблена до 2050 року, представлена на конференції в Лондоні у липні 2023 року, націлена на оновлення енергетичного сектора за допомогою передових технологій, забезпечення стійкості системи та підвищення енергетичної безпеки не лише країни, але і всього європейського континенту. Її головна мета полягає в перетворенні України на енергетичний центр Європи, який допоможе звільнити континент від залежності російського палива, пропонуючи чисту енергію, котра генерована в Україні.

Прогнозовано, що до 2050 року Україна зможе значно збільшити частки виробництва електрики із ВДЕ, зокрема:

- Вітрова енергетика - до 145 ГВт;
- Накопичувачі енергії - до 41 ГВт;
- Сонячна енергетика - до 96 ГВт;
- Теплова енергетика із використанням ТЕЦ та біоенергетичні потужності - до 17 ГВт;
- Атомна генерація - до 32 ГВт;
- Гідроенергетика - до 8,5 ГВт.

Реалізація даних планів та концепцій передбачає переважно приватний інвесторський капітал, що вимагає створення сприятливих умов та захисту їхніх інтересів.

Збільшення виробництва електроенергії з відновлюваних джерел стимулюватиме зниження цін на електроенергію для споживачів, оскільки сонячна та вітрова енергетика є високоефективними та мають менші витрати порівняно з традиційними джерелами енергії, такими як атомні або теплові електростанції.

Проте, слід враховувати й недоліки зеленої енергетики, зокрема, її залежність від погодних умов. У випадку зниження виробництва необхідно оперативним чином компенсувати це іншими джерелами генерації.

За другу половину 2021 року вітроенергетичний сектор України продовжував демонструвати стабільний ріст. Обсяг потужності сумарної вітроенергетичних установок склала понад 1594,26 МВт. Лідерами за введенням нових потужностей залишаються Запорізька, Миколаївська та Херсонська області. Тільки протягом другої половини даного року у цих трьох областях було введено в експлуатацію 76 нових вітротурбін, що складає загальну потужність 279,32 (МВт). Значну частину цих $S_{\text{ген.ВТ}}$ забезпечують лідери виробництва вітроенергетичного обладнання: українська фірма FWT Ukraine, американська General Electric й Danes Vestas.

Розглянуте зростання відбувається в контексті енергетичної кризи, яка залишається невирішеною, і свідчить про перспективність України як для вітроенергетичних інвестицій, так і для розвитку бізнес-середовища загалом. Вітроенергетичний сектор відіграє ключову роль у цьому процесі, демонструючи готовність до подальшого розвитку та внесення значного внеску в економіку країни.

Близько 5000 (МВт) вітроенергетичної потужності, які отримали дозволи на будівництво до 2020 року, підтверджують готовність сектору розширюватися та сприяти національній економіці. Інвестори вітроенергетичних проектів виявляють гнучкість, згоджуючись на зменшення "зеленого" тарифу.

Актуальність тематики роботи постає у використанні енергії вітру, як ключового елемента глобального переходу до чистого та стійкого виробництва електроенергії. Тут можна навести декілька аргументів на підтримку даної тези:

1. Вітроенергетика як поновлюваний та стійкий ресурс – вітер є безмежним джерелом енергії, і його використання не вичерпається. Даний факт робить його надійним джерелом електроенергії.

2. Низькі експлуатаційні витрати – для вітроенергетики вони є відносно невеликі, оскільки вітер - безкоштовний джерело енергії. Це робить

вітроенергетику економічно вигідною у порівнянні з традиційними джерелами енергії.

3. Екологічність вітроенергетики – вітрові турбіни не виділяють шкідливі гази та інші забруднювачі повітря, тому вони є чистим джерелом енергії, що допомагає зменшити забруднення повітря та боротьбу зі зміною клімату.

4. Зниження споживання води – вітрогенератори не потребують води для охолодження, що дозволяє заощаджувати водні ресурси та уникнути екологічних проблем, котрі є пов'язаними із використанням води у виробництві електроенергії.

5. Економія простору – вітряки економлять місце і можуть використовуватися на землях, які не підходять для інших цілей.

6. Енергетична незалежність.

Обсяг та структура кваліфікаційної випускної роботи.

Результати дипломної роботи представлені на 88 машинописних сторінках звіту, який має вступ, чотири основні розділи, висновки за проведеною роботою.

Звіт містить перелік застосованої літератури, який налічує 9 джерел та чотири додатки та 41 рисунки.

1. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ КЕРУВАННЯ ВІДБОРОМ ПОТУЖНОСТІ РОТОРОМ ВІТРОГЕНЕРАТОРА.

1.1 Аналіз обсягів та ролі вітрових парків у частці електромереж із ВДЕ.

Використання вітрогенераторів набуває все більшої популярності, адже вони стають не лише додатковим джерелом електрики, а частіше – основним, завдяки їх надійній конструкції та комфорту в експлуатації. Вітрогенератор чи вітроелектрична установка (ВУ), працює за принципом перетворення енергії кінетичної (накочуваного потоку вітру) у енергію механічну (яка являє собою обертання ротора), що за подальшим перетворенням постає електричною енергією [1].

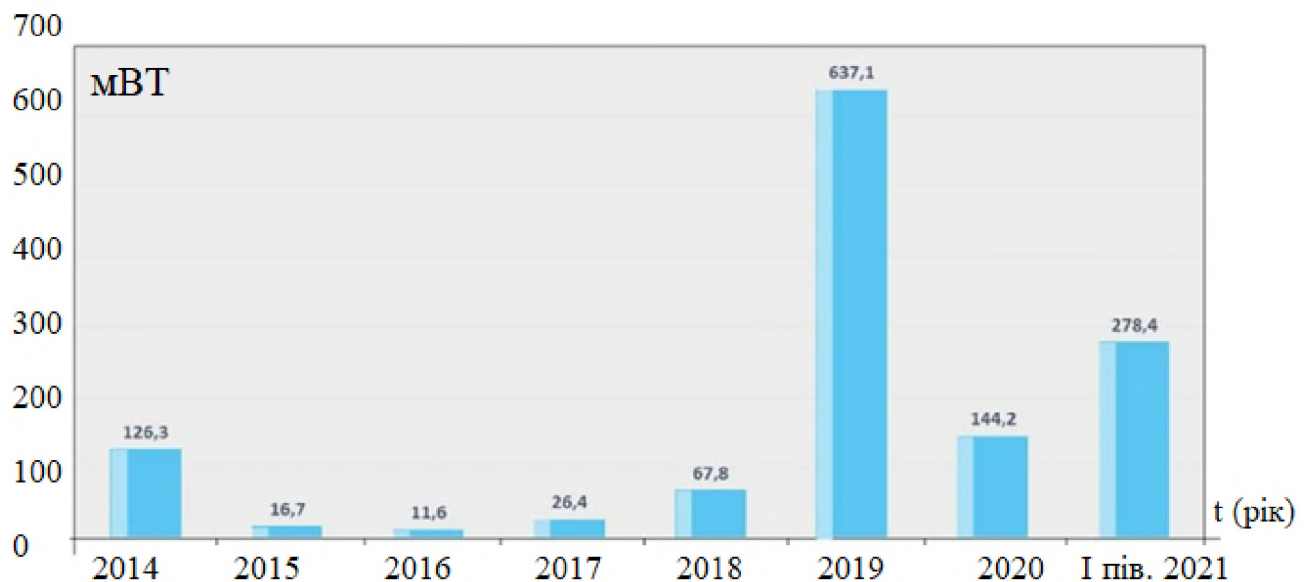


Рисунок 1.1 – Обсяги введення об'єктів ВЕС в Україні із 2014 рр

Оптимальною величиною швидкості вітру для роторних й пропелерних вітроустановок знаходиться в діапазоні поміж 3,5 та 7,5 (м/с). Хоча при збільшенні потужності (і відповідно вартості) самої вітроустановки поточне значення збільшується, а із зростанням ефективності акумуляторів – трохи зменшуватися, проте ці зміни є малозначними, і швидкість залишається приблизно в межах 5,5–6,5 м/с.

В той же час для турбін вітряка із віссю обертання горизонтальною, котрі мають потужність генерації понад 150-200 (кВт), значення оптимальної швидкості вітру у початковий момент роботи складає майже ті ж величини 6–6,5 м/с, а для потужності генерації до 125 кВт – 2,5–4 (м/с). Тоді виходить, що для оптимального використання вітроустановок у парках можливо встановлювати декілька вітряків невеликої або середньої потужності, що будуть генерувати певні обсяги енергії вже при слабких вітрах [5].

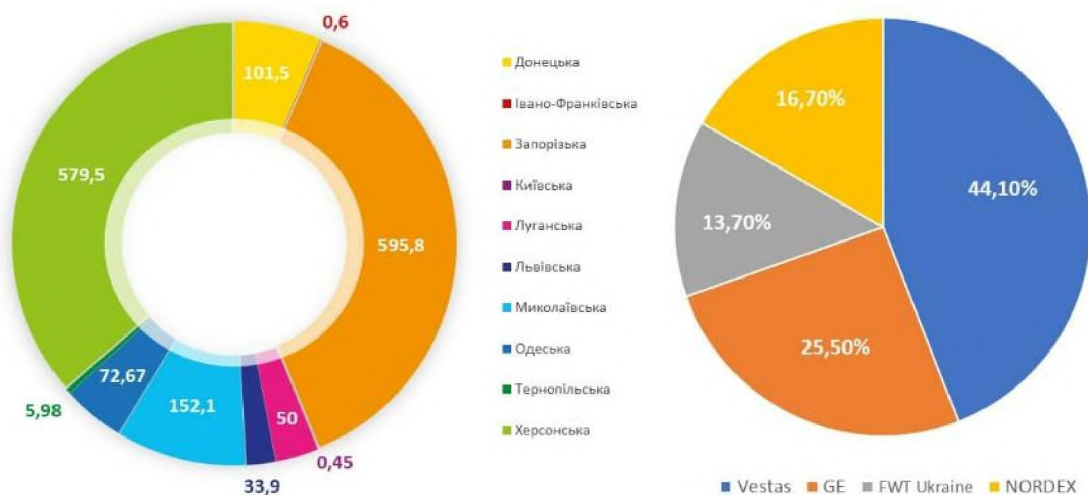


Рисунок 1.2 – Основна частка генерації електрики у ВЕС за регіонами та виробниками

Сучасні "вітрові ферми" або вітроелектростанції (ВЕС) є складними інженерно-будівельними спорудами, які використовуються для виробництва електроенергії з вітру. На їх будівництво впливають багато технічних, економічних, екологічних та соціальних факторів. Отже, розглянемо етапи побудови вітропарку та питання, які потрібно вирішувати на кожному із них:

Попереднє планування й дослідження питання:

- I. Аналіз кліматичних умов місцевості, напрямку та інтенсивності вітру, геологічних умов та інших факторів.
- II. Розрахунок вартості будівництва, прогноз доходів від виробництва електроенергії та оцінка вигоди від проекту.
- III. Вирішення питань щодо прав власності на землю та оренди земельних

ділянок для встановлення вітрогенераторів (ВГ).

Етап втілення проекту:

I. Вибір технологій та типу ВГ, мережевого з'єднання, накопичення та інших систем.

II. Розроблення конструкцій ВГ, мережевих інфраструктур та інших складових систем.

Проведення будівництва:

I. Підготовчі роботи: розроблення покриття та інфраструктури для транспортування обладнання.

II. Монтаж власне ВГ та інших елементів даної інфраструктури.

III. Підключення до мережі: побудова та підключення мережевих ліній для передачі електроенергії.

Експлуатація та обслуговування:

I. Моніторинг й управління.

II. Регулярне обслуговування.

Склад автономних генераторів включає такі компоненти, як лопаті, генератор, хвостовик, щогла та інші. Класичні вітрові установки зазвичай оснащені трьома лопатями, які закріплені на роторі. Під впливом вітру лопаті обертаються, приводячи в рух ротор генератора, що виробляє трифазний ЗС. Даний струм подається на контролер, який потім перетворює його на постійний та направляє на клеми АКБ. Поточний струм слугує для заряджання АКБ оптимальним чином, а також як провідник для передачі енергії. Потім струм проходить через інвертор, де змінюється на змінний струм однофазної $U_{\text{вх.ін}}=220$ (В) й частотою $f_{\text{м.г.}}=50$ (Гц), що відповідає стандартним показникам електричної мережі [3].

Принцип роботи будь-якого типу ВГ полягає в наступному: при обертанні лопатей вітра виникають три види фізичного впливу - імпульсна сила, підйомна сила та гальмуюча сила. Ці сили приводять до руху маховика, що в свою чергу спричиняє обертання ротора, який створює магнітне поле на непорушній частині генератора. Цього вистачає для запуску руху струму через проводи. Сучасні

конструкції ВГ дозволяють використовувати ефективно вітрову енергію, що відкриває широкі можливості як для постачання електроенергії в електричну мережу, так і для забезпечення електропостачання різних місцевих або ізольованих об'єктів з будь-якою потужністю.

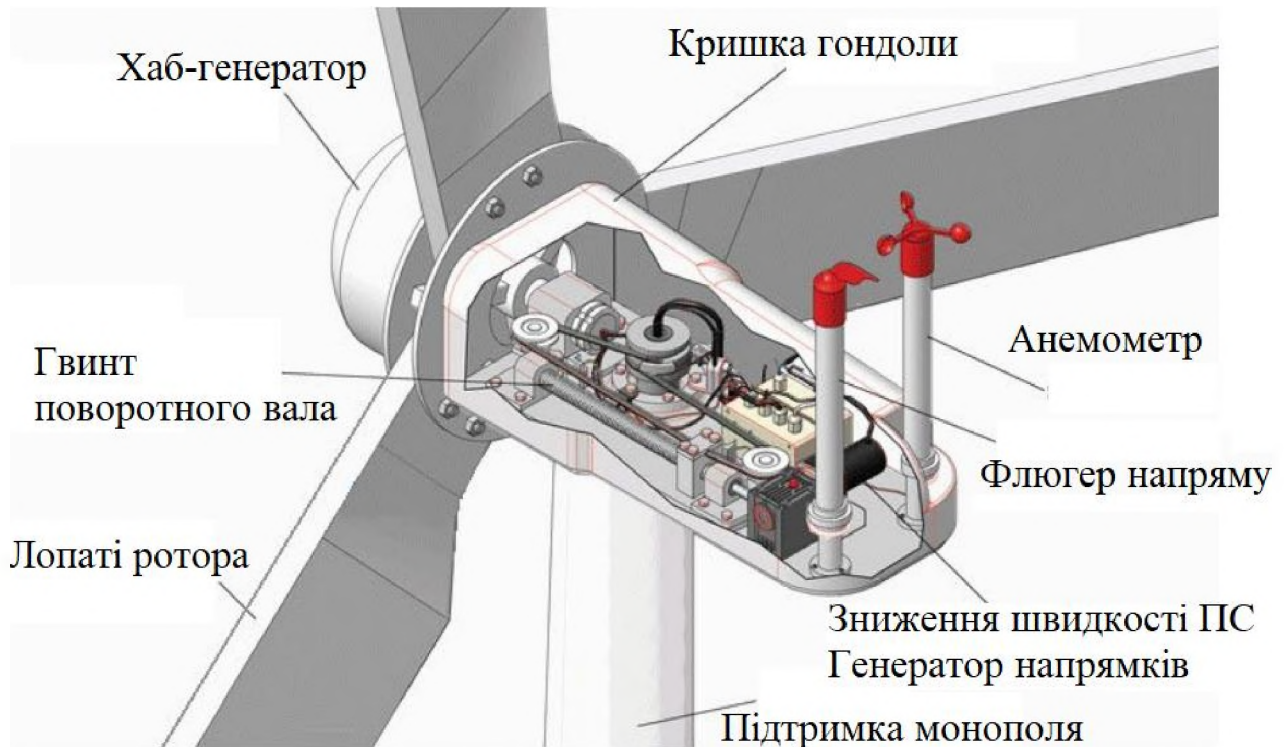


Рисунок 1.3 – Склад ВГ – вітроколесо, генератор, елементи керування та перетворення у гондолі

Вітер, створюючи кут атаки на гвинт вітряка, приводить його в обертання. Ротор, що складається із лопатей вітряної електростанції, використовується для перетворення вітрової енергії у механічну (тобто обертання). Сучасні лопаті вітряних електростанцій, які зараз встановлюються, мають довжину в межах 30-40 (м) і виготовлені з поліестеру. Швидкість обертання лопатей зазвичай коливається від 12 до 24 об/хв. Щоб підвищити швидкість обертання валу, використовується редуктор, який забезпечує перехід від низької швидкості до високої (діапазон 1000-3000 об/хв), за допомогою якого працює генератор.

На сьогоднішній день існують вітроустановки, у яких генератор підключений безпосередньо до лопатей. Використання магнітного поля

генератора дозволяє перетворювати отриману в результаті обертання лопатей енергію в електричну енергію. Анемометр та флюгер, розташовані на задній частині корпусу вітряка, служать для вимірювання швидкості вітру. Ці дані передаються в систему управління, яка використовується для генерації максимальної кількості електроенергії. Знання про швидкість вітру також необхідне для контролю роботи та дозволяє операційній системі запускати або зупиняти обертання турбіни вітряка [6].

Робочий діапазон швидкостей сучасної вітряної електростанції зазвичай становить від 4.5 до 25 (м/с). Орієнтація та поворот вітряка здійснюються за допомогою механізму нищпорення. Башти ВУ виготовляються зі сталевих труб, але у деяких країнах поширені решітчасті вежі. Висота башти сучасної вітрової електростанції зазвичай коливається від 60 до 100 метрів. Трансформатор відповідає за перетворення напруги на потрібний рівень для підключення до електричної мережі та може бути встановлений як в основі, так і вбудований безпосередньо в вежу.

Генератор, гвинт і система наведення та управління розташовані в гондолі, яка прикріплюється до щогли (рис. 1.3). Для орієнтації установки на вітер та його стабілізації використовується автоматичний сервопривід. Відмова від аеродинамічного стабілізатора та використання активної системи дозволили досягти точного наведення на вітер і уникнути зайвого опору вітряка. Сигнали для управління сервоприводами гондоли і кроком гвинта надходять від флюгера анемометра, котрий розташований на гондолі [3].

Для передачі енергії до акумуляторів під час сильного вітру використовується випрямляч.

ВУ, у разі потреби, може працювати також і в якості синхронного компенсатору. Режим роботи як синхронний компенсатор дозволяє зменшити навантаження інвертора від реактивного струму. Також під час аварійних ситуацій (до прикладу, КЗ) генератор перебирає $I_{уд.к}$, щоб захистити інвертор від пошкоджень.

1.2 Аналіз сучасних рішень підвищення вихідної потужності вітряка.

У роботі [4] описано концепцію налаштування каскаду у ланці постійного струму для перетворювачів потужності сегментованого постійного магнітного СГ (або модель PMSG). Це дозволяє отримати високі значення напруги на проміжному колекторі ПС. Щоб досягти середньої вихідної напруги без трансформатора, декілька потужних перетворювачів сегментів повинні бути з'єднані послідовно. Така конфігурація каскаду ПС використовується для вибору різних проміжних напруг. Ця концепція приваблива для прямо приводних ВЕУ. Для такого підходу система ізоляції генератора та перетворювача із значною потужністю повинна витримувати повний змішаний ЗС/ПС струм до землі, навіть якщо кожний сегмент статора має низьку $U_{\text{вих}} \approx 700$ (В). В роботі описаний процес проектування моделі PM_SG для ВГ середньої потужності, включаючи вимірювання ізоляційних шарів та їх вплив на конструкцію генератора при різних густинах струму. Виконано тепловий аналіз і визначаються потужні втрати, які варто розсіювати із обмотки статора як функцію товщини ізоляції. Такі дослідження викликають питання про навантаження ізоляції та загальне визначення її розмірів під змішаною перемінною/постійною напругою. Також потрібно досліджено з'єднання декількох ВЕУ у вітропарку із проміжним ПС або інвертором СН, конструкцію ізоляції генератора, та подальшу передачу потужності до мережі [4, 7].

В роботі [5] розглядається контролер за точкою максимуму ВУ та її перехід до режиму постійної потужності. Під час області MPP вітроенергетична система витягує (або генерує) максимальну потужність, працюючи на максимальному $\eta_{\text{ВГ}}$. Вітер приводить в рух лопаті турбіни, котрі рухають ротор генератора. Для кожної швидкості вітру існує максимальна витягувальна потужність, яка дозволяє визначити значення механічного крутного моменту, котрий повинен отримати генератор. Використовуючи векторне керування, потоком струму в роторі керування відбувається так, щоб навести виробництво електромагнітного моменту, рівного механічному моменту, який отриманий

генератором. Цей параметр – T_e виступає в якості опірного моменту та нав'язує відповідне значення обертальної швидкості генератора, необхідне для роботи на $\eta_{ВГ.мах}$.

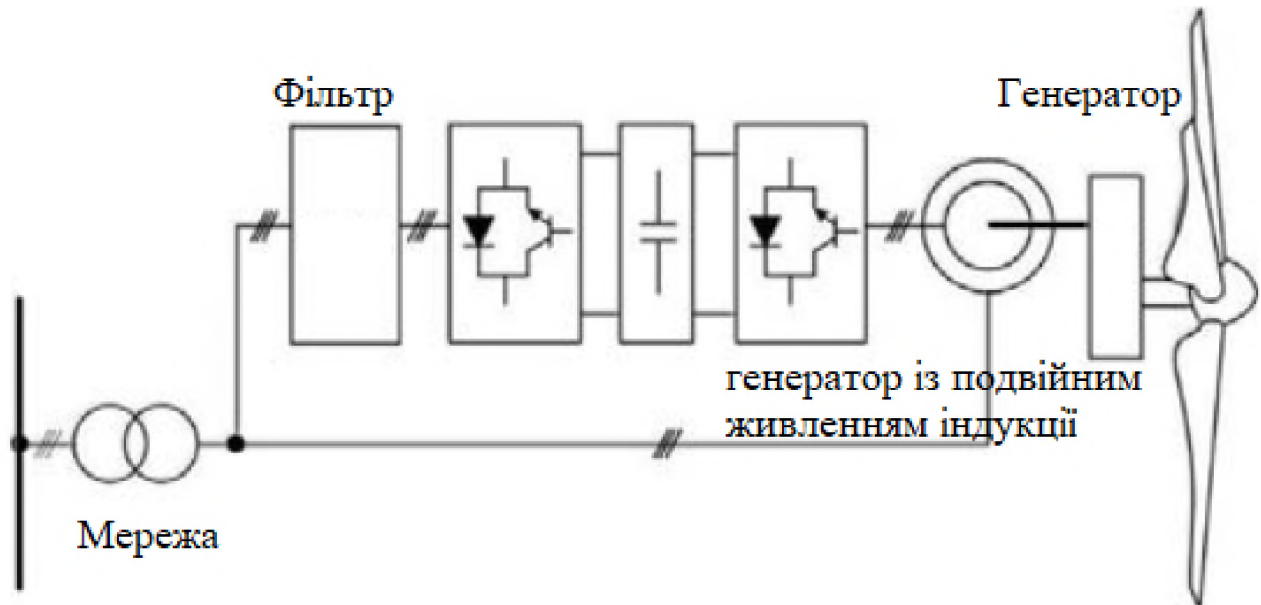


Рисунок 1.4 – Запропонована функціональна схема вітряка

Проте, в області постійної потужності референтний електромагнітний момент стає постійним. Щоб обмежити $V_{т.ВГ}$ швидкість вітротурбіни, система має працювати при зниженому $\eta_{ВГ.мін}$. Тому використовується контроль кута $\alpha_{лш}$ нахилу лопатей, аби встановити його на відповідне значення. Відповідно оберемо ПІ-регулятор на основі характеристики лінійаризації Тейлора. Його параметри обрано за допомогою компенсації полюсів й бажаного постійного зворотного зв'язку системи.

Передбачено, що алгоритм із пошуку МП, використовується разом із контролем кута нахилу лопатей, та алгоритм переходу з області (3) у (4) на рис. 1.5 є ефективними. Загальна реальна потужність, що передається поміж вітровою системою й мережею, слідує своїм генерованим алгоритмами. За [4] реальна потужність у роторі ЕД змінює знак відповідно до $V_{вг}$.

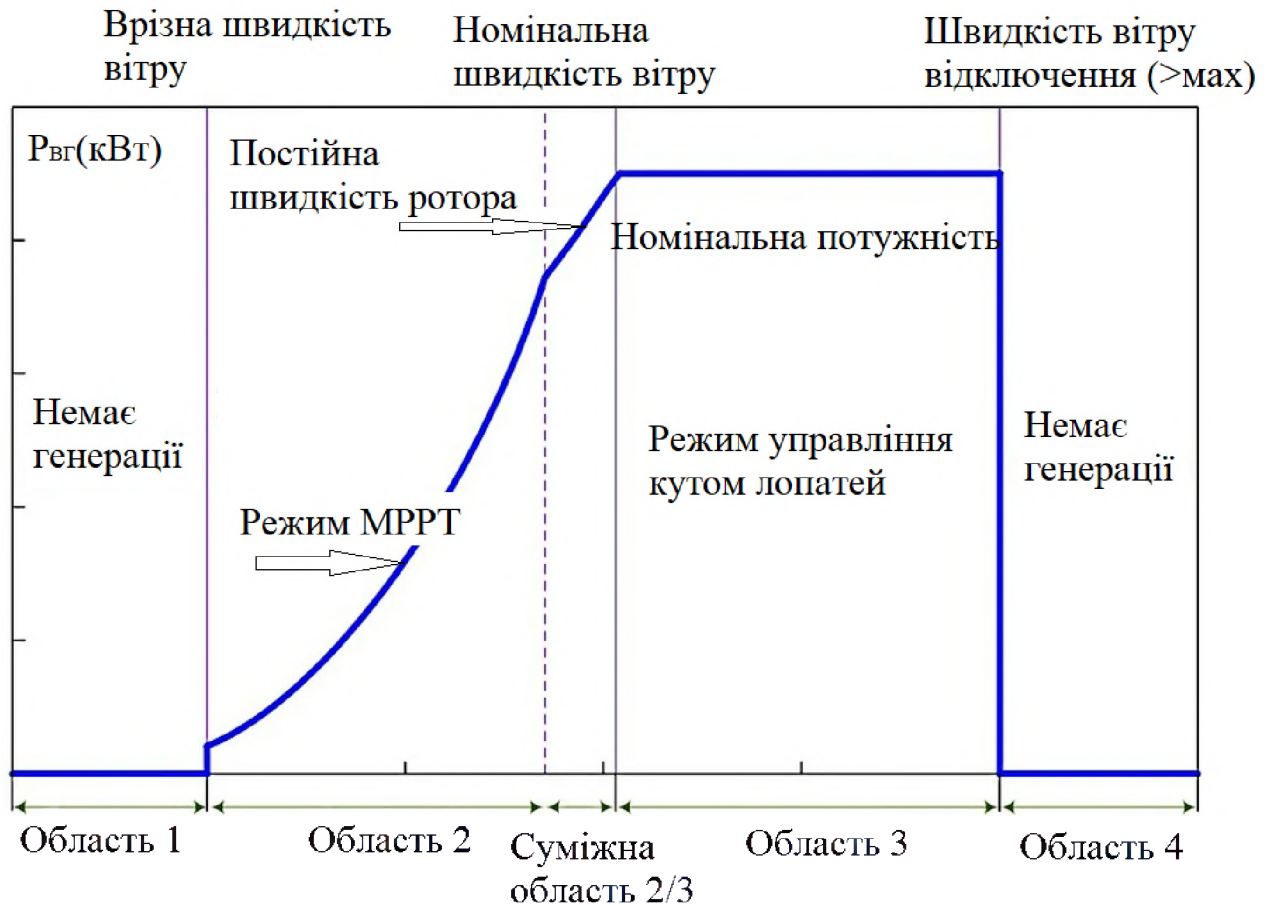


Рисунок 1.5 – Основні робочі зони вітряка $P_{вт}(V_{в})$

Тому за [4] пропонується управління переривчастою потужністю у вітрових турбінах на основі технології прямого ЕП генератора постійного магніту синхронного струму інтегруючи через ПС гібридну систему енергозбереження (ГЕЗ), складену із електрохімічних акумуляторів (ЕА) у типології літій-іонної й суперконденсаторів (СК), для перетворення вітрової ЕС у диспетчерське джерело енергії.

1.3 Визначення оптимального алгоритму ПТМ

Для забезпечення стабільної роботи як вітрової турбіни, так і системи ГЕЗ, за [7] розроблено новий алгоритм для управління станом заряду (СЗ) ГЕЗ із метою уникнення його повного заряду/розряду. Даний алгоритм враховує взаємну підтримку поміж акумуляторами й СК, оптимізуючи їхню взаємодію.

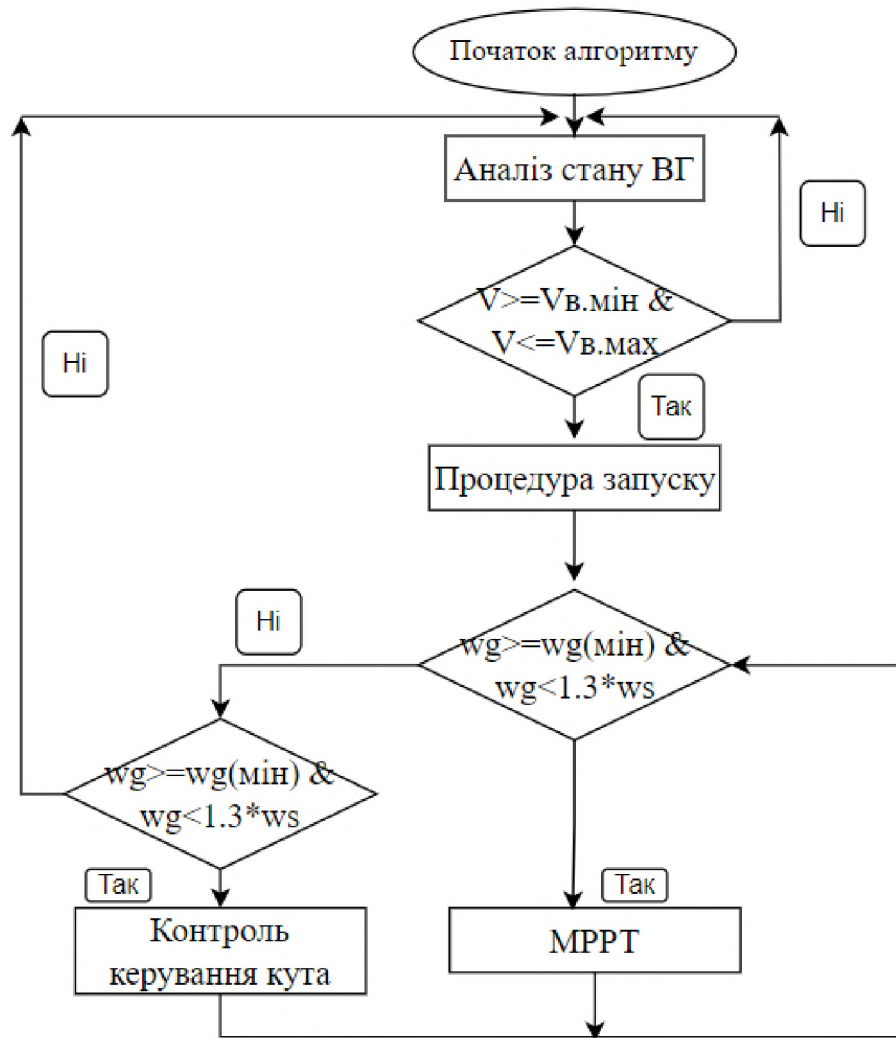


Рисунок 1.6 – Контроль керування лопатей ВГ

Результати моделювання [4, 6] показують зміну у потужності ВТ, яка інтегрована із ГЕЗ, за різних профілів швидкості вітру та різних початкових станів заряду для ЕА та ГЕЗ. Крім того, продемонстрована й ефективність власне самого алгоритму управління станом заряду ГЕЗ як при нормальній, так і при роботі критичній для ЕМ, що може свідчити про його надійну роботу під час експлуатації, власне, системи. За результатами вихідна потужність ВТ стає стабільною та керованою, навіть при умовах, несприятливих для роботи, завдяки алгоритму контролю.

Крім того, у [4] вводяться нові концепції, що стосуються інерції вітрової турбіни та її обертальної швидкості із точки зору генератора й ЕМ, що можуть бути корисними для електричних досліджень. Увесь комплекс мат. модель

розроблено у середовищі Matlab, котра надає комплексну платформу для аналізу та впровадження.

Тоді для побудови графіків потужності за днями й місяцями створено на основі виконаного аналізу алгоритм побудови (рис. 1.7).

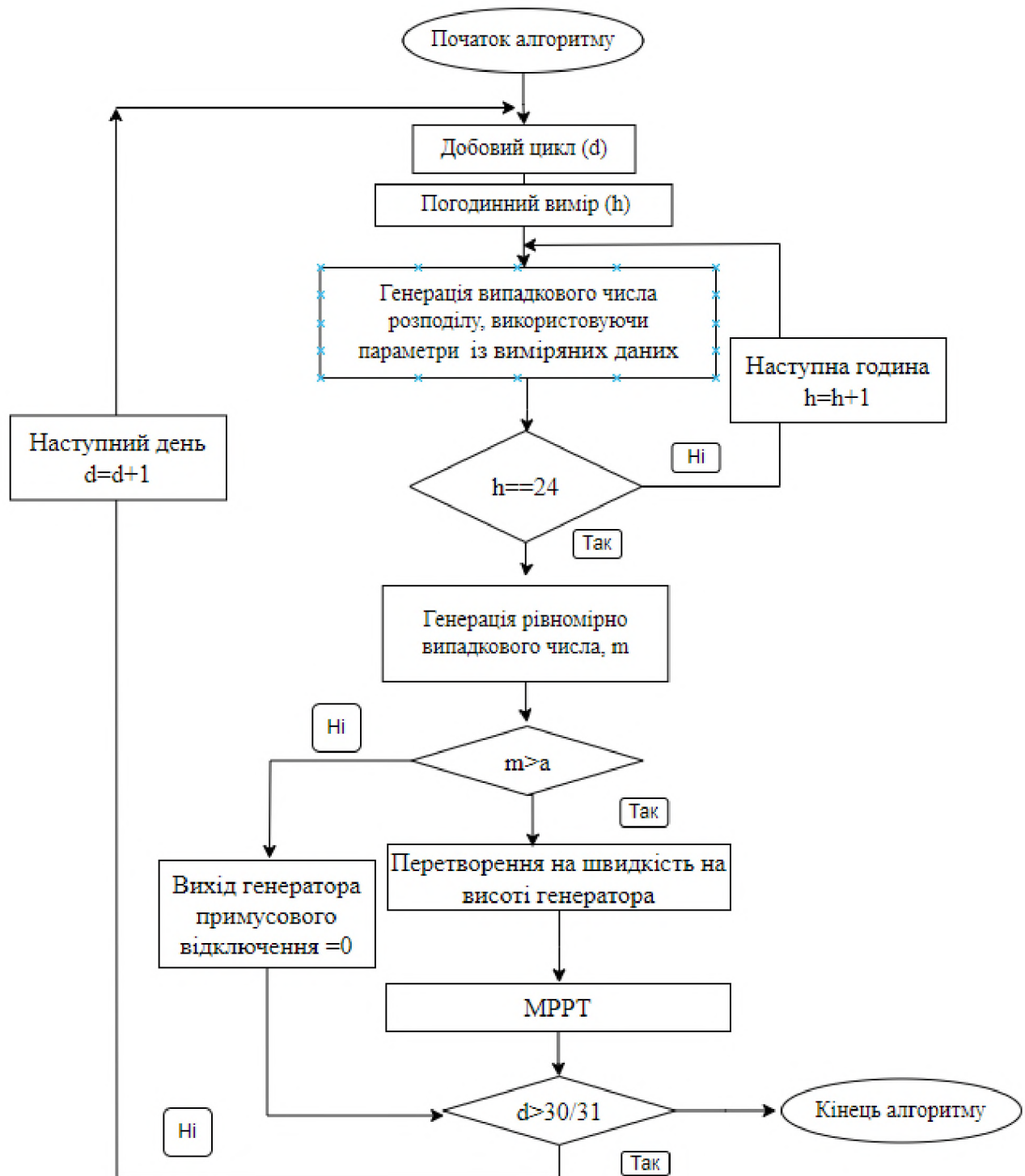


Рисунок 1.7 – Алгоритм побудови графіків потужності ВГ

МСС (рис. 1.7) у моделі є електронним пристроєм, який використовується для керування та регулювання струму, що постачається в електричну мережу від генератора вітряка через інвертор.

Роль МСС полягає у тому, щоб забезпечити стабільність і якість електричної енергії, яка надходить у мережу із ВУ. Він контролює напругу та частоту струму, що подається в мережу, реагуючи на зміни у вітрових умовах та потреби електричної мережі.

МСС (рис. 1.7) має важливе значення у забезпеченні ефективної роботи вітряного генератора та інвертора, зменшуючи вплив змінних умов вітру на електричну мережу та забезпечуючи надійне постачання електроенергії.

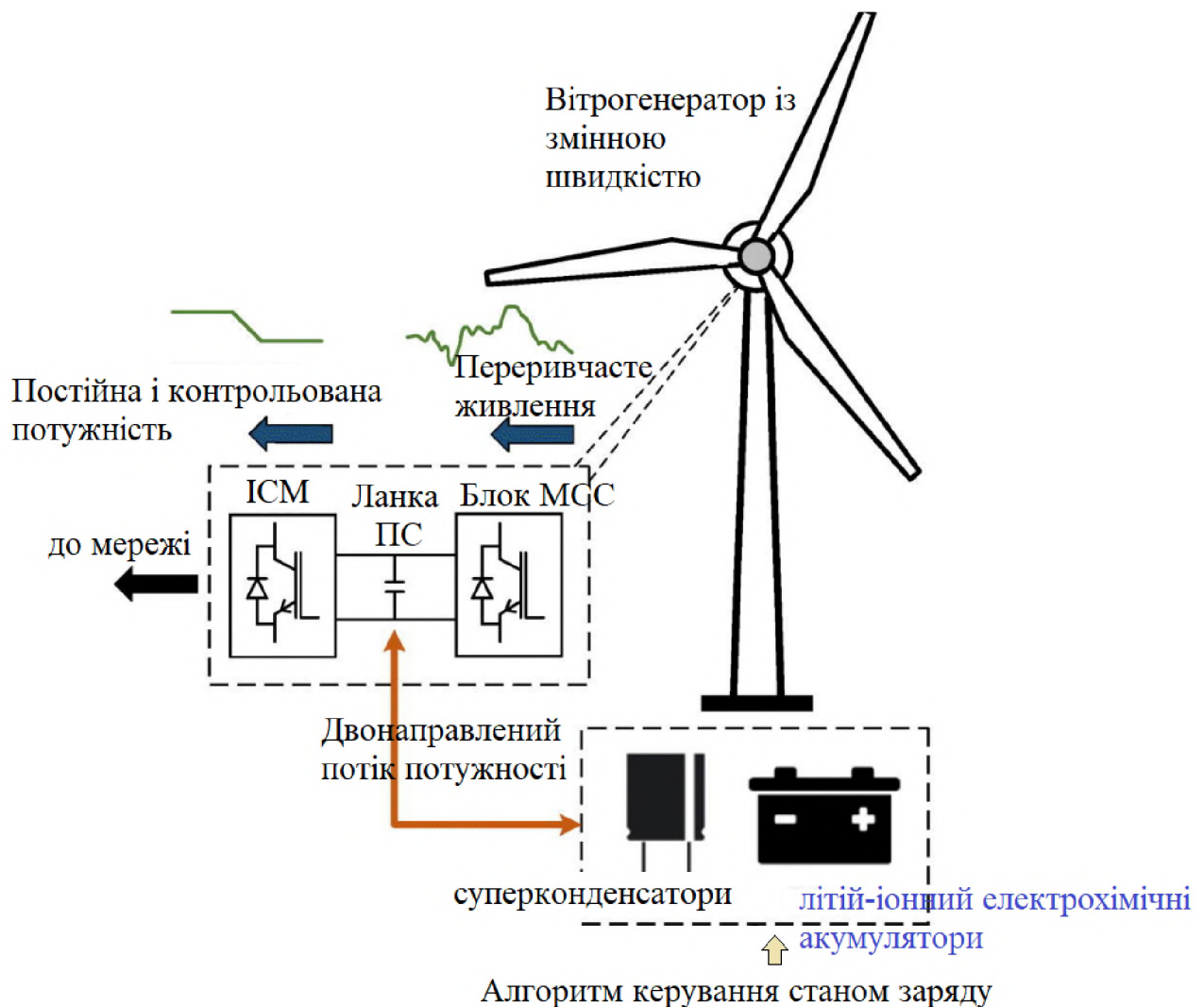


Рисунок 1.7 – Схема для роботи ВГ разом із АЕ та ГЕЗ

ІСМ (рис. 1.7) є компонентом системи ВГ, який використовується для

забезпечення зв'язку поміж ВГ та електромережою.

ІСМ приймає на вхід ЗС, який генерується генератором ВГ, і перетворює його на ПС, що може бути введений у мережу. Це необхідно для синхронізації змінного струму (або ЗС), що генерується вітроенергетичною установкою, із частотою f_{em} та напругою U_{em} мережі перед тим, як електроенергія буде постачатися до електричної мережі [5].

Головна роль ІСМ полягає у забезпеченні надійної роботи системи, забезпеченні синхронізації із мережею та забезпеченні ефективного й безперебійного постачання електрики.

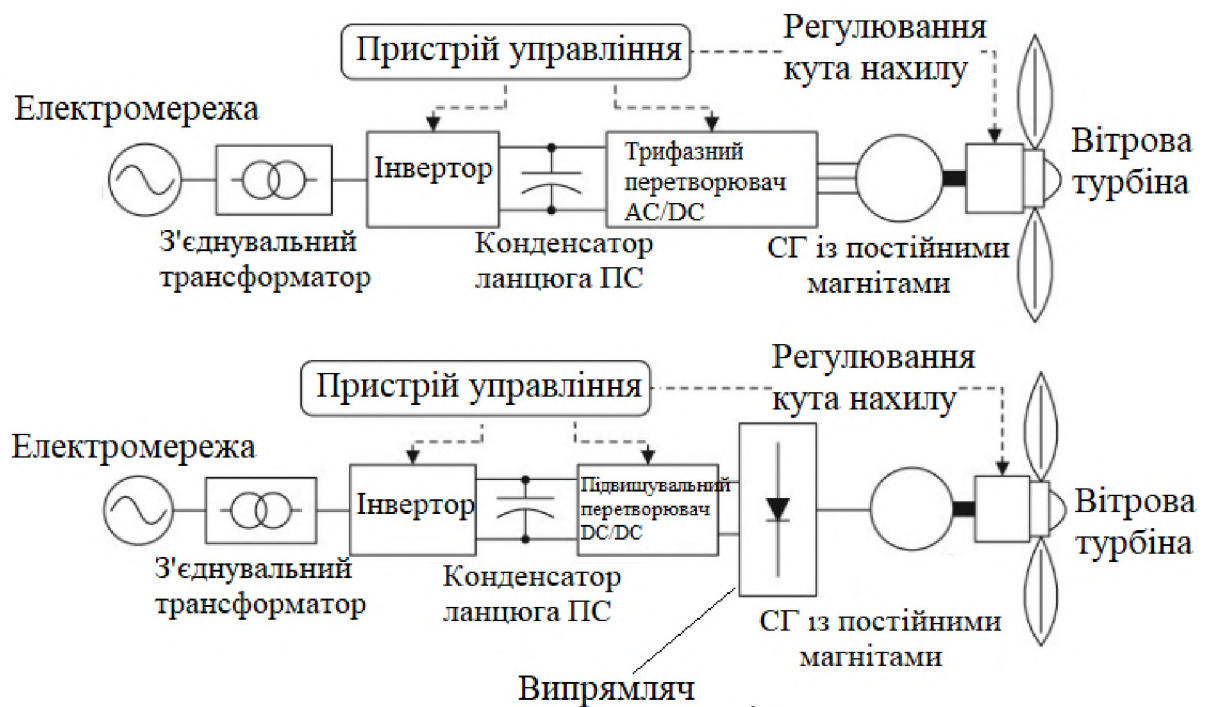


Рисунок 1.7 – Види концепції при побудові ВГ

2. ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДОСЛІДНОЇ ВЕУ.

2.1 Визначення основних електромеханічних параметрів ВУ.

Механічна потужність, видобута з вітру, може бути виражена наступним чином:

$$P_{mx} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \cdot A_v \cdot \rho_{нов} \cdot V_{вт}^3 \quad (2.1)$$

де: P_{mx} – є механічна потужність вихідна вітряної турбіни;

$C_p(\lambda, \beta)$ – величина коефіцієнту потужності;

β – діючий кут нахилу;

λ – відношення швидкості кінця лопаті до радіуса лопатей ($R_{лоп}$).

$\rho_{нов}$ – константа, котра відповідає показнику густині повітря;

A_v – є площею, котра обмітаються лопатями ротора ВГ;

$V_{вт}$ – поточна швидкість вітру.

Редуктор передає потужність із обертаючого валу вітряної турбіни на відповідний обертаючий вал генератора. Швидкість кутова генератора ($w_{ген}$) пов'язана із кутовою швидкістю ВТ ($w_{тр}$) прямо пропорційним чином, що виражено:

$$w_{тр} = w_{ген} \cdot G_{пр} \quad (2.2)$$

де: $G_{пр}$ – це коефіцієнт передачі.

Надалі можемо перейти до обчислення бажаних станів та вхідних сигналів системи конвертації вітрової енергії.

Припускаючи, що d-вісь обертової системи зорієнтована вздовж вектору

потoku ротора, отже, квадратурна компонента потоку ротора дорівнює нулю ($\psi_{qr}=0$), а пряма компонента потоку ротора завжди має максимальне постійне значення. Тому ми можемо сформулювати наступне:

$$x_d = \psi_{r.(max)} = \psi'_{d.r} \quad (2.3)$$

У (2.3) $\psi'_{d.r}$ виступає бажаним значенням для $\psi_{d.r}$ і визначається:

$$\psi_{r.(max)} = i_{(d).s} \cdot L_m \quad (2.4)$$

Окрім того, бажане значення поточного $i_{(d).s}$ може бути обчислене із (2.4), таким чином:

$$x_{d.1} = i'_{(d).s} = \frac{\psi'_{d.r}}{L_m} = \frac{x_{d.3}}{L_m} \quad (2.5)$$

Відношення швидкості кінця лопаті до w_{mp} та до швидкості $w_{ген}$ пов'язані за допомогою виразу:

$$\lambda_{BT} = \frac{w_{mp} \cdot R_{вт}}{V_{вт}} = \frac{w_{ген} \cdot R_{вт}}{V_{вт} \cdot G_{np}} \quad (2.6)$$

де: $R_{вт}$ - радіус лопатей вітряної турбіни.

Вітряна турбіна змінює свою швидкість, слідуючи за максимумом коефіцієнта потужності $C_{p.(max)}$, щоб отримати максимальну потужність при даній вітровій енергії. За використанням (2.5), бажане значення швидкості ротора $w_{ген}$ таке, що:

$$x_{d.4} = w'_{ген} = \frac{\lambda_{вих} \cdot G_{пр} \cdot V_{вт}}{R_{лон}} \quad (2.7)$$

де: $\lambda_{вих}$ – оптимальне значення відношення швидкості кінця лопаті вітряної турбіни.

$$T_{e.m} = \frac{L_m \cdot \rho_{вт} \cdot (i_{(q).s} \cdot \psi_{(d).r} - i_{(d).s} \cdot \psi_{(q).r})}{L_r} \quad (2.8)$$

де: p – кількість пар полюсів.

В той же час, бажане значення поточного i_{qs} може бути обчислене з електромагнітного моменту, наведеного в (2.8), таким чином:

$$x_{d.2} = i'_{(q).s} = \frac{T_{ген.r} \cdot L_r \cdot 2}{3 \cdot x_{d.3} \cdot L_m \cdot p} \quad (2.9)$$

де: $T_{ген.r}$ – вхідний референтний механічний крутний момент, який встановлюється на максимальний механічний (або аеродинамічний) крутний момент, такий, що:

$$T_{ген.r} = \frac{P_{max.m}}{x_{d.4}} \quad (2.10)$$

Бажані значення прямого та квадратурного струмів лінії $i_{(d).g}$ та $i_{(q).g}$ можна знайти з рівнянь:

$$P_g = \frac{3 \cdot i_{(d).g} \cdot V_{(d).g}}{2};$$

$$Q_g = \frac{-3 \cdot i_{(d).g} \cdot V_{(d).g}}{2}$$
(2.11)

Встановлення початкового кута прямокутної та квадратурної осі відліку на значення $\pi/2$, а також установлення початкового кута фази 1 на 0 градусів призводить до напруги $V_{(q).g} = 0$ та $V_{(d).g} = V_{мер}$,

де: $V_{мер}$ – значення напруга ЕМ.

Реактивна і активна реактивна потужності, котрі передані статором, можуть бути виражені як:

$$P_{st} = \frac{3 \cdot (i_{(d).g} \cdot V_{(d).g} + i_{(q).g} \cdot V_{(q).g})}{2};$$

$$Q_{st} = \frac{3 \cdot (i_{(d).g} \cdot V_{(d).g} - i_{(q).g} \cdot V_{(q).g})}{2}$$
(2.12)

Після встановлення, що $P_{st} = P_g$, аби перенести увесь активний потужність зі сторони статора на сторону сітки, забезпечуючи $Q_g = 0$, щоб забезпечити єдиний коефіцієнт потужності. Таким чином:

$$x_{d.5} = i'_{(d).g} = \frac{P_{st} \cdot 2}{3 \cdot V_{мер}}$$
(2.13)

У (2.13) бажане значення квадратурного струму лінії $i'_{(d).g}$ таке, що:

$$x_{d.6} = i'_{(q).g}$$
(2.14)

Напругу на постійній гілці U_{dc} необхідно підтримувати сталою на заданому попередньому рівні. Отже, бажане значення U_{dc} відповідає:

$$U'_{dc} = U_{ном. dc} \quad (2.15)$$

де: $U_{ном. dc}$ –напруга номінальна у частині ПС.

Тоді, вхідні напруги $V_{(q)str}$ та $V_{(d)str}$ обчислюються через вираз:

$$V_{(q)str} = \frac{(x_{d.2} \cdot c_1 + \frac{T_{ген. r} \cdot L_r \cdot 2}{3 \cdot x_{d.3} \cdot L_m \cdot p} + x_{d.3} \cdot x_{d.4} \cdot c_3)}{c_4}; \quad (2.16)$$

$$V_{(d)str} = \frac{(x_{d.1} \cdot c_1 - x_{d.3} \cdot c_2 - x_{d.2} \cdot w_s)}{c_4}$$

Для (2.16) визначимо бажаний вектор стану x_d таким чином, що:

$$x_d = [x_{d.1} \quad x_{d.2} \quad x_{d.3} \quad x_{d.4}]^T; \quad (2.17)$$

$$x_d = [i'_{d.s} \quad i'_{q.s} \quad \psi'_{d.r} \quad w'_{ген}]^T;$$

$$x_{i.d} = [1, 2, \dots, 4] \quad (2.18)$$

Оскільки бажані стани повинні бути робочою точкою системи ВГ, то дані стани повинні задовольняти модель системи ВТ. Таким чином, бажані стани моделі ВГ і системи індукційного генератора керуються наступним набором диф. рівнянь (2.19-2.20).

$$\dot{x}_{d.1} = w_s \cdot x_{d.2} - c_1 \cdot x_{d.1} + c_4 \cdot V_{d.sr} + c_2 \cdot x_{d.3}; \quad (2.19)$$

$$\dot{x}_{d.1} = c_4 \cdot V_{q.sr} - w_s \cdot x_{d.1} - c_1 \cdot x_{d.2} - c_3 \cdot x_{d.4} \cdot x_{d.3};$$

$$\dot{x}_{d.3} = x_{d.1} \cdot c_5 - x_{d.3} \cdot c_6; \quad (2.20)$$

$$\dot{x}_{d.4} = c_7 \cdot x_{d.3} \cdot x_{d.2} - x_{d.4} \cdot c_8 - T_{ген.р} \cdot c_9$$

Тоді при зсувному режимі для лопатей будемо мати такий закон керування:

$$U_1 = \frac{-z_2 \cdot \beta_1 - f_1 - K_1 \cdot s_1 - \text{sign}(s_1) \cdot W_1}{g_1}; \quad (2.21)$$

$$U_2 = \frac{-z_4 \cdot \beta_2 - f_2 - K_2 \cdot s_2 - \text{sign}(s_2) \cdot W_2}{g_2}$$

Тоді за напругою закон керування для зсувного режиму лопатей ВГ характеризується:

$$U_3 = \frac{-((e_2 \cdot w - e_1 \cdot c_9) \cdot V_{(d).g} \cdot c_{12} + e_1 \cdot V_{(d).g} \cdot c_{12} \cdot (1 + \beta_3) - s_4 \cdot K_4)}{V_{(d).g} \cdot c_{12}}; \quad (2.22)$$

$$U_4 = e_2 \cdot c_7 + s_3 \cdot K_3 + e_2 \cdot w - \text{sign}(s_3) \cdot W_3$$

Керуючі закони для $V_{q(i)}$, $V_{d(i)}$, котрі будуть використані для моделі перетворювача зі сторони мережі (рис. 2.1):

$$U_{d.i} = V_{(d).g} + \frac{(U_3 + x_{d.5} \cdot c_{10} + x_{d.5} - x_{d.6} \cdot w)}{c_{11}}; \quad (2.23)$$

$$U_{q.i} = \frac{(U_4 + x_{d.6} \cdot c_{10} + x_{d.6} - x_{d.5} \cdot w)}{c_{11}}$$

Відповідно до виразів (2.4-2.23) було побудовано схему ВГ із підсистемою керування.

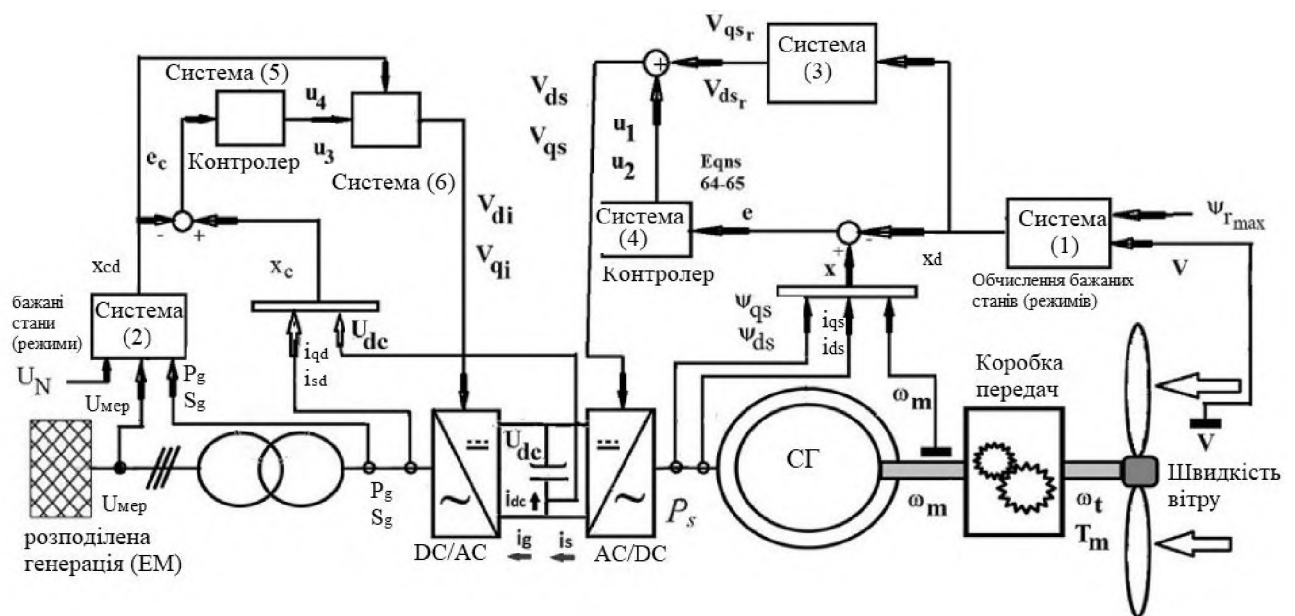


Рисунок 2.1 – Блок-схема керованої від асинхронної генераторної установки на основі ковзаючої контрольованої ІМ

На рис. 2.1 під номерами систем у боках мається на увазі наступні рівняння:

- Система 1 – вирази (2.3-2.10);
- Система 2 – вирази (2.13-2.15);
- Система 3 – вираз (2.16);
- Система 4 – вираз (2.21);
- Система 5 – вираз (2.22);
- Система 6 – вираз (2.23);

2.2 Розрахунок генератору для ВУ.

Оскільки за роботою передбачається застосування генератора проєктованого для живлення РП мережі, тоді в якості вихідних даних приймаємо:

- $U_{\text{ном.ген}}=220$ (В);
- $P_{\text{ном.ген}}=250$ (кВт);
- Номінальна частота $f_{\text{мер.РП}} = 50$ (Гц);
- $n_{\text{ном.ген}}$ - частота обертання номінальна =1500 (об/хв);

Визначення генератора треба здійснити для трифазного варіанта підключення, оскільки 1-фазні генератори відрізняються від 3-фазних:

$$P_{\phi,1} = 0.7 \cdot P_{\phi,3} \quad (2.24)$$

Методи із визначення основних габаритів генератора подібні для 3-фазних і 1-фазних генераторів, із деякими відмінностями. Для 3-фазних генераторів, котрі працюють в 1-фазному режимі, кількість пазів, котрі приходяться на полюс й фазу і обирається число дробовим. Магнітний розрахунковий потік для обох типів генераторів є однаковим.

Основними розмірами СГ є внутрішній розрахункова довжина L_d та $D_{\text{ст}}$ діаметр статора. Дані показники визначаються за основним розрахунковим рівнянням ЕМ:

$$C_a = \frac{n \cdot D_{\text{ст}}^2 \cdot L_d}{P_{\text{роз}}} = \frac{6.15}{k_{\text{фр.п}} \cdot \alpha_{\delta} \cdot B_{\delta} \cdot A} \quad (2.25)$$

де: $P_{\text{роз}}$ –потужність розрахункова;

α_{δ} – коефіцієнт розрахунковий полюсного перекриття;

B_δ – значення (максимальне) індукції у зазорі повітряному при навантаженні номінальному;

$k_{\text{фр.п}}$ – коефіцієнт форми поля,

$A_{\text{нав}}$ – навантаження лінійне статора,

$k_{\text{об}}$ – коефіцієнт обмотковий обмотки статора,

Основні розміри ЕМ здебільшого залежать від розрахункової потужності $P_{\text{роз}}$ і визначається як:

$$P_{\text{роз}} = \frac{P_{\text{ном}} \cdot k_c}{\cos(\gamma_{\text{ном}})}; \quad (2.26)$$

де: $\cos(\gamma_{\text{ном}})$ – коефіцієнт потужності (номінальний);

$P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність ВГ;

Відповідно до [4] практики для СГ із постійними магнітами, коефіцієнт k_c визначається в діапазоні 1.25...1.45.

Отже, для визначення генератора оберемо $k_c=1.3$. Під час відстаючого струму для ВГ із [4-5] приймається: $\cos(\gamma_{\text{ном}})=0.83$.

Основні розміри ВГ визначаються, виходячи із 3-фазного виконання. Співвідношення P поміж 1-фазним та 3-фазним живленням можливо прийняти наступним чином:

$$P_{3.\phi} = \frac{P_{1.\phi}}{0.7} = \frac{250000}{0.7} = 357.143 \text{ (кВт)}; \quad (2.27)$$

$$P_{\text{роз}} = \frac{357.143 \text{ (кВт)} \cdot 1.3}{0.82} = 566.2 \text{ (кВт)}$$

Поміж розмірами головними у СГ є співвідношення

$$l_1 = \frac{l_\sigma}{\tau_n} \quad (2.28)$$

У (2.28) τ_n виступає показником полюсного поділу і визначається як:

$$\tau_n = \frac{D_p \cdot \pi}{p \cdot 2} \quad (2.29)$$

При підстановці (2.29) у (2.28) отримуємо:

$$\lambda_\alpha = \frac{2 \cdot p \cdot l_\sigma}{D_p \cdot \pi} \quad (2.30)$$

Цей параметр залежить від p і для сучасних СМ зазвичай варіюється від 1.15 до 2.4. Приймасмо значення попереднє $\lambda_\alpha = 1.7$. Відповідно, довжина розрахункова визначатиметься так:

$$l_\sigma = \frac{\lambda_\alpha \cdot D_p \cdot \pi}{p \cdot 2} \quad (2.31)$$

Вставивши (2.28-2.30) в формулу ЕМ постійної, виходить рівняння для розрахунку показника діаметру із розточування статора.

$$D_p = \sqrt[3]{\frac{6.25 \cdot p \cdot 2 \cdot P_{poz}}{\pi \cdot \lambda_\alpha \cdot k_{\phi p} \cdot k_{ob} \cdot \alpha_\delta \cdot B_\delta \cdot A \cdot n}} =$$

$$= \sqrt[3]{\frac{6.25 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 566.2 \cdot 10^3}{3.141 \cdot 1.7 \cdot 1.15 \cdot 0.92 \cdot 0.82 \cdot 220 \cdot 10^2 \cdot 0.8 \cdot 250}} = 0.885 \text{ (м)} \quad (2.32)$$

Тоді приймаємо $D_p = 0.9$ (м) і підставимо його в (2.29) та (2.3):

$$\tau_n = \frac{D_p \cdot \pi}{p \cdot 2} = \frac{0.9 \cdot \pi}{2 \cdot 2} = 0.707 \text{ (м)} \quad (2.33)$$

$$l_\sigma = \lambda_\alpha \cdot \tau_n = 1.7 \cdot 0.707 = 1.2 \text{ (м)} \quad (2.34)$$

Для перевірки правильності обрання основних розмірів треба скористатись методом універсальної ЕМ постійної:

$$C_{cm} = \frac{1}{\sqrt[4]{K_{w(ob)} \cdot B_{3b} \cdot v_{ob} \cdot K_{\phi(zn)}}} \quad (2.35)$$

де: C_{cm} – універсальна постійна ЕМ для статору;

$v_{ob} = 8 \left(\frac{A}{\text{мм}^2} \right)$ – щільність струму наявна у обмотці статора,

$K_{w(ob)} = 0.93$ – показник коефіцієнту обмотувального;

$K_{\phi(zn)} = 0.1$ – показник коефіцієнту заповнення (повний),

$B_{3b} = 1.5 \text{ (Тл)}$ – величина середньої магнітної індукції наявної у зубцях статора ЕД.

$$C_{cm} = \frac{1}{\sqrt[4]{0.93 \cdot 1.5 \cdot 8 \cdot 10^6 \cdot 0.93}} = 0.0176 \text{ (в.о.)} \quad (2.36)$$

Тоді показника полюсного поділу визначимо як:

$$\tau_n = C_{cm} \cdot \sqrt[4]{\frac{\beta_{yn} \cdot P_{роз}}{\sqrt{2} \cdot f_{ем} \cdot p \cdot \lambda_o \cdot 2}} = 0.0176 \cdot \sqrt[4]{\frac{0.67 \cdot 566.2 \cdot 10^3}{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 0.45}} = 0.9622 \text{ (м)} \quad (2.37)$$

де: $P_{роз}$ – потужність розрахункова ВГ;

λ_o – значення відносної глибини пазу, за (2.38);

β_{yn} – значення універсальної ЕМ для статора, за (2.38).

$$\lambda_o = \frac{n \cdot h_n}{\tau_n} = 0.45 \quad (2.39)$$

$$\beta_{yn} = \frac{\tau_n}{l_1} = 0.67$$

В результаті, діаметр для розточування у статора визначається наступним чином:

$$D_p = \frac{p \cdot 2 \cdot \tau_n}{\pi} = \frac{4 \cdot 0.9622}{3.141} = 1.225 \text{ (м)} \quad (2.40)$$

Показник (2.40) повністю відповідає до значенню, що отримано за методом ЕМ постійної [4-5].

2.3 Визначення габаритних показників ротору.

Згідно із чинним ДСТУ, промисловість випускає ПМ призматичної форми. Це призвело до широкого використання збірних конструкцій роторів (або індукторів) СГ із ПМ в процесі проектування.

В проектуваному генераторі застосовуємо ротор із магнітами призматичного типу "зірка", які мають радіальне намагнічування.

Конструкція даного ротора включає ПМ, намагнічені в радіальному напрямку, котрі прилягають своїми внутрішніми торцями до втулки (магнітом'якої), яка закріплена на валу у генератора.

Величину зазору повітряного поміж ротором і статором обираємо $\delta_3=0.7(\text{мм})$.

Відповідно діаметр зовнішнього ротору ВГ складає:

$$D_{pp} = D_p - 2 \cdot \delta_3 = 1.225 - 2 \cdot 0.007 = 1.211 \text{ (м)} \quad (2.41)$$

У відповідності до (2.41) коефіцієнт конструктивний перекриття полюсного оберемо: $\alpha_p = 0.69$

Згідно цього обчислений коефіцієнту перекриття полюсного визначимо як:

$$\alpha^* = \frac{4}{\frac{6}{1-\alpha_p} + \frac{\tau_n}{\delta_3}} + \alpha_p = \frac{4}{\frac{6}{1-0.69} + \frac{0.9622}{0.007}} + 0.69 = 0.932 \quad (2.42)$$

Визначення полюсну ширину:

$$b_n = \alpha_p \cdot \tau_n = 0.69 \cdot 0.9622 = 0.664 \text{ (м)} \quad (2.43)$$

Оберемо полюсну висоту: $h_i=0.68 \text{ (м)}$

За визначеними параметрами у «додатку В» створено ескіз магнітної системи ВГ.

2.4 Розрахунок втрат, маси та ККД ВГ.

Для початку необхідно визначити вагові параметри, аби визначити потім втрати потужності.

Відповідно маса міді для обмотки Я становить:

$$\begin{aligned}
 M_{\text{д(0)}} &= \omega_{\text{фр}} \cdot m_0 \cdot q_b \cdot l_{\text{ср}} \cdot \gamma_n = \\
 &= 3 \cdot 15120 \cdot 0.421 \cdot 7.11 \cdot 10^{-6} \cdot 9.75 \cdot 10^3 = 458.326 \text{ (кг)}
 \end{aligned}
 \tag{2.44}$$

Визначення $M_{\text{зб}}$ (маси якірних зубців) відбувається за:

$$\begin{aligned}
 M_{\text{зб}} &= \left(\frac{\pi}{4} \cdot [(2 \cdot h_n + D_p)^2 - D_p^2] - z_n \cdot h_n \cdot b_n \right) \cdot k_{\text{зб}} \cdot l_{\text{д}} \cdot \nu_{\text{ср}} = \\
 &= \left(\frac{\pi}{4} [(2 \cdot 0.0476 + 1.225)^2 - 1.225^2] - \right. \\
 &\quad \left. - 85 \cdot 7.97 \cdot 21,62 \cdot 10^{-6} \right) \cdot 0.92 \cdot 0.15 \cdot 7.8 \cdot 10^4 = 237.62 \text{ (кг)}
 \end{aligned}
 \tag{2.45}$$

Величина маси якірної спинки:

$$\begin{aligned}
 M_{(я.с)} &= \pi \cdot h_{н.а} \cdot (D_p + h_{н.а} + 2 \cdot h_{п}) \cdot k_{зб} \cdot l_{ср} \cdot \nu_{ср} = \\
 &= \pi \cdot 0.0231 \cdot (1.225 + 0.032 + 2 \cdot 0.0476) \cdot 0.96 \cdot 0.15 \cdot 7.8 \cdot 10^3 = 133.712 \text{ (кг)}
 \end{aligned}
 \tag{2.46}$$

Тоді маси акт. матеріалів у статорі:

$$M_{\Sigma ст} = M_{д(0)} + M_{(я.с)} + M_{зб} = 458.3 + 133.7 + 237.6 = 829.63 \text{ (кг)} \tag{2.47}$$

Вагове значення ПМ:

$$\begin{aligned}
 M_{П.М.} &= 2 \cdot p \cdot l_{п.м} \cdot b_{п.м} \cdot \nu_{пм} \cdot h_{м} = \\
 &= 4 \cdot 0.15 \cdot 0.255 \cdot 8.7 \cdot 0.072 \cdot 10^3 = 82.67 \text{ (кг)}
 \end{aligned}
 \tag{2.48}$$

Ярмо індуктора має вагу:

$$\begin{aligned}
 M_{я.р.} &= \frac{\pi}{4} [(D_{я.р.} + 2 \cdot h_{я.р.})^2 - D_{я.р.}^2] \cdot k_{ам} \cdot l \cdot \nu_{ст} = \\
 &= \frac{\pi}{4} \cdot 0.15 \cdot [(0.345 + 2 \cdot 0.042)^2 - 0.345^2] \cdot 1.25 \cdot 7.8 \cdot 10^3 = 136.25 \text{ (кг)}
 \end{aligned}
 \tag{2.49}$$

Відповідно до (2.48-2.49) активні матеріали ротора ВГ мають масу:

$$M_{а.м.р.} = M_{П.М.} + M_{я.р.} = 82.67 + 136.25 = 218.92 \text{ (кг)} \tag{2.50}$$

А виходячи із (2.49) та (2.50) маса усіх активних матеріалів у ВГ складає:

$$M_{\Sigma ВГ} = M_{\Sigma ст} + M_{а.м.р.} = 829.63 + 218.92 = 1048.6 \text{ (кг)} \tag{2.51}$$

Тоді повна маса ВГ відповідає:

$$M_{B.Г.} = k_n \cdot M_{a.m.p.} = 1.7 \cdot 1048.6 = 1782.54 \text{ (кг)} \quad (2.52)$$

Надалі через масові показники переходимо до визначення втрат за потужністю у генераторі. Так втрати у меді (в якорі) становлять:

$$P_{мд} = m \cdot I_n^2 \cdot K_\alpha = 3 \cdot 125.73^2 \cdot 0.75 = 35.569 \text{ (кВт)} \quad (2.53)$$

Втрати у зубцах якоря ВГ (у сталі) складають

$$\begin{aligned} P_{зб.см} &= k_{зб} \cdot M_{зб} \cdot B_{зб}^2 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{f_{ем}}{50}\right)^{\frac{3}{2}} = \\ &= 2 \cdot 2.25 \cdot 237,62 \cdot 1.81^2 \cdot \left(\frac{50}{50}\right)^{\frac{3}{2}} = 3.504 \text{ (кВт)} \end{aligned} \quad (2.54)$$

Тоді механічні втрати складають:

$$P_{в.мех} = 0.02 \cdot S_{ном} \cdot \cos(\phi_n) = 0,02 \cdot 250 \cdot 10^3 \cdot 0.837 = 4.18 \text{ (кВт)} \quad (2.55)$$

Втрати додаткові становлять:

$$P_{в.дооб} = 0.01 \cdot S_{ном} \cdot \cos(\phi_n) = 0.01 \cdot 250 \cdot 10^3 \cdot 0.837 = 2.09 \text{ (кВт)} \quad (2.56)$$

Втрати сумарні у генераторі складають:

$$\begin{aligned}\sum P_{вт} &= P_{мд} + P_{зб.ст} + P_{в.доб} + P_{в.мех} = \\ &= 35.569 + 3.504 + 4.18 + 2.09 = 45.343 \text{ (кВт)}\end{aligned}\quad (2.57)$$

Тоді ККД генератора становить:

$$\eta_{Г} = \frac{S_N \cdot \cos(\phi_n) \cdot 100(\%)}{S_N \cdot \cos(\phi_n) + \sum P_{вт}} = \frac{250 \cdot 10^3 \cdot 0.837 \cdot 100}{250 \cdot 10^3 \cdot 0.837 + 45.343 \cdot 10^3} = 82.2 \text{ (\%)} \quad (2.58)$$

3. СТВОРЕННЯ АЛГОРИТМУ ДЛЯ ПРОГНОЗУ ОБСЯГУ ГЕНЕРОВАНОЇ ВГ ПОТУЖНОСТІ. ФУНКЦІЇ УПРАВЛІННЯ ЛОПАТЯМИ ВІТРЯКА

3.1 Фільтрація та обробка первинних даних для навчання системи.

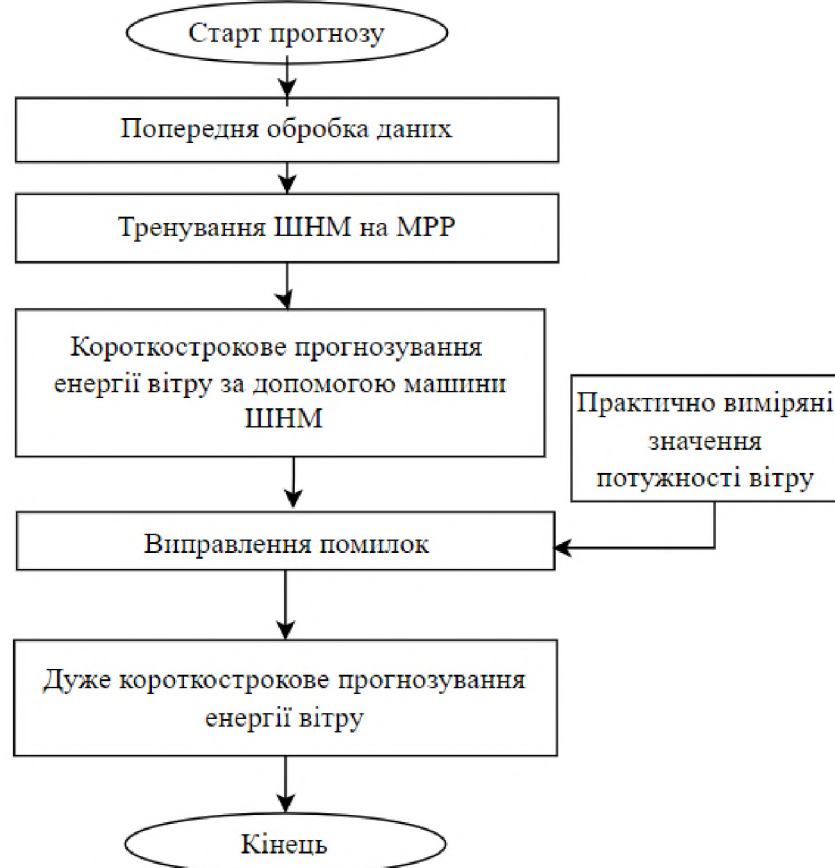


Рисунок 3.1 – Алгоритм для опрацювання вектору даних від ВГ

Обробка часових даних про щоденну генерацію вітроенергії, видаливши пропуски й аномалії у вимірах, після цього відбувається нормалізація даних (побудова щоденної встановленої потужності за алгоритмом рис. 3.1), потім застосовується розширений фільтр Калмана (ФК) для фільтрації та зменшення шуму, а також функції згладжування кривих. Після цього обчислюється щоденний рівень різниці між максимумом й мінімумом генерації для отримання щоденного набору даних, щодо виробітку вітроенергії для подальших досліджень.

Обрання щоденних кривих генерації із обробленого щоденного набору даних для генерації вітроенергії, котрі потрапляють до верхніх (10%) за рівнем різниці між максимумом й мінімумом, проведення статистичного аналізу для місяців, коли можуть спостерігатися найбільші відмінності.

Застосування кластерного аналізу до К-середніх із вибраних даних щодо виробництва вітроенергії для виявлення наслідування (паттернів) у даних та визначення оптимальної кількості кластерів (K). Застосування коефіцієнту із кореляції для покращення роботи алгоритму кластеризації К-середніх, обчислюючи його для обраних щоденних даних щодо виробітку вітроенергії та використовуючи алгоритм для вибору початкового центру кластеризації із найменшою кореляцією. Після цього послідовно застосовується кластерний аналіз із К-середніх та оцінюється результати даної кластеризації за допомогою коефіцієнта подібності.

За репрезентативними кривими із набору кластеризованого даних, використовуючи оптимізацію за допомогою області частинок й алгоритму. Проведення перевірки результатів, котрі отримані за допомогою даних двох методів, щоб отримати типові щоденні криві виробітку вітроенергії для аналізу гнучкості енергосистеми.

3.2. Відтворення пропущених та очищення аномальних даних у вимірних показниках.

Очищення даних – це важливий етап у процесі аналізу даних, спрямований на підвищення надійності та точності набору даних за допомогою виправлення невірних, неповних або неточних записів. Даний етап має важливе значення, оскільки він підкріплює теоретичні засади для подальшого аналізу та моделювання.

Процес очищення даних включає декілька етапів, котрі наведені на рис. 3.2. Спочатку використано автоматизований скрипт для виявлення й позначення будь-яких пропущених значень у наборі даних. Критерії виявлення пропущених даних базувалися на очікуваних інтервалах передачі даних. Будь-які точки, які не відповідали цим інтервалам, вважалися пропущеними.

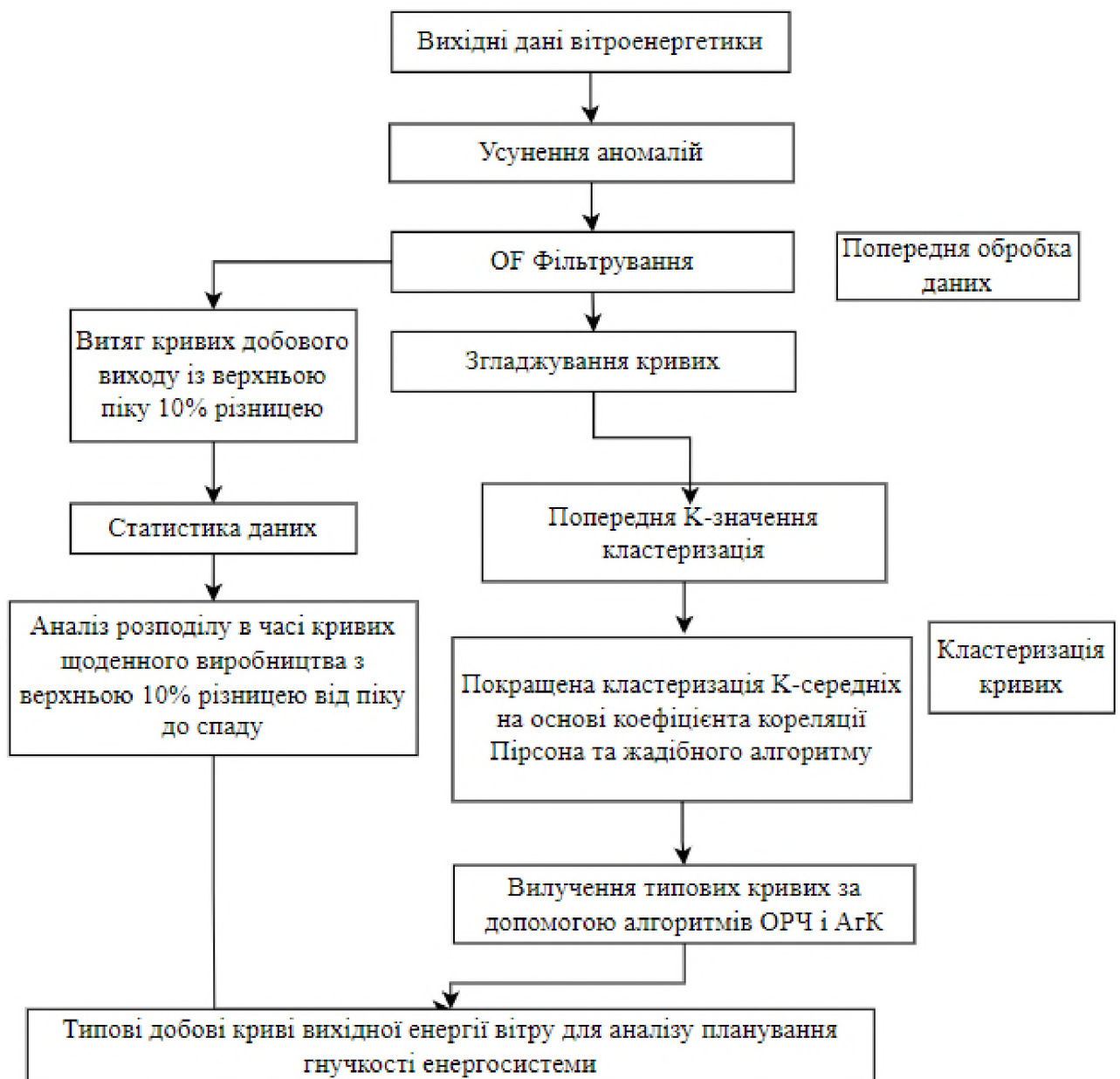


Рисунок 3.2 – Алгоритм роботи із даними

Після виявлення пропущених даних використовується метод встановлення значень, щоб заповнити ці пропуски. Зокрема, застосовується метод лінійної інтерполяції для часових рядів даних там, де це було доцільно, що передбачає зміну поміж двома точками даних, яка є лінійною та може бути оціненою. Даний метод обраний був через його ефективність і простоту у роботі, він також має відносно невеликі пропуски в часових рядах даних.

Окрім пропущених даних, перевіряється і набір даних на наявність аномалій, котрі можуть вказувати на неточні чи невірні дані. Для цього використовується аналіз із X-значень для виявлення викидів. Точки даних із X-значенням більше 4 вважалися екстремальними а, отже, розглядалися для визначення того, чи представляють вони справжні значення чи аномалії через помилки в записах, або вони викликані проблемами при передачі даних.

Таким чином можна вдосконалили набір даних, перевібивши послідовність щоденних кривих виведення на наявність аномалій. Будь-яка крива, котра показує постійні відхилення та значно віддаляється від встановленого шаблону без обґрунтованої причини, має бути видалена. Дане рішення базується на стандартному відхиленні градієнта кривої, із пороговим значенням, установленим на 2 стандартних відхилення від середнього градієнта набору даних.

Так на рис. 3.3 представлений аналіз порівняння нормалізованого й ненормалізованого градієнтного спуску створеного для прикладу роботи ВГ на основі регресії лінійної.

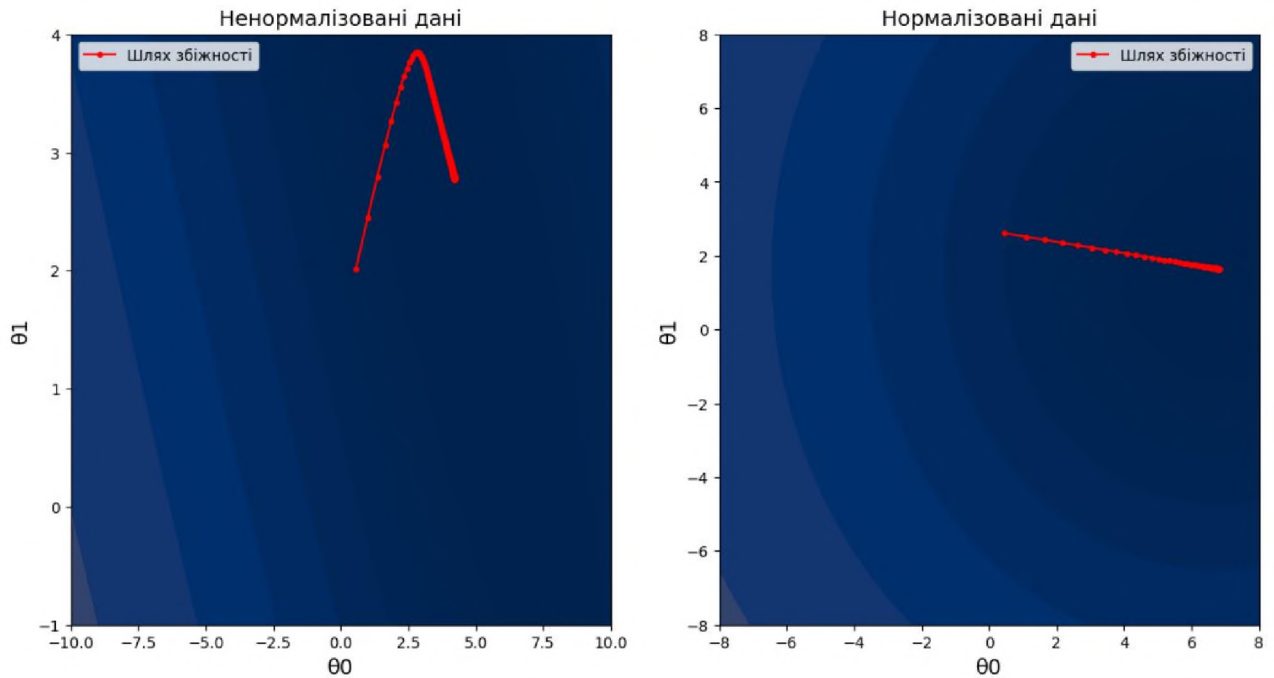


Рисунок 3.3 Порівняння даних до та після нормалізації для ВГ

При цьому показники: $\Theta_{1.нн,д}=4.215$ (в.о) та $\Theta_{0.нн,д}=2.77$ (в.о), а для нормалізованих: $\Theta_{1.н,д}=6.82$ (в.о) та $\Theta_{0.н,д}=1.64$ (в.о). Відповідно модель із нормалізованими даними сходяться швидше і допомагає уникнути проблем із чисельною нестабільністю, котра виникає у роботі із ознаками.

Вдосконалення методології не лише покращує якість наших даних, але й забезпечує прозору та сувору основу для аналізу, таким чином вирішуючи потенційні проблеми, котрі є властивими вторинному процесу із збору даних зі енергосистем.

3.3. Очищення та згладжування даних із вибірки.

Для підвищення точності даних використовується алгоритм розширеного фільтра Калмана для фільтрації показників і зменшення шуму, а після цього згладжується отримані фільтровані параметри за допомогою згладженої функції, котрі використовується для досліджень у мат. моделі.

Відповідно розширений фільтр Калмана – є алгоритмом оцінювання стану, заснований на даному фільтрі, котрі придатні для систем із нелінійними

моделями. Фільтр лініаризує нелінійні проблеми через розклад Тейлора нелінійних функцій, а потім використовується методологія ФК для оцінки стану й коригування похибки.

Для підвищення точності даних використовується алгоритм РФК для фільтрації даних й зменшення шуму, після чого отримані відфільтровані дані згладжуються за допомогою відповідної функції згладжування, що призводить до отримання даних для подальших досліджень у мат. моделі. Даний фільтр є алгоритмом нелінійної оцінки стану, котрий підходить для систем із нелінійними моделями.

Тоді рівняння стану описується як:

$$x(k_f) = f((k_f - 1) \cdot x, (k_f - 1)) \cdot u + (k_f - 1) \cdot w \quad (3.1)$$

де: $(k_f - 1) \cdot w$ – шум процесу.

Рівняння, що описує спостереження при роботі із даними від ВГ:

$$y(k_f) = h((k_f) \cdot x) + (k_f) \cdot v \quad (3.2)$$

Етапи прогнозування та вектор прогнозу стану, де F_n - матриця переходу:

$$X_{npz} = [X_1 \quad X_2 \quad X_3]^T \quad (3.3)$$

$$F_n = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Очікуване значення матриці:

$$P_{npz} = P_0 \cdot F_n \cdot F_n^T + Q \quad (3.4)$$

Етапи коригування:

1. Фактичне спостереження та прогнозоване значення, дане рівняння задає функціональну залежність поміж змінними у термінах степеневі функції:

$$\begin{aligned} y_{очік} &= x_{прог} (1) \\ H_n &= [1 \quad 0] \end{aligned} \quad (3.5)$$

Тоді величина коефіцієнту підсилення Калмана:

$$K_F = H_n^T \cdot P_{прог} \cdot (R + H_n \cdot H_n^T \cdot P_{прог})^{-1} \quad (3.6)$$

Оновлений вектор стану:

$$X_{перед} = X_{прог} + (y(k_f) + y_{очік}) \cdot K_F \quad (3.7)$$

Оновлена коваріаційна матриця:

$$P_{очік} = P_{прог} \cdot (I - H_n \cdot K_F) \quad (3.8)$$

У (3,9) x_1 та x_2 представляють дві складові вектора стану, зокрема, вихідну потужність $V_{вт}$ та її швидкість зміни. Q й R - це матриці коваріації для шуму процесу й шуму спостереження відповідно. У програмі початкові значення цих матриць виглядають наступним чином:

$$P_{оч} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Після фільтрації даних, відбувається подальше згладжування за допомогою методу ковзного середнього. Даний метод - це загальноприйнята техніка згладжування, яка здатна згладити одновимірний вектор, видаляючи шум та дрібні коливання. Його основна концепція наступна: для вектора довжиною N обирається область довжиною k . Дані всередині цієї області робляться середніми, щоб отримати нову точку даних. Потім область зсувається на одиницю вправо, і вищезазначена операція повторюється, доки всі точки даних не будуть оброблені.

Цей процес відображений в рівнянні:

$$Y_j = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k X_{j-i} + \left\lfloor \frac{k}{2} \right\rfloor \quad (3.10)$$

У (3.10) X_j позначає j -ту точку даних при вихідному векторі даних, Y_j – j -ту точку даних при згладженому векторі даних, k – розмір області, а $\left\lfloor \right\rfloor$ – позначає функцію округлення вниз.

Ураховуючи, що крива $S_{\text{вт.вих}}$ значно впливає на установлену потужність, тому можна використовувати метод нормалізації даних за допомогою ділення $S_{\text{вт.вих}}$ за день на встановлену щоденну потужність вітроенергетичних установок.

$$X'_e = \frac{X_e}{P_d} \quad (3.11)$$

У рівнянні, X' – це нормалізоване значення вихідної потужності вітру, а P_d - це щоденна встановлена потужність ВЕУ.

Вплив факторів на вихідну потужність ВГ вносить значну змінність та відмінні типології у кривих виходу. Кластеризація за методом К-середніх, виступає алгоритмом навчання без учителя, ефективно наводить категорії дані криві за їх формою та розміром, використовуючи евклідову відстань.

Даний алгоритм відзначається своєю простотою, прямолінійною реалізацією й обчислювальною ефективністю, що дозволяє обробляти великі набори даних із вражаючою масштабованістю. Його здатність ефективно кластеризувати значні обсяги даних робить його невід'ємним інструментом для аналізу та розуміння складної динаміки кривих вихідних даних ВГ, що надає цінні уявлення про їх класифікацію та основні закономірності.

Проте алгоритм К-середніх потребує попереднього визначення числа кластерів (K), що не має автоматизації. Крім того, він чутливий до вибору початкових центрів кластерів, що може призвести до збіжності до локальних оптимумів замість глобальних й невпевненості у результаті кластеризації. Для вирішення поточних проблем, можна використати метод коефіцієнта силуету для попереднього визначення значення K із більшим коефіцієнтом.

Тоді обчислюється коефіцієнт кореляції обраних даних й використовує алгоритм для вибору K точок даних із найнижчою кореляцією при значенні K для їх використання як центрів кластерів.

Коефіцієнт силуету є метрикою оцінки кластеризації, яка визначає зумовленість і якість результатів кластеризації, порівнюючи внутрішню схожість та міжкластерну відмінність. Він знаходиться у діапазоні від -1 до 1, де вищі значення свідчать про кращі результати кластеризації. Конкретно, для кожного зразка обчислюється коефіцієнт силуету таким чином:

$$S(j) = \frac{b(j) - a(j)}{\max[a(j), b(j)]} \quad (3.12)$$

У (3.12) коефіцієнт силуету враховує дві відстані: $a(j)$, яка представляє середню відстань вибірки i до інших вибірок у тому ж кластері (внутрішня схожість у кластері), та $b(j)$, яка представляє середню відстань вибірки i до всіх вибірок у найближчому кластері, до якого не входить j (міжкластерна

відмінність). Для отримання коефіцієнта силуету для всього набору даних можна взяти середнє значення коефіцієнтів силуету для всіх вибірок.

Коефіцієнт кореляції є статистичною мірою, котра використовується для оцінки сили лінійного відношення поміж двома змінними. Його значення може знаходитися в діапазоні від -1 до 1 , де 0 вказує на відсутність лінійного відношення, а значення, близькі до 1 чи -1 , вказують на сильне лінійне відношення поміж двома змінними.

Формула для обчислення кореляційного коефіцієнту (Пірсона) виглядає наступним чином:

$$r_{n(x_j, x_i)} = \frac{C(x_j, x_i)}{S(x_j) \cdot S(x_i)} \quad (3.13)$$

Де у (3.13) $C(x_i, x_j)$ відображає коваріацію поміж x_j та x_i , а $S(x_j)$ та $S(x_i)$ є стандартними відхиленнями x_j та x_i відповідно.

Даний алгоритм є поширеним евристичним алгоритмом, який досягає глобального оптимуму, вибираючи локальний оптимум на кожному кроці. Зокрема, цей алгоритм обирає найкраще рішення на кожному кроці прийняття рішення до досягнення певної мети або до того, як оптимізація стає неможливою. Після отримання коефіцієнта кореляції для кожної кривої, алгоритм використовується для обчислення вибору k точок у наборі із даних у такий спосіб, щоб їхня сума була мінімальною.

Конкретні кроки алгоритму включають наступне:

1. обираємо початкову точку r_i та включаємо її до множини обраних точок;
2. обчислюємо відстань у dn_{ij} від усіх невибраних точок до обраних точок, де j - кожен обрану точку, а i позначає поточну точку.
3. знайдемо точку r_j із мінімальною відстанню до обраних точок, потім додаємо її до множини обраних точок.

Після цього повторюємо крок 2, поки кількість обраних точок не досягне передбаченого значення k .

Відповідно значення кожної точки полягає в її значенні r , тому загальна сума обраних точок визначається як:

$$\sum_{j=1}^k r_j \quad (3.14)$$

Тоді сума точок може бути обчислена шляхом ітерації по обраним точкам, наступним чином:

$$\sum_{j=1}^k r_j = \sum_{j=1}^k r_j + \sum_{j \in \text{обрані точки}} dn_{(ij)} \quad (3.15)$$

де: $dn_{(ij)}$ – виступає відстанню поміж точкою i та j ;

r_j – це значення точки i .

Зрештою, значення вищезазначеної формули є мінімальною сумою обраних k точок. Використовуючи вищезазначений метод для вибору K центрів кластерів, тоді кластеризація завершується за допомогою алгоритму К-середніх.

4. МОДЕЛЮВАННЯ РОБОЧИХ РЕЖИМІВ ВЕУ. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ.

4.1 Вхідні показники для моделювання ВЕУ.

Моделювання роботи ВГ в Matlab є важливим етапом для оптимізації його функціонування та підвищення ефективності. Вхідні показники для моделювання, представлені у вигляді графіків, дозволяють детально аналізувати різні аспекти роботи ВУ та робити обґрунтовані висновки щодо його налаштувань і параметрів. Наприклад, залежність кута атаки лопатей від часу року (рис. 4.1) дозволяє оцінити сезонні коливання вітру та їх вплив на продуктивність генератора. Вивчення залежності висоти від швидкості вітру (рис. 4.2) допомагає визначити оптимальну висоту встановлення вітрогенератора для максимального використання вітрових ресурсів.

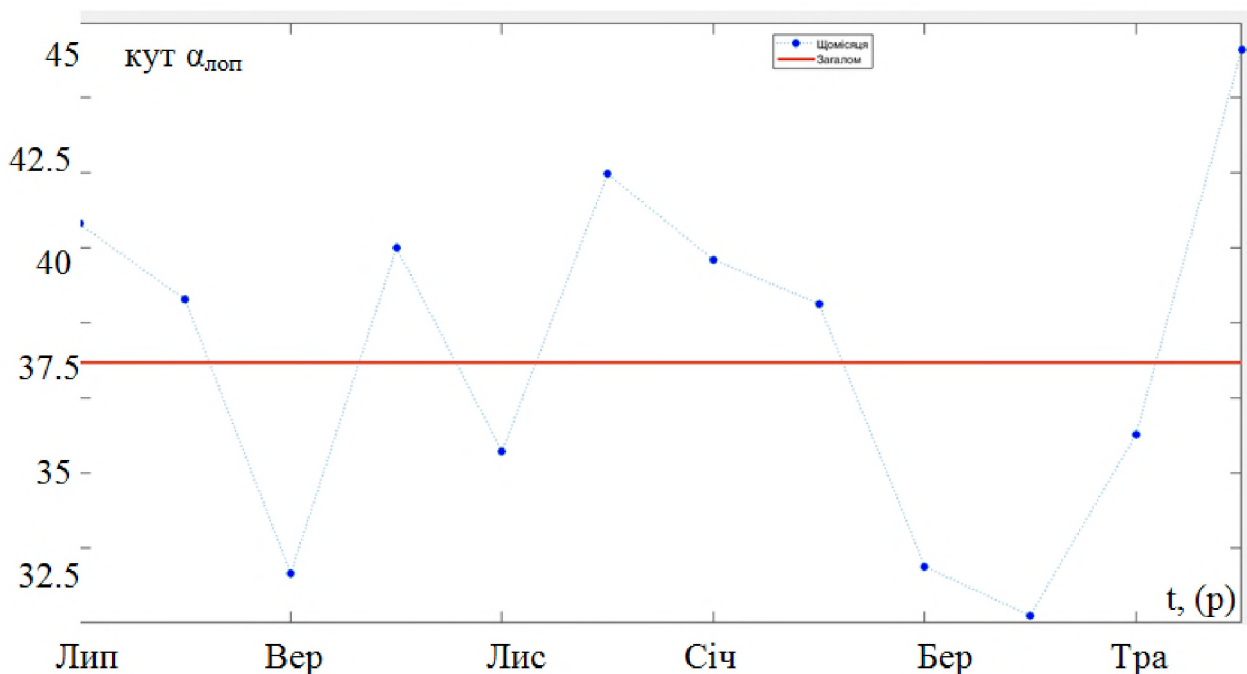


Рисунок 4.1 – Залежність регулювання діючого $\alpha_{\text{лоп}}$ від часу року

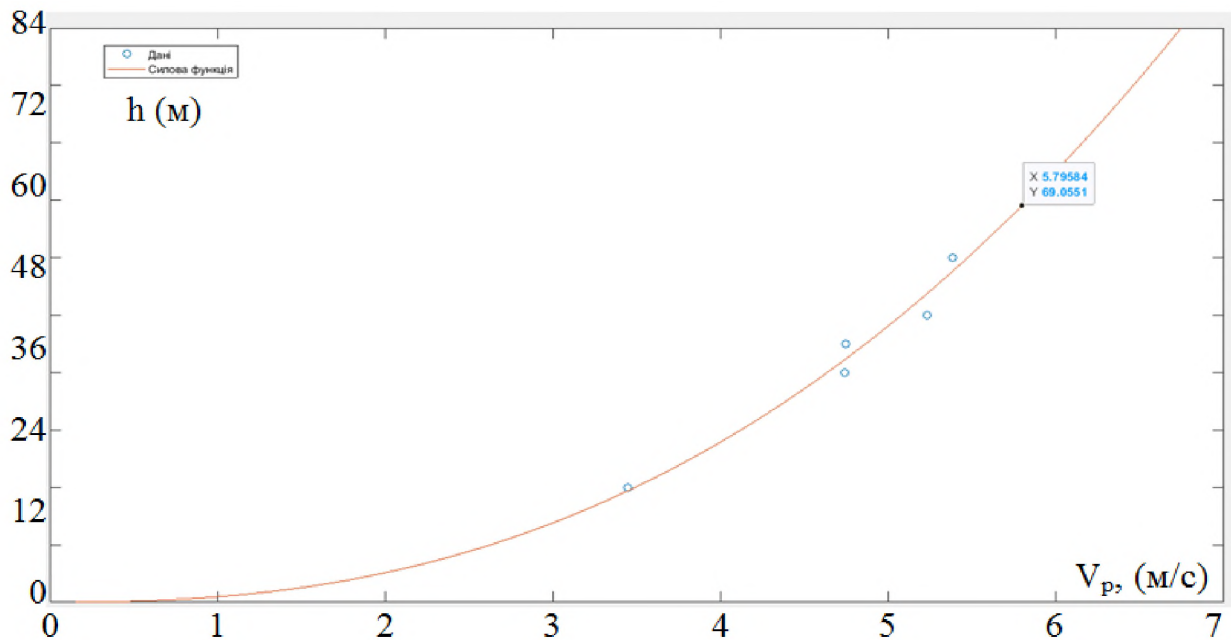


Рисунок 4.2 – Залежність H_d висоти (м) від швидкості вітру (V_m)

Залежність швидкості вітру від часу доби (рис. 4.3) надає інформацію про добові коливання вітру, що важливо для налаштування режимів роботи генератора протягом дня. Аналіз місячної швидкості вітру в залежності від пори року (рис. 4.4) дозволяє прогнозувати довгострокову генерацію енергії та планувати її використання. Роза вітрів для конкретного регіону (рис. 4.5) надає дані про переважаючі напрямки вітру, що критично важливо для оптимального розташування вітрогенератора.

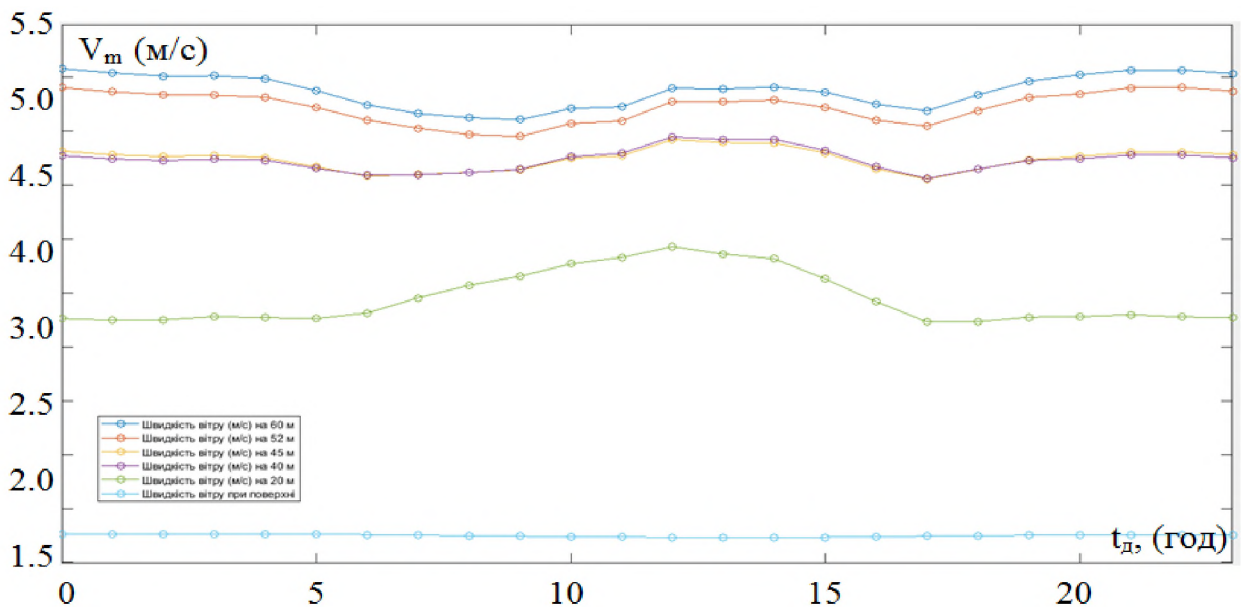


Рисунок 4.3 – Залежність швидкості вітру (V_m) від часу доби (t_d)

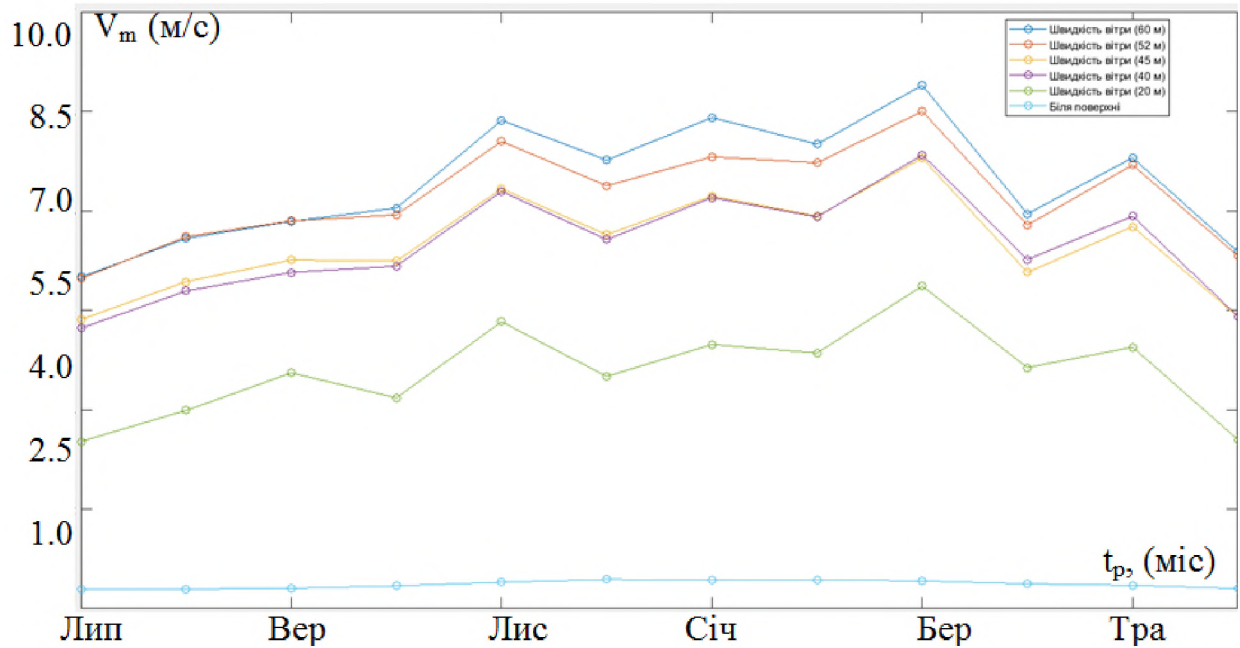


Рисунок 4.4 – Залежність місячної швидкості вітру ($V_{m,m}$) від пори року (t_p)

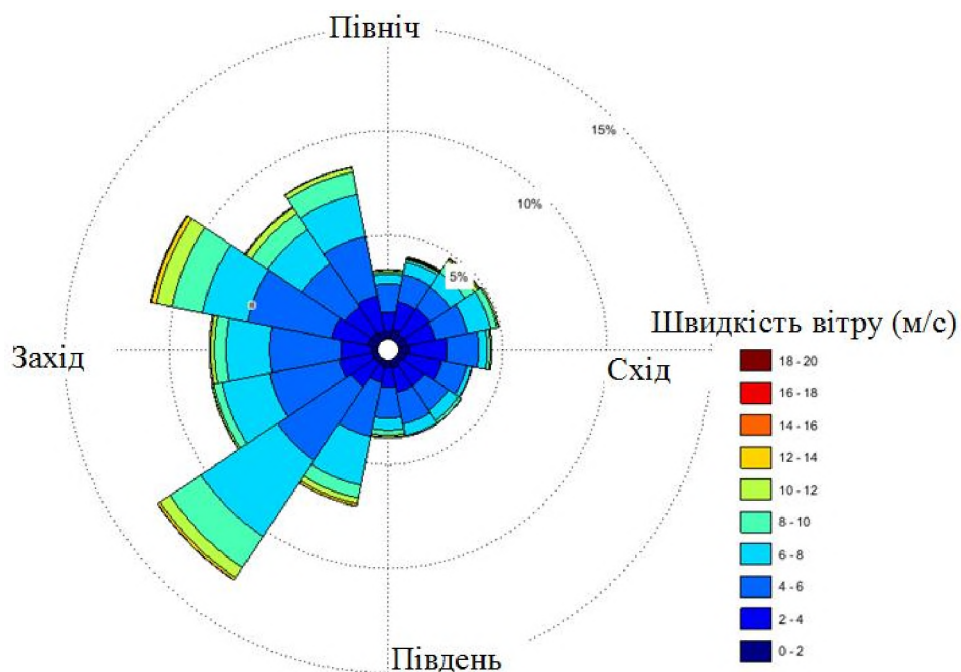


Рисунок 4.5 – Роза вітру для вітрогенератору Волинської області на висоті від датчику на висоті 50(м)

Варто відзначити, що вхідними даними для моделі стали отримані зовнішні умови (в першу чергу, погодні) для Волинської області. Так завдяки завдання географічного положення створено розу вітру (рис. 4.5), а більш

детальне ПЗ можна знайти у додатку Г.

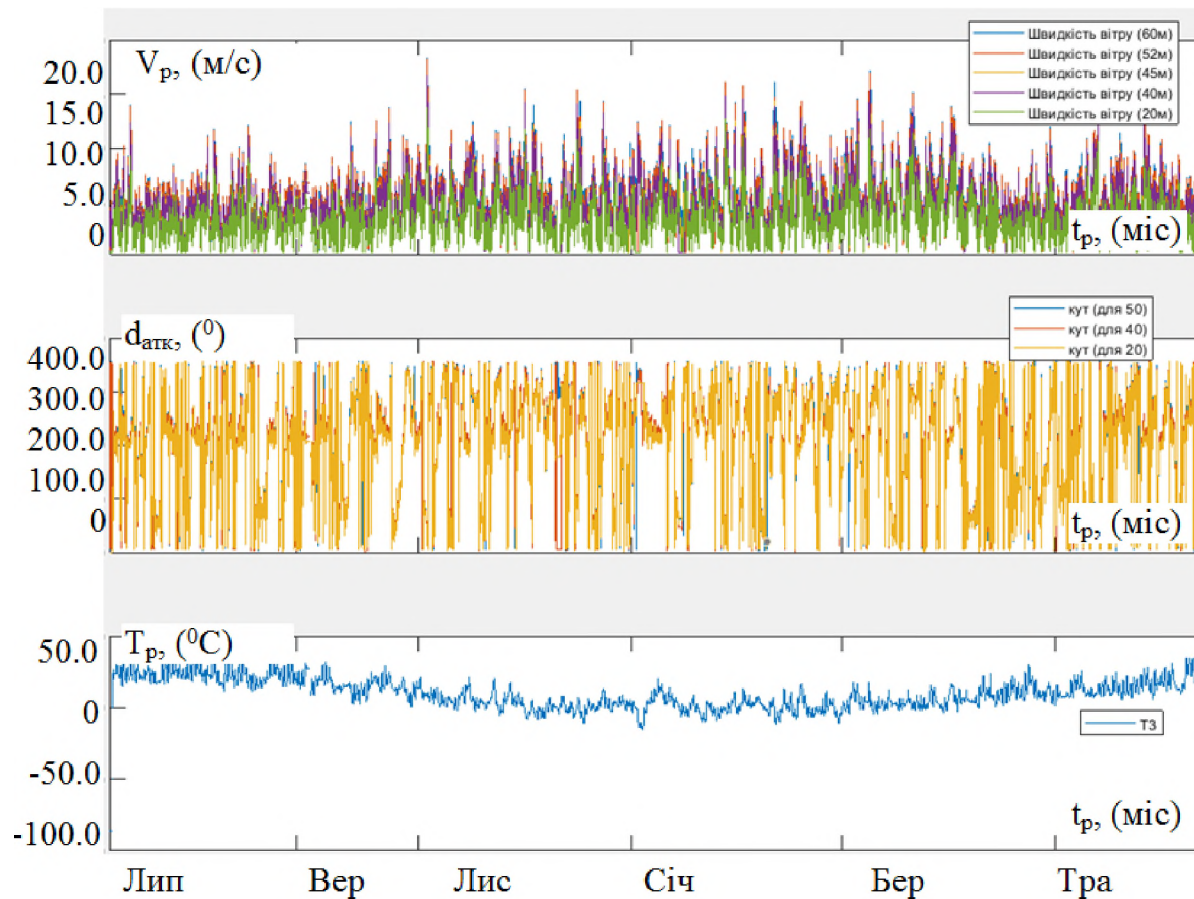


Рисунок 4.6 – Залежності швидкості вітру (V_m), кута напрямку вітру (d_v) та температури (T_v) від пори року ($t_{рік}$)

Залежність швидкості вітру, кута напрямку вітру та температури від пори року (рис. 4.6) дозволяє врахувати комплексний вплив цих параметрів на роботу генератора, що сприяє точнішому моделюванню та прогнозуванню. Дослідження інтенсивності турбулентності лопатей вітрогенератора при різних швидкостях вітру на висотах 50 м (рис. 4.7) і 20 м (рис. 4.8) допомагає визначити умови, за яких лопаті піддаються найбільшому зносу, і прийняти відповідні заходи для їх захисту.

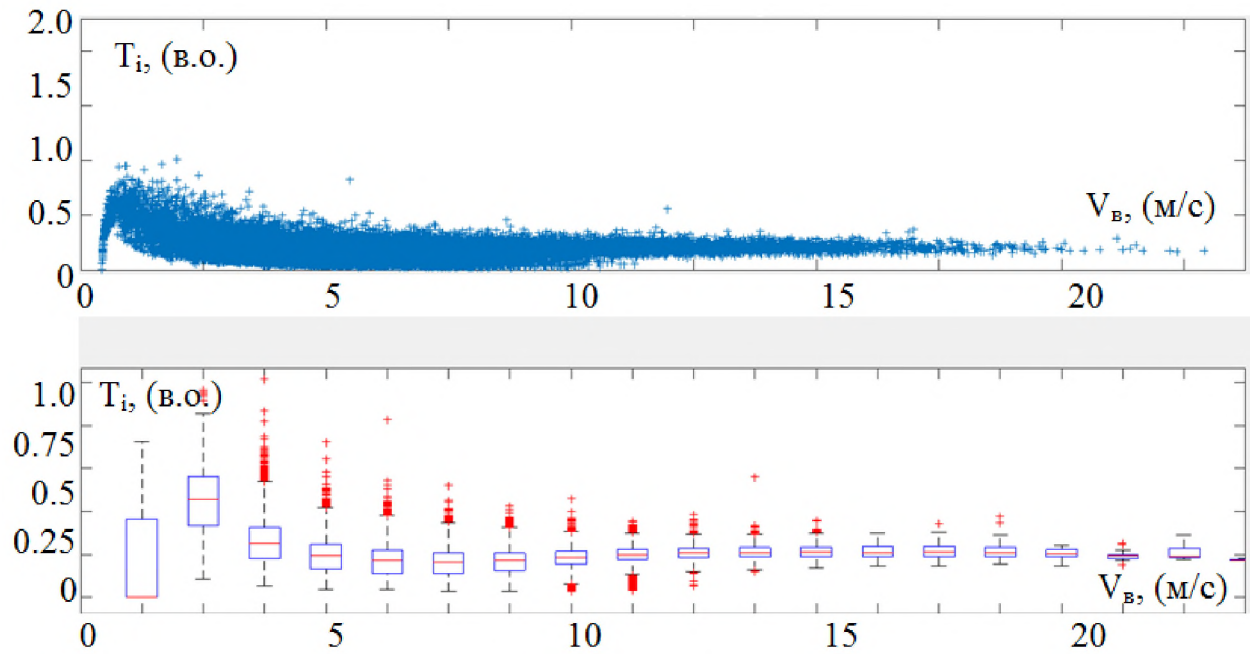


Рисунок 4.7 – Залежність інтенсивності турбулентності лопатей вітрогенератору від швидкості вітру для 50 м

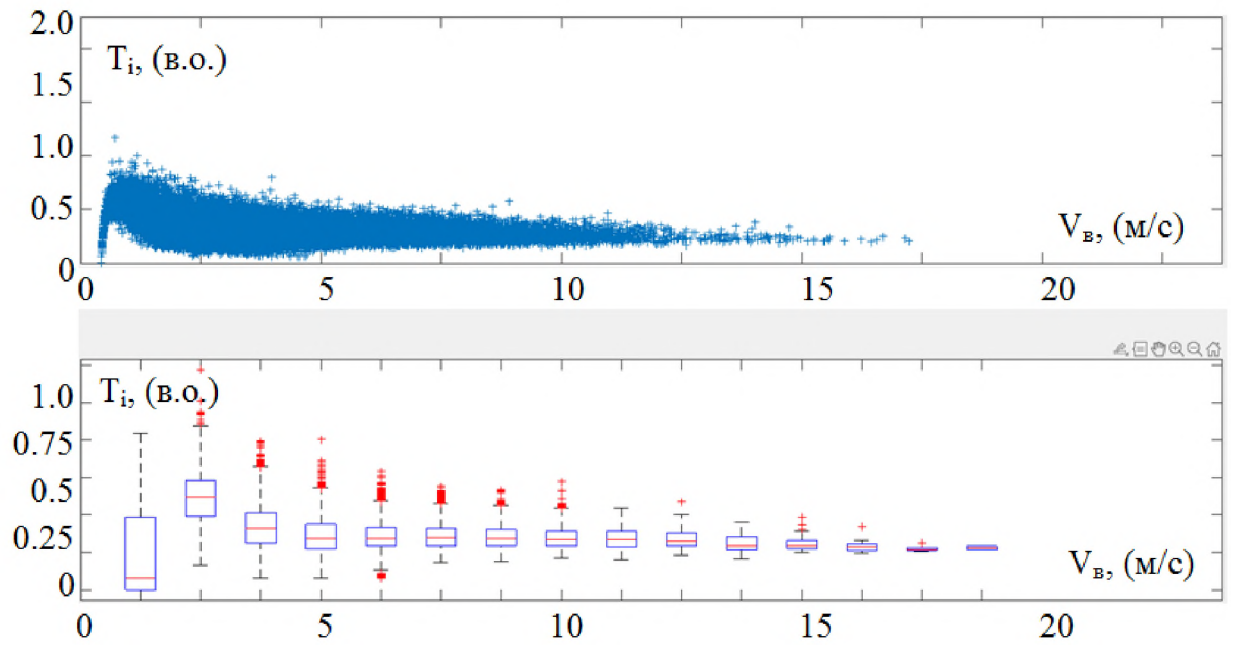


Рисунок 4.8 – Залежність інтенсивності турбулентності лопатей вітрогенератору від швидкості вітру для 20 м

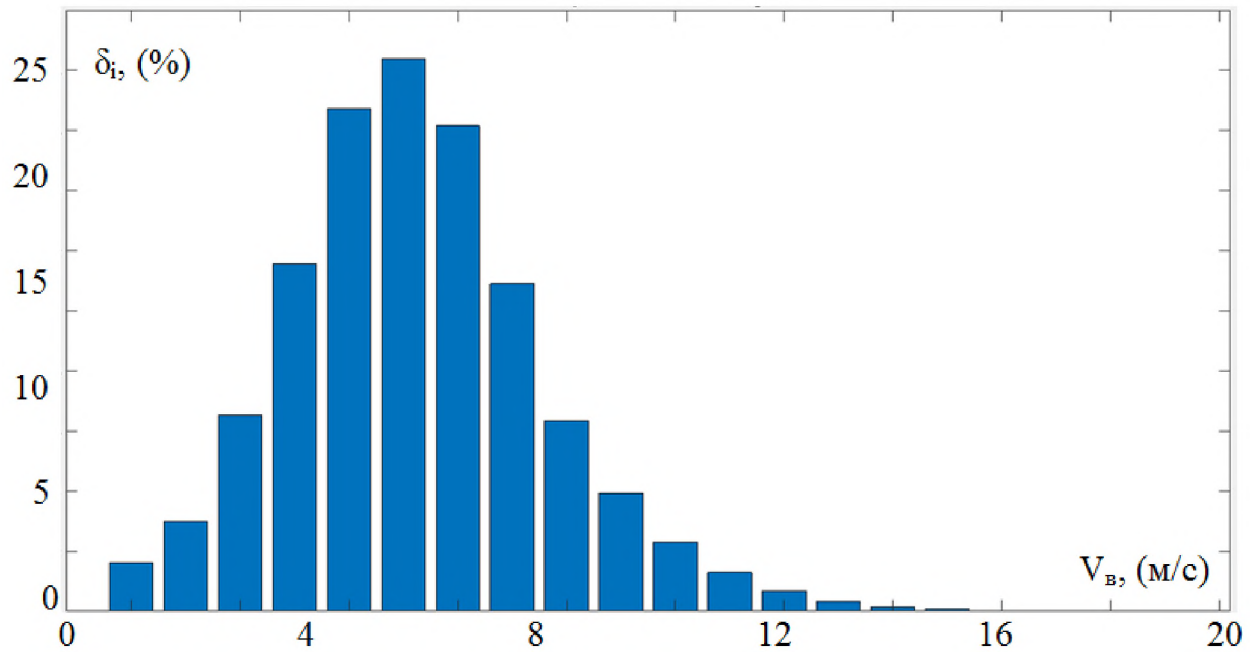


Рисунок 4.9 – Розподіл (дольова частка δ_i) швидкості вітру при $h=50$ (м)
залежність функція часу від V_B швидкості вітру

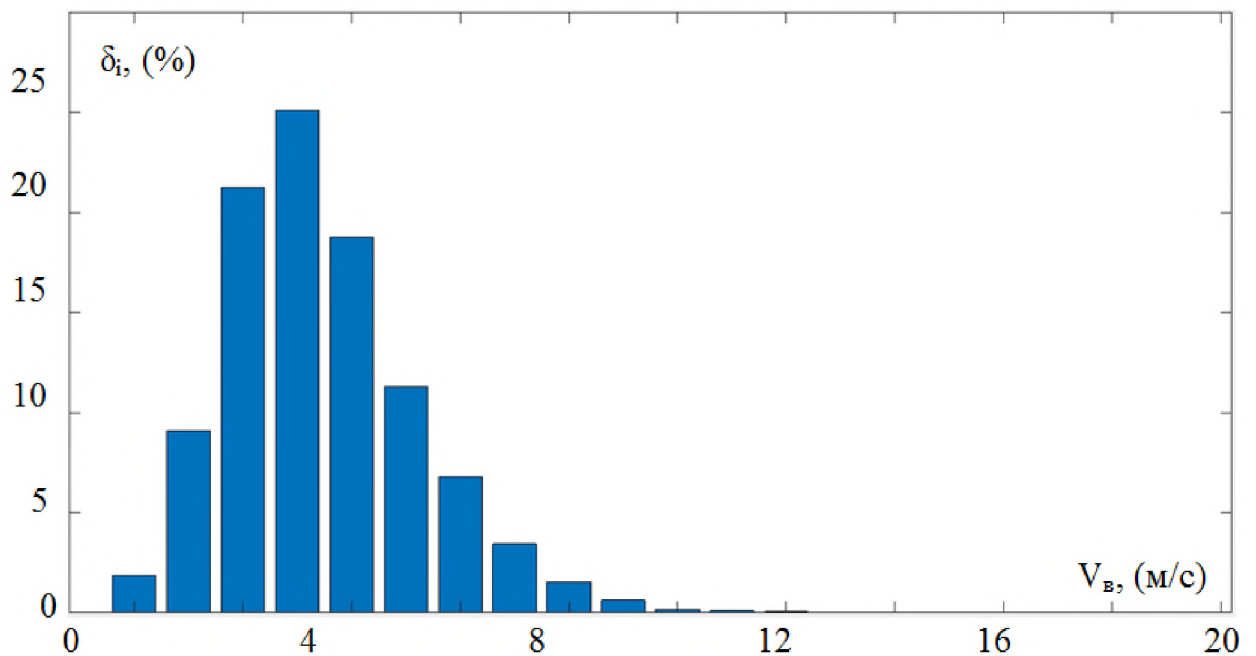


Рисунок 4.10 – Розподіл (дольова частка δ_i) швидкості вітру при $h=20$ (м)
залежність функція часу від V_B швидкості вітру

Аналіз розподілу $V_{вт}$ швидкості вітру під час різноманітних висотах (рис. 4.9 і 4.10) дозволяє адаптувати роботу ВУ до конкретних вітрових умов, що

підвищує його ефективність. Зокрема, порівняючи два розподіли в одному географічному регіоні, на різних висотах, стає очевидним, що при збільшенні підвищується і часова частка при якій ВУ здатен генерувати електрику близьку до номінальних показників. Проте зрозуміло, що дане значення обмежено і конструктивним виконанням і механічними можливостями ВГ. Тому, застосування даних графіків у моделюванні допомагає забезпечити більш реалістичне і комплексне розуміння роботи даного ВГ.

4.2 Моделювання роботи дослідної ВЕУ.

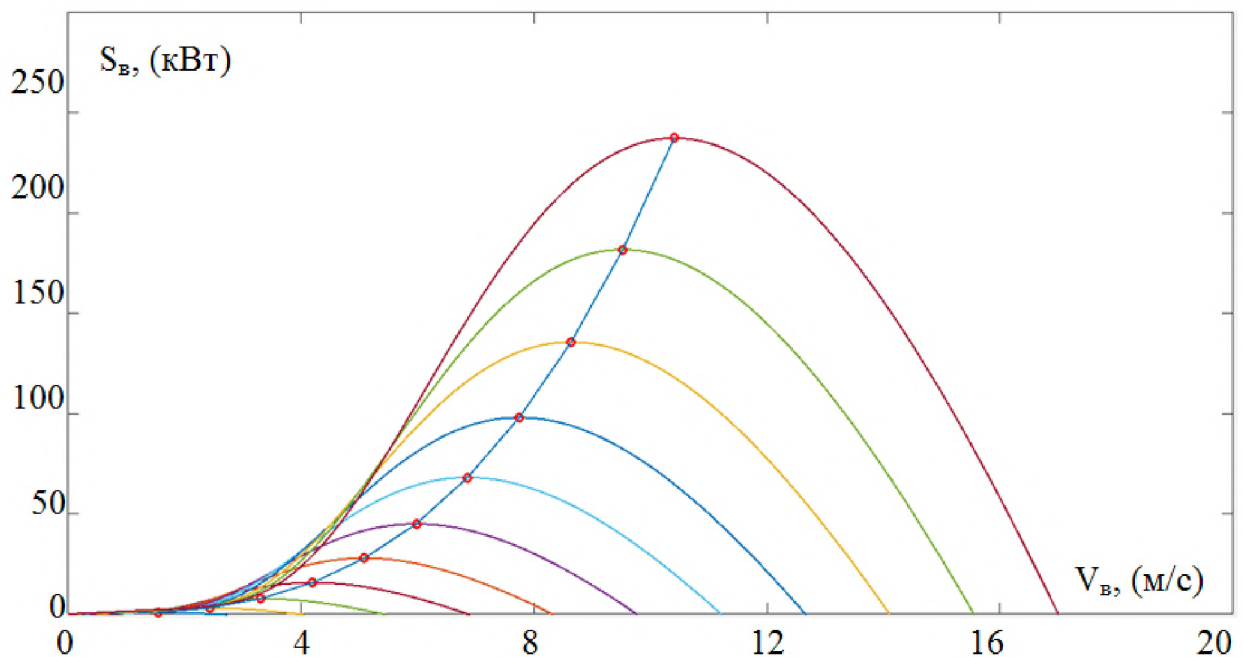


Рисунок 4.11 – Залежності $S_{вг}$ від швидкості вітру

На рис. 4.11 можна побачити, як змінюється поточна потужність генерації $S_{вг}$ від $V_{вг}$ швидкості вітру. Дана характеристика має форму кривої, котра ілюструє, як змінюється ефективність генерації електроенергії в залежності від $V_{вг}$.

Точки $S_{макс.ген}$ вітряка відображаються як піки або вершини кривої. Коли швидкість вітру $V_{вг}$ досягає показника, при якому досягається $S_{макс..вг}$, далі при збільшенні $V_{вг}$ потужність генерації може зменшуватись через встановлення

обмежень, щоб захистити турбіну від пошкоджень або забезпечити оптимальну роботу.

Такий графік є важливим інструментом для аналізу роботи вітряної електростанції та визначення оптимальних умов для її функціонування. Він допомагає операторам станцій та інженерам ефективно керувати генерацією електроенергії з використанням вітряних турбін.

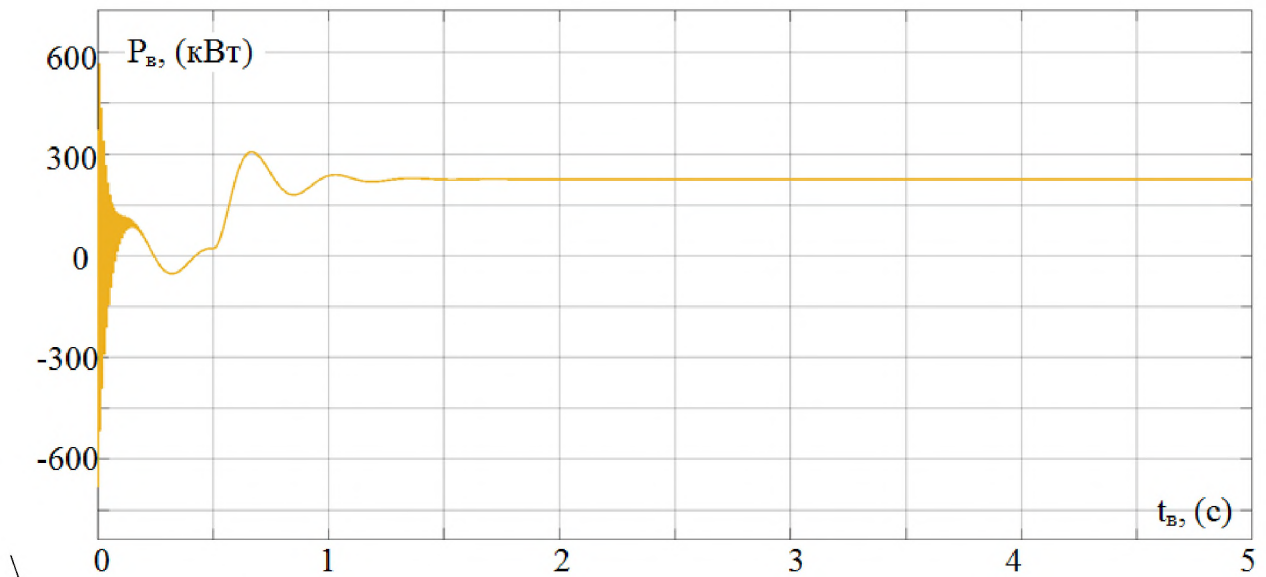


Рисунок 4.12 – Моделювання робочого режиму ВГ характеристика $P_{\text{вг}}(t_{\text{м}})$

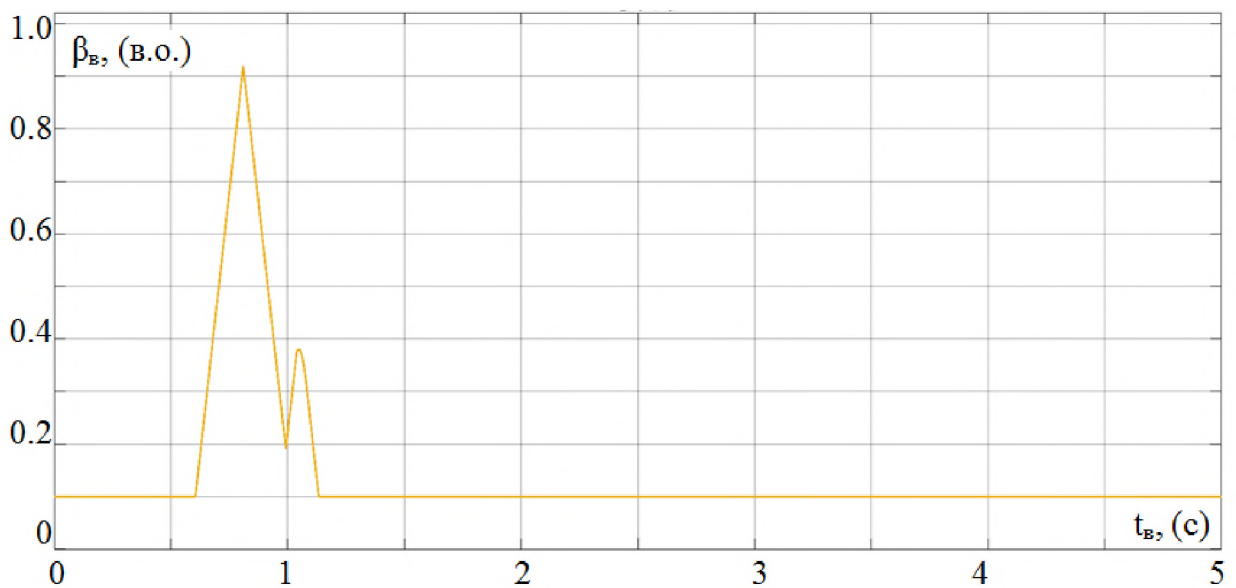


Рисунок 4.13 – Моделювання режиму керування кутом $\beta_{\text{в}}$ вітрогенератору характеристика $\beta_{\text{в}}(t_{\text{м}})$

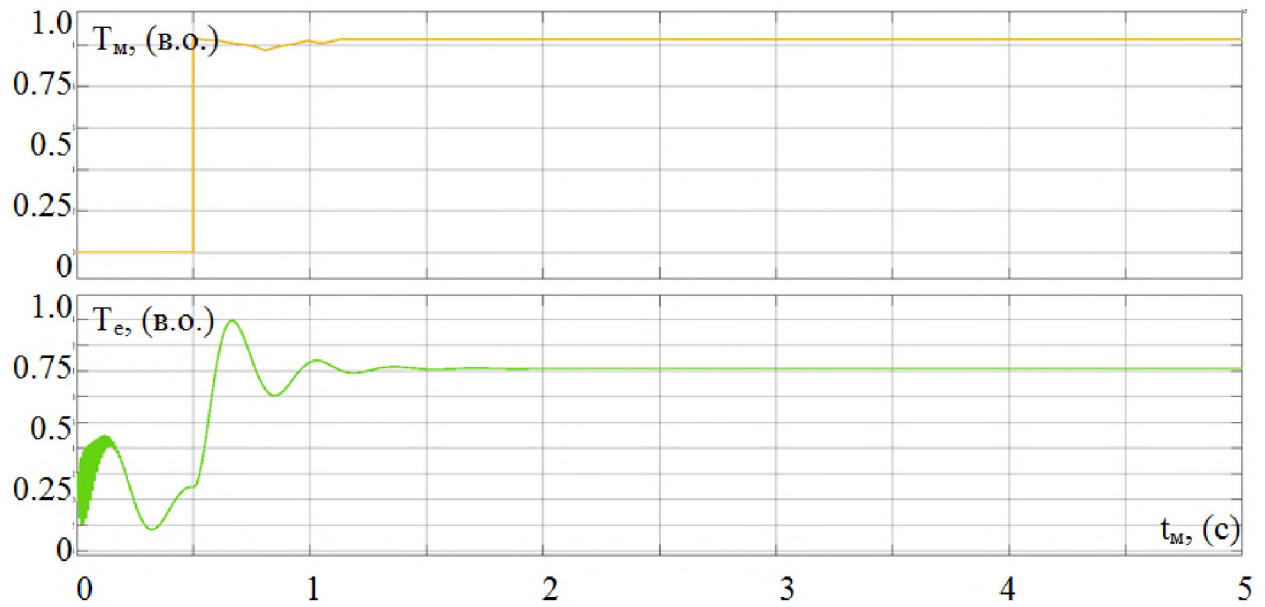


Рисунок 4.14 – Моделювання робочого режиму ВГ характеристик $T_m(t_m)$, $T_e(t_m)$

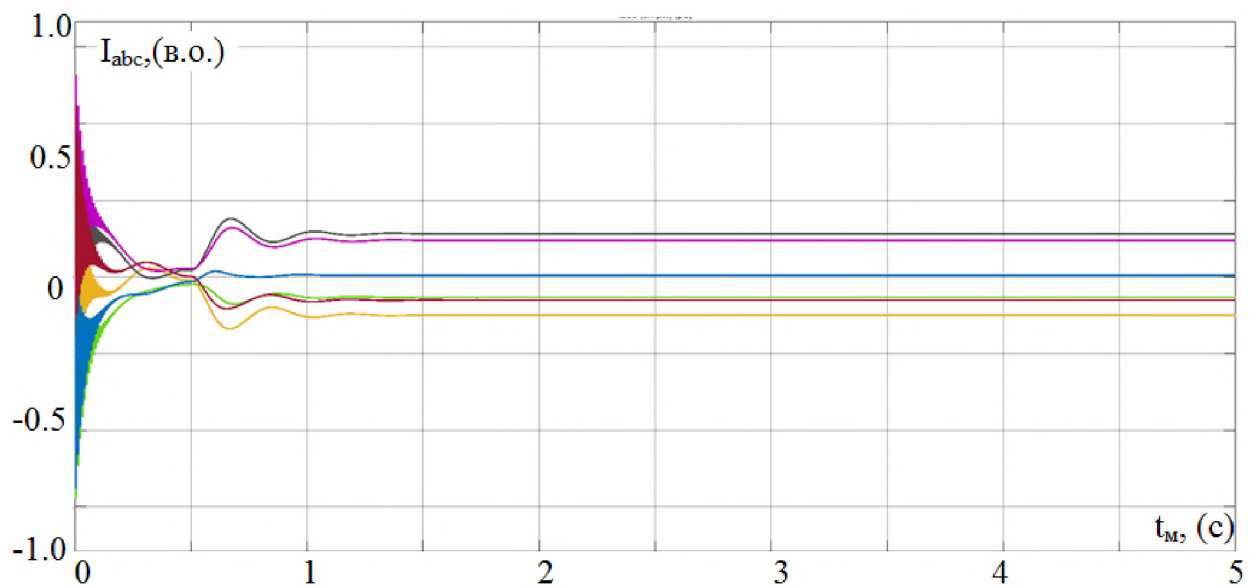


Рисунок 4.15 – Струмові характеристики ВГ $I_{abc,complex}(t_m)$

Ще одним важливим моментом є те, що у ВГ наявна ланка постійного струму (ПС чи у моделі - DC link). Вона є одним із ключових компонентів в системі внутрішніх електричних мереж ВГ.

Її основна функція полягає в забезпеченні передачі електричної енергії від генератора ВУ до точки підключення до ЕМ. Осцилограма напруги у даній частині ВГ наведена на рис. 4.16

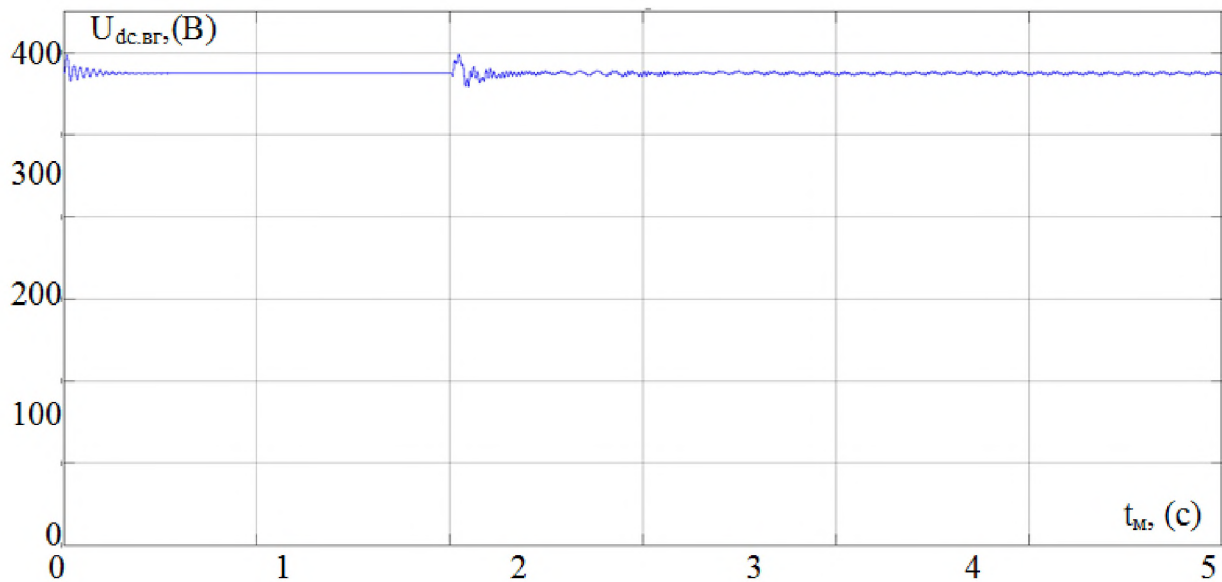


Рисунок 4.16 – Ланка постійного струму у вітрогенератора $U_{dc.x}(t_m)$

Опис будови та функціонування ланки ПС у вітрогенератора виглядає так:

Вихідний генератор (або внутрішній) генератор для вітрогенератора, що створює змінний струм (ЗС), коли лопаті вітряної турбіни рухаються через вітер. Цей змінний струм зазвичай має високу напругу та низьку частоту.

Мостовий випрямляч (МВ) характеризується ЗС, що генерується вихідним генератором, спочатку подається на мостовий випрямляч. Даний пристрій має ПС на виході. Цей ПС характеризується високою напругою, що може бути використана для живлення електрообладнання внутрішніх систем генерації енергії.

Конденсатори: за схемою, вже після МВ у ланці ПС проходить через гілки конденсаторів. Вони відіграють роль у вирівнюванні напруги й стабілізації ПС в ланці. Ці елементи сприяють уникненню стрімких змін напруги й забезпечують стабільне живлення для систем управління та інших електричних компонентів.

Інвертор, котрий вступає у роботу після конденсаторів. Він перетворює ПС у вихідний ЗС, що є необхідної частоти та напруги для підключення до електричної мережі. Це дозволяє синхронізувати генеровану енергію зі стандартними параметрами мережі.

Система управління: усі ці елементи керуються спеціалізованою системою управління, яка контролює роботу ВГ із метою оптимізації його ефективності та надійності.

В цілому, ланка постійного струму всередині вітряка відіграє важливу роль у надійному й ефективному перетворенню енергії вітру – в електричну, яка відповідно може бути використана в ЕМ.

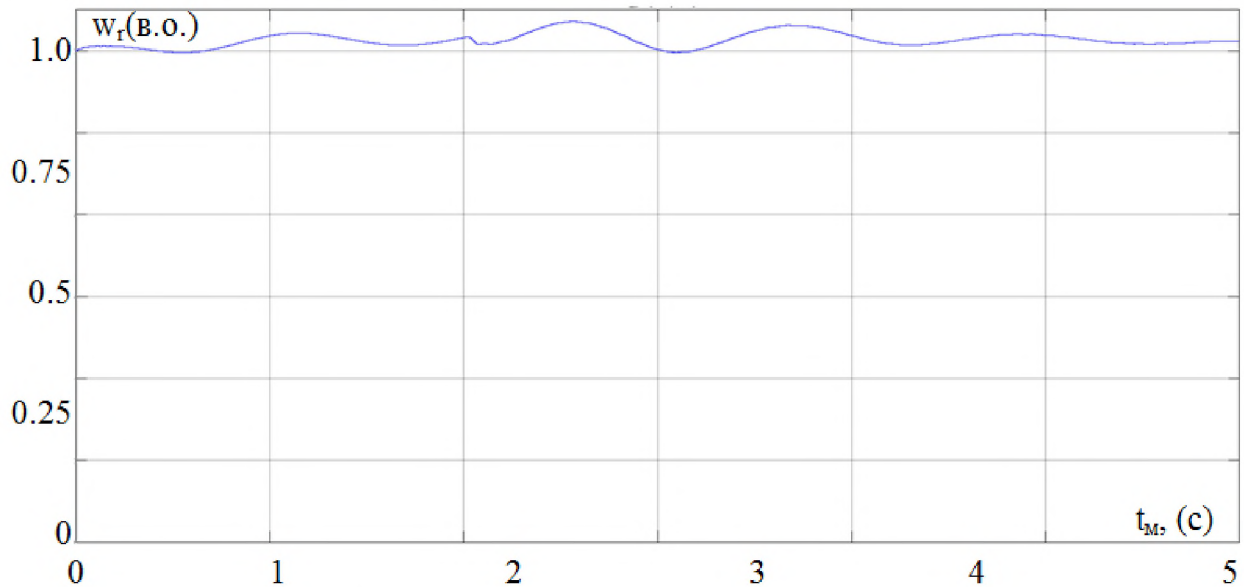


Рисунок 4.18– Характеристика $w_r(t_m)$

У моделі WG, " w_r (pu)" є параметром, що відображає величину кутової швидкості генератора у відносних одиницях (в.о. або англ. - per unit). Цей параметр є важливим для аналізу та керування роботою ВГ, оскільки він вказує на те, як швидко обертається генератор у порівнянні з його номінальною швидкістю обертання. Показник відповідає частці від номінальної швидкості обертання генератора, яка є швидкість, при якій WG працює оптимально та генерує найбільшу кількість електроенергії.

Залежність параметру w_r від різних факторів включає:

Вітрові умови. Швидкість вітру має великий вплив на швидкість обертання генератора. Якщо швидкість вітру збільшується, w_r також збільшується, і навпаки.

Технічні характеристики генератора. Різні типи генераторів можуть мати різні характеристики швидкості обертання, що впливають на значення w_r .

Режим роботи вітрогенератора. В залежності від потреб споживачів та умов експлуатації, вітрогенератор може працювати на різних режимах швидкості обертання, що впливає на значення " w_r (pu)".

Враховуючи ці фактори, " w_r (pu)" може змінюватися від одного вітрогенератора до іншого та в різних умовах експлуатації.

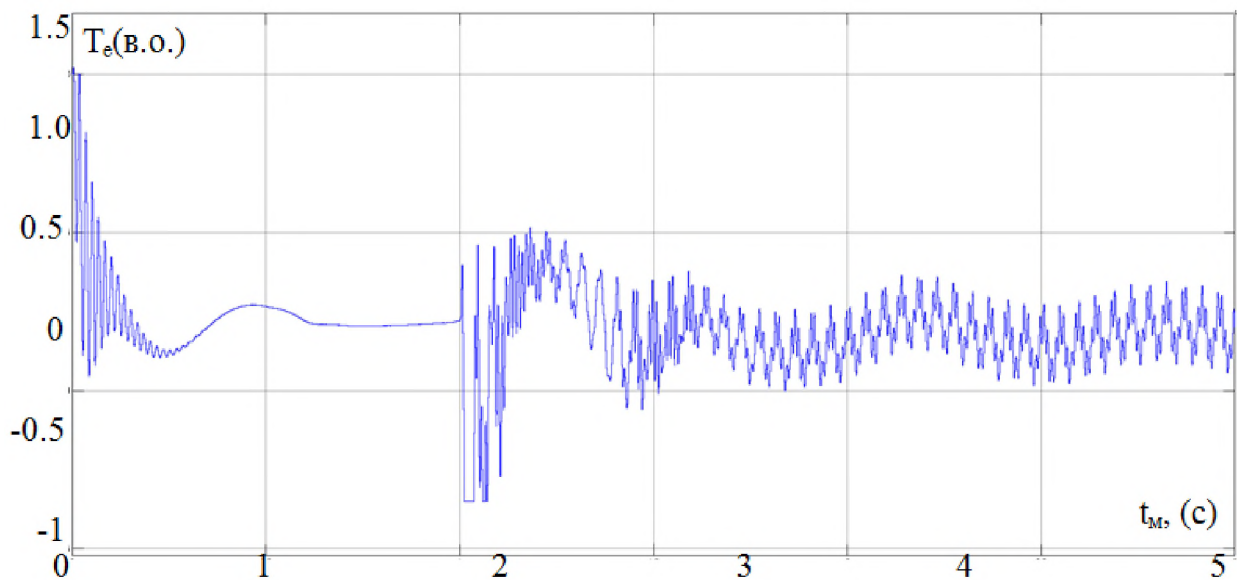


Рисунок 4.19 – Залежність $T_e(t_m)$

Параметр " T_e (pu)" у моделі вітрогенератора відноситься до коефіцієнта електромагнітної напруги (чи - torque) у в.о. (pu). Цей параметр важливий для оцінки та керування механічною потужністю, яка передається від вітрогенератора до електричної мережі через генератор.

Номінальна електромагнітна напруга - це значення напруги, яка генерується при номінальній швидкості обертання генератора та входить у визначення номінальної потужності вітрогенератора.

Залежність T_e від різних факторів включає:

Швидкість вітру. Під впливом зміни швидкості вітру T_e може змінюватися, оскільки вона впливає на обертовий момент, який генерується генератором.

Характеристики генератора. Різні типи генераторів мають різні характеристики обертового моменту при різних швидкостях обертання.

Режим роботи вітрогенератора. В залежності від умов роботи, вітрогенератор може працювати на різних режимах потужності, що впливає на значення T_e .

Отже, T_e також може змінюватися від вітрогенератора до вітрогенератора та в залежності від умов роботи та характеристик обладнання.

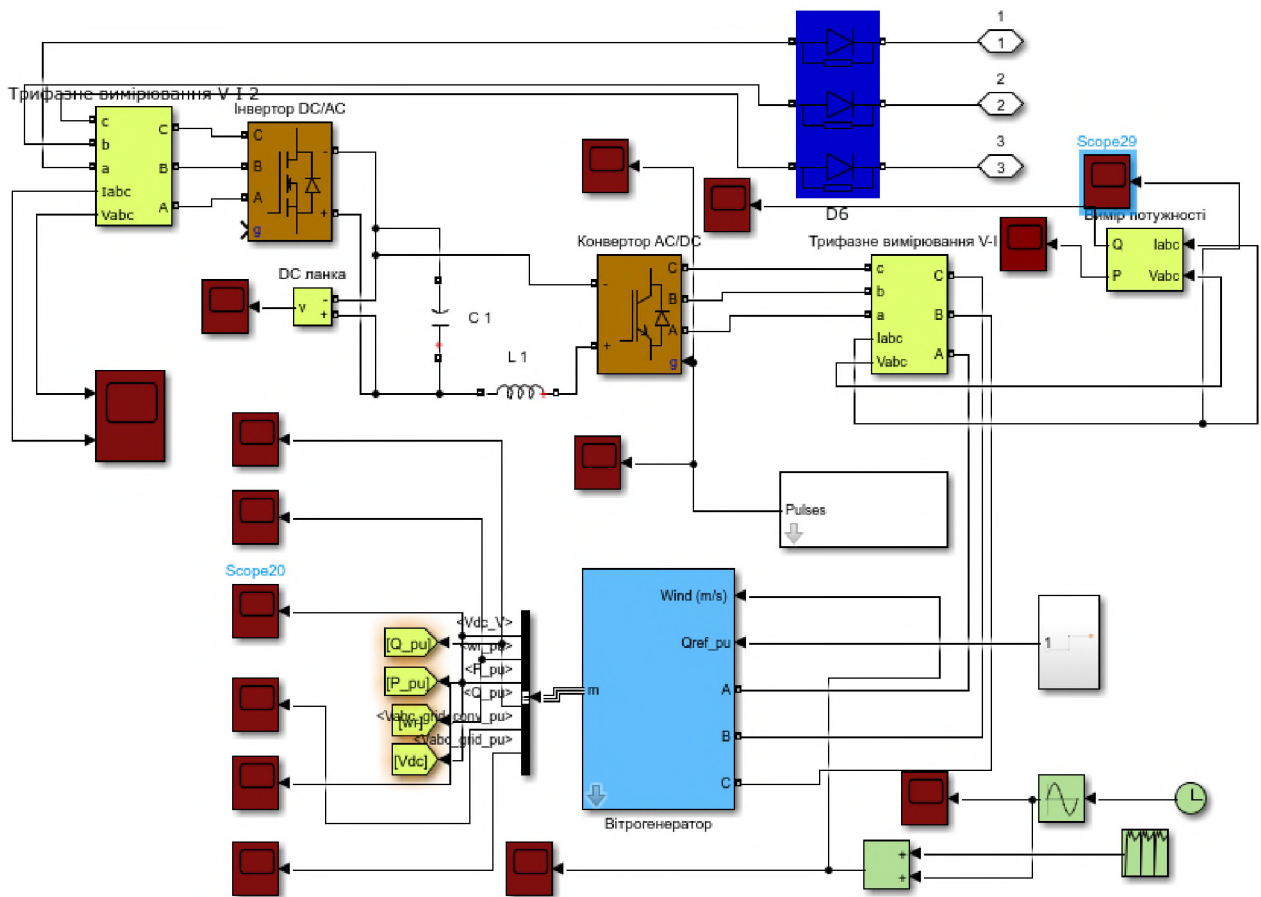


Рисунок 4.19– Математична модель дослідного вітрогенератора в Simulink

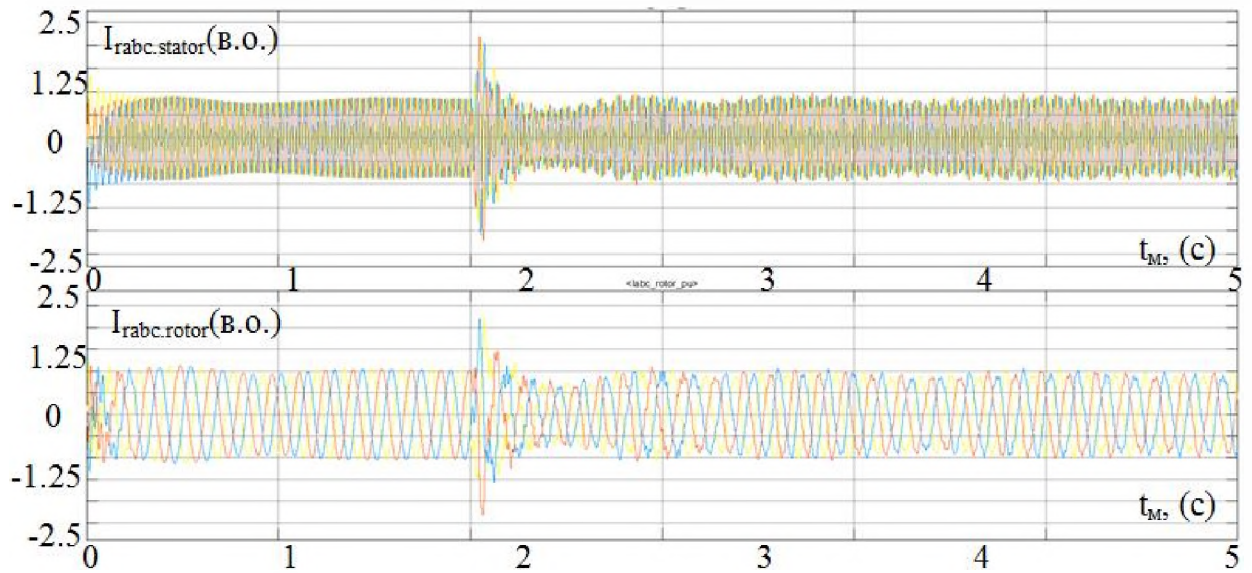


Рисунок 4.20– Показники струмові статора та ротора вітрогенератора

Із рис. 4.21 стає зрозумілим, що при зміні вітру на генераторі ВУ (рис. 4.20) струм змінюється значно, а ось вже на ланці інвертору ця зміна відбувається по-перше плавно, по-друге коливання не такі значні. Тим більше, що вони знижуються в ланці накопичення.

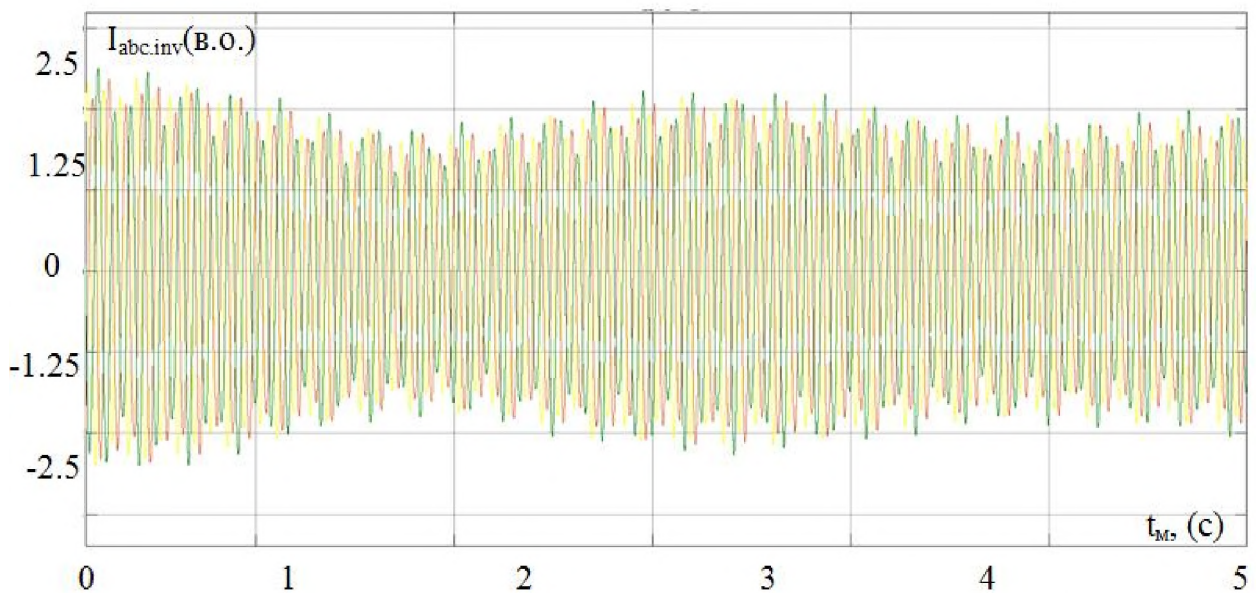


Рисунок 4.21– Струмова характеристики інвертора

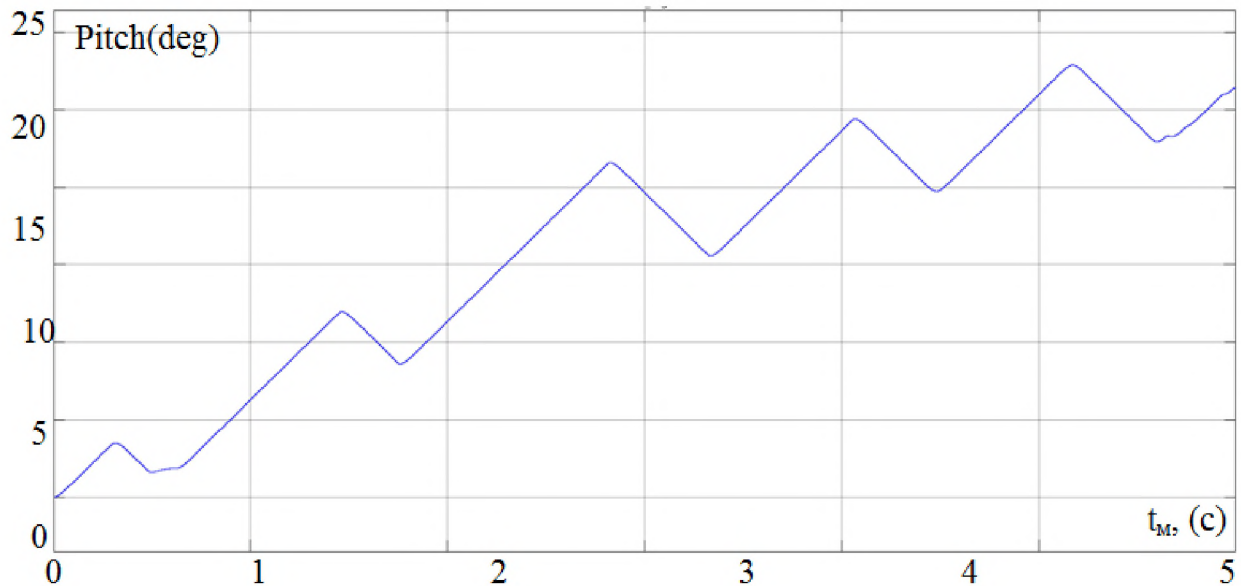


Рисунок 4.22– Активне керування кутом повороту лопатей при збільшенні швидкості вітру

Параметр "pitch(deg)" (рис. 4.22) у моделі вітрогенератора відноситься до кута нахилу лопатей вітроелектростанції у градусах. Цей параметр важливий для регулювання кута нахилу лопатей вітроелектростанції залежно від вітрових умов з метою максимізації збору вітрової енергії.

Отже, pitch вимірюється у градусах і вказує на кут, під яким розташовані лопаті вітроелектростанції відносно горизонту.

Залежність pitch від різних факторів включає:

Вітрові умови: висота та швидкість вітру можуть впливати на оптимальний кут нахилу лопатей. Підлаштування кута нахилу лопатей дозволяє максимізувати збір вітрової енергії.

Технічні характеристики вітрогенератора: різноманітні типи ВУ можуть мати різні рекомендовані кути нахилу лопатей залежно від їх конструкції та ефективності.

Керування системою вітрогенератора: СК для ВГ може автоматично або вручну (через ПЗ спостерігача або оператора) змінювати кут нахилу лопатей для оптимізації енергозбіру.

Таким чином, " pitch(deg) " є важливим параметром для оптимізації роботи ВГ та максимізації його ефективності.

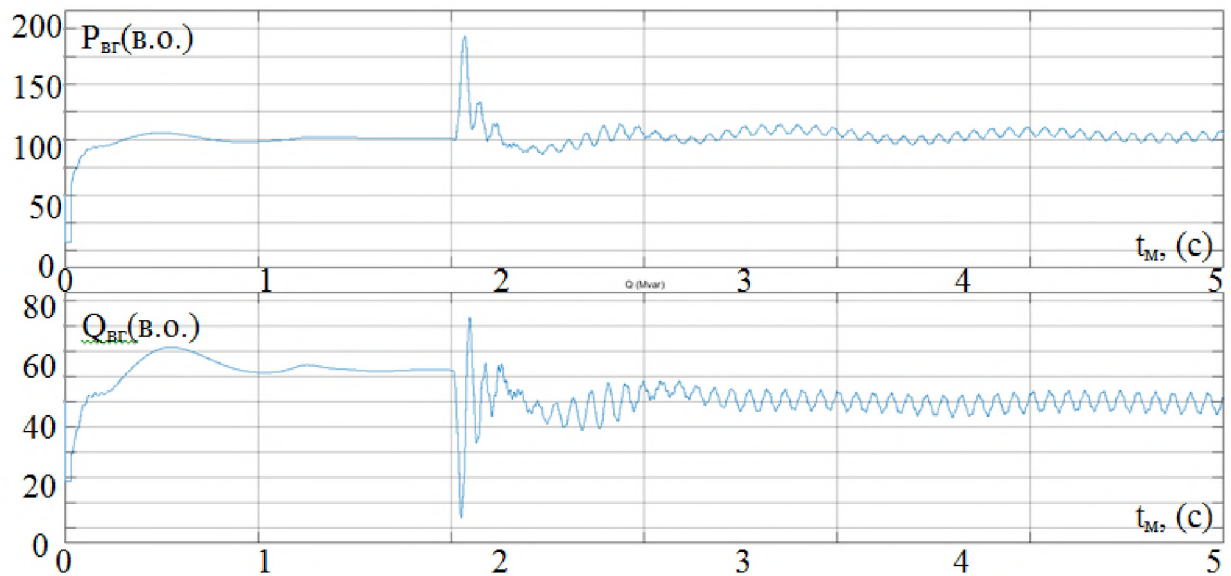


Рисунок 4.23 – Реактивна та активна потужність вітрогенератору

Характеристика напруги наведені на рис. 4.24. Коливання як показано і на рис. 4.23, пов'язані із зміною швидкістю вітру, проте завдяки інвертору, вже на виході ВУ, вони є не значними, а оскільки у вітропарку є ланцюг накопичення енергії, то це дає змогу остаточно вирішити дану проблематику.

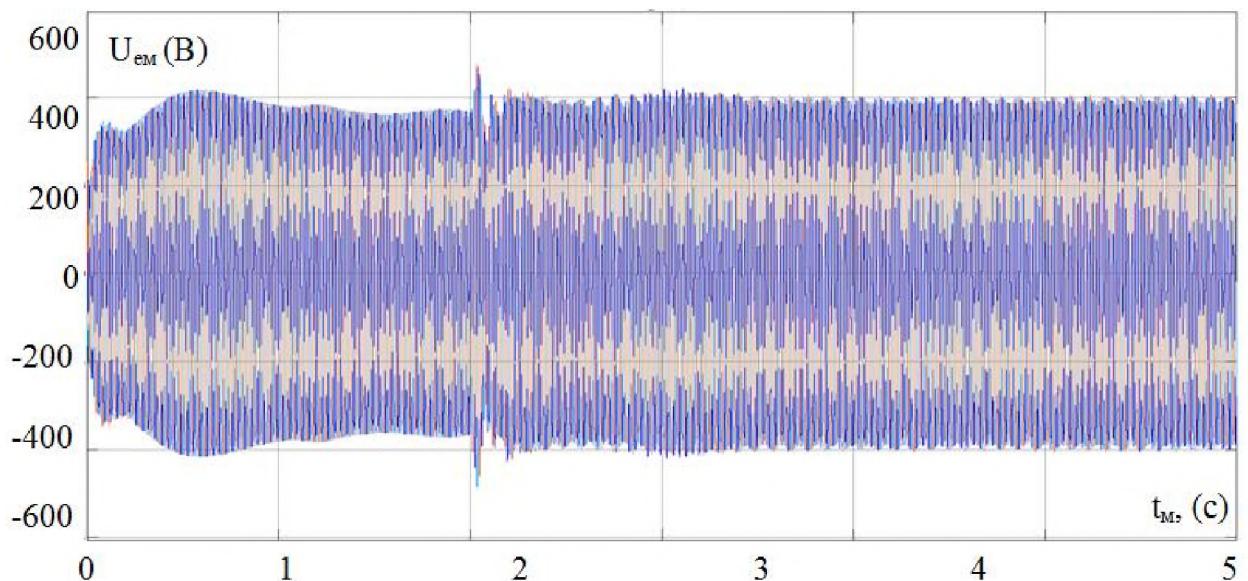


Рисунок 4.24– Вихідна напруга генерована вітрогенератором

ВИСНОВКИ

У роботі проведено детальний аналіз, а також розроблено інтелектуальну СК та моніторингу для підвищення ефективності дослідної вітроустановки. Інтегровані сучасні методів із керування й аналіз виконаний серед основних режимів ВГ дозволили створити інтелектуальну систему, яка забезпечує оптимальне використання потужності та забезпечує стабільну роботу у будь-яких умовах.

У початковій фазі дослідження було проведено аналіз переваг та потенціалу альтернативної енергетики у сучасному світі. Важливість цього дослідження визначається можливістю отримання екологічно чистого джерела енергії за низькою вартістю виробництва електроенергії.

Значний акцент зроблено на прогнозуванні напрямку та швидкості для того, аби здійснити оптимальне керування кутом нахилу лопатей вітрогенератора, і цей параметр є важливим із декількох причин:

- Налаштування кута лопатей дозволяє оптимізувати їхню ефективність у збиранні енергії вітру. Підлаштовуючи їх до оптимального кута, можна досягти максимального збору енергії.

- Зміна кута лопатей дозволяє регулювати швидкість обертання ротора вітрогенератора. Це важливо для забезпечення стабільності роботи системи та уникнення пошкоджень внаслідок перевищення $V_{\max.BY}$ – максимальної швидкості.

- Зміна кута $\alpha_{лп.BY}$ дозволяє адаптувати ВГ до змін умов вітру, таких як сила та напрям вітру. Це допомагає зберігати оптимальну продуктивність у різних умовах.

- Правильне керування $\alpha_{лп.BY}$ кутом може допомогти зменшити навантаження на лопаті та інші компоненти вітрогенератора, що сприяє підвищенню тривалості $t_{тр.ВГ}$ їх служби та зменшенню витрат на обслуговування.

Важливим етапом постала розробка математичної моделі ВУ та системи керування, що дозволило вивчити поведінку системи в різних сценаріях та

оптимізувати її роботу. Також, використання штучних нейромереж та програмування алгоритмів мовою Python сприяло покращенню точності прогнозування електричної потужності, що є важливим аспектом в управлінні вітроенергетикою.

Значна увага акцентувалась на моніторингу та діагностиці стану ВГ, що дозволило оперативно виявляти та усувати потенційні проблеми та забезпечити надійну та безперебійну роботу усієї установки. Впровадження інтелектуальної СК та моніторингу значно підвищило якість енергопостачання вітроустановок, зменшивши втрати та підвищивши $\eta_{н.ВУ}$ ККД.

У майбутньому, головним напрямком має стати розширення функціональності інтелектуальної СКiМ, а також оптимізація її алгоритмів для ще більш ефективного використання вітрової енергії. Результати цієї роботи мають важливе значення для подальшого розвитку енергетичного сектору в цілому.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Дудюк Д. Л., «Нетрадиційна енергетика: основи теорії і задачі» : навч. посібник для студентів ВНЗ / Д.Л. Дудюк, Я.М. Гнатишин, С.С. Мазепа – м. Львів : вид-во "Магнолія 2006", р. 2021. - 187 с.
2. М. С. Сегеда, «Нетрадиційні й відновлювані джерела електроенергії»: навч. посібник / М.С. Сегеда, О.Б. Дудурич, М.Й. Олійник; МОН України, Нац. універ. "Львівська політехніка". –вид-во Львівської політехніки, м. Львів: р. 2019. - 201 с.
3. В. І. Сидоров «Технології гідроенергетики та вітроенергетики» / Сидоров В.І. – м. Черкаси: видавництво «Вертикаль», 2016 рік. - 165 с.: табл. і рис.
4. А Н. Аль-Амморі «Методи й засоби підвищення ефективності використання ВДЕ на транспорті»: монограф. / Алі Аль-Амморі, Соченко П. С.; МОН України, «Нац. транспортний унів-т.» - м. Київ: НТУ, р. 2014. - 216 с.
5. Півняк Г. «Основи вітроенергетики» : посібник / [Г. Півняк та ін.] ; МОН України, ДВНЗ "Національний гірничий університет". – м. Дніпропетровськ : НГУ, р. 2015. - 335 с. : іл.
6. Клименко В. В., “Альтернативні джерела енергії й технології їх використання”: підручник / В. В. Клименко, С. П. Плешков, В. П. Солдатенко та інші ; за ред. Клименка В. В.; Центральноукр. нац. техн. університет — м. Кропивницький: вид-во «Ексклюзив-Систем», р. 2023. — 268 с.
7. Кропівний В. М., «Ресурсоефективні та чисті технології»: навч. посіб. / В. М. Кропівний, А. І. Гречка, О. В. Медведева та інші ; загальною ред. Кропівного В. М.; Центральноукр. національний техн. ун-т. — м. Кропивницький, р. 2022. — 369 с.
8. Г.А. Бондаренко «Основи сучасної методології наукових досліджень енергетичних машин»: посіб. навч. / Бондаренко Г. А., Бага В. М. — м. Суми : вид-во «СумДУ», р. 2020. — 101 с.

9. В.В. Дубровська, «Нетрадиційні й поновлювальні джерела енергії.»:
посіб. навч. для здобувачів ступеня «бакалавр» за ОП "Енергетичний
менеджмент й інжиніринг теплоенергетичних систем" / Дубровська В. В., Шкляр
В. І.; — м. Київ: вид-во «КПІ ім. І. Сікорського», р. 2022. — 251 с.

ДОДАТОК А.

«Перелік зауважень нормоконтролера до дипломної роботи»

Студента АНДРЕЄВА Кирила, групи ГЕМп – 21

Призначення документа	Документ	Умовні позначення	Зміст зауваження

Дата _____

Підпис _____

(ПБ)

ДОДАТОК Б

«Охорона праці. Проектування сполучення за допомогою кабелю поміж об'єктами генерації та споживачами.»

Прокладання кабелів у земляних траншеях є одним із найнадійніших способів облаштування мережі передачі електроенергії. У той же час він є одним із найбільш трудомістких та ресурсномістких, вимагає суворого дотримання спеціальних технологій та нормованих відстаней, а також вважається одним із найскладніших способів прокладання електромагістралей.

Цей спосіб використовується як професійними монтажниками для прокладання кабельних ліній із різними класами напруги, так та власниками приватних домогосподарств для підключення будинків та господарських будівель на дачних ділянках.

Порівняно із іншими підземними способами монтажу, прокладання в траншеях вважається найменш фінансово витратним, оскільки передбачає разові витрати та практично не потребує догляду та обслуговування. Забезпечує надійність та довговічність; запобігає випадковому обриву кабелю та ураженню людей електричним струмом; забезпечує кращі умови охолодження кабелів, завдяки чому вони можуть проводити більшу потужність та забезпечує естетичний вигляд навколишнього середовища, не створюючи павутиння із дротів над головою.

Прокладання кабелів у ґрунті здійснюється відповідно до *Правил пристрою електроустановок (ПУЕ), затверджених наказом № 476 Міненерговугілля України* від 21 липня 2017 року. А також нормами БНіП, Державними будівельними нормами (ДБН) та іншими документами.

Траншейна прокладка кабелів може здійснюватися як за допомогою механізмів, так та ручним способом, що вимагає проведення великого обсягу робіт та складається із декількох обов'язкових етапів:

1. Розробка траси прокладки.
2. Складання плану прокладки кабелів.
3. Вибір кабелю.
4. Проектування та прокладання траншеї.
5. Розкочування кабелю.
6. Прокладання кабелю в траншеї.

Отже розглянемо більш детально кожний із представлених вище етапів.

Б.1 Розробка траси прокладки.

Починати роботи слід із розробки траси прокладання кабелю. Маршрут траси повинен ґрунтуватися на розташуванні всіх споруд навколо майбутніх будівельних робіт, із урахуванням доріг, наявності інженерних мереж та складу ґрунту: підземних порожнин та підземних вод.

Прокладання кабелів у траншеях доцільно застосовувати на неасфальтованих територіях, у місцях із малою ймовірністю пошкодження. Слід уникати прокладання кабельних ліній на ділянках із блукаючими струмами, а якщо це необхідно – використовувати кабелі із підвищеною стійкістю до дії електричної корозії та прокладати їх у пластмасових трубах.

Кабелі, що прокладаються в траншеях, повинні бути видалені на нормовану відстань від фундаментів будівель, зелених насаджень, трубопроводів різного призначення та рейкових колій електрифікованого транспорту.

Траса повинна проходити на відстані не менше 1,5 метра від стволів дерев та 75 см – від чагарників. Великі дерева слід обходити по периметру або вбити трубу під деревом та через неї провести кабель.

Під час прокладання траси вздовж фундаменту відстань до нього повинна бути не менше 60 см. Прокладати кабелі в траншеях під фундаментами будівель та споруд заборонено.

Бажано уникати перетину кабельної лінії із іншими кабелями та трубопроводами, обходити місця із підвищеним навантаженням на ґрунт, зокрема паркування, місця для під'їзду асенізаційної машини, пішохідні доріжки та подібні місця.

Якщо зробити це неможливо, то кабелі, що перетинаються, повинні бути розміщені на різній висоті, а відстань між ними повинна бути не менше 15 см. У місцях перетину на обидва провідники одягають жорсткі футляри із пластикових або азбоцементних труб, які повинні на 1 метр виступати із обох боків від місця перетину.

Під час перетині кабельної лінії напругою до 35 кВ із водопровідними, каналізаційними та газовими трубопроводами мінімальна відстань до кабельної лінії має бути не менше 50 см, якщо кабель укладається без захисної оболонки. ТА не менше 15 см – під час прокладання кабелю на ділянці перетину, не менше 2 м у кожную сторону, у трубах.

У разі перетину із трубопроводами кабельної лінії напругою від 110 кВ до 330 кВ відстань між ними по вертикалі має бути не меншою за 1 м. А за умови розміщення кабелів у трубах або залізобетонних лотках із кришкою – не менше ніж 50 см.

У разі перетину кабельної лінії із залізничними коліями, трамвайними лініями, автомобільними дорогами, місцями заїзду автотранспорту у двори та гаражі, струмками та канавами прокладку слід проводити у тунелях, блоках чи трубах. А місце перетину має бути на відстані не менше 1 метра від полотна залізниць та автошляхів, та не менше 3 метрів від трамвайних рейок та стрілок хрестовин.

Якщо підземна траса електропостачання йде вздовж трубопроводів, відстань повинна бути не меншою:

- 50 см - до водопроводів діаметром до 300 мм, каналізації, дренажу та водостоків;
- 1 м - до водопроводів діаметром понад 300 мм, трубопроводів із рідинами, прокладених без каналів та газопроводів низького тиску;

- 1,5 м - до газопроводів середнього тиску;
- 2 м - до газопроводів високого тиску (понад 0,294 МПа до 0,588 МПа);
- 3 м - до газопроводів високого тиску (понад 0,588 МПа до 1,177 МПа).

Під час прокладання кабельної лінії паралельно із теплотрасами (гаряче водопостачання та опалення) відстань до стін каналу теплопроводів повинна бути не менше 1 метра. Під час цього теплотраса має бути добре ізольованою.

Під час прокладання кабельних ліній паралельно із:

— залізничними коліями — відстань до осі залізничної колії має бути не менше 3 м, а для електрифікованої залізниці — не менше 10,75 м;

— трамвайними лініями — відстань до осі трамвайної колії має бути не менше 2,75 м;

- автомобільними дорогами - прокладка повинна проводитися із зовнішнього боку кювету або підшви насипу на відстані не менше ніж 1 м від брівки або 1,5 м від бордюрного каменю;

- повітряними лініями електропередачі — відстань до підземних частин та заземлювачів опор повітряних ліній напругою понад 1 кВ, захищених тросами, має бути не менше ніж 7 м, а до безтросових опор — не менше ніж 6 м;

- опорами повітряних ліній напругою до 1 кВ - відстань до опори контактної електромережі або опори зв'язку має бути не менше ніж 1 м.

Зазначені відстані можуть бути зменшені під час прокладання кабелів у трубах, неметалічних блоках та залізобетонних лотках у місцях щільної забудови.

Відстань від стін тунелів та комунікаційних колекторів має бути не менше 50 см.

Б. 2. Складання плану прокладки кабелів.

Після того, як траса прокладки намічена, складають проект, що являє собою намічену схему ділянки, на якій позначені основні споруди, водопровід,

каналізація та інші, а також майбутнє розміщення кабелю із дотриманням усіх допустимих відстаней.

Під час прокладання кабелю своїми руками на дачній ділянці бажано прокладати пряму траншею. А якщо це неможливо, слід виключити різкі повороти. Далі слід зробити розмітку, відзначити трасу прокладки за допомогою кілочків та натягнути між ними шнури.

Після того як траншея буде викопана бажано покласти в неї кабель та виміряти відстань до всіх елементів благоустрою, а також перенести їх план. Такий план із відстанями може стати в нагоді під час перепланування ділянки та у разі потреби ремонту лінії передачі.

Б. 3 Вибір кабелю.

Згідно із державними стандартами для траншейної прокладки у землі бажано застосовувати броньовані кабелі, металеві оболонки яких повинні мати зовнішній покрив для захисту від хімічних впливів.

Прокладання кабелю в землі із підвищеною хімічною активністю – солончаки, болота, ґрунти із підвищеною кислотністю, велика кількість будівельного сміття та шлаку – потребує наявності свинцевої броні або алюмінієвої оболонки.

Також допускається застосовувати для прокладання в землі неброньовані кабелі марок АВВГ та ВВГ. Вони досить міцні, герметичні та широко використовуються для підключення електроенергії на приватних ділянках до невеликих господарських споруд, дач, лазень та інших.

Однак прокладати такі кабелі необхідно у спеціальних ПВХ, ПЕ або азбестоцементних трубах.

Перетин кабелю вибирають виходячи із запланованого навантаження на лінію.

Б. 4. Проектування та прокладання траншеї.

Перед тим як приступати до розробки траншеї, місце виконання земляних робіт слід очистити від будівельного сміття, асфальтного або плиткового покриття, дерев, валунів та подібного. Далі наміченою трасою копають траншею. Робити це можна за допомогою засобів великої механізації або вручну, під час невеликому обсязі земляних робіт або через неможливість застосування техніки.

Існує 15 типорозмірів траншей, які вибір залежить від умов прокладки, та навіть кількості та діаметра кабелів.

Мінімальна глибина траншеї становить не менше:

- 70 см - для кабельних ліній напругою до 20 кВ;
- 1 м - для кабельних ліній напругою 27 кВ та 35 кВ;
- 1,5 м - для кабельних ліній напругою від 110 кВ до 330 кВ.

Якщо довжина підземної лінії буде менше 5 метрів та під час цього електропроводка буде додатково захищена трубою допускається прокладати провідник на глибині 50 см.

Прокладати кабельні лінії напругою до 20 кВ через орні землі необхідно на глибині щонайменше 1 м. У разі їх можна буде використовувати під посіви.

Дотримуватися глибини 1 метр також слід у разі перетину кабелів із проїжджою частиною. У цьому випадку кабель слід прокладати в трубах ПВХ, не порушуючи полотна доріг та тротуарів. Для цього, за допомогою спеціальної техніки, роблять проколи під дорогами та пішохідною зоною.

На введеннях кабельних ліній у будівлі та в місцях їх перетину із підземними спорудами дозволено зменшувати глибину закладення кабелів на ділянках завдовжки до 5 м за умови захисту кабелю від механічних пошкоджень: для ліній напругою до 35 кВ – до 50 см, а для ліній напругою від 11 кВ до 330 кВ – до 1 м-коду.

Ширина траншеї залежить від кількості та напруги прокладених кабелів. ТА під час прокладання одного кабелю напругою до 10 кВ становить 20 см, а напругою 35 кВ – 30 см.

Для того щоб стінки траншеї менше обсипалися, їх слід робити із невеликим ухилом. Укоси траншеї залежить від глибини траншеї.

Після того як траншея викопана, необхідно видалити всі предмети, здатні пошкодити оболонку кабелю: цеглу, коріння, каміння, залізо, скло та інші тверді та гострі предмети. Якщо якийсь предмет усунути неможливо – наприклад, шматок бетонної плити – доведеться робити футляр.

Доставка кабелю до місця прокладки та перевірка його ізоляції на електричну міцність

Після доставки кабелю місце монтажу слід ретельно перевірити цілісність його зовнішньої оболонки та стан ізоляції кабелю. Видаливши зовнішню обшивку барабана, оцінити стан зовнішніх витків кабелю, звертаючи увагу на проколи, урвища, усунення та пробіли між витками бронелент. Зовнішні витки кабелю із пошкодженнями видаляють, а його ізоляцію перевіряють підвищеною напругою, щоб переконатися у відсутності замикань струмопровідних жил між собою, а за наявності броні – та із бронею.

Перед прокладкою на кабель одягають труби та футляри, та перетягують їх у місця підвищеного навантаження.

Броньовані кабелі можна прокладати в землі без будь-якого захисту, та це дозволено у місцях, де немає загрози їх пошкодженню. Однак прокладання кабелів у трубах має ряд переваг:

- забезпечує високий рівень ізолюваності провідників від вологості, вітру та інших несприятливих умов;
- практично повністю виключає ймовірність займання проводки через відсутність достатніх запасів кисню всередині каналу та в товщі ґрунту, що особливо актуально для дерев'яних споруд;
- полегшує обслуговування та ремонт кабельних ліній, адже для заміни кабелю достатньо відкопати трубу в траншеї та замінити кабель на новий, не викликаючи спеціальну підйомну техніку та бригаду робітників.

Також захисні футляри необхідні у тих місцях, де не вдалося прибрати тверді предмети, поблизу дерев, у місцях перетину трас із водо- та

газопровідними трубами, в'їздами машин у двір, канавами, лотками та там, де глибина траншеї менше 50 см.

Б. 5. Розкочування кабелю.

Наступним етапом робіт є розкочування кабелю в траншеї. Існує 2 способи такого розкочування: із барабана, що рухається вздовж траншеї та із барабана, встановленого нерухомо на одному із кінців траси.

Перший спосіб є продуктивнішим. Барабан, встановлений на платформі кабельного транспортера, рухається вздовж траншеї. Одні монтажники знаходяться на платформі та обертають барабан вручну. А інші рухаються за транспортером, приймають кабель та укладають його на дно траншеї.

Другий спосіб використовують під час монтажі кабельних ліній невеликої довжини. Він передбачає встановлення барабана із кабелем на одному із кінців траси на спеціальному домкраті, який утримує барабан у підвішеному стані під час розмотування кабелю. Розкочування кабелю та його укладання в траншеї виробляють вручну із застосуванням розкочувальних роликів та лебідки.

Б. 6. Прокладання кабелю в траншеї.

Кабелі в траншеї розміщують на подушці із ґрунту, що просіює, або піску без каменів, будівельного сміття та шлаку товщиною не менше 10 см на відстані не менше 10 см від стінок траншеї.

Під час використанні додаткових елементів захисту (футлярів, гофри, полімерних трубок, шланга захисного) їх натягують на кабель перед прокладкою. Укладають кабель із запасом по довжині на 1-2% для компенсації можливого зміщення ґрунту, температурних деформацій самих кабелів та конструкцій, якими вони прокладені. Запас виробляють за рахунок хвилеподібного укладання кабелю. Виконувати запас у вигляді кілець чи витків забороняється.

Розміщуючи кабелі, слід уникати перетинів кабелів між собою та із трубопроводами. На початку та в кінці лінії, а також на поворотах траси кабель надійно закріплюють.

Прокладати кабелі в траншеї слід на певній, мінімально допустимій відстані один від одного. Недотримання цих вимог спричинить неприпустиме нагрівання кабелів під час експлуатації та може спричинити вихід лінії із ладу.

Мінімальна відстань між кабелями в траншеї має бути:

- не менше 10 см між двома силовими кабелями напругою до 10 кВ та між силовим та контрольним кабелями;

- не менше 25 см між кабелями напругою від 20 кВ до 35 кВ та між ними та кабелями напругою, менше 20 кВ;

- не менше 50 см між кабелями напругою від 110 кВ до 330 кВ та кабелями, які обслуговують різні організації;

- відстань між контрольними кабелями між собою та кабелями зв'язку не нормується.

В одній траншеї рекомендується прокладати не більше 6 силових кабелів напругою до 35 кВ або 2 кабелі на напругу від 110 кВ до 330 кВ. Допускається поруч із ними прокладка трохи більше пучка контрольних кабелів. Якщо кількість кабелів необхідних для прокладки перевищує 6, прокладати їх слід у паралельних траншеях. Відстань між крайніми кабелями паралельних траншей має бути щонайменше 50 див.

Наступним етапом робіт є встановлення із'єднувальних кабельних муфт. Під час прокладання в траншеї кількох кабелів сполучні та стопорні муфти розташовують зі зміщенням не менше 2 м.

Під час монтажі кабелю на дачній ділянці своїми руками прокладати кабелі бажано цілими шматками, оскільки виконати надійну муфту без досвіду дуже складно. А якщо зробити це неможливо, слід застосувати надземну сполучну коробку.

Перед засипанням траншеї слід намітити план розташування кабелю, бажано в масштабі, із прив'язкою до орієнтирів. Виміряти відстані до кутів

будівель, краю ділянки, стовпів, великих дерев та позначити на стінах споруд точки, під якими кабель виходить у ґрунт. Наявність такого плану із розмірами суттєво полегшить доступ до кабелю за необхідності ремонту.

На всіх стадіях робіт необхідно контролювати наявність пошкоджень кабелю, адже заміна пошкоджених ділянок буде складним та трудомістким завданням. Перевірити цілісність оболонки провідника можна виміряти опір ізоляції за допомогою мегаомметра.

Після цього укладений кабель засипають шаром того ж ґрунту, що просієє, або піском із якого була виконана подушка, також висотою не менше 10 см та злегка ущільнюють. Остаточне засипання виконують шаром раніше вийнятої землі без каміння та інших твердих предметів. Землю також розрівнюють та ущільнюють. Слід пам'ятати, що ґрунт дає усадку, тому під час засипання слід створити невеликий пагорб по всій довжині траншеї.

Б. 7. Заземлення кабельних ліній.

Під час заземленні або зануленні металевих оболонок силових кабелів оболонка та броня повинні бути із'єднані гнучким мідним проводом між собою та із корпусами муфт (кінцевих, сполучних та ін.). На кабелях 6 кВ та вище із алюмінієвими оболонками заземлення оболонки та броні повинно виконуватись окремими провідниками.

Застосовувати заземлювальні або нульові захисні провідники із провідністю більшою, ніж провідність оболонок кабелів, не потрібно, однак перетин у всіх випадках повинен бути не менше 6 мм.

Якщо на опорі конструкції встановлені зовнішня кінцева муфта та комплект розрядників, то броня, металева оболонка та муфта повинні бути приєднані до заземлюючого пристрою розрядників. Використання заземлювального пристрою тільки металевих оболонок кабелів у цьому випадку не допускається.

Під час переході кабельної лінії в повітряну (ПЛ) та за відсутності у опори ПЛ заземлювального пристрою кабельні муфти (щоглові) допускається заземлювати приєднанням металевої оболонки кабелю, якщо кабельна муфта на іншому кінці кабелю приєднана до заземлювального пристрою або опір заземлення кабельної оболонки.

Додаток В

«Проектування ескізу магнітної системи ВГ.»

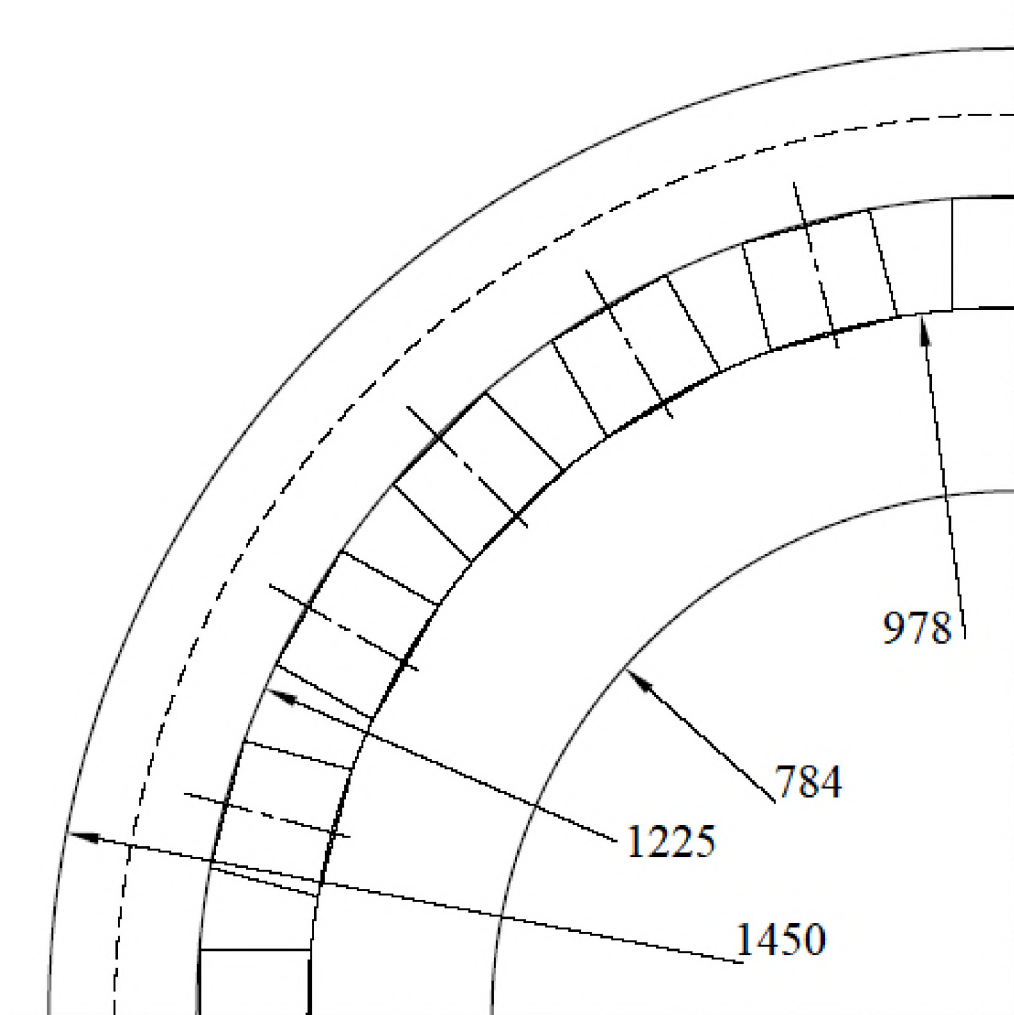


Рисунок В. 1 – Ескіз магнітної системи генератора.

ДОДАТОК Г

«Програма для прогнозування входних параметрів для ВЕУ»

```
%% Аналіз даних оцінки вітрових ресурсів
clear all; close all;

% Географічні координати місця розташування метеорологічної вежі
lat_base = 50.4452; % Градуси північної широти Луцька
lon_base = 25.1928; % Градуси західної довготи Луцька
clear lat_base lon_base

% Зчитування даних вітрових даних
wind = dataset('file','winddata.txt','delimiter','\t', ...
               'format',['%s' repmat(' %f',1,36)]);

wind.vhub = zeros(size(wind,1),1);
wind.phub = zeros(size(wind,1),1);
wind.rho = zeros(size(wind,1),1);

% Встановлення одиниць вимірювання для всіх даних
wind.Properties.Units = [{'date'} repmat({'m/s'},1,4*5) ...
                          repmat({'deg'},1,4*3) ...
                          repmat({'C'},1,4*1) ...
                          'm/s' 'W/m^2' 'kg/m^3'];

% Перетворення дати у серійний номер дати
wind.t = datenum(wind.date,'yyyy-mm-dd HH:MM:SS');

hhub = 120; % висота вітрогенератору

% Додаткова інформація про метеовежу
hv = [60 50 45 40 20]; % вектор висот для швидкості (м)
hvh = [hv hhub]; % вектор висот для швидкості з hhub (м)
hd = [52 41 25]; % вектор висот для напрямку (м)
```

```

hT = 3.25;           % вектор висот для температури (м)
nobs = size(wind,1);
% Властивості повітря
patm = 101325;       % атмосферного тиску (Па))
Rair = 287;          % газової постійної для повітря (Дж/кг К)
% густини повітря (кг/м^3)
wind.rho = patm./(Rair*(wind.T3Avg+273.15));
clear patm Rair
% Sensor indices
ihub = 40;           % індекс оцінок концентраційної швидкості
iv = 2:4:18;         % індекс оцінок концентраційної швидкості
ivh = [iv ihub];     % індексів швидкості (з ступицею
id = 22:4:30;        % показників вимірів напрямку
iT = 36;             % показників температурних вимірювань
% Очікувані діапазони для датчиків
vrange = [0 120]; % мінімальна та максимальна швидкість (м/с)
drange = [0 360]; % очікуваний діапазон для напрямку (град.)
Trange = [-50 100]; % очікуваного діапазону вимірювань температури (C)
% Критичні значення для Icing Test
% vAvg > vice & dSD <= dstdice & TAvg < Tice
vice = 1; % критичне значення швидкості вітру (м/с)
dstdice = 0.5; % критичного значення для стандартного напрямку вітру
(град.)
Tice = 2; % критичне значення температури (C)
% індексів наборів датчиків для випробувань на обледеніння [vAvg dSD
TAvg]
iice = [ 2 23 34;
        6 23 34;
        10 27 34;
        14 27 34;

```

```

18 31 34];

% Критичні значення для завислого датчика напрямку вітру
dSDstuck = 0,1; % критичне значення для напрямку вітру std (град.)
ddelta = 0,1; % критичне значення для різниці напрямків вітру (град.)
ndt = 6; % хв. # зразків часу для застряглого стану
istuck = [22 26 30];% індексів для тесту на зависання датчика напрямку
вітру

% Створення змінної для зберігання результатів статистичного аналізу
wresults = []; % структурна змінна для результатів
figure
fcnvdttimeplot(wind)
wresults.missingdates = fcnmissingdates(wind.t);
dqflag = fcnDataQuality(wind.t);
fcnPlotDataQuality(dqflag);
I = isnan(double(wind(:,2:(length(hv)*4+length(hd)*4+length(hT)*4+1))));
mvflag = any(I,2);
nmiss = sum(sum(I));
disp([num2str(nmiss) ' missing values were found.'])
disp(' ')
% Зберігати якість даних і графік
dqflag.missingData = mvflag;
fcnPlotDataQuality(dqflag);
clear I

% Дані для розрахунку
wind_speed_months = [4.75, 5.92, 6.15, 6.97, 8.54, 9.12, 10.2, 9.77, 9.55, 8.25,
7.12, 5.77];
hours_per_month = 720;

```

```

cut_in_speed = 3;
rated_speed = 12;
cut_out_speed = 25;

% Розрахунок місячного виходу енергії
monthly_energy_yield = zeros(size(wind_speed_months));
for i = 1:length(wind_speed_months)
    wind_speed = wind_speed_months(i);
    if wind_speed < cut_in_speed
        power_curve = 0;
    elseif wind_speed >= cut_in_speed && wind_speed <= rated_speed
        power_curve = (wind_speed - cut_in_speed) / (rated_speed -
cut_in_speed);
    else
        power_curve = 1;
    end
    monthly_energy_yield(i) = power_curve * hours_per_month;
end

% Розрахунок річного виходу енергії
annual_energy_yield = sum(monthly_energy_yield);

% Виведення результату
fprintf('Estimated Annual Energy Yield: %.2f kWh\n', annual_energy_yield);

% Побудова графіка щорічної продукції енергії вітру
figure;
bar(monthly_energy_yield);
xlabel('Місяць');
ylabel('Енергія (кВтг)');

```

```

title('Щомісячна продукція енергії вітру');
xticks(1:length(monthly_energy_yield));
xticklabels({'Січ', 'Лют', 'Бер', 'Квіт', 'Тра', 'Чер', 'Лип', 'Сер', 'Вер', 'Жов',
'Лис', 'Гру'});
grid on;

```

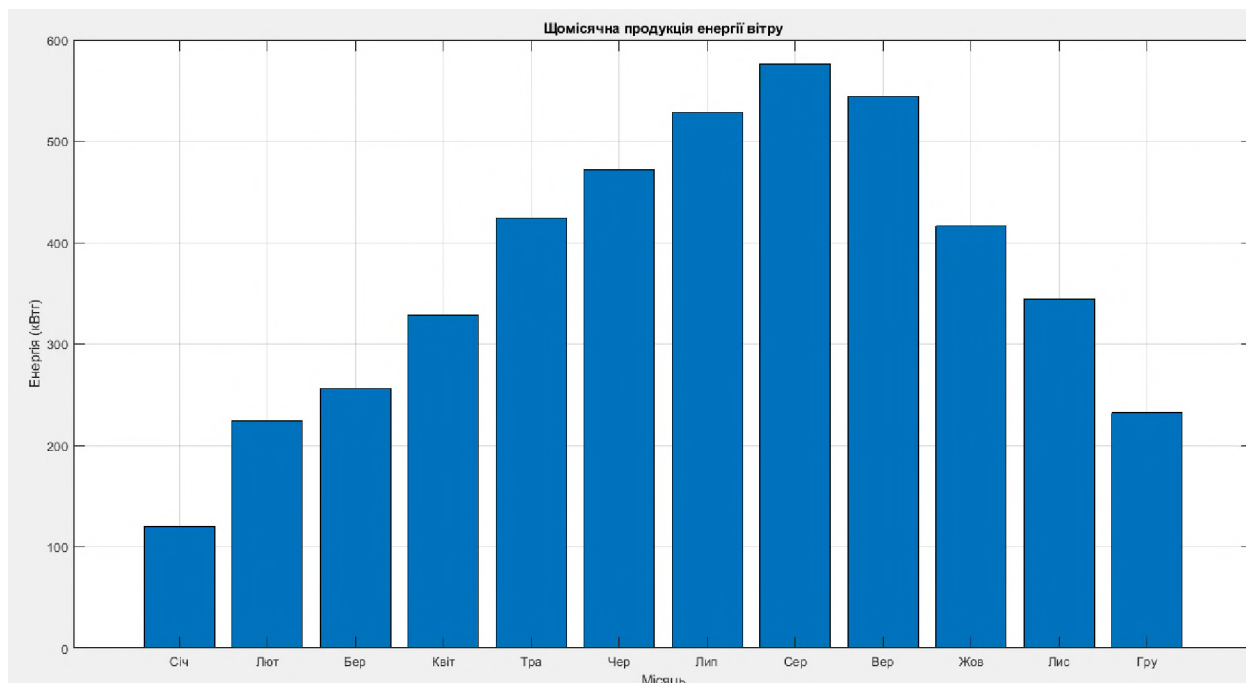


Рисунок В. 1 – Результати роботи програми прогнозування