

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(назва освітнього ступеня)

на тему: Підвищення ефективності автономної вітроустановки

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТ-41

спеціальності 141 – Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

(підпис)

Дільний І. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Наконечний М. С

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Мовчан Л. Т.

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис)

Тарасенко М. Г.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

Габрусев Г. В.

(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис) (прізвище та ініціали)
« » 20__ р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)
за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
студенту Дільному Ігорю Васильовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення ефективності автономної вітроустановки

Керівник роботи Наконечний Мирослав Степанович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «20» січня 2023_року № 4/7-29

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2023 року

3. Вихідні дані до роботи

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

1 Аналітичний розділ

2 Розрахунково-дослідницький розділ

3 Проектно-конструкторський розділ

4 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці			
Нормоконтроль			

7. Дата видачі завдання

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

[illegible]

Студент

(підпис)

Дільний І. В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Наконечный М. С.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТ–41 - Т.: ТНТУ, 2023.

Стор. 57; рис. 42; табл. 4;; джерел 12; додатків 0.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: «Підвищення ефективності автономної вітроустановки».

Метою роботи є розробка та дослідження способів підвищення енергоефективності вітрогенераторів із безконтактною машиною постійного струму.

Складено імітаційну модель вітроустановки в Simulink для різних значень швидкості вітру. Розглянуто вплив кута атаки лопаті на швидкохідність турбіни та отримано залежність потужності вітротурбіни від її швидкості та визначено значення максимуму коефіцієнта використання потужності турбін.

Моделювання ВЕУ на базі БМПТ, замкнутої двоконтурної системи підпорядкованого регулювання потужності, продемонструвало, що за рахунок алгоритмів управління можна підвищити ефективність роботи ВЕУ, значно зменшити коливання вихідної електричної потужності генератора та оптимізувати конструктивні параметри турбіни.

Ключові слова:

ВІТРОУСТАНОВКА, АЛГОРИТМ МРРТ, ЕФЕКТИВНІСТЬ, ЕЛЕКТРИЧНА ПОТУЖНІСТЬ, ШВИДКОХІДНІСТЬ.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	6
1.1 Конструкція та принцип дії вітроенергетичної установки	6
1.2 Типи вітроенергетичних установок	7
1.2.1 ВЕУ із фіксованою швидкістю обертання	8
1.2.2 ВЕУ із змінною швидкістю обертання	9
1.2.3 ВЕУ з СМПМ на основі мосту та інвертора	11
1.3 Конструктивні особливості та принцип дії БМПС	11
1.4 Електронна комутація БМПТ	13
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Вибір методу відстеження точки максимуму потужності	16
2.2 Управління швидкохідністю	17
2.3 Алгоритм МРРТ із зворотнім зв'язком за сигналом потужності	18
2.4. Визначення максимального досяжного ККД вітротурбіни	21
2.5 Розробка моделі вітрогенератора в Simulink	25
2.6 Вибір методу відстеження точки максимуму потужності вітрогенератора	29
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	34
3.1 Моделювання аеродинаміки вітротурбіни в Simulink	34
3.2 Динамічна модель ВЕУ	37
3.3 Розробка системи автоматичного регулювання вихідної електричної потужності генератора	41
3.4. Врахування випадкової зміни швидкості вітру	45
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	49
4.1 Заходи захисту при роботі з електроустановками.	49
4.2 Інженерні норми проектування об'єктів енергетики.	53
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	55
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	56

ВСТУП

Окремі об'єкти, що знаходяться на великих відстанях від великих міст, не вигідно включати в єдину енергосистему. Це обумовлює необхідність їх автономного енергопостачання шляхом використання дизельних електростанцій, вугільних, мазутних. При цьому майже половина дизельного та бензинового обладнання виходить з ладу, що пов'язано з перебоями у подачі та збільшенням витрат на доставку палива.

У цих умовах, забезпечення електроенергією автономних споживачів, віддалених від центральної мережі та розташованих у віддалених сільських гірських районах, через використання поновлюваних джерел енергії є важливим та актуальним завданням.

Основними споживачами в таких місцях можуть бути насоси для підйому води, вентиляція резервуарів, системи опалення, накопичувачі теплової енергії та ін. Для подібних споживачів допускається зміна потужності мережі живлення, тому використання вітроенергетичних установок, які виробляють переривчасту миттєву енергію, є виправданим. При цьому важливим є завдання забезпечення максимального використання енергії вітру.

Для автономних вітроустановок суттєвою проблемою є підвищення енергетичної ефективності, оскільки від неї залежить термін окупності, особливо в районах із невеликою середньою швидкістю вітру.

На основі вищевикладеного, актуальним завданням можна вважати розробку вітроустановок (ВЕУ) з підвищеною енергоефективністю (ККД) та можливістю роботи при низьких швидкостях вітру.

Метою роботи є розробка та дослідження способів підвищення енергоефективності вітрогенераторів із безконтактною машиною постійного струму.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Конструкція та принцип дії вітроенергетичної установки

Актуальним наразі є питання впровадження поновлюваних джерел енергії. До таких видів належать: сонячну енергію, океанічну енергію припливів та відливів. Але найперспективніший напрямок – це вітроенергетика.

Вітроенергетична установка (ВЕУ) – це пристрій альтернативної енергетики, який базується на перетворенні кінетичної енергії вітру на електричну, теплову та будь-яку іншу форму енергії. У вітрогенераторі зазвичай використовуються різні типи генераторів: синхронні, асинхронні, асинхронізовані та безконтактна машина постійного струму.

ВЕУ виробляють електрику за рахунок енергії повітряних мас, що переміщаються - вітру. Ротор генератора, що знаходиться на одному валу з турбіною, обертається, а генератор виробляє змінну напругу. Вихід генератора підключений до напівпровідникового перетворювача, який перетворює змінну напругу, частота якого визначається частотою генератора на постійну. Потім напруга постійного струму подається на інвертор і перетворюється на змінну напругу, що змінюється з частотою мережі.

Для збільшення механічної енергії турбіни, що виробляється з енергії вітру, необхідне регулювання частоти турбіни при зміні швидкості вітру. Одним із способів регулювання частоти турбіни є зміна кута атаки лопатей.

Вітротурбіни поділяються на вітротурбіни з горизонтальною віссю обертання (традиційні) та вітротурбіни з вертикальною віссю обертання (вітротурбіни Дарє).[1,2]

Конструкція ВЕУ з горизонтальною віссю представлена рисунку 1.1. Основними частинами ВЕУ є щогла і встановлена на ній гондола, в якій знаходяться всі інші елементи.

вітроелектричною установкою. Такі вітроелектричні установки поширені у Північній Америці та Європі.

В автономних вітроелектричних установках вироблена електрична енергія накопичується в акумуляторних батареях або навантаженні і застосовується для потреб власника. Ці вітроелектричні установки незалежні від звичайних електромереж.

1.2.1 ВЕУ із фіксованою швидкістю обертання

Вітроенергетичні установки ВЕУ з фіксованою швидкістю здебільшого працюють із постійною швидкістю і складаються з вітроколеса, коробки передач та асинхронного генератора [3], що показано на рисунку 1.2.

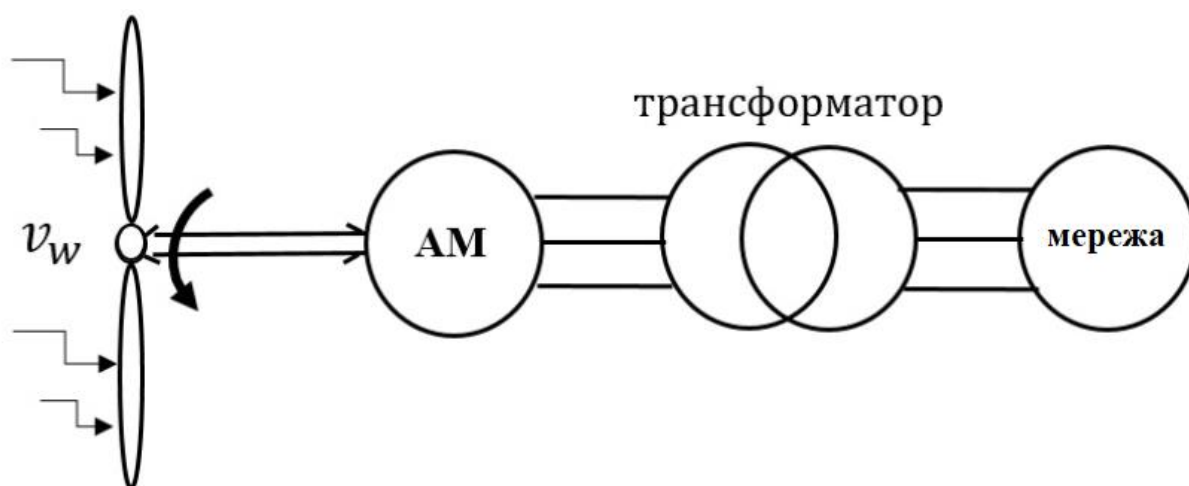


Рисунок 1.2. Схема вітротурбіни з фіксованою швидкістю.

При зміні потужності ковзання асинхронного генератора трохи змінюється, і швидкість обертання не є абсолютно постійною. Однак, оскільки відхилення ковзання зазвичай становить менше ніж 1%, цей тип ВЕУ зазвичай називають ВЕУ з фіксованою швидкістю.

Коли робоче ковзання генератора змінює рівень робочої потужності. Оскільки зміна робочого ковзання зазвичай не перевищує 1%, цей тип вітроенергетичної системи зазвичай називають фіксованою швидкістю [4].

Асинхронні машини з короткозамкненим ротором споживають реактивну потужність, тому зазвичай встановлюють конденсатори для корекції коефіцієнта потужності кожної вітряної турбіни. Функція пристрою плавного пуску полягає в повільному нарощуванні магнітного потоку і таким чином мінімізації перехідних струмів під час подачі живлення на генератор. Крім того, шляхом повільного наростання напруги, що видається в мережу, після подачі живлення пристрій плавного пуску повільно доводить вал генератора до його робочої швидкості обертання [5]. ВЕУ з фіксованою швидкістю обертання, навіть незважаючи на простоту та надійність, серйозно обмежує вироблення енергії вітряною турбіною. Оскільки немає контуру управління крутним моментом, коливання потужності, що генерується, великі.

1.2.2 ВЕУ із змінною швидкістю обертання

Останнім часом у ВЕУ широко використовуються технології зі змінною швидкістю, що дозволяють вітротурбіні змінювати швидкість при зміні швидкості вітру або моменту, що крутить, на валу турбіни. Регулювання частоти обертання турбіни дозволяють знизити механічне зношування трансмісії ВЕУ. Крім того, підстроювання швидкості вітротурбіни під швидкість вітру дозволяє збільшити ККД і знизити коливання потужності, що видається в мережу. У системах зі змінною швидкістю генератор зазвичай підключається до мережі через електронну силову систему [6].

Типова вітроенергетична система на базі асинхронізованого генератора подвійного живлення (АГДП) складається з асинхронного генератора з фазним ротором, перетворювача та трансформатора, як показано на рисунку 1.3.

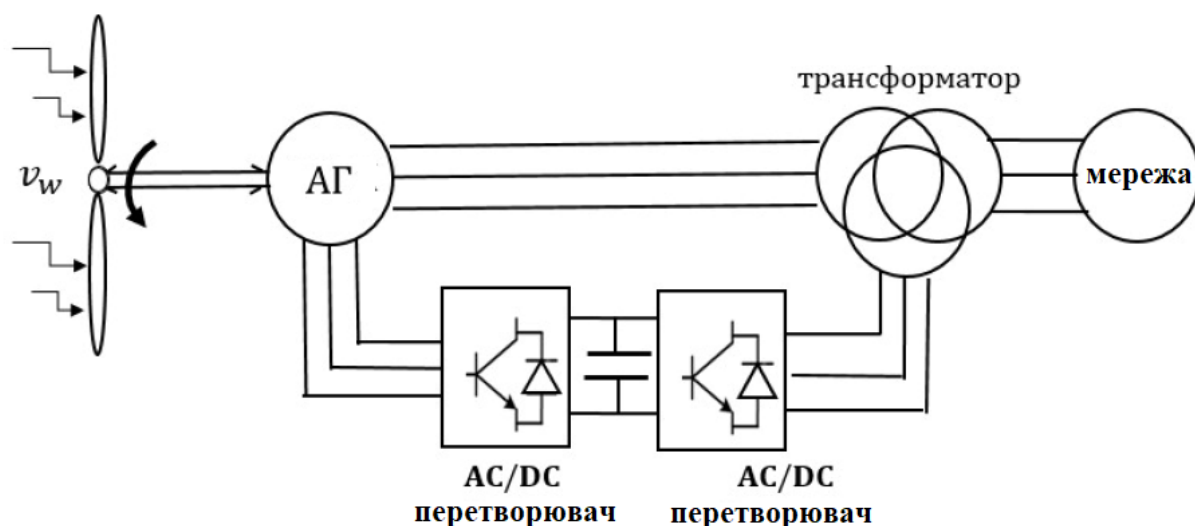


Рисунок 1.3. ВЕУ із асинхронним генератором подвійного живлення.

Асинхронний генератор має ковзні кільця для підключення обмотки ротора і робота зі змінною швидкістю досягається шляхом подачі регульованої напруги в ротор з частотою ковзання [5,7]. Типова конфігурація вітроустановки з перетворювачем показана на рисунку 1.4.

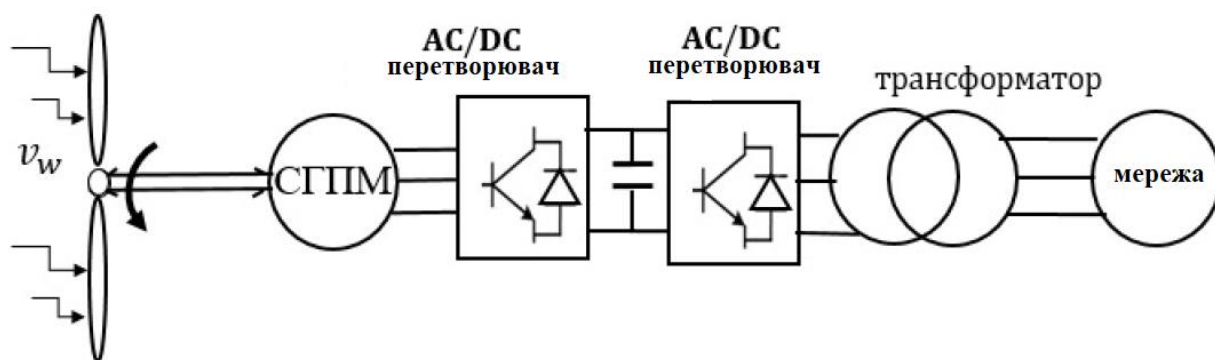


Рисунок 1.4. ВЕУ із синхронним генератором.

Цей тип вітроенергетичної системи може містити або не містити редуктор. Може бути використаний широкий спектр типів електричних генераторів, наприклад асинхронний, синхронний з обмоткою збудження або синхронний з постійними магнітами.

1.2.3 ВЕУ з СМПМ на основі мосту та інвертора

На рисунку 1.5 показана конфігурація СМПМ ВЕУ на основі діодного моста та інвертора.

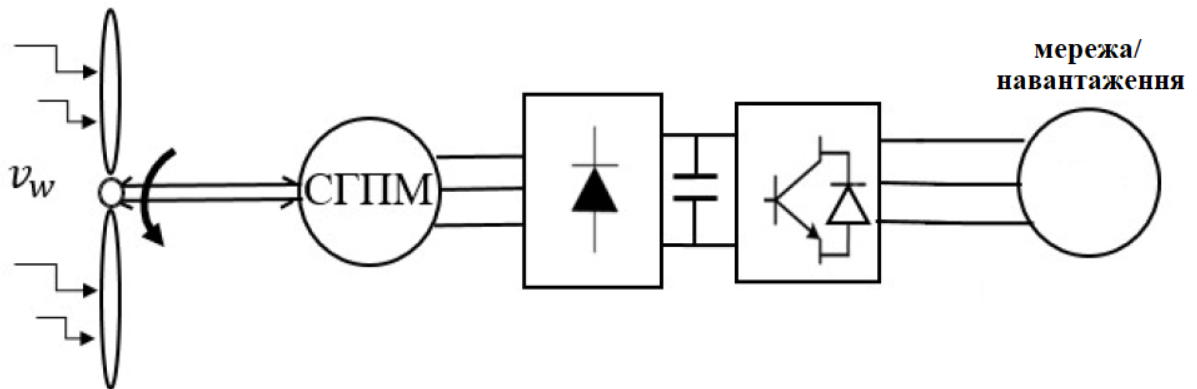


Рисунок 1.5. ВЕУ із СДПМ.

Проста топологія системи перетворення енергії вітру складається з діодного мостового випрямляча зі ланкою постійного струму інвертора. Цей тип перетворювача простий і надійний, проблема полягає в тому, що якщо вихідна напруга випрямляча нижча за напругу мережі, його не можна синхронізувати з мережею [8-12].

1.3 Конструктивні особливості та принцип дії БМПС

Незважаючи на свою назву безконтактні машини постійного струму (БМПТ) не є машиною постійного струму. Насправді ж вона відноситься до класу синхронних машин з постійними магнітами (СМПМ) і виділяється з останніх лише завдяки виконанню обмотки статора і, як наслідок, завдяки формі проти-ЕРС, що наводиться в цій обмотці ротором, що обертається, з постійними магнітами. У той час як у СМПМ протиЕРС синусоїдальна, у БМПТ вона має форму трапеції. Таким чином, назва БМПТ характеризує не принцип її дії, а спосіб керування

Так, наприклад, [13] було теоретично доведено ідентичність механічної характеристики БМПТ і механічної характеристики двигуна.

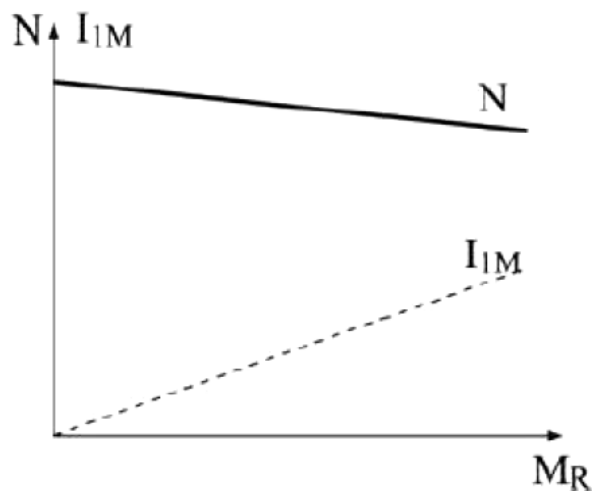


Рисунок 1.6. Вид механічної характеристики БМПТ

(N – частота обертання ротора, I_{1M} – струм статора, M_R – момент на валу машини)

БМПТ складається з ротора, на який кріпляться постійні магніти, що виконують роль обмотки збудження, і статора, в пази якого укладена трифазна силова обмотка. Статор зазвичай набирається із пластин ламінованої тонколистової сталі з метою зменшення втрат на вихрові струми та гістерезис. Ротор БМПТ може мати різне конструктивне виконання, починаючи від традиційного внутрішнього, закінчуючи зовнішнім або дисковим виконанням. Є відомості, що зовнішнє виконання ротора є оптимальним конструктивним рішенням для побудови малопотужних ВЕУ на базі БМПТ.

Як матеріал для виготовлення постійних магнітів для БМПТ використовуються сплави рідкоземельних металів (наприклад, неодимовий сплав), так як вони дозволяють досягти більшої щільності магнітного потоку в зазорі і більшої величини електромагнітного моменту при достатньо малих розмірів ротора.

Розглянемо принцип дії БМПТ з прикладу машини з однією парою полюсів, розріз якої зображений рисунку 1.7.

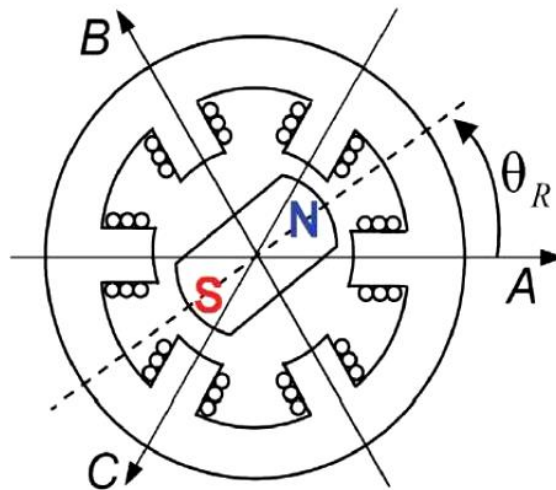


Рисунок 1.7. Розріз двополюсний БМПТ

На статорі машини намотані три обмотки (А, В, С), зсунуті в просторі на 120° . Кожна обмотка складається з двох зустрічно включених секцій. Таким чином, при протіканні струму в обмотці в машині виникає два полюси протилежної полярності, до яких притягується магнітний ротор. Почергова зміна напрямку струмів в статорній обмотці змінює полярність полюсів обмотки і змушує ротор обертатися слідом за полем.

1.4 Електронна комутація БМПТ

Якщо в ДПТ зміна полярності напруги, прикладеної до обмотки статора, досягалася механічно за допомогою щітково-колекторного вузла, то БМПТ для цієї мети використовується так званий електронний комутатор, який складається з трьох датчиків Холла, розташованих на статорі під кутом в 120° один до другого (рисунок 1.8); керованого інвертора та логічного вузла (контролера), який приймає рішення про відкриття або закриття ключів на підставі сигналів з датчиків Холла.

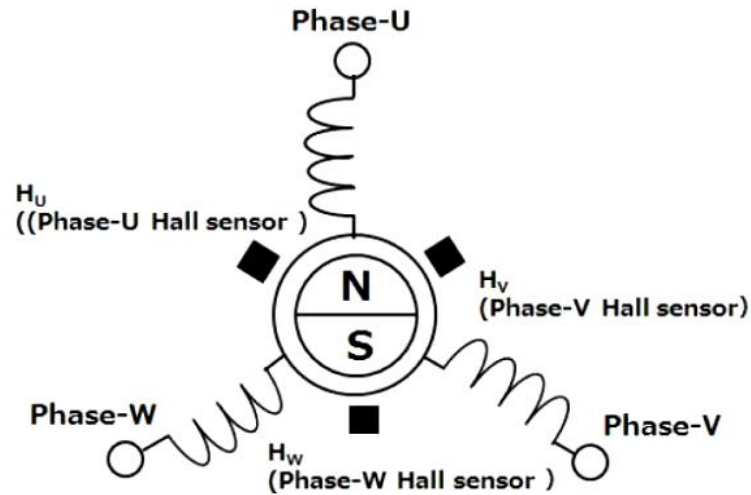


Рисунок 1.8. Розташування датчиків Холла на статорі БМПТ

Логічні сигнали, що надходять із датчиків Холла, дозволяють розділити один оберт ротора на шість секторів (по 60° кожен). Таким чином, при переході ротора з одного сектора в інший ми комутуватимемо лише одну фазу статора, а за один цикл кожна його фаза комутується двічі. Логіка комутації транзисторних ключів представлена таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Логіка комутації ключів інвертора

H_A	H_B	H_C	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Сектор
1	0	1	on	off	off	off	on	off	I
1	0	0	on	on	off	off	off	on	II
1	1	0	off	on	off	off	off	on	III
0	1	0	off	off	off	on	off	off	IV
0	1	1	off	off	on	on	off	off	V
0	0	1	off	off	on	off	on	off	VI

У таблиці 1.1 введено позначення: $H_{A,B,C}$ – датчики Холла, розташовані на статорі БМПТ; Q1...Q6 – ключі керованого інвертора. Керуючись таблицею 1.1 та принциповою схемою з'єднання БМПТ-генератора з керованим інвертором, можемо описати необхідний напрямок перебігу

струмів у фазах статора, залежно від положення ротора БМПП у тому чи іншому секторі (таблиця 1.2)

Таблиця 1.2

Напрямки фазних струмів у функції положення ротора

Сектор	I_A	I_B	I_C
I	+	-	0
II	+	0	-
III	0	+	-
IV	-	+	0
V	-	0	+
VI	0	-	+

У таблиці 1.2 введемо такі позначення:

$I_{A,B,C}$ – діючі струми, що протікають через фази А, В, С обмотки статора відповідно. Ідеалізована форма перехідних процесів по фазних протиЕРС $e_{A,B,C}$ машини, а також по її фазних струмах $I_{A,B,C}$.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вибір методу відстеження точки максимуму потужності

Для великих вітротурбін складно управляти швидкістю генератора, крутним моментом, кутом тангажу і реалізувати режим підтримки максимальної потужності (MPPT). Однак управління малими вітротурбінами, як і раніше, вимагає сконцентрованих зусиль щодо захисту вітротурбін від перевантаження та максимальної вихідної потужності [13].

Незважаючи на властиві вітроенергетики переваги, вихідна потужність вітротурбіни нестабільна через зміну швидкості вітру. Для вирішення цієї проблеми зазвичай використовується режим MPPT для підвищення ККД ВЕУ.

Основна роль цього алгоритму – підтримувати вихідну потужність вітротурбіни на рівні максимальної потужності (MPP) незалежно від зміни швидкості вітру. До цього часу пропонувалися різні алгоритми MPPT для відстеження MPPT у ВЕУ [12].

Досягнення оптимального управління, у якому витягується максимальна доступна потужність, необхідно включити у систему алгоритм MPPT. З питань створення та дослідження алгоритмів реалізації MPPT, особливо вітроенергетичних систем, було проведено велику кількість наукових праць. Наприклад, У роботі [7] представлені всебічний огляд та обговорення різних алгоритмів MPPT, що використовуються у ВЕУ, з трьома видами регуляторів: регулятором реактивної потужності, регулятором активної потужності та гібридним регулятором. Дослідники розглянули багато опублікованих алгоритмів MPPT вітру і порівняли деякі алгоритми MPPT, особливо для вітрових турбін, що наводяться на дію СГПМ [8]. Останнє десятиліття спостерігається тенденція збільшення використання алгоритму MPPT. У цьому розділі наведено основні методи MPPT для вітроенергетичної системи на основі СГПМ.

2.2 Управління швидкохідністю

Мета управління швидкохідністю – підтримувати швидкохідність (Tip Speed Ratio, TSR) на оптимальному рівні, у якому вихідна потужність вітряної турбіни максимізується з допомогою регулювання швидкості генератора. Хоча цей тип MPPT-управління має хороші характеристики за рахунок прямого та безперервного використання вимірюної швидкості вітру, він недостатньо точний для стеження за максимумом потужності (MPP) через різницю швидкості вітру по довжині лопатки турбіни. Більше того, використання датчика швидкості збільшує загальну вартість усієї системи. Для того, щоб впоратися як зі збільшенням вартості, так і з неточністю вимірювання швидкості вітру при TSR-управлінні [9] було запропоновано метод оцінки швидкості вітру.

Метод управління швидкохідністю дозволяє регулювати швидкість обертання ротора СГПМ таким чином, щоб забезпечувати оптимальне значення швидкохідності, тим самим потужність енергії вітру, що видобувається, є максимальною.

Структурна схема цього методу показано рисунку 2.1 [13].

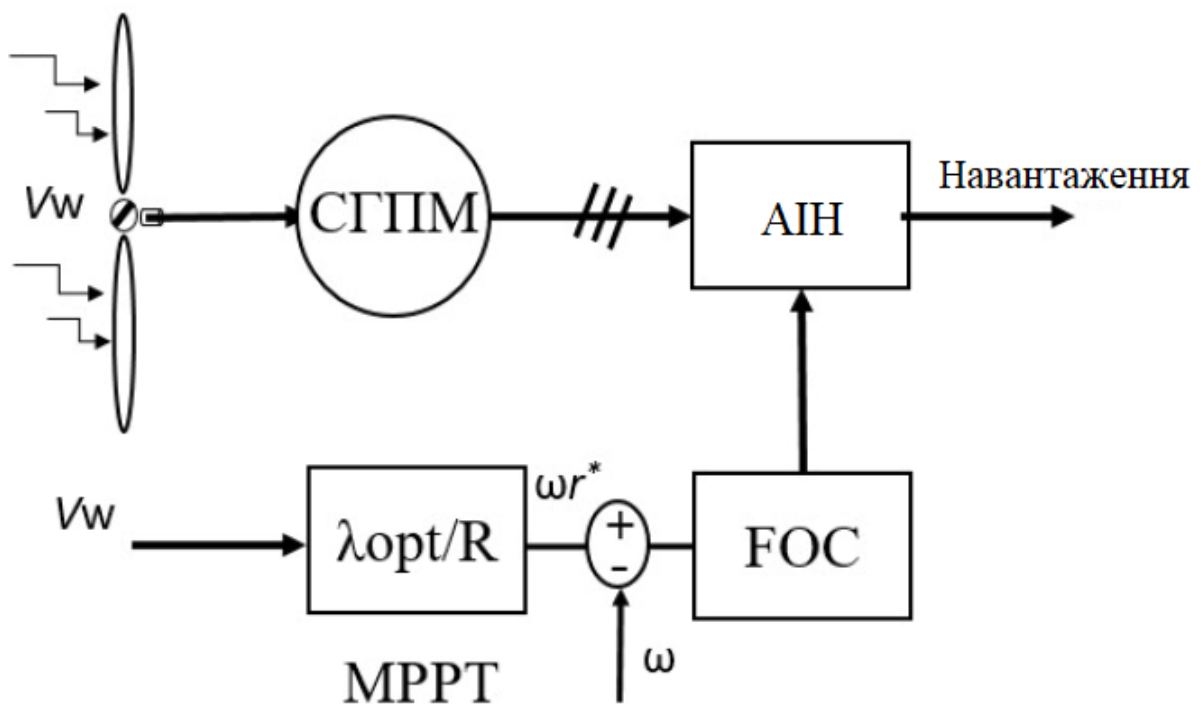


Рисунок 2.1. Схема алгоритму TSR для MPPT.

Для отримання максимально можливої потужності даний метод вимагає не тільки знання оптимального значення швидкохідності турбіни λ_{opt} , але й фактичного значення швидкості вітру v_w і значення швидкості турбіни t . Ці параметри можуть бути оцінені або виміряні. Варто зазначити, що точний вимір швидкості вітру та значення швидкохідності роблять систему ВЕУ дорожчою [9].

2.3 Алгоритм MPPT із зворотнім зв'язком за сигналом потужності

MPPT-управління містить складний алгоритм та вимагає знання механічних параметрів ВЕУ. Для позбавлення від необхідності вимірювання швидкості вітру в [10] були запропоновані методи, засновані на оптимальному моменті, що крутить (ОТ) і зворотного зв'язку по сигналу потужності (PSF).

Для досягнення максимальної потужності вітротурбіни при заданій швидкості вітру крутний момент СГПМ регулюється відповідно до оптимальної кривої крутного моменту [9].

Однак цей метод вимагає інформації про механічні параметри турбіни та щільність повітря, яка значною мірою залежить від різних кліматичних умов. Основним недоліком цього є складність визначення оптимальної кривої залежності потужності від швидкості вітрової турбіни, яка істотно відрізняється кожної вітротурбіни. Більше того, оптимальна крива буде змінюватись при зміні умов навколишнього середовища. Щоб подолати цей недолік, було представлено новий алгоритм управління, який може визначити оптимальну криву залежності потужності швидкості вітротурбіни.

Традиційно найбільш популярним підходом MPPT є алгоритм PSF. Структурна схема алгоритму PSF показано рисунку 2.2.

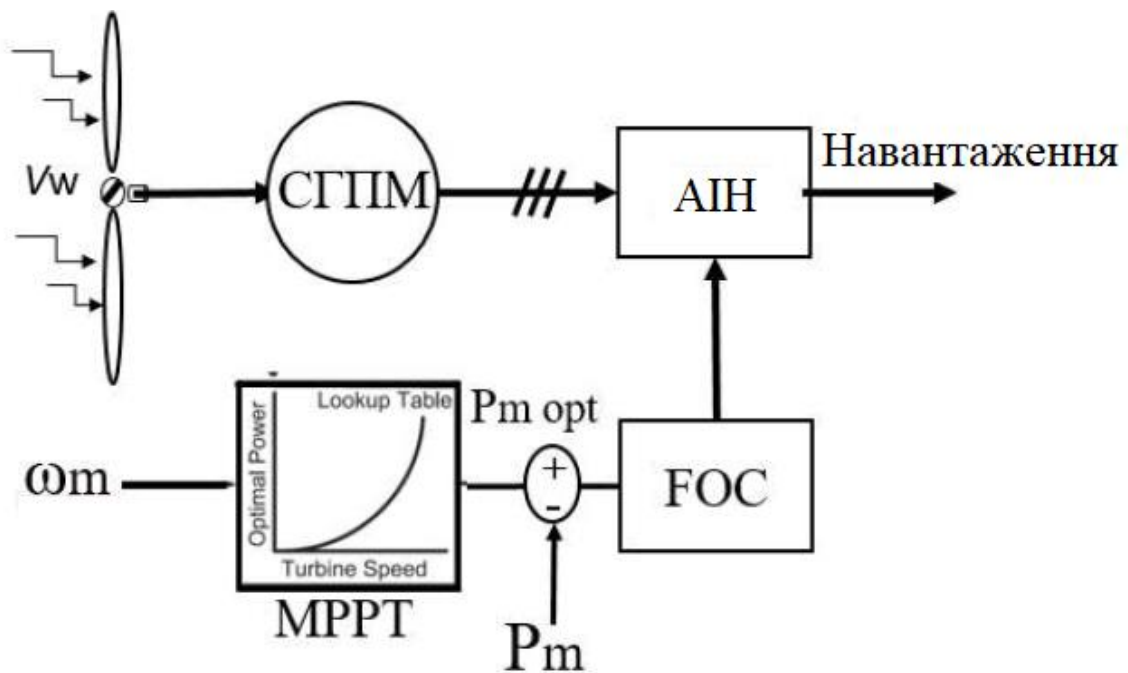


Рисунок 2.2. Схема алгоритму PSF MPPT.

В алгоритмі PSF-управління зменшує похибку між оптимальною потужністю $P_{m \text{ opt}}$ та фактичною потужністю P_m . Оптимальна потужність $P_{m \text{ opt}}$ обчислюється за допомогою попередньо отриманої кривої залежності потужності від швидкості. У цьому методі оптимальна крива потужності вітротурбіни має бути отримана заздалегідь. Потім за даними таблиці обчислюється максимальну вихідну потужність і відповідну швидкість вітрової турбіни в таблиці пошуку або функції, що використовує добуток куба вимірюваної швидкості обертання оптимальної константою пропорційності. [12].

За даними роботи [10], між методами PSF і ОТ немає різниці у продуктивності та складності реалізації в системах вітроенергетики. Хоча алгоритм широко використовується у системах вітроенергетики, він вимагає оптимальної кривої залежності потужності від швидкості, що вимагає проведення аеродинамічних випробувань. Більше того, ці характеристики можуть різко змінюватися з часом і залежати від таких факторів, як бруд та крига на лопатках турбіни [11].

Алгоритм MPPT (метод обурення та спостереження (P&O)) або алгоритм пошуку сходження до вершини (HCS) – це метод математичної оптимізації, яка використовується для пошуку локальної точки заданої функції [10, 12]. Цей алгоритм включає обурення щодо завдання, як правило, - щодо частоти обертання ротора генератора (або напруги, струму) і спостереження за зміною потужності. Принцип пошуку сходження до вершини показаний рисунку 2.3.

Алгоритм P&O або HCS широко використовується в системах вітроенергетики, оскільки він незалежний, простий та гнучкий. Крім того, це не вимагає попереднього знання характеристик вітротурбіни.

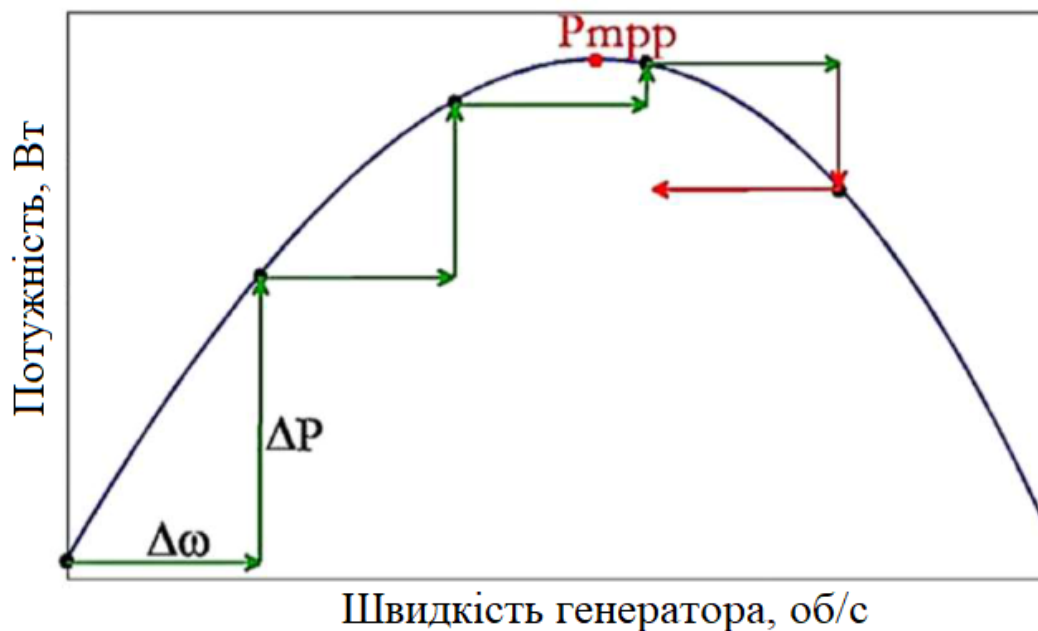


Рисунок 2.3. Принцип управління HCS із фіксованим розміром кроку.

Якщо робоча точка знаходиться на лівому схилі від максимальної точки, регулятор повинен перемістити її вправо, для наближення до вершини, і навпаки, якщо вона знаходиться на іншому, правому схилі, – перемістити робочу точку вліво.

Однак цей алгоритм погано застосуємо великих вітряних турбін, що мають велику інерційність. І тут алгоритм дозволяє досягти максимальних значень потужності при швидких коливаннях вітру. Крім того, одним з

основних недоліків, який може призвести до збою процесу відстеження, є відсутність відмінності між зміною потужності, що виникає внаслідок зміни вітру, та внаслідок зміни завдання.

2.4. Визначення максимального досяжного ККД вітротурбіни

При близьких значеннях швидкості V_d вітру, що видується з турбіни і швидкості V_u вітру, що дме на лопаті, турбіна практично не отримуватиме кінетичну енергію. У випадку, коли V_d набагато менше V_u через турбіну проходить занадто малий потік повітря, і механічна енергія, що доставляється на вал генератора, буде невелика. Таким чином, можна припустити, що існує оптимальне значення швидкості вітру V_d на виході турбіни, при якій максимальна кількість виробленої механічної енергії.

У роботі задача полягає в визначенні оптимальної швидкості на виході турбіни при заданій швидкості вітру і максимально можливого ККД.

Схема проходження потоку повітряних мас через вітротурбіну представлена на рисунку 2.4. Середнє значення швидкості повітря, що проходить через турбіну V_t , можна визначити за допомогою наступного виразу:

$$V_t = V_u + V_d, \quad (2.1)$$

де V_d – швидкість вітру, що видувається з турбіни (швидкість на виході турбіни), V_u – швидкість вітру, що дме на лопаті турбіни (на вході турбіни):

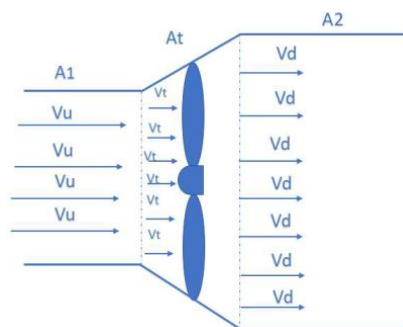


Рисунок 2.4. Проходження потоку повітряних мас через вітротурбіну.

Потужність вітру розглядається як швидкість зміни (похідне) його кінетичної енергії $E = \frac{mv_t^2}{2}$.

$$P = \frac{dE}{dt} \quad (2.2)$$

Маса повітря, що витрачається в одиницю часу (кг/с), при допущенні стискання повітря, можна обчислити таким виразом:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A_1 v_u = \rho A_t v_t = \rho A_2 v_d \quad (2.3)$$

де ρ – щільність повітря (кг/м³),

A_1 – площа, через яку дме вітер,

A_t – площа поперечного перерізу повітряного потоку після турбіни,

A_2 – площа поперечного перерізу повітряного потоку, що проходить через турбіну.

Потужність вітру P є зміною кінетичної енергії вітру під час його руху від входу турбіни до її виходу. В результаті алгебраїчних перетворень можна отримати наступне вираз визначення потужності вітру:

$$P = \frac{dm}{dt} \frac{v_u^2 - v_d^2}{2} = \frac{dm}{dt} v_t (v_u - v_d) \quad (2.4)$$

Відповідно до закону збереження енергії, потужність ідеальної вітряної турбіни, у разі обліку енергетичних втрат, пов'язаних з наявністю потоку повітря на її виході, дорівнює потужності вітру.

Підставивши рівняння (2.3) у рівнянні (2.4) отримуємо вираз для визначення потужності турбіни:

$$P = P_T = \frac{\rho A_t v_t (v_u^2 - v_d^2)}{2} \quad (2.5)$$

Підставивши рівняння швидкості турбіни (2.1) у рівнянні (2.5) отримуємо:

$$P_T = \frac{1}{4} \rho A_t v_u^3 \left(1 - \left(\frac{v_d}{v_u} \right)^2 + \left(\frac{v_d}{v_u} \right) - \left(\frac{v_d}{v_u} \right)^3 \right) \quad (2.6)$$

Швидкохідність є відношенням швидкості потоку повітряних мас на виході вітротурбіни до швидкості потоку повітряних мас на вході вітротурбіни і позначається буквою λ :

$$\lambda = \frac{v_d}{v_u} \quad (2.7)$$

Підставивши значення швидкохідності (2.7) у рівнянні (2.6) отримаємо:

$$P_T = \frac{1}{4} \rho A_t v_u^3 (1 - \lambda^2 + \lambda - \lambda^3) \quad (2.8)$$

З іншого боку, диференціюючи похідною в рівнянні (2.4), потужність вітру матиме вигляд:

$$P = \frac{1}{2} \left(2m \frac{dv}{dt} + v^2 \frac{dm}{dt} \right) \quad (2.9)$$

При постійній швидкості вітру, перший доданок у рівнянні (2.9) дорівнює нулю. Таким чином, у припущенні однакових площ поперечного перерізу A_1 , A_2 , A_t , повна потужність вітру визначається, як:

$$P = \frac{1}{2} v_u^2 \frac{dm}{dt} = \frac{1}{2} m v_u^2 = \frac{1}{2} \rho A_t v_u^3 \quad (2.10)$$

Відповідно до рівняння (2.10), повна механічна потужність повітряних мас на вході вітроколеса має пропорційну залежність від куба швидкості вітру.

Використовуючи вираз механічної потужності на виході турбіни P_T (2.8) та рівняння повної потужності повітряних мас P (2.10), можна записати вираз ККД ідеальної ВТ:

$$\eta = \frac{P_T}{P} = \frac{1}{2} (1 - \lambda^2 + \lambda - \lambda^3) \quad (2.11)$$

Для визначення максимального значення ККД знаходимо похідну від ККД (2.11) по швидкохідності λ і прирівнюємо отриману похідну до нуля:

$$\frac{d\eta}{d\lambda} = \frac{1}{2} (1 - \lambda^2 + \lambda - \lambda^3) = \frac{1}{2} (1 - 3\lambda^2 - 2\lambda) = \frac{1}{2} (1 + \lambda)(1 - 3\lambda) = 0 \quad (2.12)$$

Для модифікації (2.12) для швидкостей вітру на вході та виході турбіни, підставляємо рівняння (2.7):

$$\frac{1}{2}(1+\lambda)(1-3\lambda) = \frac{1}{2}\left(1+\frac{v_d}{v_u}\right)\left(1-3\frac{v_d}{v_u}\right) = 0 \quad (2.13)$$

Отримане рівняння має два рішення. Перше рішення має вигляд:

$$v_u = -v_d$$

Це рішення неможливе, оскільки швидкість потоку повітряних мас на виході вітротурбіни не може бути спрямована проти напрямку швидкості потоку повітряних мас на вході турбіни.

Друге рішення рівняння (2.13) дає такий результат:

$$v_d = \frac{1}{3}v_u \quad (2.14)$$

Для визначення ККД, необхідно підставити отриманий в (2.14) результат (2.11), вважаючи, що $\lambda = v_d / v_u = 1/3$. Таким чином, максимальне значення ККД, яке може досягнути ідеалізована вітротурбіни, дорівнює:

$$\eta = 59.26\% \quad (2.15)$$

Отримана в (2.15) рівність свідчить про те, що не існує вітротурбіна, яка може перетворити більш ніж 59,3% кінетичної енергії повітряних мас на механічну енергію.

ККД вітротурбіни часто у науковій літературі зустрічається під терміном «Коефіцієнт використання енергії вітру» (КВЕВ) $C_{p \max} = 0,59$.

Коефіцієнта C_p залежить від відношення швидкості лопатей v_b і швидкості вітру v_w швидкохідності турбіни λ . Її значення визначається рівнянням.

$$\lambda = \frac{v_b}{v_w} = \frac{\omega R}{v_w} \quad (2.16)$$

де R – значення радіусу турбіни (м),

ω – кутова швидкість у валу турбіни (рад/с).

Залежності швидкості і коефіцієнта використання потужності C_p від кута атаки можуть бути отримані з прямих вимірювань працюючої турбіни.

Точне визначення величини C_p потребує складного математичного опису. Для обчислення C_p будуть використані наближені апроксимаційні рівняння (2.14, 2.15), отримані на основі експериментальних вимірів.

Розвивається турбіною крутний момент можна уявити, як функцію від швидкості вітру V_w , діючого лопаті турбіни, геометричних розмірів та коефіцієнта використання потужності C_p :

$$T_T = \frac{1}{2\lambda} \rho A_t R V_w^2 C_p(\lambda, \beta) \quad (2.17)$$

Динаміка вітротурбіни може бути описана як двомасова система, при цьому одна з мас представлена ротором турбіни, а друга ротором генератора.

2.5 Розробка моделі вітрогенератора в Simulink

Для моделювання вітротурбіни в даній роботі використовуються технічні характеристики вітрогенератора марки EnergyWind 20. Дані характеристики наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Характеристики вітрогенератора

Параметр, позначення, од.	Значення
Номінальна потужність $P_{ном}$, кВт	20
Кількість лопатей	3
Номінальна швидкість вітру $V_{ном}$, м/с	10.5
Діаметр турбіни, D , м	9
Стартова швидкість вітру $V_{хв}$, м/с	3
Максимальна швидкість вітру $V_{макс}$, м/с	30
Коефіцієнт передавального числа	10

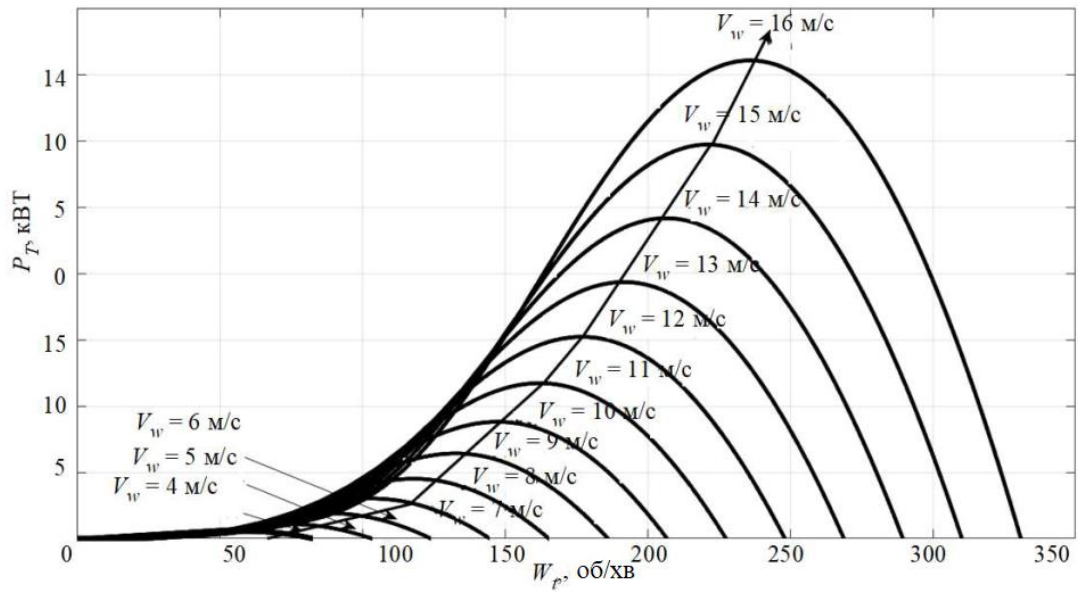


Рисунок 2.7. Залежність потужності турбіни від швидкості

На рисунку 2.8 показаний перехід по точках максимуму вихідної потужності вітротурбіни для діапазону швидкості вітру (від 4 до 16 м/с) у вигляді суцільної кривої. Отримана крива є типовою залежністю механічної потужності вітротурбіни від частоти обертання при відстеженні точки максимальної потужності. При зміні швидкості вітру та частоти обертання турбіни та постійному вугіллі атаки лопатей ($\beta = 0$) отримана максимальна потужність на виході турбіни становить 14,5 кВт і спостерігається при швидкості вітру $v_w = 16$ м/с.

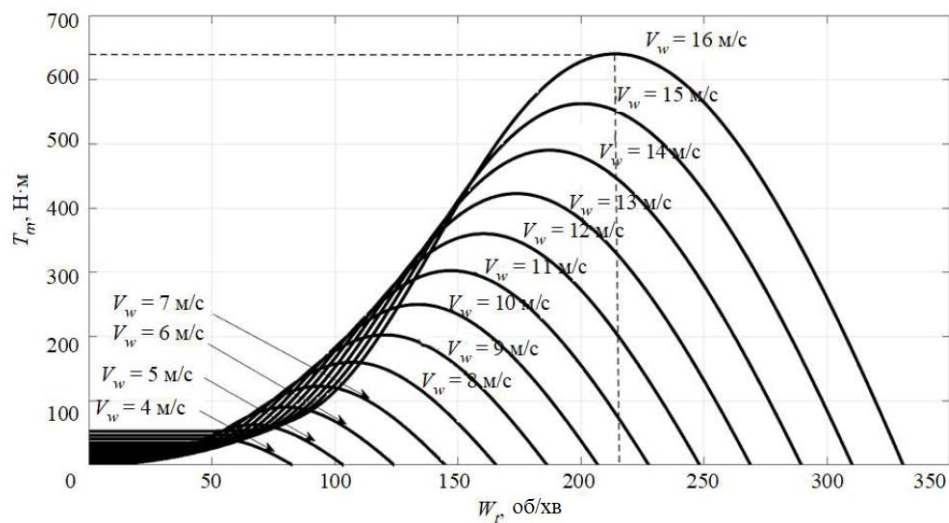


Рисунок 2.8. Механічні характеристики вітротурбіни

З рисунку 2.8 випливає, що при куті атаки лопатей $\beta = 0$, та при зміні швидкості вітру (в межах від 4 до 16 м/с) та частоти обертання турбіни, максимальне значення механічного моменту вітротурбіни становить $T_m = 640$ Нм і спостерігається при швидкості вітру $v_w = 16$ м/с.

На рисунку 2.9 представлені аеродинамічні характеристики (залежності коефіцієнта використання потужності C_p від швидкохідності λ), пунктирна лінія відповідає значенню $\beta = 0$, суцільна крива – $\beta = 6$. Максимальне значення коефіцієнта використання потужності вітру досягається при нульовому куті атаки лопатей і становить 0,48 величина швидкохідності при цьому дорівнює 6.

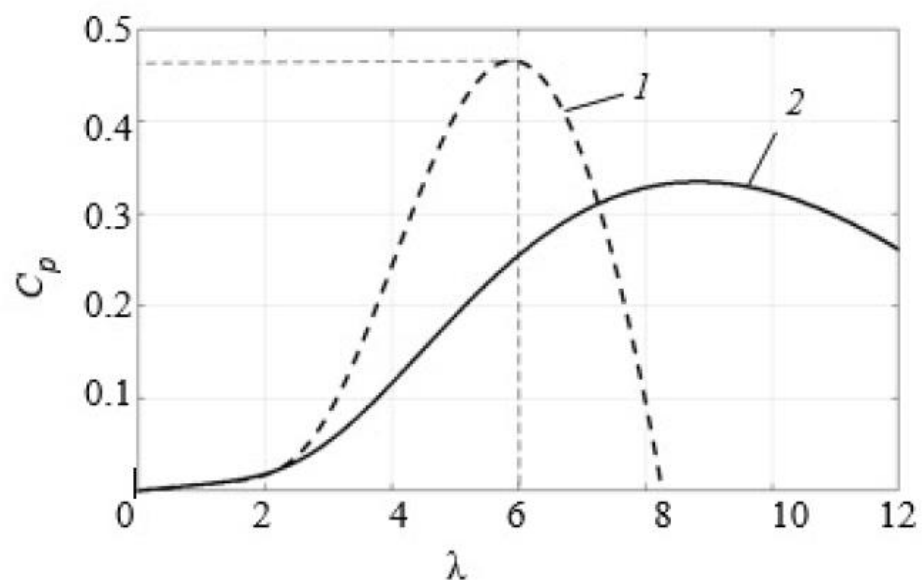


Рисунок 2.9. Аеродинамічні характеристики вітротурбіни

Фізично, чим більше β (кут атаки), то менше відповідна ефективна площа потоку вітру. Видно з рисунку 2.9, що збільшення β тягне зменшення C_p (коефіцієнта використання потужності). Таким чином, для кожного значення існує значення швидкохідності (оптимальне), при якому коефіцієнт використання потужності максимальний.

На рисунку 2.10 показано залежність потужності турбіни від частоти її обертання від номінальної потужності ($P_{ном}$) при швидкості вітру 12 м/с.

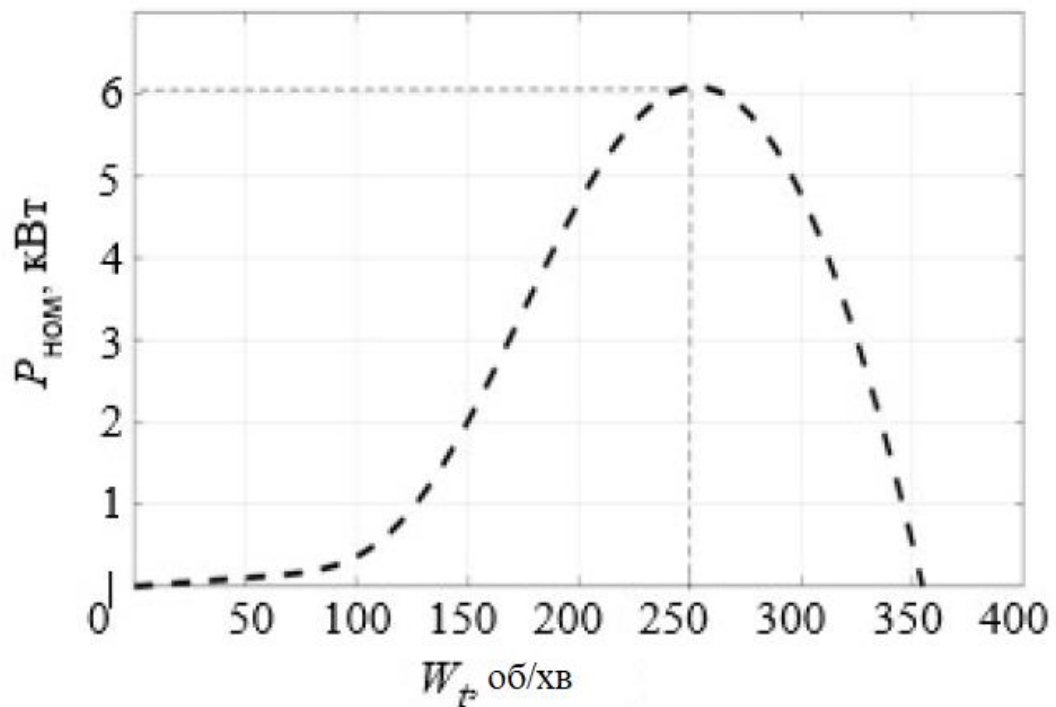


Рисунок 2.10. Залежність потужності турбіни від частоти обертання.

2.6 Вибір методу відстеження точки максимуму потужності вітрогенератора

Однією з основних проблем з точки зору якості енергії вітру, що генерується, є випадкові коливання вітру. У системах перетворення енергії вітру зі змінною швидкістю вітротурбіни з горизонтальною віссю підвищення ККД вітрогенератора використовується режим підтримки максимуму потужності (MPPT).

Вихідна потужність ВТ змінюється в залежності від швидкості вітру. Через нелінійні характеристики вітротурбіни, підтримка її максимально можливої вихідної потужності для всіх значень швидкості вітру є складним завданням.

Можлива робота вітротурбіни у двох режимах: при постійній швидкості генератора та при змінній швидкості генератора. Вітротурбіни мають чотири основні зони роботи, показані на рисунку 2.11.

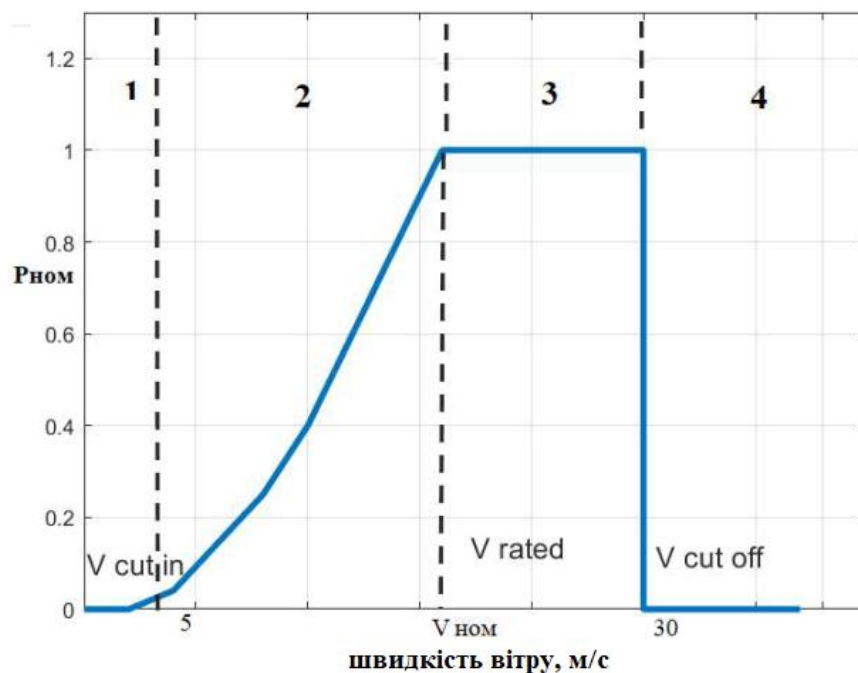


Рисунок 2.11. Режими роботи вітротурбіни.

Зона 1 – робота вітротурбіни в діапазоні швидкостей вітру від нуля до значення, що не перевищує $v_{cut\ in}$ (5 м/с).

Зона 2 – розташована між швидкостями $v_{cut\ in}$ і v_{nom} (коли швидкість вітру більша за 5 м/с і менша від номінальної швидкості). Ця зона відповідає робочому режиму.

У цій зоні існує два способи регулювання потужності вітротурбіни: за рахунок регулювання кута атаки лопатей у горизонтальній площині і за рахунок зміни крутного моменту генератора (при зміні електричного навантаження).

Зона 3 – це режим постійної потужності між швидкостями вітру $v_{cut\ in}$ і $v_{cut\ off}$. Значення швидкості $v_{cut\ off}$ складає приблизно 30 м/с. При швидкості вітру, більшій $v_{cut\ off}$, відбувається зрив потоку вітру і вітроколесо може обертатися зі швидкістю, меншою швидкості вітру або опинитися в стані спокою. В зоні 3 виробляється найбільша кількість енергії. ВТ повинна мати обмеження у використанні енергії потоку повітряних мас так, щоб не вийти за межі діапазонів механічних та електричних навантажень

генератора. Установка працює зі змінною швидкістю обертання, тим самим підтримує постійну номінальну потужність і постійну швидкість, через зміну кута атаки лопатей таким чином, щоб забезпечити скидання надлишку енергії.

Зона 4 – це область, де віротурбіна примусово зупиняється щоб уникнути пошкодження установки. Для зупинки віротурбіни кут атаки лопатей змінюється на 90°. Перша та четверта області є неактивними, друга та третя – це робочі області.

На підставі величини коефіцієнта використання потужності C_p і швидкохідності визначається коефіцієнт C_t крутного моменту

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} \quad (2.18)$$

При нехтуванні крученням та демпфуванням валів турбіни та генератора можемо оцінити величину моменту на валу турбіни:

$$T_m = \frac{P_t}{\omega_t} \quad (2.19)$$

Підставивши рівняння (2.12) в рівняння (2.19) отримаємо вираз для крутного моменту турбіни. Момент є функцією швидкості вітру v_w , коефіцієнта використання потужності C_p , швидкохідності λ і геометричних розмірів турбіни (радіуса R і площі перерізу турбіни A_t).

$$T_m = \frac{\rho \pi R^2 v_w^3 C_p}{2 \omega_t} \quad (2.20)$$

Оптимальне значення кутової швидкості турбіни визначається за виразом

$$\omega_{t-opt} = \frac{v_w \lambda_{opt}}{R} \quad (2.21)$$

Для отримання оптимальних значень крутний момент турбіни можна використовувати наступні рівняння

$$T_{opt} = \frac{P_{opt}}{\omega_{t-opt}} \quad (2.22)$$

Для того, щоб визначити оптимальні по ККД значення моменту турбіни, що крутить, необхідно підставити $C_p = C_{p\max}$ в рівняння (2.12), а потім отриманий вираз для потужності турбіни підставити в рівняння (2.22).

$$T_{opt} = \frac{\rho \pi R^2 v_m^3 C_{p\max}}{2 \omega_{t_opt}} \quad (2.23)$$

Для визначення динаміки механічного руху використовується вираз

$$\omega_t = \frac{1}{J} \int (T_{opt} - T_m) dt \quad (2.24)$$

Рівняння (2.24) дозволяє обчислити кутову швидкість турбіни при оптимальному значенні крутного моменту.

В умовах раптової зміни швидкості вітру, значення якої неможливо передбачити, необхідно забезпечити закон управління вітрогенератором, що забезпечує сталість потужності, що генерується.

Існує три основні методи управління для отримання максимальної доступної потужності (MPPT): управління значенням швидкохідності, застосування алгоритму пошуку сходження до вершини (HSC) управління зі зворотним зв'язком сигналу потужності (PSF). Нижче описано найбільш значущі характеристики цих методів. Схема управління вітрогенератором з управлінням швидкохідністю показано рисунку 2.12.

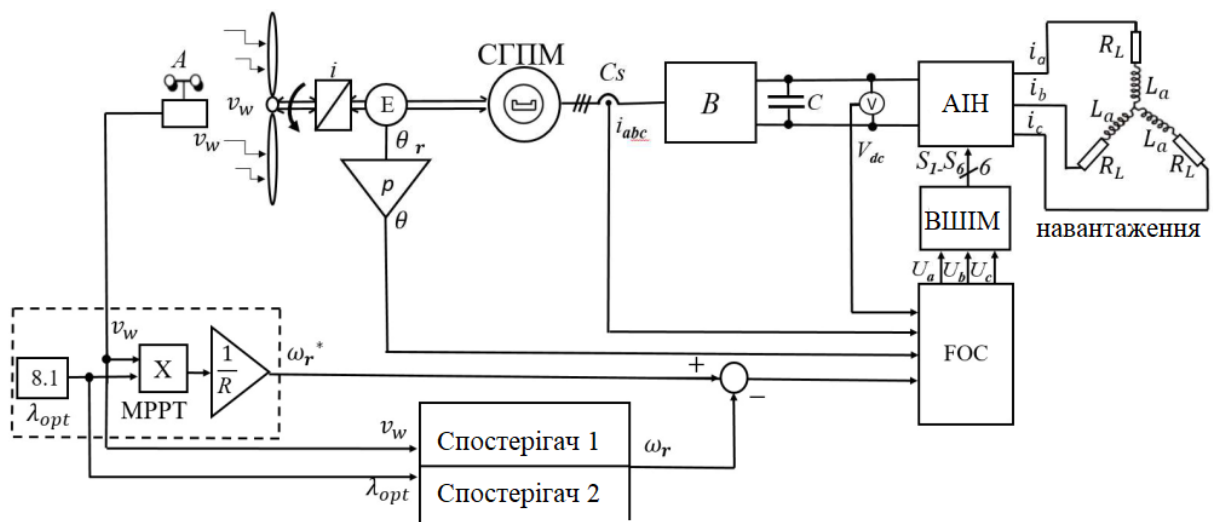


Рисунок 2.12. Режим MPPT управління ВЕУ.

Метод управління швидкохідністю регулює швидкість обертання генератора таким чином, щоб підтримувати оптимальне значення швидкохідності, при якому потужність, що видобувається, є максимальною де A - анемометр; i – редуктор; E – енкодер; cs – датчики струму; АІН – автономний інвертор напруги; ВШІМ – блок векторної ШІМ; i_{abc} -фазні струми СГПМ; θ_r та θ – механічний та електричний кути повороту ротора СГПМ; U_a, U_b, U_c – значення фазної напруги на виході АІН; $S1 \dots S6$, - сигнали управління силовими ключами АІН; p – кількість пар полюсів; ω_r – механічна швидкість обертання ротора; ω_t – кутова частота обертання турбіни, об/хв.; V – випрямляч.

На рисунку 2.13 представлено структурну схему ВЕУ, що працює в режимі МРРТ. Тут ми бачимо, що використовуються два спостерігачі, перший з яких обчислюється оцінка моменту на валу турбіни, а другий спостерігач відповідає за визначення оптимального моменту вітротурбіни.

Схема управління швидкохідністю (на рисунку 2.13) забезпечує зміну швидкості обертання ротора генератора так, щоб підтримувати значення швидкохідності (оптимальне), при якому потужність, що видобувається, ВТ є максимальною.

Для отримання максимально можливої потужності цей метод вимагає не тільки знання оптимального значення швидкохідності турбіни λ_{opt} , але і значень швидкості вітру v_w і швидкості турбіни t , які можуть бути виміряні або оцінені.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Моделювання аеродинаміки вітротурбіни в Simulink

Для моделювання вітротурбіни використані дані технічної специфікації вітрогенератора Jonica ImpiantiHAWT потужністю 20 кВт, основні технічні характеристики якого наведені в таблиці 3.1. Значення вихідної механічної потужності P_T вітротурбіни для різних значень швидкості вітру v_w , отримані за рівнянням (2.19).

Таблиця 3.1

Технічні характеристики вітрогенератора Jonica ImpiantiHAWT 20 kW.

Параметр	Значення
Номінальна потужність $P_{\text{ном}}$, кВт	20
Кількість лопатей	3
Номінальна швидкість вітру $V_{\text{ном}}$, м/с	12.5
Діаметр турбіни, D , м	8
Сумарний момент інерції вітротурбіни та генератора, $J\Sigma g$, $\text{кг}\cdot\text{м}^2$	6.8
Максимальна швидкість вітру $V_{\text{макс}}$, м/с	37
Стартова швидкість вітру $V_{\text{хв}}$, м/с	3.5
Щільність повітря, ρ , $\text{кг}/\text{м}^3$	1.225
Висота щогли, м	12/18

Вітротурбіни проектується для роботи у певному діапазоні зміни швидкості вітру. Коли швидкість вітру менша за номінальну, зазвичай 12 (м/с), вітротурбіна видає меншу потужність, порівняно з номінальною потужністю.

Коли швидкість вітру перевищує максимально допустиму швидкість вітру, вітротурбіна повинна обмежити використання енергії, щоб утримувати енергію, отриману енергію на максимально допустимому рівні.

В іншому випадку, якщо вітротурбіна генерує занадто багато енергії, перевантаження може пошкодити електричну та механічну систему вітротурбіни.

Для обмеження енергії використовується керування кутом атаки лопатей β . При складанні математичної моделі вітрогенератора у програмі Simulink. Використана схема, показана на рисунку 2.13, яка відповідає рівнянням (2.19) – (2.32).

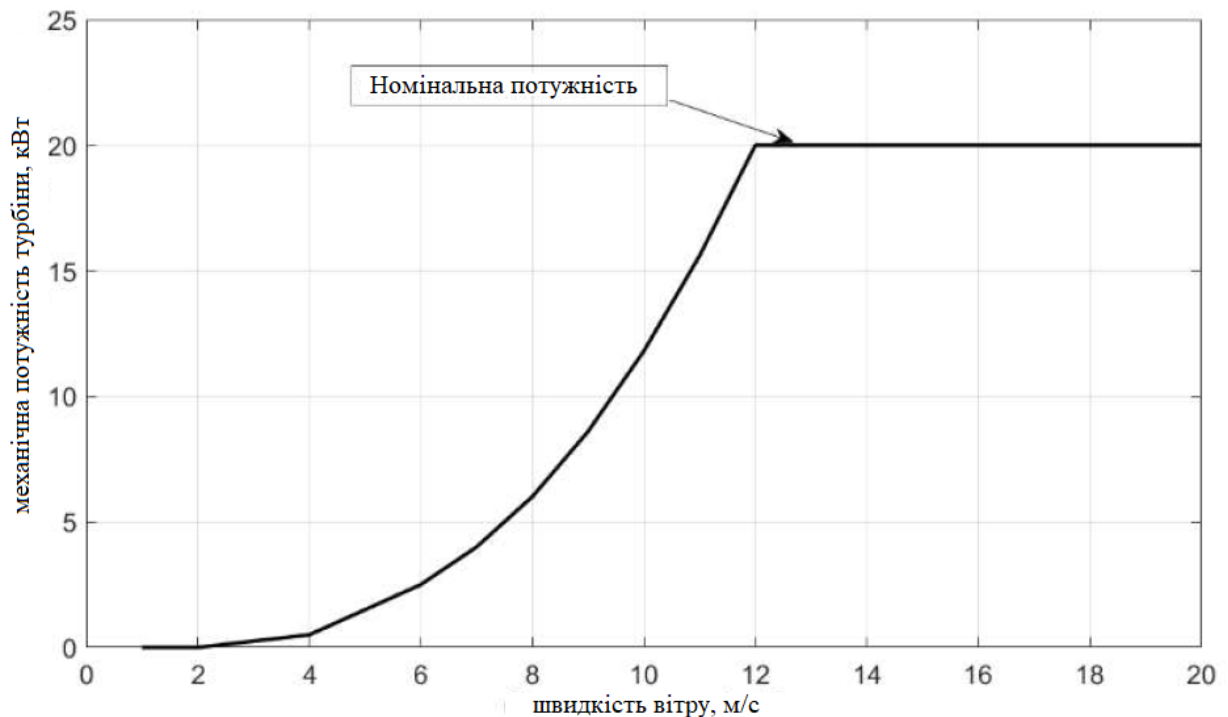


Рисунок 3.1. Вихідна механічна потужність вітротурбіни

На рисунку 3.2 наведено графіки залежності потужності від швидкості та механічні характеристики вітротурбіни при куті атаки лопатей $\beta=0$ для різних значень швидкості вітру (від 5 до 15 м/с).

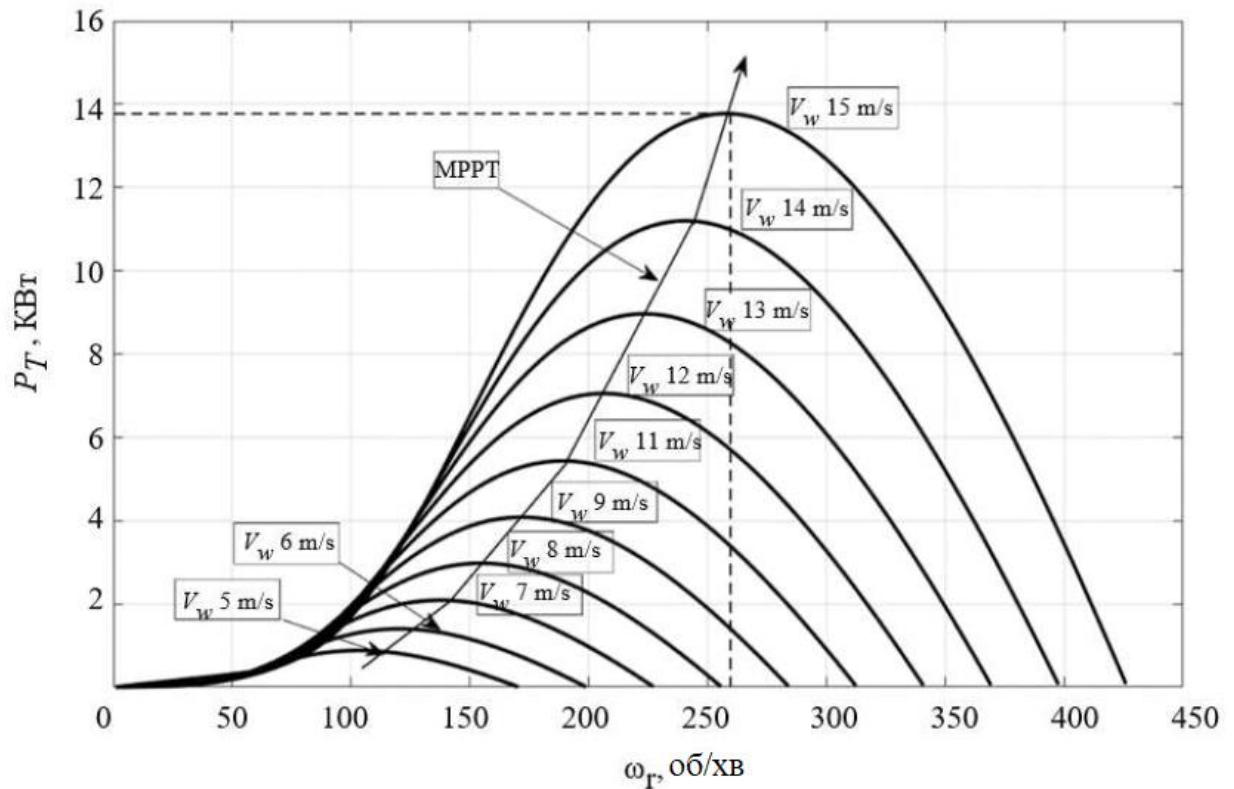


Рисунок 3.2. Залежність потужності вітротурбіни від швидкості вітру.

Кожне значення швидкості вітру відповідає певній частоті обертання ротора генератора, що забезпечує максимальну потужність. На рисунку 3.2 точки максимумів вихідної потужності ВТ для різних значень швидкості повітряних мас (від 5 до 15 м/с, між собою з'єднані). Отримана крива є типовою залежністю механічної потужності вітротурбіни від частоти обертання в режимі МРРТ.

У режимі підтримки максимуму потужності при зміні швидкості вітру, зміні частоти обертання турбіни та значенні кута атаки лопатей $\beta=0$ отримана максимальна потужність на виході турбіни становить 14 кВт і спостерігається при швидкості вітру $v_w=15$ м/с.

На рисунку 3.3 представлені аеродинамічні характеристики (залежність коефіцієнта використання потужності C_p від швидкохідності λ). Максимальне значення коефіцієнта використання потужності C_{p_max} становить 0,48 і має місце при нульовому куті атаки лопатей.

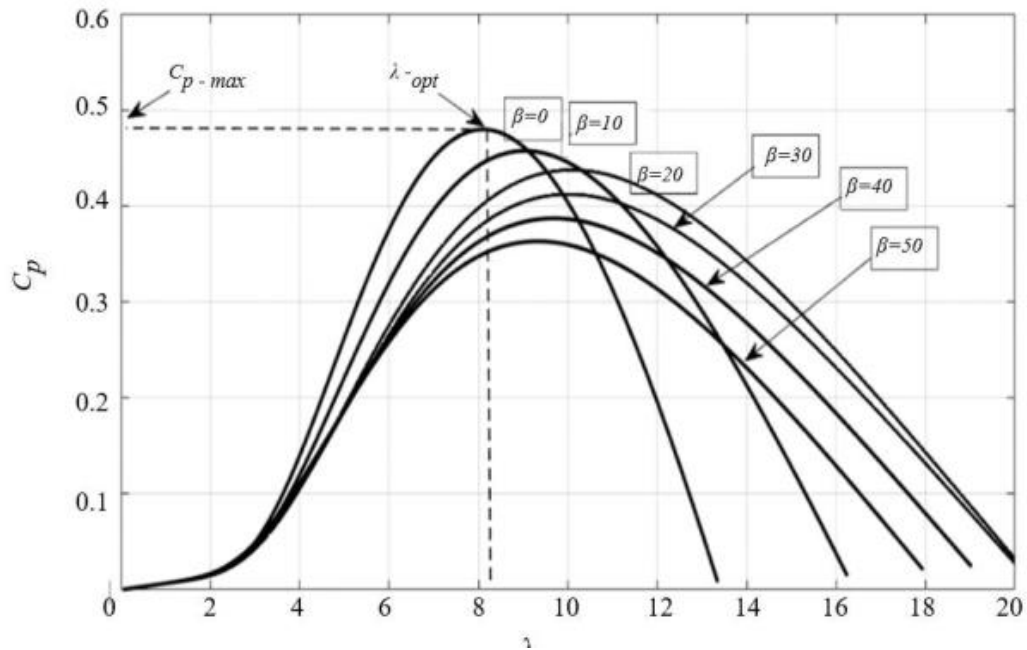


Рисунок 3.3. Аеродинамічні характеристики

Відповідне значення C_{p_max} оптимальне значення швидкохідності λ_{opt} дорівнює 8.1 при нульовому куті атаки лопатей ($\beta = 0$). Фізично збільшення кута атаки β тягне зменшення ефективної площі потоку вітру. З рисунку 3.3 видно, що чим більше кут атаки, тим менший коефіцієнт використання потужності. Для кожного кута атаки існує оптимальне значення швидкохідності λ_{opt} , при якому коефіцієнт використання потужності C_p максимальний.

Отримане за формулою (2.18) для значень $C_{p-max}=0.48$ та $\lambda_{opt}=8.1$ максимальне значення коефіцієнта моменту C_t становить 0.06 і спостерігається при куті атаки лопатей $\beta=0$.

3.2 Динамічна модель ВЕУ

Вибір оптимальних параметрів ВЕУ на основі відомих параметрів генератора та формування відповідних практичних рекомендацій було одним із завдань, даної роботи. Тому не будемо прив'язуватися до конкретної моделі турбіни, а натомість спробуємо підібрати параметри турбіни експериментально, виходячи з відомих параметрів генератора.

В якості генератора для подальшого моделювання було використано безконтактний двигун постійного струму (БДПТ) моделі НРМ-20KW фірми Golden Motor. Зведемо основні параметри цієї машини у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Паспортні параметри БМПТ Golden Motor НРМ-20KW.

Номінальна потужність P_n	20 кВт
Напруга ланки постійного струму U_{dc}	96 В
Номінальний струм I_n	245 А
Номінальна швидкість $n_{\max}$	3500 об/хв
Номінальний момент M_n	55 Н·м
Лінійний опір R_{ph-ph}	10,5 мОм
Лінійна індуктивність L_{ph-ph}	182 мкГн
Число пар полюсів Z_p	4

Отже, як подальший об'єкт дослідження розглядаємо горизонтально-осьову ВЕУ з трьома лопатями, призначену для автономної роботи. Функціональна схема, що відбиває принципу роботи автономної ВЕУ з урахуванням БМПТ, суміщена з діаграмою потужностей, представлено на рисунку 3.4.

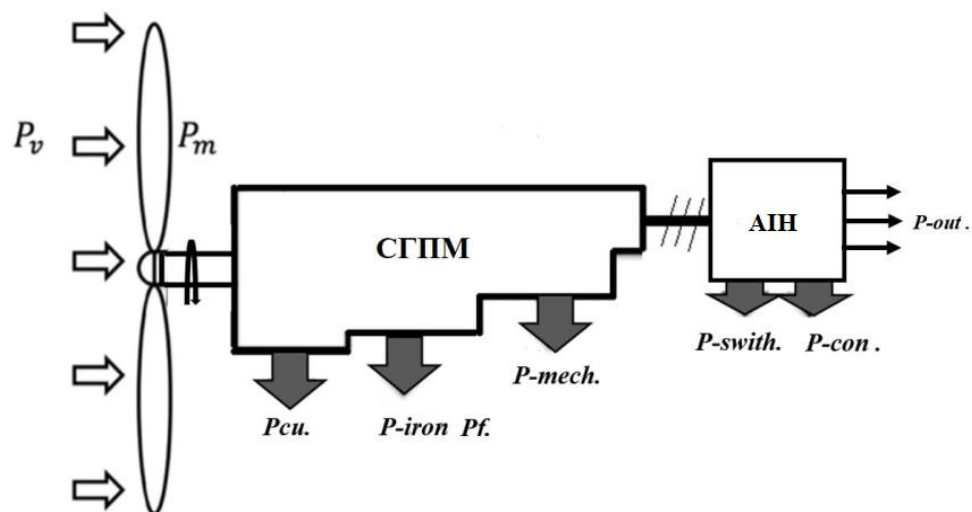


Рисунок 3.4. Функціональна схема автономної ВЕУ на базі БМПТ, суміщена з діаграмою потужності

На рисунку 3.4 введено позначення:

P_{mech} – механічні втрати потужності в турбіні (обумовлені втратами на тертя в підшипниках); P_{cu} – втрати в міді генератора; P_F – втрати у сталі генератора; P_{conv} – комутаційні втрати у перетворювачі; $P_{out} = P_{el}$ – вихідна електрична потужність генератора.

Під впливом деякої ненульової швидкості вітру на лопатях турбіни виникає механічний момент M_{wt} , величина якого залежить від аеродинамічної характеристики турбіни $C_p(\lambda)$, $C_m(\lambda)$. Момент M_{wt} розкручує вал генератора, в обмотках якого починає наводитися проти ЕРС. Водночас швидкохідність турбіни λ збільшується, а відповідно момент на її лопатях M_{wt} зменшується доти, доки не буде досягнуто рівноваги з електромагнітним моментом БМПТ.

Загальна модель ВЕУ з БМПТ як генератор без системи автоматичного регулювання (САР) вихідної потужності генератора представлено рисунку 3.5.

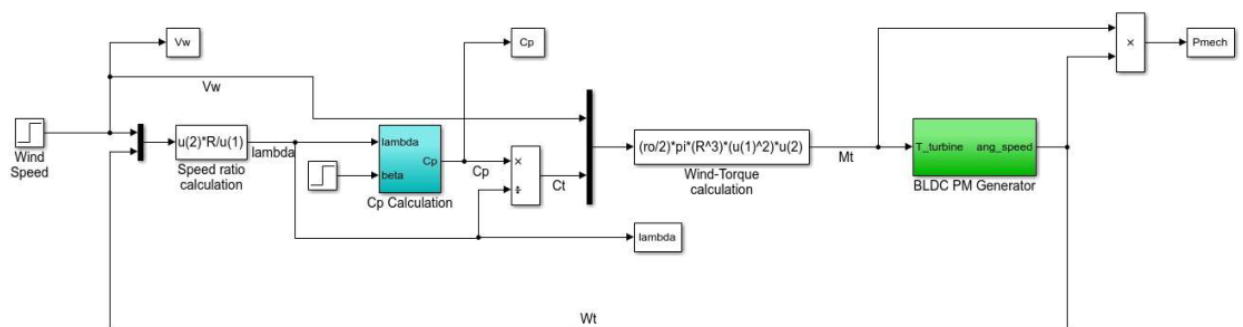


Рисунок 3.5. Загальна модель ВЕУ із БМПТ без САР вихідної потужності генератора.

Для проведення моделювання процесу пуску ВЕУ без регулювання вихідної потужності генератора доцільно прийняти величину розмаху лопатей турбіни $R = 4 \text{ м}$. Згодом ми зможемо її зменшити завдяки САР.

Як фактор збурення будемо подавати на систему величину швидкості вітру. Поступово швидкість вітру буде збільшуватись до 5 м/с, а момент часу 7 с, стрибком збільшитися до 7 м/с. Графіки, що відбивають результати моделювання представлені малюнку 3.6 – 3.9.

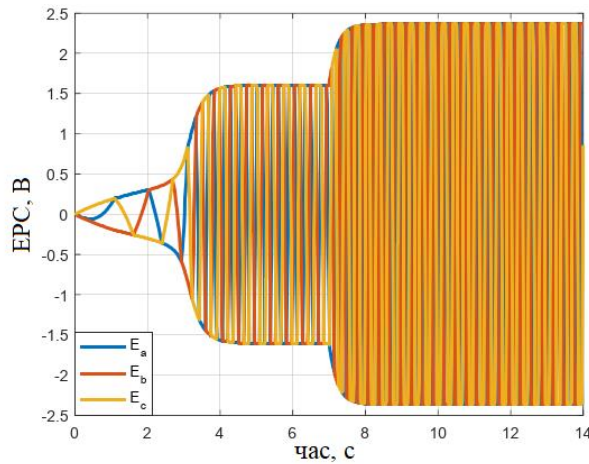


Рисунок 3.6. Перехідний процес з ЕРС генератора.

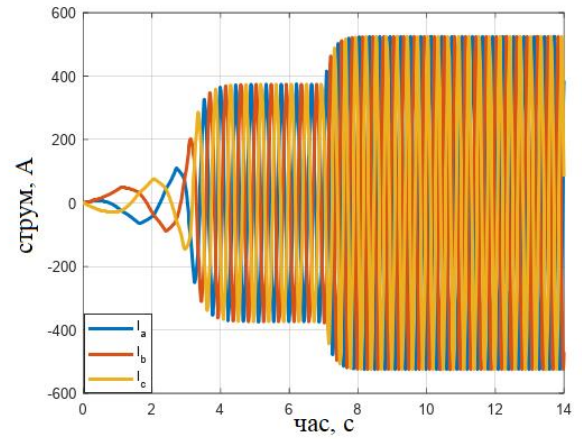


Рисунок 3.7. Перехідний процес по фазних струмах генератора

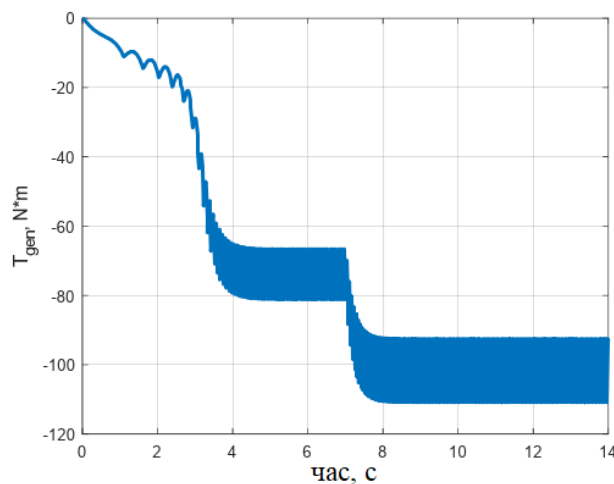


Рисунок 3.8. Зміна швидкості обертання вала генератора

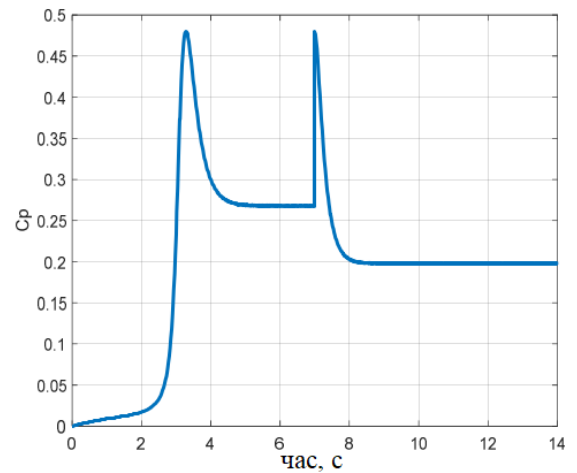


Рисунок 3.9. Перехідний процес за коефіцієнтом використання енергії вітру (КВЕВ) турбіни

3.3 Розробка системи автоматичного регулювання вихідної електричної потужності генератора

Систему автоматичного регулювання вихідної електричної потужності БМПТ-генератора будуватимемо на основі методу підтримки максимальної потужності (maximum power point tracking – MPPT).

Структурно САР буде являти собою систему підпорядкованого регулювання, і складатися з двох контурів: зовнішнього контуру регулювання швидкості (КРШ) і внутрішнього контуру регулювання потужності (КРП). КРШ відповідатиме за підтримку коефіцієнта використання енергії вітру (КВЕВ) турбіни на максимально можливому рівні, а КРП – стежити за тим, щоб вихідна електрична потужність генератора дорівнювала механічній потужності на лопатях турбіни.

Регулювання здійснюватимемо за рахунок зміни еквівалентної напруги ланки постійного струму на виході інвертора, доданої до статорних обмоток БМПТ. Будемо використовувати релейний регулятор потужності та ПІ-регулятор швидкості. Налаштування ширини петлі гістерезу для релейного регулятора, а також пропорційного та інтегрального коефіцієнтів для ПІ-регулятора здійснюємо методом експериментального підбору.

Ширину петлі гістерези приймаємо рівною $H=0,4$ Вт, коефіцієнт пропорційної частини – $K_p=100$, коефіцієнт інтегральної частини – $K_i=1,5$. Загальна модель ВЕУ з урахуванням БМПТ з САР вихідний потужності генератора зображено на рисунку 3.10, а підсистема, що описує внутрішню структуру САР на рисунку 3.11. Модель генератора ШІМ зображено на малюнку 3.12.

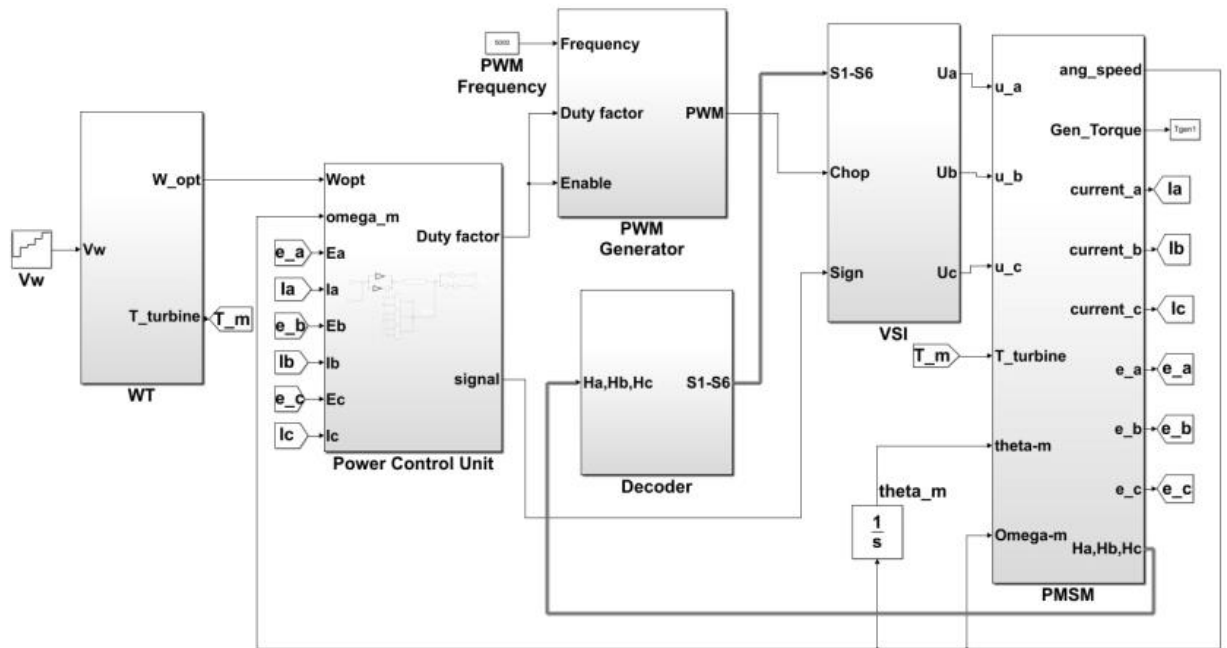


Рисунок 3.10. Модель БЕУ на базі БМПТ із САР вихідної потужності генератора.

Загальна структура модель БЕУ із САР потужності БМПТ, що описує електродинамічні моделі (WT); електро механічні та механічні процеси; протікають у БМПТ (PMSM); модель інвертора (VSI); модель декодера бінарних сигналів із датчиків холу (Decoder) та модель генератора ШІМ (PWM Generator).

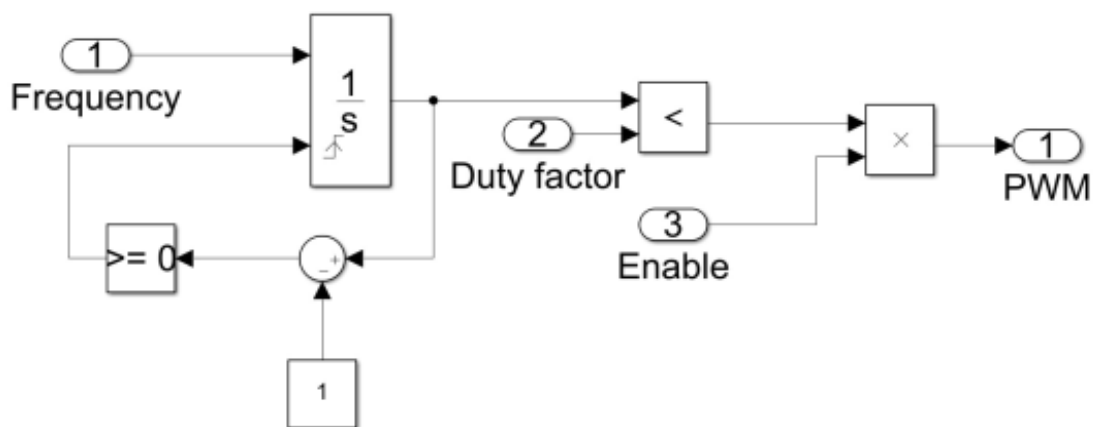


Рисунок 3.11. Модель генератора ШІМ.

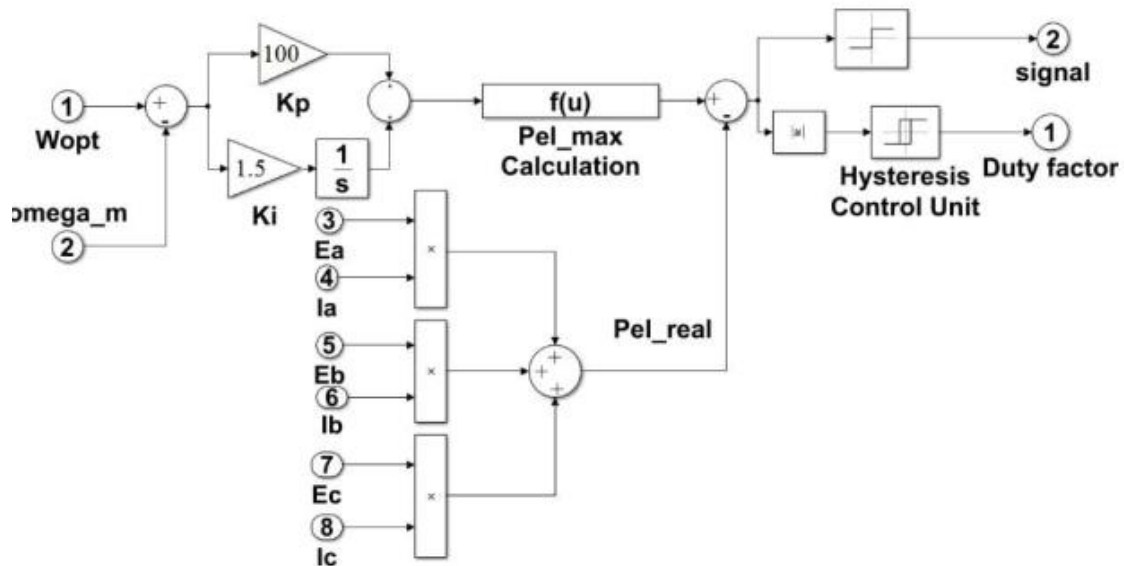


Рисунок 3.12. Блок регулятора потужності

Емпірично визначаємо, що виходячи з необхідності досягнення певного компромісу між витратами на установку ВЕУ та її вихідною продуктивністю, розмах лопатей турбіни можна прийняти рівним $R=2$ м. Моделюємо роботу ВЕУ на базі БМПТ з САР вихідної потужності генератора при стрибкоподібному зміні швидкості вітру рисунок 3.13.

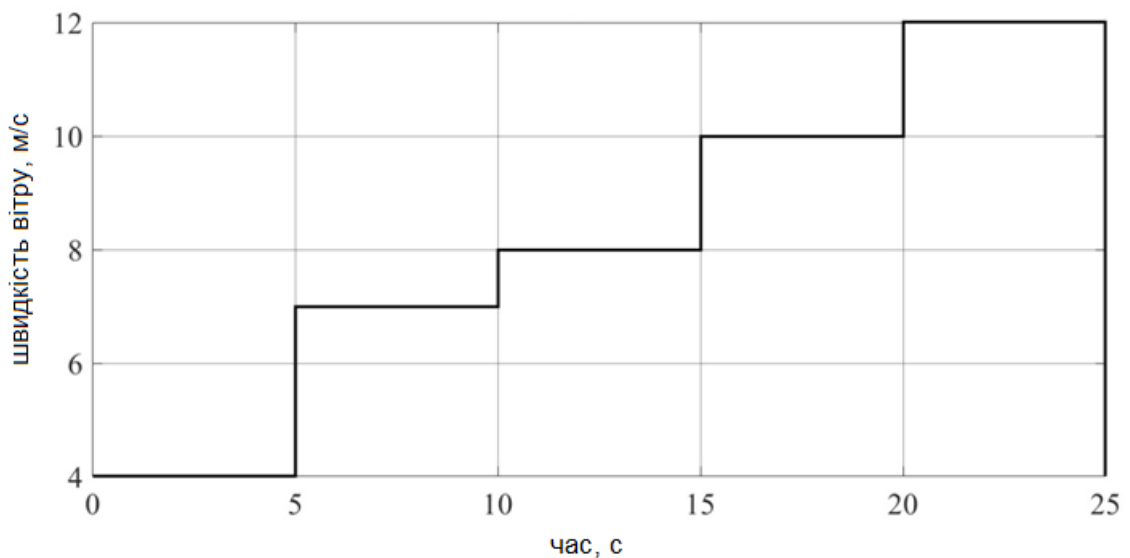


Рисунок 3.13 Стрибкоподібна крива зміни швидкості вітру на вході

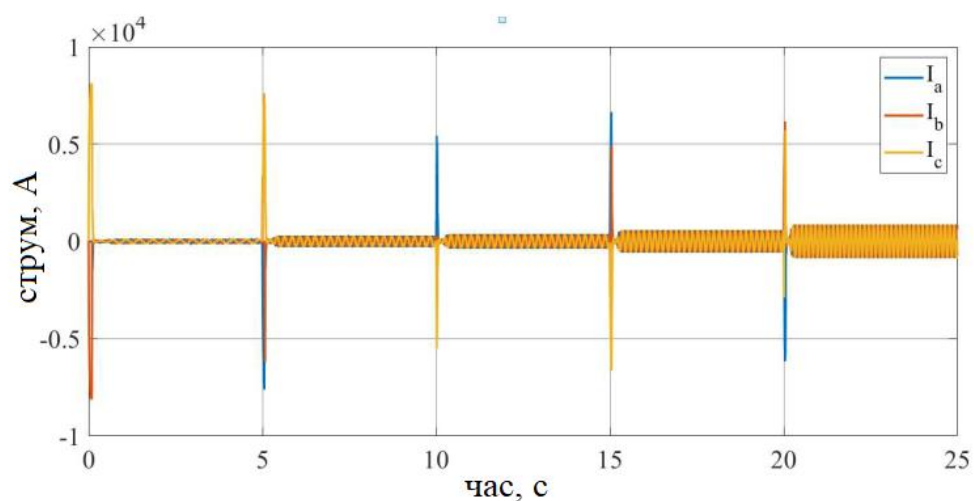


Рисунок 3.14 Перехідні процеси по фазних струмах генератора.

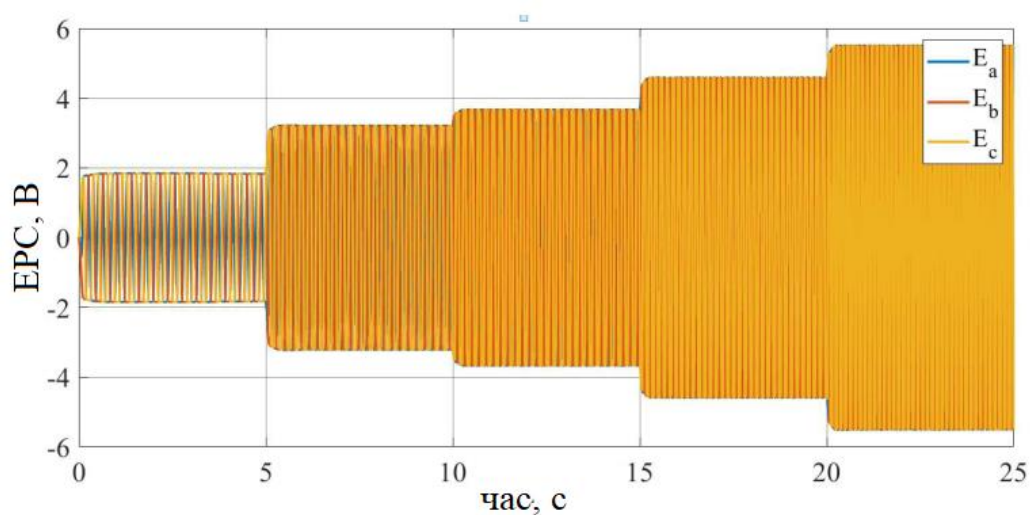


Рисунок 3.15. Перехідні процеси ЕРС генератора.

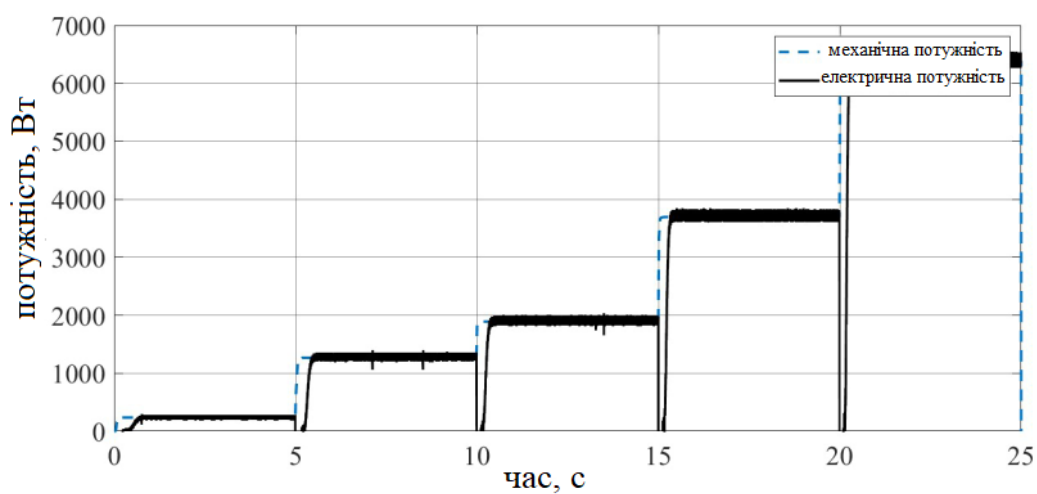


Рисунок 3.16. Перехідні процеси механічної потужності турбіни та електричної потужності генератора.

З малюнків 3.15 - 3.16 видно, що використання замкнутої двоконтурною системою підпорядкованого регулювання потужності, за рахунок алгоритмів управління, дозволяє зменшити пульсацію вихідної електричної потужності генератора від 23.8% до 7.7%, підвищити ефективність роботи ВЕУ та оптимізувати конструктивні параметри.

3.4. Врахування випадкової зміни швидкості вітру

При випадковому зміні швидкості вітру, графік зміни швидкості вітру у часі має вигляд, показаний малюнку 3.17. Це приклад, де значення швидкості вітру змінюється від 6.5 до 11.5 м/с.

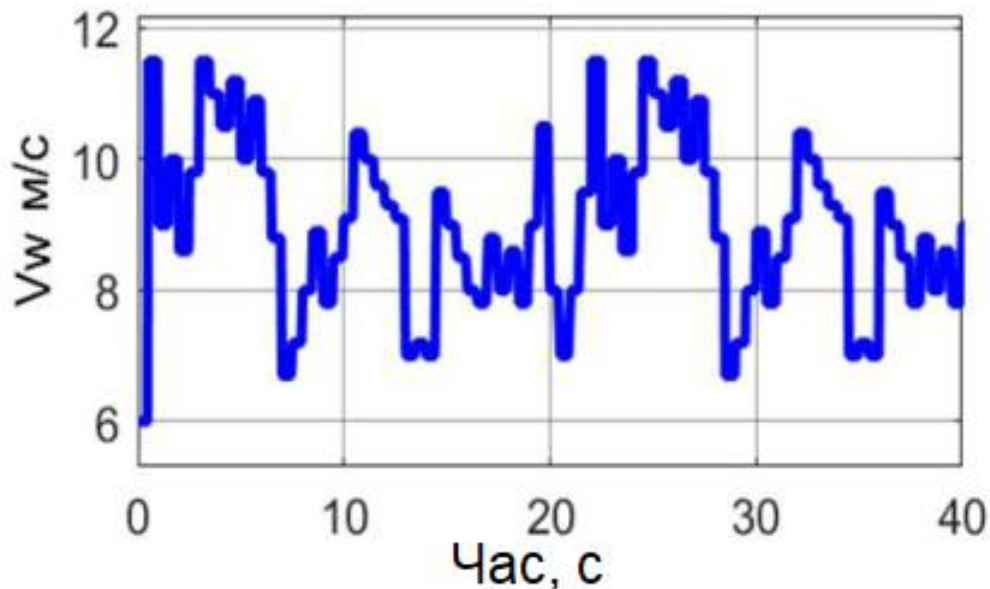


Рисунок 3.17. Зміна швидкості вітру у часі.

На рисунку 3.18 представлені зміни параметрів вітротурбіни, оптимальні значення швидкохідності, коефіцієнт використання потужності C_p , коефіцієнт моменту C_t .

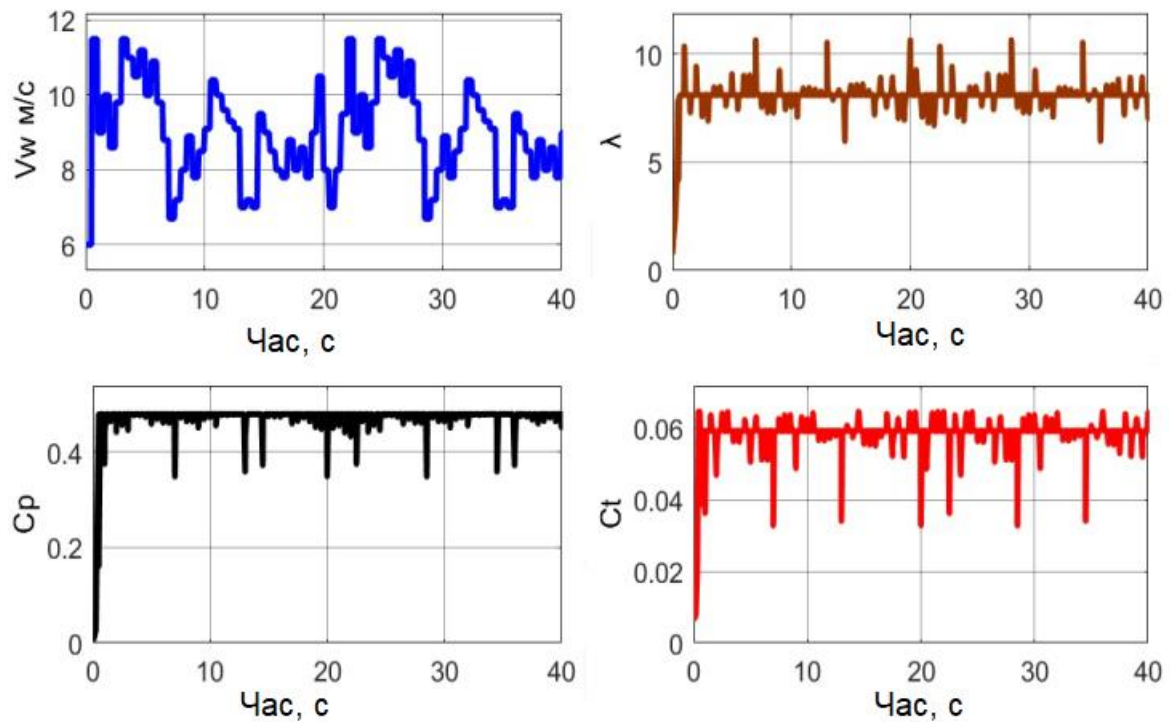


Рисунок 3.18. Зміна коефіцієнтів вітротурбіни (λ , C_p та C_t) при врахуванні випадкової зміни швидкості вітру.

Отримано оптимальне значення швидкохідності $\lambda_{opt}=8.1$, оптимальне значення $C_t=0.065$ та оптимальне значення коефіцієнта використання потужності $C_{p-opt}=0.48$ при куті атаки лопатей $\beta=0$.

На рисунках 3.19, 3.20 показані результати моделювання, а саме: частота обертання турбіни в режимі МРРТ, оптимальне значення частоти обертання і крутний момент вітротурбіни.

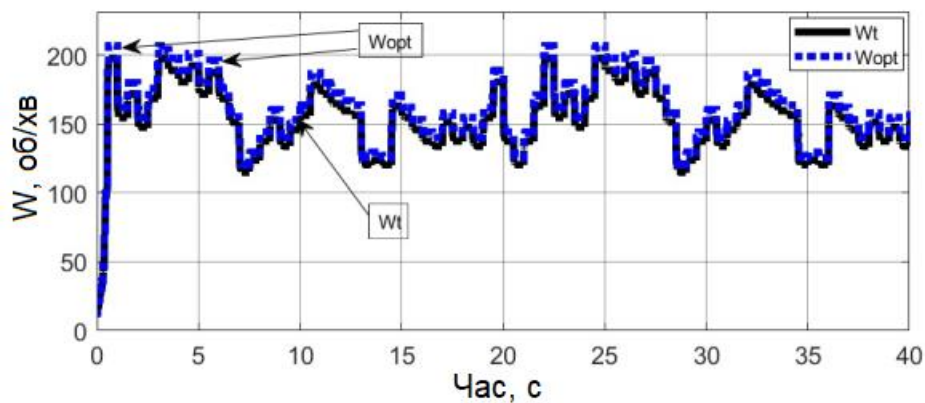


Рисунок 3.19. Зміна частоти обертання вітротурбіни від часу.

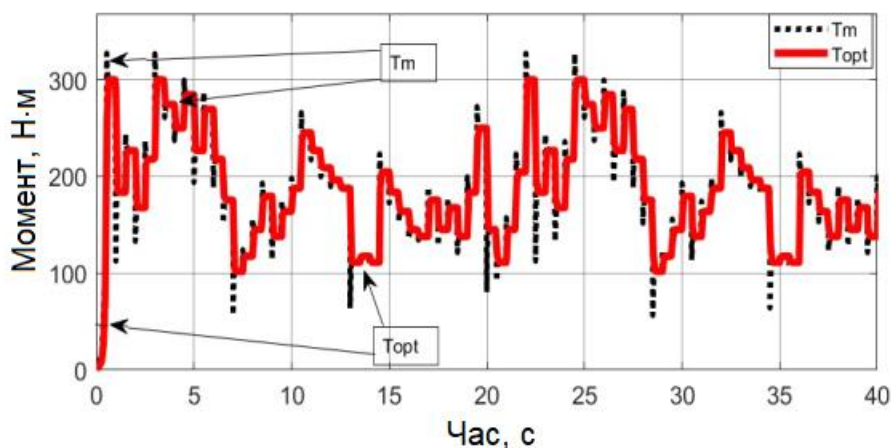


Рисунок 3.20. Зміна моменту віртотурбіни у часі.

Успішність процесу управління, що демонструється на малюнках 3.19, 3.20, безпосередньо залежить від того наскільки добре коефіцієнт використання потужності C_p підтримується в своєму оптимальному значенні при швидкостях вітру, що випадково змінюються. Таким чином, може мати місце розбіжність між значеннями T_{opt} та T_m .

На малюнку 3.20 показано механічну та оптимальну потужності, отримані при моделюванні.

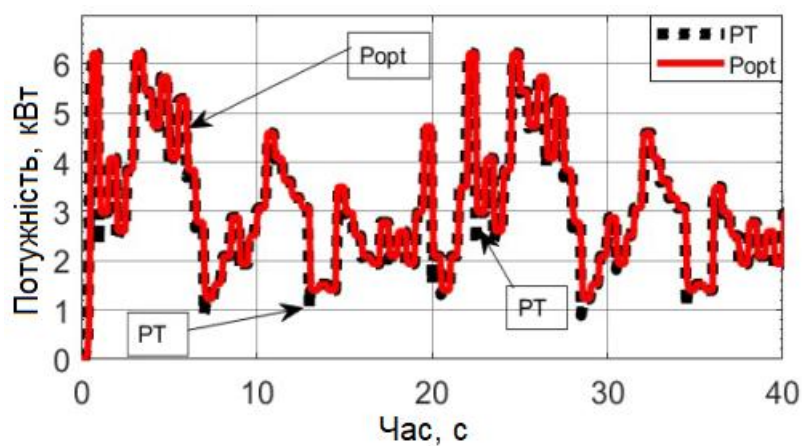


Рисунок 3.21. Зміна потужності віртотурбіни в часі.

З рисунка 3.21 випливає, що управління проводиться успішно і практично в усьому діапазоні зміни швидкості вітру МРРТ-регулятор відпрацьовує

збурення потужності вітру. Найбільші відхилення потужності турбіни від оптимальної кривої потужності мають місце у моменти максимальних стрибків потужності. Однак, дане відхилення не перевищує 30%.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Заходи захисту при роботі з електроустановками.

Струмоведачі частини електроустановки повинні бути недоступними для випадкового прямого дотику до них, а доступні для дотику відкриті її частини і сторонні провідні частини не повинні знаходитися під напругою, яка становить небезпеку ураження електричним струмом як у нормальному режимі роботи електроустановки, так і при пошкодженні її ізоляції.

Для захисту від ураження електричним струмом при прямому дотику повинні застосовуватись, окремо або в поєднанні, такі основні заходи захисту:

- основна ізоляція струмоведачих частин;
- огорожі і оболонки;
- бар'єри;
- розміщення поза зоною досяжності;
- наднизька (мала) напруга. Для додаткового захисту від прямого дотику в електроустановках напругою до 1 Кв можуть застосовуватись ПЗВ.

Захист від прямого дотику не вимагається, якщо номінальна напруга не перевищує:

- 25 В змінного або 60 В постійного струму при застосуванні системи БННН, а також системи ЗННН у випадку, коли електрообладнання експлуатується тільки в сухих приміщеннях і знаходиться в зоні дії системи зрівнювання потенціалів, а ймовірність контакту людини з частинами, які знаходяться під напругою, мала;
- 6 В змінного або 15 В постійного струму у всіх інших випадках.

Для захисту від ураження електричним струмом при непрямому дотику повинні застосовуватись, окремо або в поєднанні, такі заходи захисту:

- захисне заземлення;
- автоматичне вимикання живлення;

- зрівнювання потенціалів;
- вирівнювання потенціалів;
- подвійна або посилена ізоляція;
- захисний електричний поділ кіл;
- ізолюючі (непровідні) приміщення, зони, площадки;
- наднизька (мала) напруга.

Захист від непрямого дотику слід виконувати в усіх випадках, якщо напруга електроустановці перевищує 50 В змінного і 120 В постійного струму. В приміщеннях з підвищеною небезпекою, в особливо небезпечних і в зовнішніх установках виконання захисту від непрямого дотику може знадобитися при більш низьких напругах, наприклад: 25 В змінного і 60 В постійного струму або 12 В змінного і 30 В постійного струму за наявності відповідних вимог до конкретних електроустановок або електроприймачів.

Заходи захисту від ураження електричним струмом повинні бути передбачені в електроустановці чи її частині або застосовані до окремих електроприймачів і можуть бути реалізовані при виготовленні електрообладнання, або в процесі монтажу електроустановки чи в обох випадках. Застосування двох і більше заходів захисту в електроустановці не повинно чинити взаємного впливу, що знижує ефективність кожного з них.

Для захисного заземлення електроустановок можуть бути використані штучні і природні заземлювачі. В першу чергу слід використовувати природні заземлювачі. Якщо при використанні природних заземлювачів опір заземлювальних пристроїв задовольняє пред'явлені до них вимоги, то виконання штучних заземлювачів в електроустановках напругою до 1 кВ не обов'язкове. Використання природних заземлювачів як елементів заземлювальних пристроїв не повинно приводити до їх ушкодження при протіканні по них струмів короткого замикання або до порушення роботи пристроїв, з якими вони зв'язані.

Для заземлення в електроустановках різних призначень і напруг, територіально зближених, необхідно, як правило, застосовувати один спільний заземлювальний пристрій.

Заземлювальний пристрій, який використовується для заземлення електроустановок одного або різних призначень і напруг, повинен задовольняти усі вимоги, висунуті до заземлення цих електроустановок: захист людей від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції; умови режимів роботи мереж; захист електрообладнання від перенапруги; електромагнітну сумісність комп'ютерних і мікропроцесорних систем, РЗА і АСУ ТП, які застосовуються у цих електроустановках, тощо - протягом усього періоду експлуатації. В першу чергу повинні дотримуватись вимоги, висунуті до захисного заземлення.

При виконанні незалежного окремого заземлювача для функціонального заземлення за умовами роботи інформаційного або іншого чутливого до впливу перешкод устаткування повинні бути вжиті спеціальні заходи захисту від ураження електричним струмом, які виключають одночасний дотик до частин, що можуть при ушкодженні ізоляції опинитися під небезпечною різницею потенціалів.

Для об'єднання заземлювальних пристроїв різних електроустановок в один спільний заземлювальний пристрій можуть бути використані природні і штучні заземлювальні провідники при їх кількості не менше двох.

Необхідні значення напруг дотику і опорів заземлювальних пристроїв при стіканні з них струмів замикання на землю і струмів витоку повинні бути забезпечені при найбільш несприятливих умовах у будь-яку пору року.

При визначенні опору заземлювальних пристроїв повинні враховуватися штучні і природні заземлювачі. При визначенні питомого опору землі за розрахункове слід приймати його сезонне значення, яке відповідає найбільш несприятливим умовам. Заземлювальні пристрої повинні бути механічно міцними та динамічно стійкими до струмів замикання на землю і не повинні термічно ушкоджуватись за час їх протікання. Матеріал і переріз

заземлювачів повинні забезпечувати їх стійкість до корозії на весь період експлуатації.

Електроустановки напругою до 1 кВ житлових, громадських і промислових будинків, приміщень для утримування тварин і зовнішніх установок повинні, як правило, отримувати живлення від джерела з глухозаземленою нейтраллю із застосуванням системи заземлення TN. Вимоги до вибору системи TN-C, TN-S, TN-C-S для конкретних електроустановок подаються у відповідних главах ПУЕ.

TN-S система заземлення – нульовий робочий та нульовий захисний провідники працюють окремо в усій системі. TN-C-S система заземлення – функції нульового робочого та нульового захисного провідників об'єднані в одному провідникові в частині мережі.

TN-C система заземлення – функції нульового робочого та нульового захисного провідників об'єднані в одному провідникові в усій мережі.

ІТ-система заземлення – мережа живлення системи ІТ не має безпосереднього зв'язку струмовідних частин з землею, а відкриті струмопровідні частин електроустановки заземлені.

L – фазний провідник.

N – нульовий робочий провідник.

PE – нульовий захисний провідник.

PEN – об'єднаний нульовий робочий та захисний провідник.

Для захисту від ураження електричним струмом при непрямому дотику в електроустановках із системою TN повинно виконуватися автоматичне вимикання живлення відповідно до підрозділу 1.4. На повітряних лініях мереж з системою TN повинно виконуватись повторне заземлення PEN-провідника відповідно до вимог підрозділу 1.6. Рекомендується також виконувати повторне заземлення PEN (PE) – провідника на вводі в електроустановки будинків згідно з підрозділом 1.6. В середині великих і багатоповерхових будинків аналогічну функцію виконує зрівнювання

потенціалів шляхом приєднання нульового захисного провідника до головної заземлювальної шини.

4.2 Інженерні норми проектування об'єктів енергетики.

Заходи щодо підвищення стійкості об'єктів енергетики здійснюють відповідно до вимог Норм проектування інженерно-технічних заходів, які починають діяти після прийняття постанови урядом. Вимоги норм призначені для того, щоб в умовах НС:

- забезпечити захист населення та знизити масштаби руйнувань (пожеж, затоплень, заражень);
- підвищити стійкість роботи об'єктів господарювання і галузей економіки;
- створити умови для успішного проведення робіт з ліквідації наслідків НС.

Вимоги норм проектування реалізують під час проектування та забудови міст, будування нових промислових підприємств, об'єктів енергетики, транспортних систем, систем водо- та газопостачання, а також під час їх реконструкції.

Головним документом, відповідно до якого слід планувати та здійснювати інженерно-технічні заходи цивільного захисту (ІТЗ ЦЗ) є «Будівельні норми і правила» (БН і П 2.00.05-90), а також «Загальні вимоги до розвитку і розміщення потенційно небезпечних виробництв з урахуванням ризику надзвичайних ситуацій техногенного походження» (Київ, НАН України, 1995). Запровадження норм проектування ІТЗ ЦЗ здійснюється диференційовано з урахуванням ролі і важливості міст і об'єктів економіки. Для цього міста поділяють на групи, а об'єкти – на категорії за такою класифікацією: міста: «Особливої групи», I, II та III груп; об'єкти господарювання: «Особливої важливості», I та II категорій. Об'єкти атомної енергетики виділяють в окрему групу.

Для «категорійних» міст і об'єктів з метою реалізації ІТЗ встановлено дві зони: можливих слабких руйнувань, де очікується (за прогнозом)

надмірний тиск у фронті повітряної УХ $P_f = 10\text{--}30$ кПа; можливих сильних руйнувань, у межах якої очікується $P_f 30$ кПа.

Межа зони сильних руйнувань для міст «особливої», I, II, III груп пролягає в межах проектної забудови міста (ПЗМ), а зони слабких руйнувань – на відстані 7 км від межі проектної забудови міста (ПЗМ приймають відповідно до затвердженого генерального плану забудови на розрахунковий період). Для об'єктів «особливої важливості» межа зони сильних руйнувань пролягає на відстані 3 км від межі проектної забудови об'єкта; слабких – 10 км

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Знайдено оптимальну швидкість на виході турбіни в залежності від швидкості вітру. Визначено, що максимальна кількість кінетичної енергії можна отримати з вітру, коли швидкість на виході турбіни втричі менша за швидкість вітру.

Складено імітаційну модель вітроустановки в Simulink для різних значень швидкості вітру (4...16 м/с). Розглянуто вплив кута атаки лопаті на швидкохідність турбіни. Отримано залежність потужності вітротурбіни від її швидкості та визначено значення максимуму коефіцієнта використання потужності турбін.

Застосування режиму підтримки максимуму потужності MPPT для вітрогенератора з горизонтальною віссю дозволяє досягти теоретичного максимуму коефіцієнта використання потужності, що дорівнює 0.48.

Моделювання ВЕУ на базі БМПТ, замкнутої двоконтурної системи підпорядкованого регулювання потужності, продемонструвало, що за рахунок алгоритмів управління можна підвищити ефективність роботи ВЕУ, значно зменшити коливання вихідної електричної потужності генератора та оптимізувати конструктивні параметри турбіни.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець, О. Нойбергер, Д. Ципленков ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн.ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 335 с.
2. Тарасенко М. Г., Козак К.М., Omeiza L.A., Зінь М.М. Аналіз ефективності використання типових та не типових вітроенергетичних установок. Видання Хмельницького національного університету. Серія: «Технічні науки» 2023, №2. (319), С. 391-400. DOI 10.31891/2307-5732-2023-319-1-391-400
3. Olimpo Anaya-Lara, Nick Jenkins, Janaka Ekanayake, Phill Cartwright, and Michael Hughes. Wind energy generation: modelling and control. John Wiley & Sons, 2011.
4. Brendan Fox. Wind power integration: connection and system operational aspects, volume 50. Iet, 2007.
5. L Holdsworth, XG Wu, JB Ekanayake, and N Jenkins. Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 150(3):343–352, 2003.
6. Zhe Chen, Josep M Guerrero, and Frede Blaabjerg. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. IEEE Transactions on power electronics, 24(8):1859–1875, 2009.
7. Set Muller, M Deicke, and Rik W De Doncker. Doubly fed induction generator systems for wind turbines. IEEE Industry applications magazine, 8(3):26– 33, 2002
8. Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, and Ervin Bossanyi. Wind energy handbook. John Wiley & Sons, 2001.

9. Thommy Ekelund. Yaw control for reduction of structural dynamic loads in wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85(3):241–262, 2000.
10. Jason H Laks, Lucy Y Pao, and Alan D Wright. Control of wind turbines: Past, present, and future. In *2009 American Control Conference*, pages 2096– 2103. IEEE, 2009.
11. Rana Ahmed, A Namaane, and NK M’Sirdi. Improvement in perturb and observe method using state flow approach. *Energy Procedia*, 42:614–623, 2013.
12. Dr. Horizon Gitano-Briggs , *Small Wind Turbine Power Controllers*
URL:https://cdn.intechopen.com/pdfs/9563/InTechsmall_wind_turbine_power_controllers.pdf