

Міністерство освіти і науки України
Криворізький національний університет
Факультет інформаційних технологій
Кафедра автоматизації, комп'ютерних наук і технологій

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття ступеню вищої освіти – магістр
за освітньо-професійною програмою
«Кіберфізичні системи в промисловості, бізнесі та транспорті»

зі спеціальності
*174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка*

тема роботи:
**«Система керування вітрогенератором з урахуванням кута атаки
та швидкості вітру»**

Виконав ст. гр. АКІТР-24-1м _____ Гарічев Є. О.

Керівник _____ Тронь В. В.

Нормоконтроль _____ Маринич І. А.

Завідувач кафедри _____ Рубан С. А.

КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет: інформаційних технологій

Кафедра: автоматизації, комп'ютерних наук і технологій

Ступінь вищої освіти: Магістр

Спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри: к.т.н. Рубан С.А.

« 15 » травня 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу магістра

студентові групи АКІТР-24-1м Гарічев Євгеній Олександрович

1. Тема кваліфікаційної роботи: «Система керування вітрогенератором
з урахуванням кута атаки та швидкості вітру»

затверджено наказом по університету № 258с від 13.05.2025 р.

2. Термін здачі кваліфікаційної роботи: 01.12.2025 р.

3. Склад кваліфікаційної роботи: Пояснювальна записка обсягом 95с.,
додатки, презентація у Microsoft PowerPoint (19 слайдів) в електронному та
друкованому вигляді

4. Консультанти кваліфікаційної роботи:

Розділ 1-3

доц. Тронь В. В.

Нормоконтроль

доц. Маринич І. А.

5. Календарний план:

№	Етапи роботи	Термін виконання
1	<i>Вступ</i>	<i>10.04.25</i>
2	<i>Розділ 1</i>	<i>15.05.25</i>
3	<i>Розділ 2</i>	<i>18.07.25</i>
4	<i>Розділ 3</i>	<i>19.09.25</i>
5	<i>Висновки</i>	<i>15.10.25</i>
6	<i>Оформлення кваліфікаційної роботи</i>	<i>20.11.25</i>
7	<i>Підготовка презентації та графічного матеріалу</i>	<i>28.11.25</i>
8	<i>Підготовка доповіді до захисту</i>	<i>01.12.25</i>

6. Дата видачі завдання: 24.12.2024р.

Керівник _____ /Тронь В. В./

7. **Запевнення:** Я, Гарічев Євгеній Олександрович, запевняю, що ця кваліфікаційна робота виконана самостійно, не містить академічного плагіату, фабрикації, фальсифікації. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Із чинним Положенням про академічну доброчесність Криворізького національного університету ознайомлений.

Чітко усвідомлюю, що в разі виявлення у кваліфікаційній роботі умисних порушень робота не допускається до захисту або оцінюється незадовільно.

Здобувач _____ /Гарічев Є. О./

АНОТАЦІЯ

Гарічев Є. О. Система керування вітрогенератором з урахуванням кута атаки та швидкості вітру: кваліфікаційна робота магістра : 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка. Кривий Ріг. Криворізький національний університет, 2025. 80 с.

Об'єктом дослідження є система управління вітрогенератором.

Метою роботи є дослідження системи керування вітрогенератором і його вплив на ефективність потужності роботи системи з урахуванням кута атаки та швидкості вітру.

У першому розділі проведено дослідження класифікації та конструкцію вітрогенератора. Описано різні типи вітрогенераторів із їх типовими конструкціями, зокрема вертикальні та горизонтально-осьові вітрогенератори. В результаті було прийнято рішення обрати для дослідження систему на основі синхронного генератора з постійними магнітами.

В другому розділі наведено опис системи управління об'єктом, порівняння різних стратегій управління вітрогенераторами, на основі якого обрано систему зі змінною швидкістю та змінним кутом атаки. Виконано математичний опис і проведено моделювання підсистем, що входять до системи управління вітрогенератором, таких як аеродинамічна вітротурбіна, електрогенератор, система управління кутом атаки.

В третьому розділі розроблено управління струмом генератора за допомогою ПІ-регулювання, створено спостерігач крутного моменту, проведено моделювання розробленої системи. На основі аналізу отриманих результатів доведено, що розроблена система досить прийнятно працює у діапазоні, в якому знаходиться номінальна швидкість вітру.

Таким чином, показано підвищення ефективності перетворення енергії вітру вітрогенератором при використанні обраної системи управління та стратегії керування для конкретних умов роботи об'єкта.

ВІТРОГЕНЕРАТОР, СИСТЕМА КЕРУВАННЯ, ВІТРОТУРБІНА, РЕГУЛЯТОР,
СПОСТЕРІГАЧ

ANNOTATION

Harichev Ye. O. Wind Turbine Control System Considering the Angle of Attack and Wind Speed : Master's Qualification Thesis : 174 – Automation, computer-integrated technologies, and robotics. Kryvyi Rih. Kryvyi Rih National University, 2025. 80 p.

The object of the research is the wind turbine control system.

The aim of this work is to study the wind turbine control system and its impact on the efficiency of the system's power output, taking into account the angle of attack and wind speed.

In the first chapter, the classification and design of wind turbines are examined. Various types of wind turbines with their typical structures are described, including vertical-axis and horizontal-axis wind turbines. As a result, it was decided to select a system based on a permanent magnet synchronous generator for further research.

The second chapter provides a description of the wind turbine control system and compares different control strategies. Based on this comparison, a system with variable speed and variable pitch angle was selected. A mathematical description and simulation of the subsystems that form part of the wind turbine control system-such as the aerodynamic wind turbine, electric generator, and pitch control system-were carried out.

In the third chapter, current control of the generator was developed using PI regulation, a torque observer was designed, and modeling of the developed system was performed. Based on the analysis of the obtained results, it was proven that the developed system operates effectively within the range corresponding to the nominal wind speed.

Thus, it has been demonstrated that the use of the selected control system and control strategy increases the efficiency of wind energy conversion under the specific operating conditions of the system.

Keywords:

WIND TURBINE, CONTROL SYSTEM, WIND GENERATOR, REGULATOR, OBSERVER

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	9
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПИТАННЯ ТА ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ РІШЕНЬ АВТОМАТИЗАЦІЇ	11
1.1 Розвиток вітроенергетики.....	11
1.2 Типи вітрогенераторів	16
1.3 Конструкція вітрогенераторів.....	17
1.4 Система керування вітрогенератором.....	22
1.4.1 Механічні навантаження.....	25
1.4.2 Якість електроенергії.....	26
1.5 Класифікація системи управління вітрогенераторів.....	28
Висновки за розділом.....	30
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ КЕРУВАННЯ ТА МАТЕМАТИЧНИЙ ОПИС СИСТЕМИ, ЩО РОЗРОБЛЯЄТЬСЯ.....	32
2.1 Стратегії керування вітрогенератора.....	32
2.1.1 Фіксована швидкість і фіксований кут атаки	32
2.1.2 Фіксована швидкість і змінний кут атаки.....	37
2.1.3 Змінна швидкість з пасивним регулюванням зриву.....	41
2.1.4 Змінна швидкість із допоміжним регулюванням зриву.....	43
2.1.5 Змінна швидкість та змінний кут атаки.....	44
2.2 Моделювання системи вітрогенератора.....	45
2.3 Моделювання аеродинамічної вітротурбіни.....	46
2.3.1 Відстеження точки максимальної потужності.....	48
2.3.2 Моделювання механічної підсистеми.....	48
2.4 Математична модель електричної частина.....	49
2.4.1 Математична модель синхронного генератора із постійними магнітами.....	49
2.4.2 Модель безперервного стану.....	52

2.4.3 Математична модель асинхронного генератора (DFIG).....	55
2.5 Моделювання підсистеми керування кутом атаки.....	56
Висновки за розділом.....	58
РОЗДІЛ 3 ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ....	60
3.1 Розробка управління струму генератора.....	60
3.2 ПІ-регулювання для керування струмом генератора.....	61
3.3 Розробка спостерігача крутного моменту.....	64
3.3.1 Теорія спостерігача Луенбергера та Калмана.....	64
3.3.2 Спостерігач крутного моменту.....	66
3.4 Результати імітаційного моделювання.....	68
Висновки за розділом.....	73
ВИСНОВКИ.....	75
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	77

ВСТУП

Наразі зростаючі екологічні проблеми, особливо пов'язані з глобальним потеплінням, спонукали до активнішого використання відновлюваних джерел енергії. Вітроенергетика є одним із ключових напрямів у цьому контексті й сьогодні є найпоширенішим відновлюваним джерелом енергії. Однак для ефективного використання вітроенергетики потрібні численні технологічні вдосконалення, зокрема розробка сучасних систем керування вітрогенераторами.

На сьогодні використовується широкий спектр технологій вітрових турбін. Вони відрізняються за вартістю, складністю, ефективністю вилучення енергії вітру, а також за застосовуваним обладнанням. Типовий вітрогенератор включає лопаті та маточину ротора для вилучення енергії з потоку вітру, зубчасту передачу для підвищення швидкості обертання вала ротора, що обертається повільно, до більшої швидкості, необхідної для роботи генератора, а також індукційний генератор як електромеханічний пристрій для перетворення енергії. Індукційні машини користуються популярністю як генераторні пристрої завдяки своїй асинхронній природі, оскільки підтримання сталої синхронної швидкості для використання синхронного генератора ускладнене через змінність швидкості вітру.

Для регулювання активної та реактивної потужності турбіни можуть застосовуватися силові електронні перетворювачі.

Щоб підвищити ефективність роботи вітрогенератора та забезпечити стабільність роботи систем, необхідна розробка сучасних систем керування вітрогенераторами.

Актуальність теми. Актуальність розглядуваного питання підтверджується тим, що за останні роки світова вітроенергетика продемонструвала значний розвиток. Згідно зі звітом про стан світової вітроенергетики, 2023 рік став найуспішнішим в історії галузі, показавши річне зростання на 53%. Завдяки встановленню 93ГВт нових потужностей загальна глобальна встановлена потужність вітроенергетики досягла 743ГВт.

На ринку наземних вітрогенераторів було введено в експлуатацію 86,9ГВт

потужностей, що на 59 % більше, ніж у 2021 році. Китай і США залишаються найбільшими ринками світу за кількістю нових наземних установок, і разом ці дві економіки збільшили свою частку ринку на 15 %, досягнувши 76 %. На регіональному рівні 2023 рік також став рекордним для наземних вітроенергетичних установок у Азійсько-Тихоокеанському регіоні, Північній та Латинській Америці.

Таким чином, роботи з розробки та підвищення якості стратегій керування з оптимізацією електромеханічного перетворення енергії вітрових турбін продовжують залишатися актуальними.

Мета та завдання дослідження. На основі аналізу вітчизняної та зарубіжної літератури можна зробити певні висновки та сформулювати мету і завдання дослідження.

Метою роботи є дослідження системи керування вітрогенератором і його вплив на ефективність потужності роботи системи з урахуванням кута атаки та швидкості вітру.

Для досягнення мети роботи необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати стан питання
- описати склад та конструкції вітрогенераторів;
- проаналізувати стратегії керування вітрогенераторами;
- виконати імітаційне моделювання системи вітрогенератора на основі математичного опису, що враховує кут атаки та швидкість вітру;
- розробити ПІ-регулятор струму статора генератору зі спостерігачем крутного моменту;
- виконати моделювання розробленої системи вітрогенератора з використанням синхронного генератору з постійними магнітами у середовищі MatLab Simulink.

Методи дослідження. При вирішенні поставлених завдань були використані методи теорії автоматичного керування, імітаційного моделювання, сучасна теорія управління.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

α – кут нахилу, °

β – кут атаки, °

β_d – необхідний кут атаки, °

β_0 – оптимальний кут атаки, °

λ – коефіцієнт крутного моменту (Tip-speed ratio)

λ_0 – оптимальний коефіцієнт крутного моменту

λ_{min} – мінімальний коефіцієнт крутного моменту

Ω_N – номінальна швидкість обертання, рад/с

Ω_g – швидкість генератору, рад/с

Ω_r – швидкість ротору турбіни, рад/с

Ω_s – синхронна швидкість, рад/с

C_p – коефіцієнт потужності

C_q – коефіцієнт моменту

ρ – щільність повітря, 1,22 кг/м³

V – швидкість вітру, м/с

T_r – механічний момент ротору, Н м

ω_r – кутова швидкість ротору, рад/с

F_T – сила тяги, Н

V_d – швидкість осьового обертання ротору, м/с

ω_g – кутова швидкість валу генератору, рад/с

T_g – механічний момент генератору, Вт

L_{sd}, L_{sq} – індуктивність d, q статору

i_{sd}, i_{sq} – струм d, q статору

λ – магнітний потік

R_s – опір статору

J – момент інерції

B – коефіцієнт тертя

ω – швидкість ротору генератору

ω_s – кутова частота ланцюга статора

T_m – механічний момент

DFIG – асинхронний генератор (Doubly-Fed Induction Generator)

PMSG – синхронний генератор з постійними магнітами

IM – індукційні машини

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПИТАННЯ ТА ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ РІШЕНЬ АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1 Розвиток вітроенергетики

В останні роки світова вітроенергетика значно розвинулася. Згідно зі звітом про глобальну вітроенергетику 2023 року [1], 2022 рік став найкращим роком в історії світової вітроенергетичної індустрії, річний приріст (р/р) склав 53 %. Завдяки встановленню 93 ГВт нових установок загальна світова потужність вітроенергетики досягла 743 ГВт. На ринку наземних вітрогенераторів було встановлено 86,9 ГВт, що на 59 % більше, ніж у 2020 році. Китай і США залишаються найбільшими у світі ринками для нових наземних установок, і ці дві провідні економіки світу разом збільшили свою частку ринку на 15 %, досягнувши 76 %.

На регіональному рівні 2023 рік також став рекордним для наземних установок в Азіатсько-Тихоокеанському регіоні, Північній Америці та Латинській Америці. У цих трьох регіонах минулого року було встановлено загалом 74 ГВт нових наземних вітрогенераторів.

Ринки, що розвиваються, в Африці та на Близькому Сході повідомили про встановлення 8,2 ГВт наземних установок минулого року, що майже відповідає рівню 2020 року. Нові установки на ринку наземної вітроенергетики досягли 86,9 ГВт, а на ринку морської вітроенергетики - 6,1 ГВт, що робить 2023 рік найрезультативнішим і другим в історії за кількістю нових наземних і морських вітроустановок.

Завдяки стрімкому зростанню кількості вітроустановок у Китаї, Азіатсько-Тихоокеанський регіон продовжує лідирувати у глобальному розвитку вітроенергетики: його частка на світовому ринку за минулий рік збільшилася на 8,5 %. Завдяки зростанню кількості вітроустановок у США, Північна Америка (18,4 %) випередила Європу (15,9 %) і стала другим за величиною регіональним ринком

нових вітроустановок. Латинська Америка залишається четвертим за обсягом регіональним ринком (5,0 %) у 2023 році, за нею йдуть Африка та Близький Схід (0,9 %).

П'ятьма провідними світовими ринками у 2023 році за кількістю нових установок були Китай, США, Бразилія, Нідерланди та Німеччина. На ці п'ять ринків разом припадало 80,6 % глобальних установок минулого року, що більш ніж на 10 % більше, ніж у 2021 році. Що стосується загальної кількості встановлених потужностей, то п'ять провідних ринків станом на кінець 2023 року залишилися незмінними.

У 2023 році глобальні нові установки у сфері вітроенергетики перевищили 90 ГВт, що на 53 % більше, ніж у 2021 році.

На рисунках 1.1 – 1.4 представлено графіки співвідношення кількості нових наземних і морських установок вітрогенераторів за 2016–2020 роки, обсягу потужностей нової вітроенергетики у 2020 році за регіонами (%), обсягу потужностей нової вітроенергетики у 2020 році та частки п'яти найбільших ринків, а також графік зростання обсягу наземних установок за рік із 2016 по 2020 рік (CAGR - сукупний середньорічний темп зростання, %).



Рисунок 1.1 – Графік співвідношення кількості нових наземних та морських установок вітрогенераторів з 2019 – 2023 року

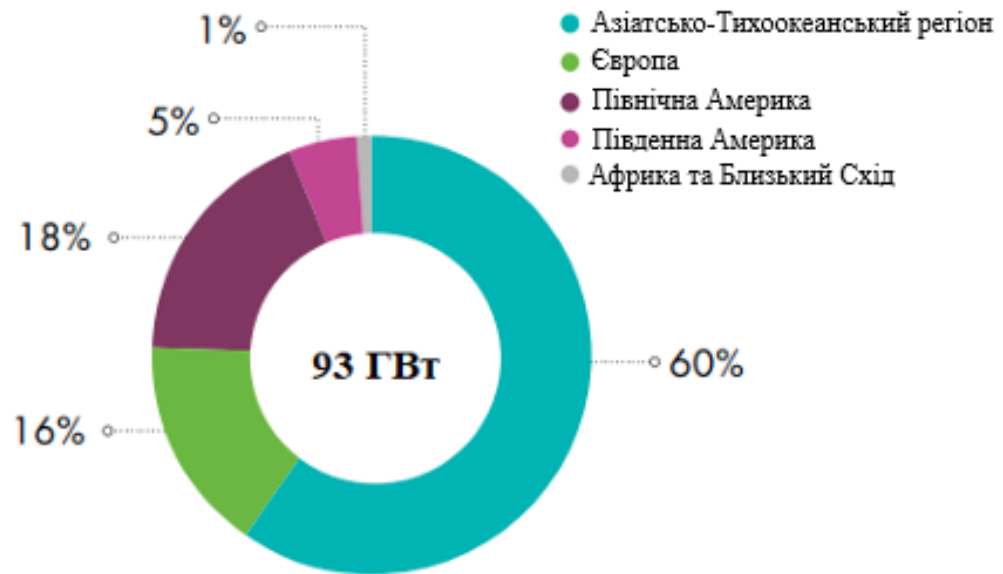


Рисунок 1.2 – Обсяг потужностей нової вітроенергетики у 2023 році по регіонах, %

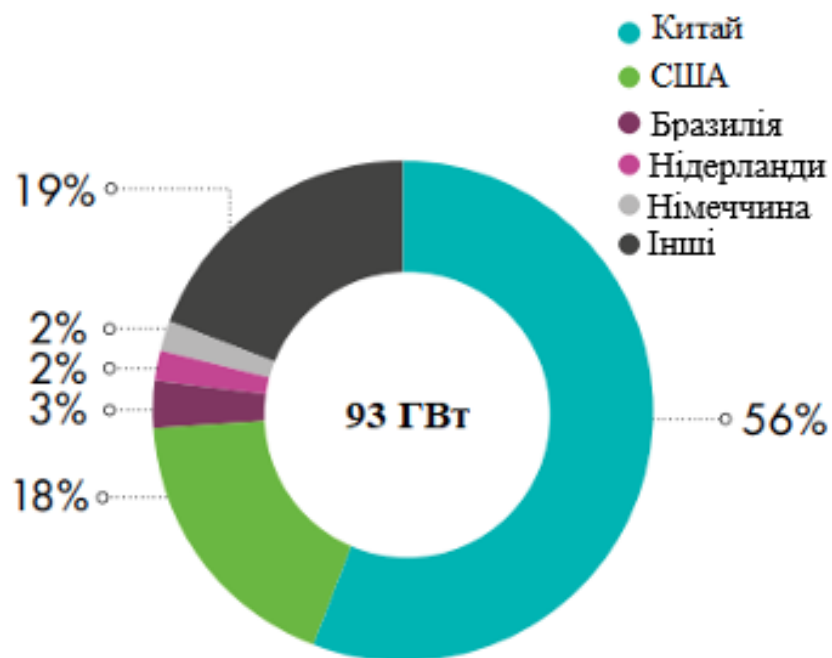


Рисунок 1.3 – Обсяг потужностей нової вітроенергетики у 2023 році та частка п'яти найбільших ринків

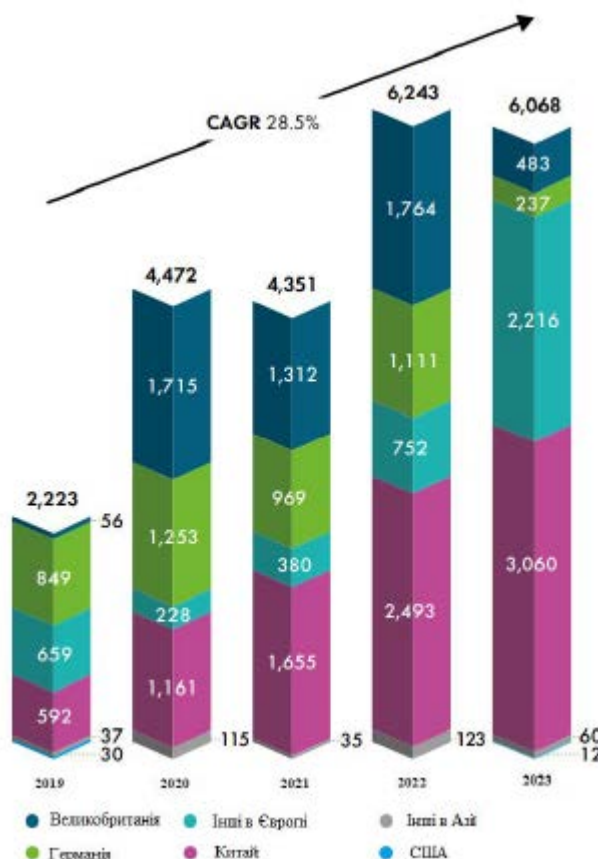


Рисунок 1.4 – Графік зростання обсягу наземних установок на рік з 2019 по 2023 рік (CAGR – сукупний середньорічний темп зростання, %)

МВТ, наземний	Нові установки 2019	Всього установок 2019	Нові установки 2020	Всього установок 2020
Всього	54,634	620,967	86,932	707,396
Северная и Южная Америка	13,437	148,081	21,750	169,758
США	9,143	105,436	16,193	122,275
Канада	597	13,413	165	13,577
Бразилия	745	15,452	2,297	17,750
Мексика	1,281	6,215	576	6,789
Аргентина	931	1,604	1,014	2,618
Чили	526	2,145	684	2,829
Другие	214	3,817	823	3,920
Африка, Средний Восток	830	6,454	823	7,277
Египет	262	1,452	13	1,465
Кения	0	338	0	338
Северная Африка	0	1,980	515	2,465
Другие	568	2,684	295	3,009
Азиатско-Тихоокеанский регион	28,626	283,780	52,546	336,286
Китай	24,292	229,384	48,940	278,324
Индия	2,377	37,506	1,119	38,625
Австралия	837	6,199	1097	7,296
Пакистан	50	1,239	48	1,287
Япония	274	3,857	551	4,373
Южная Корея	191	1,420	100	1,515
Вьетнам	160	388	125	513
Филиппины	0	427	0	427
Таиланд	322	1,538	0	1,538
Другие	123	1,822	566	2,388
Европа	11,741	182,651	11,813	194,075
Германия	1,078	53,913	1,431	55,122
Франция	1,336	16,643	1,318	17,946
Швеция	1,588	8,804	1,007	9,811
Великобритания	629	13,617	115	13,731
Турция	686	8,056	1,224	9,280
Другие	6,424	81,618	6,718	88,185

МВТ, морской	Новые установки 2019	Всего установок 2019	Новые установки 2020	Всего установок 2020
Всього	6,243	29,232	6,068	35,293
Европа	3,627	21,901	2,936	24,837
Великобритания	1,764	9,723	483	10,206
Германия	1,111	7,491	237	7,728
Бельгия	370	1,556	706	2,262
Дания	374	1,703	0	1,703
Нидерланды	0	1,118	1493	2,611
Другие	8	310	17	327
Азиатско-Тихоокеанский регион	2,616	7,301	3,120	10,414
Китай	2,493	6,936	3,060	9,996
Южная Корея	0	73	60	136
Другие	123	292	0	282
Северная и Южная Америка	0	30	12	42
США	0	30	12	42

Рисунок 1.5 – Нові установки 2021 та 2023 року у світі

На рисунках 1.6 – 1.8 наведено перспективи нових установок у сфері вітроенергетики на 2020–2025 роки.

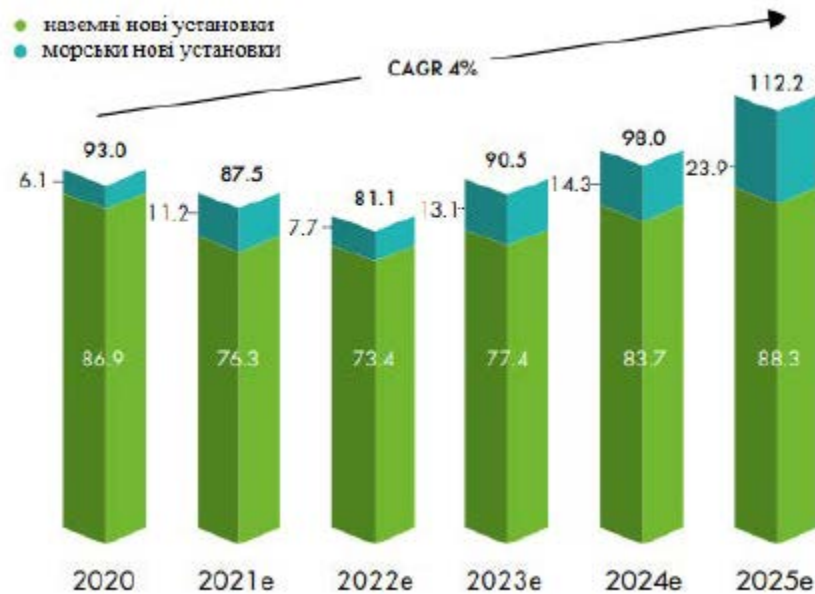


Рисунок 1.6 – Перспективи нових установок вітроенергетики на 2020 –25 роки, ГВт

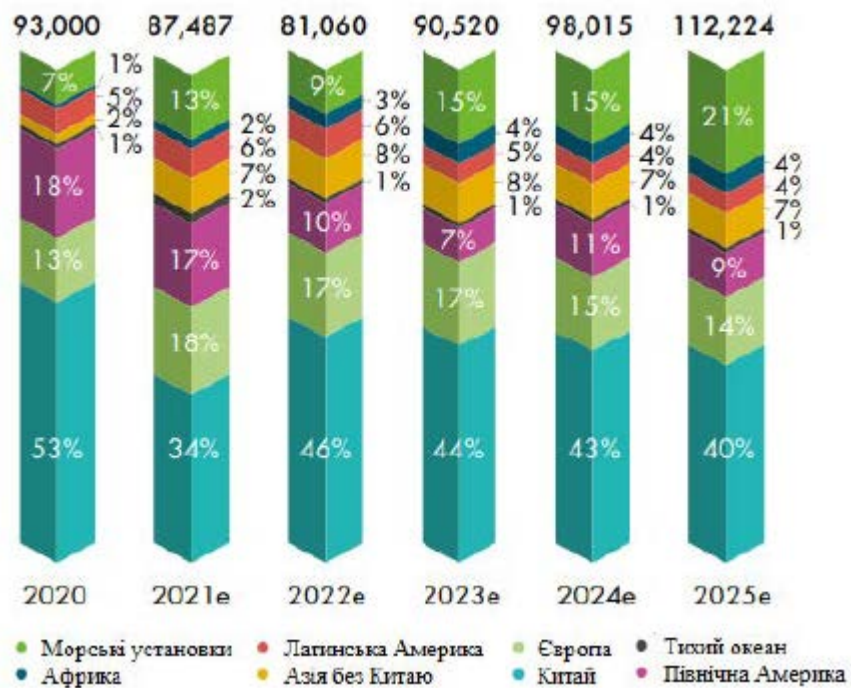


Рисунок 1.7 – Перспективи нових установок вітроенергетики на 2020 –25 роки, ГВт, % по регіонах

За прогнозами GWEC Market Intelligence, протягом найближчих п'яти років буде введено понад 469 ГВт нових наземних та морських вітрогенераторів, тобто майже 94 ГВт нових установок щороку до 2025 року. CAGR (середньорічний темп зростання) для наземних вітрогенераторів у найближчі п'ять років становить 0,3 %, і GWEC очікує, що щорічний обсяг установок сягатиме 79,8 ГВт. У 2021–2025 роках, за прогнозами, буде встановлено 399 ГВт потужностей.

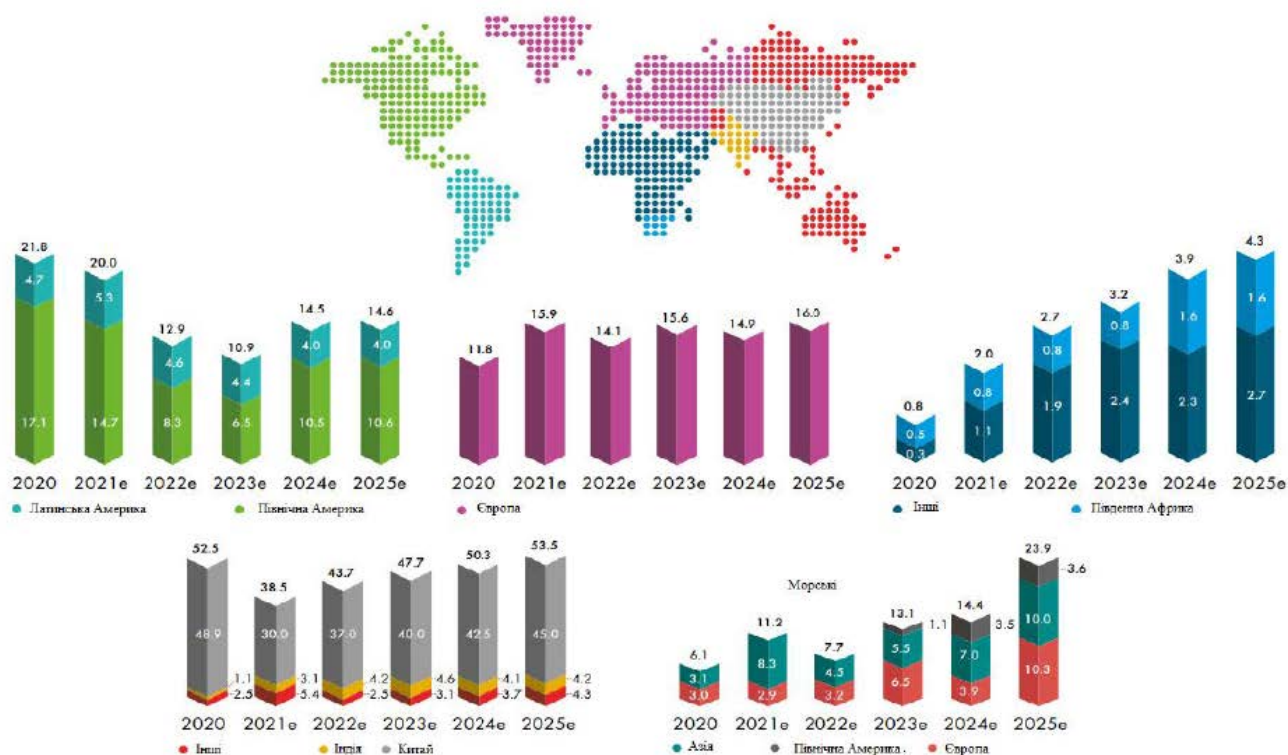


Рисунок 1.8 – Перспективи нових установок вітроенергетики на 2020 –25 роки у світі, ГВт

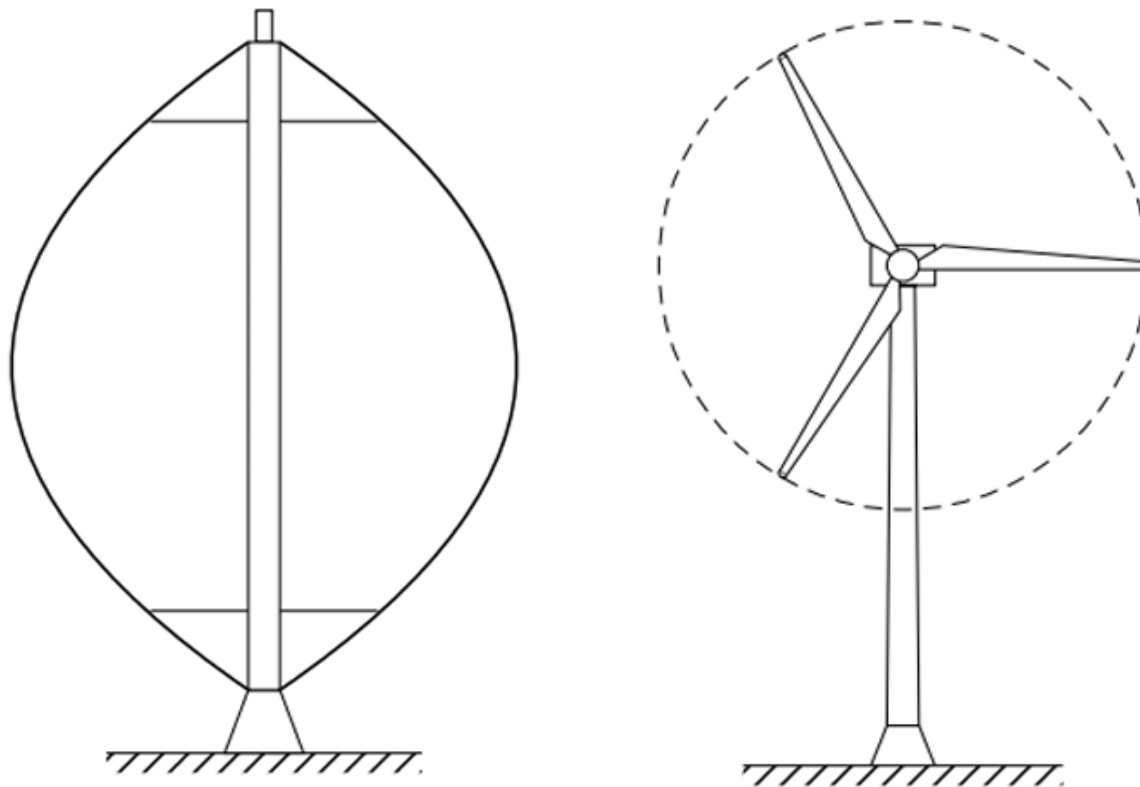
Аналізуючи звіт про вітроенергетику за 2021 рік, бачимо, що в багатьох країнах світу виробництво вітрової енергії та встановлена потужність вітрових електростанцій стрімко зростають. Кожна країна має власну стратегію та тенденцію розвитку вітроенергетики. Це показано на діаграмі зростання та перспективи енергії вітру в кожній країні.

Таким чином, видно, що вітроенергетика активно розвивається. Вона поступово стає важливою для життя сучасної людини та поступово витісняє традиційні джерела енергії. Система керування вітрогенератором має велике

значення для підвищення ефективності перетворення електроенергії вітрогенератора. Для цього необхідно дослідити систему керування вітрогенератором, а далі обрати правильну функціональну схему та оптимальну стратегію керування для реальних умов.

1.2 Типи вітрогенераторів

Вітрогенератор є механічним пристроєм, спеціально розробленим для перетворення частини кінетичної енергії вітру на корисну механічну енергію. Протягом часу було розроблено кілька конструкцій. Більшість із них складається з ротора, який обертається навколо своєї осі під дією підйомної сили або сили опору, що виникає в результаті взаємодії з вітром. Залежно від розташування вала ротора вітрогенератори поділяють на вертикально-осьові та горизонтально-осьові. На рисунку 1.9,а представлено вертикально-осьовий вітрогенератор, а на 1.9,б представлений горизонтально-осьовий вітрогенератор



а) вертикально-осьовий вітрогенератор, б) горизонтально-осьовий вітрогенератор

Рисунок 1.9 – Типи вітрогенераторів

Найуспішнішою вертикально-осьовою вітровою турбіною є ротор Дар'є, показаний на рисунку 1.9,а. Найцікавішою характеристикою цього типу вітрової турбіни є те, що електрогенератор і передавальні пристрої розташовані на рівні землі. Крім того, вони здатні вловлювати вітер із будь-якого напрямку без необхідності повертання установки.

Однак ці переваги компенсуються зниженням коефіцієнта захоплення енергії, оскільки ротор перехоплює вітри з меншою енергією. Також, незважаючи на те, що електрогенератор і трансмісія знаходяться на рівні землі, технічне обслуговування не є простим, адже зазвичай вимагає демонтажу ротора. Більше того, ці ротори підтримуються тросами, займаючи значну площу землі. З огляду на це, використання вертикально-осьових вітрових турбін значно скоротилося за останні десятиліття.

1.3 Конструкція вітрогенераторів

Обидва типи вітрогенераторів мають приблизно однаковий коефіцієнт корисної дії (ККД), проте найбільше поширення отримали горизонтально-осьові вітрогенератори. Потужність вітрогенератора може варіюватися від сотень ват до кількох мегават.

На рисунку 1.10 представлено конструкцію сучасного горизонтально-пропелерного вітрогенератора з регульованим кутом повороту лопатей ротора.

До складу вітрогенератора обох типів входять такі основні частини:

Вітроколесо (ротор) - перетворює енергію набігаючого вітрового потоку на механічну енергію обертання осі турбіни. Діаметр вітроколеса коливається від кількох метрів до кількох десятків метрів. Частота обертання становить від 15 до 100 об/хв. Зазвичай для мережевих вітрогенераторів частота обертання вітроколеса є сталою. Для автономних систем із випрямлячем та інвертором - зазвичай змінна.

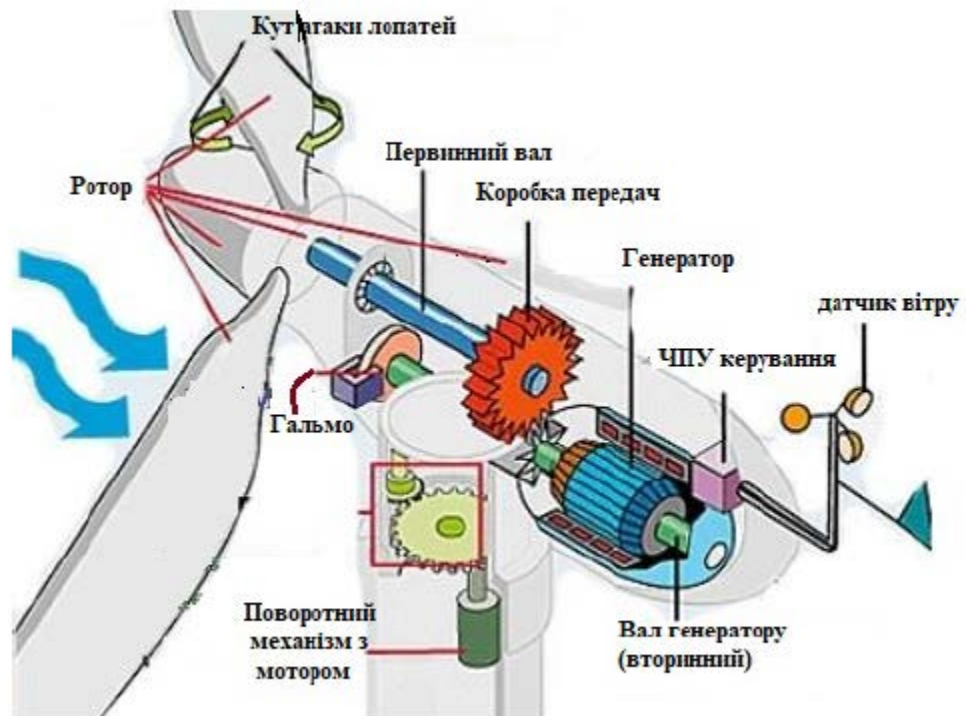


Рисунок 1.10 – Конструкція сучасного горизонтально-пропелерного вітрогенератора

Мультиплікатор - проміжна ланка між вітроколесом і електрогенератором, яка підвищує частоту обертання вала вітроколеса та забезпечує узгодження з обертами генератора. Винятком є вітрогенератори малої потужності зі спеціальними генераторами на постійних магнітах; у таких установках мультиплікатори зазвичай не застосовуються.

Генератори - у вітрогенераторах використовуються популярні типи, такі як асинхронний генератор (DIFG) та синхронний генератор із постійними магнітами (PMSG).

Переваги асинхронного генератора DIFG:

- низька вартість;
- проста конструкція;
- висока потужність.

Недоліки:

- висока вартість перетворювача через його велику номінальну потужність;

- значні втрати в перетворювачі;
- потреба у реактивній потужності;
- складна система керування.

Переваги синхронного генератора з постійними магнітами (PMSG):

- гнучкість при проектуванні малих потужностей;
- нижча вартість обслуговування та експлуатації;
- довший термін служби;
- відсутність втрат у ланцюзі ротора;
- можливість регулювання швидкості генератора без редуктора;
- дуже високий крутний момент на низькій швидкості;
- відсутність потреби у системі збудження та охолодження.

Недоліки:

- висока початкова вартість через дорогу ціну магнітів;
- обмежений розмір постійного магніту;
- висока температура, викликана перевантаженням або коротким

замиканням, може пошкодити магніти.

Башта - конструкція, на якій встановлено вітроколесо. Іноді її зміцнюють сталевими розтяжками. У вітрогенераторів великої потужності висота башти може досягати 75 м. Зазвичай це циліндричні щогли, проте застосовуються і ґратчасті конструкції.

Основа (фундамент) - призначена для запобігання падінню установки під час сильного вітру.

На рисунку 1.11 наведено узагальнену схему вітрогенератора із зазначенням основних складових частин пристрою.

Сучасні вітрогенератори виробляють електроенергію високої якості з частотою, що відповідає частоті мережі, та можуть безперервно працювати без постійної присутності персоналу й із низьким рівнем технічного обслуговування протягом 20 років і більше, забезпечуючи ресурс у 120 000 годин роботи.

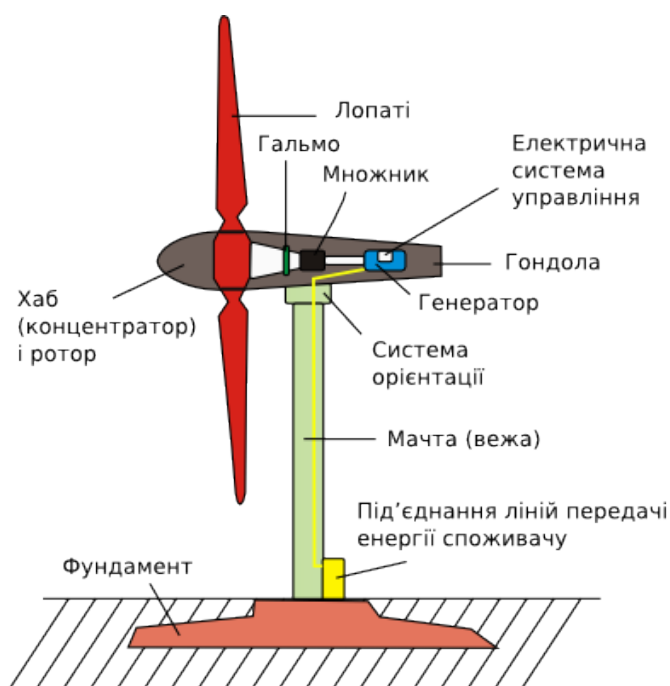


Рисунок 1.11 – Узагальнена схема вітрогенератора

Вітрогенератори характеризуються метою їх роботи, а саме:

- Паралельна робота з енергосистемою у складі вітроенергетичних установок.
- Паралельна робота з іншими вітрогенераторами у складі вітроелектростанції без підключення до енергосистеми.
- Автономна робота на ізольоване навантаження без акумулювання енергії.

Режими роботи при паралельній роботі з енергосистемою

Вітрові турбіни можуть працювати в таких режимах:

Режим 1 - зі зміною кута встановлення лопатей і змінною швидкістю обертання турбіни.

Режим 2 - зі зміною кута встановлення лопатей і постійною швидкістю обертання.

Режим 3 - із фіксованим кутом встановлення лопаток і постійною швидкістю обертання турбіни.

Режим 4 - із фіксованим кутом встановлення лопаток і змінною швидкістю обертання турбіни.

Режими з регулюванням кута лопатей можливі тільки для роторно-

лопатевих горизонтальних вітрогенераторів.

Режими з регулюванням швидкості обертання можливі при використанні перетворювача частоти в колі статора або ротора генератора.

Система керування потужністю

Найважливішим елементом вітрогенераторів є система керування потужністю, яка визначає конструктивні особливості установки й автоматизації.

Існує два принципово різні методи:

1. Pitch-регулювання (регулювання кута атаки)

- Потужність регулюється зміною кута між лопаттю та потоком зустрічного повітря.
- Ефективність і надійність системи залежить від гідравлічної та механічної системи повороту лопатей.
- Це більш гнучкий і ефективний спосіб, але він вимагає складнішої автоматики.

2. Stall-регулювання (столове регулювання)

- Профіль лопатей неоднаковий по всій довжині.
- За певної швидкості вітру на різних ділянках лопатей виникає зрив потоку.
- Система керування при цьому спрощена, але ефективність використання енергії вітру залежить від точності розрахунку профілю.

Автоматизація та контроль

Використання великої кількості агрегатів на великій площі створює потребу у:

- високій автоматизації.
- надійності роботи обладнання.
- мінімальному контролю персоналу.

Системи управління, сигналізації та вимірювання ґрунтуються на мікропроцесорах і персональних комп'ютерах.

Запуск і зупинка вітрогенератора здійснюються автоматично залежно від швидкості вітру.

- Якщо зупинка відбулася через зовнішні причини, система виконує автоматичний повторний запуск.
- Якщо причина зупинки - несправність елемента, повторний запуск не виконується.

1.4 Система керування вітрогенератором

Необхідність керування виникла ще на зорі створення вітрогенераторів. Основними цілями керування було обмеження потужності та швидкості до певних заданих значень, щоб запобігти небезпечній роботі вітрогенератора за умов сильного вітру. Ранні конструкції вітрогенераторів містили примітивні механічні пристрої для досягнення цих цілей.

Зі збільшенням розмірів і потужності вітрогенераторів технічні вимоги до систем керування ставали все жорсткішими, а механізми регулювання - все складнішими. Все частіше від систем керування очікувалося не лише підтримання турбіни в безпечному робочому режимі, а й підвищення ефективності та якості перетворення енергії. У результаті вони поступово розвивалися, доки сьогодні не почали відігравати вирішальну роль у сучасних вітрогенераторах.

Розробку системи керування вітрогенератором можна розділити на кілька етапів:

- Перше завдання - чітко визначити цілі керування.
- Друге завдання - вибрати підходящу стратегію керування, яка визначає робочу точку вітрогенератора для кожної швидкості вітру.
- Третє завдання - визначити, як саме реалізувати стратегію керування. Це включає:
 - вибір схем керування,
 - визначення керованих змінних,
 - вибір опорних сигналів,
 - процедури перемикання між різними контролерами тощо.

Цей етап зазвичай називають налаштуванням контролера. Останнє завдання,

яке передує впровадженню, проектування карти вхід-вихід, тобто визначення динамічних характеристик контролера відповідно до технічних вимог.

Для вітрової турбіни генераторна потужність визначає обсяг енергії, який може бути вилучений із вітру з урахуванням фізичних і економічних обмежень.

Зазвичай вона подається у вигляді кривої на графіку генерована потужність - швидкість вітру, яку називають кривою ідеальної потужності.

На рисунку 1.12 показано криву максимальної потужності для стандартної вітрової турбіни. Видно, що діапазон робочих швидкостей вітру обмежений швидкостями на вході (V_{min}) та виході (V_{max}). Поза цими межами турбіна залишається зупиненою. Нижче швидкості вітру на вході доступна енергія вітру занадто мала, щоб компенсувати експлуатаційні витрати та втрати. При швидкості вітру, що перевищує швидкість вимкнення, турбіна відключається, щоб запобігти перевантаженню конструкції.

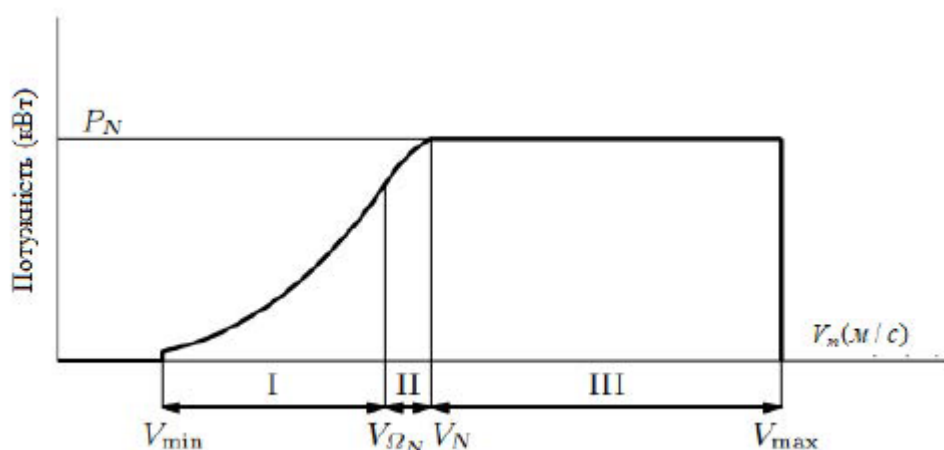


Рисунок 1.12 – Крива максимальної потужності

Будівництво турбіни, достатньо міцної, щоб витримати основні механічні навантаження при дуже сильному вітрі, було б абсолютно економічно не вигідним. Насправді, хоча швидкість вітру вище V_{max} містить величезну енергію, її внесок у середньорічну енергію є незначним. Це підтверджує рисунок 1.13, де показано типову функцію щільності потужності на даному ділянці. Там видно, що енергія, яка залишається невловленою через зупинку турбіни поза межами швидкостей V_{min} і V_{max} , порівняно мала.

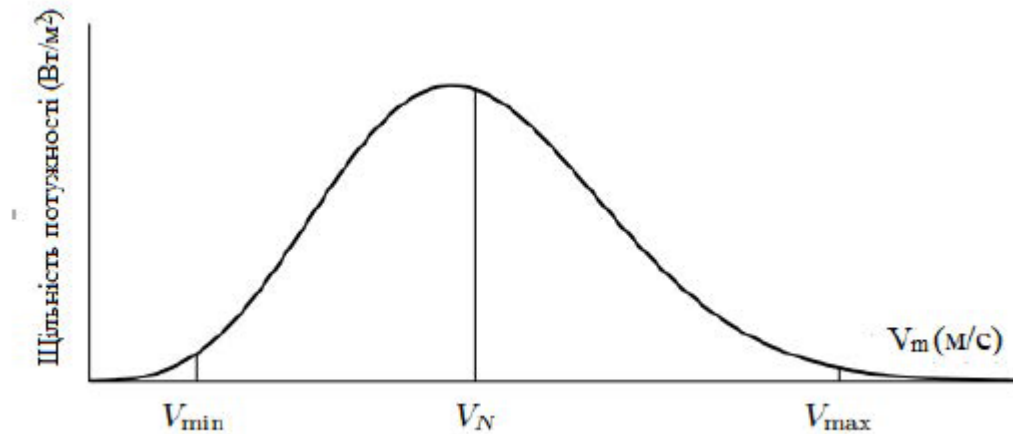


Рисунок 1.13 – Щільність потужності залежно від швидкості вітру.

На рисунку 1.13 також можна помітити, що крива максимальної потужності залишається постійною при номінальній потужності P_N вище швидкості вітру V_N , названої номінальною швидкістю вітру V_N . Номінальна потужність турбіни виникає внаслідок компромісу між доступною енергією та виробничими витратами.

Наприклад, проектування турбіни для вилучення всієї доступної енергії аж до швидкості відсічення призведе до збільшення вартості одного кВт. Насправді швидкість вітру вище V_N зустрічається недостатньо часто, щоб виправдати додаткові розміри турбіни, необхідні для отримання енергії понад номінальну.

Крива максимальної потужності представляє собою три різні регіони з різними цілями генерації. При низькій швидкості вітру (регіон I) доступна потужність менша за номінальну. Доступна потужність визначається як потужність вітру, що проходить через площу ротора, помножена на коефіцієнт максимальної потужності C_p , тобто

$$P_m = 0.5\rho\pi R^2 V_w^3 C_p(\lambda_t, \beta) \quad (1.1)$$

де P_m – отримана механічна потужність турбіни, Вт; V_w – швидкість вітру, м/с; C_p – коефіцієнт використання енергії вітру; R – радіус ротора, м; ρ – густина повітря, кг/м³; λ_t – коефіцієнт крутного моменту; Ω – кутова швидкість вала турбіни, рад/с; β – кут нахилу лопатей, град.

Таким чином, метою виробництва у регіоні I є вилучення всієї доступної

потужності. Тому крива максимальної потужності в цьому регіоні відповідає кубічній параболі, визначеній формулою (1.1).

З іншого боку, метою виробництва у регіоні з високою швидкістю вітру (регіон III) є обмеження генерованої потужності нижче номінального значення, щоб уникнути перевантаження. У цьому регіоні доступна потужність перевищує номінальну, тому турбіна повинна працювати з коефіцієнтом ефективності нижче C_p .

Нарешті, існує область II, яка фактично є перехідною між кривою оптимальної потужності регіону I та лінією постійної потужності регіону III. У цій області швидкість обертання ротора обмежується для підтримання акустичного шуму в межах допустимих рівнів та для підтримання центробіжної сили нижче значень, допустимих для ротора.

Зрештою, якщо таке обмеження швидкості не досягається, регіон II може не існувати, а крива оптимальної потужності (тобто регіон I) може продовжуватися до досягнення номінальної потужності.

1.4.1 Механічні навантаження

Мінімізація витрат на електроенергію робить систему управління не тільки такою, що розроблена для максимально точного відстеження кривої максимальної потужності. На практиці не можна ігнорувати інші цілі управління. Наприклад, необхідно враховувати механічні навантаження, яким піддаються вітрові турбіни. Механічні навантаження можуть спричинити втомні ушкодження декількох елементів, тим самим скорочуючи термін служби системи. Оскільки загальна вартість вітрогенератора розподіляється на короткий період часу, вартість енергії зростає.

В основному існують два типи механічних навантажень: статичні та динамічні. Статичні навантаження виникають внаслідок взаємодії турбіни із середньою швидкістю вітру. Значно важливішими з точки зору управління є динамічні навантаження, які спричинюються просторовим та тимчасовим розподілом поля швидкостей вітру по площі, що обтікається ротором. Динамічні

навантаження включають зміни чистого аеродинамічного моменту, які поширюються вниз по трансмісії, та зміни аеродинамічних сил, які впливають на механічну конструкцію. Це так звані навантаження на трансмісію та конструкцію відповідно.

Крім того, існує ще одна поширена класифікація динамічних навантажень. По-перше, є перехідні навантаження, які спричинюються турбулентністю та поривами вітру. Вони переважно мають низьку частоту. Перехідні навантаження мають дуже важливе значення при високих швидкостях вітру, особливо для визначення номінальних характеристик компонентів. Перехід між відстеженням максимальної потужності (регіон I) та регулюванням потужності (регіон III), а також спосіб обмеження потужності при швидкості вітру вище номінальної, безпосередньо впливають на перехідні навантаження. Неправильні стратегії управління неминуче можуть призвести до сильних перехідних навантажень.

Тому при плануванні стратегії управління необхідно також враховувати їх. Крім того, налаштування та конструкція контролера також впливають на перехідні навантаження. Насправді, чим щільніше замкнена система слідує кривій стратегії управління у стаціонарному режимі після пориву вітру, тим сильнішими будуть перехідні навантаження.

1.4.2 Якість електроенергії

Якість електроенергії впливає на вартість енергії кількома способами. Наприклад, низька якість електроенергії може вимагати додаткових інвестицій у лінії електропередач або накласти обмеження на потужність, що подається в мережу. Через довгострокову та короткострокову мінливість енергоресурсу та взаємодію з електромережею вітрогенератори традиційно вважаються постачальниками електроенергії низької якості. Тому при проектуванні системи управління необхідно також враховувати кондиціонування потужності. Це вимога до управління стає все більш актуальною, оскільки масштаб потужності вітрових установок наближається до потужності звичайних електростанцій.

Якість електроенергії в основному оцінюється за стабільністю частоти та

напруги у точці підключення до мережі та за емісією флікера. Загалом, частота є стабільною величиною. Коливання частоти в електромережі відбуваються через дисбаланс потужності. Наприклад, генератори прискорюються, коли подана потужність перевищує споживану, відповідно частота зростає. Аналогічно, генератори сповільнюються, коли не можуть покрити попит на потужність, тим самим частота знижується.

Зазвичай при підключенні до загальної мережі окремі вітрові турбіни або невеликі вітропарки не впливають на частоту. Проте це не так, коли вітрова турбіна є частиною ізолюваної енергосистеми або коли ми маємо справу з великою вітровою електростанцією. У таких випадках може виникнути ситуація, коли необхідно регулювати загальну потужність, що подається вітрогенератором.

Взаємодія вітрогенераторів з електричною мережею впливає на напругу на клемах мережі. Наприклад, повільні коливання напруги виникають, коли потужність, споживана вітрогенератором, змінюється залежно від середньої швидкості вітру. Амплітуда цих коливань тісно залежить від опору мережі у точці підключення та від потоків активної та реактивної потужності.

Спосіб послаблення цих коливань напруги без впливу на відбір потужності полягає у керуванні потоком реактивної потужності. Це традиційно здійснюється, наприклад, за допомогою конденсаторних батарей або синхронних машин, які споживають або віддають реактивну потужність.

Проте, оскільки сучасні вітрові турбіни підключаються до мережі через силові перетворювачі, поточна тенденція полягає у використанні гнучкості управління, що забезпечується силовою електронікою. Регулювання реактивної потужності, коефіцієнта потужності або безпосередньо напруги може бути досягнуто шляхом адекватного керування електронними перетворювачами. Будь-яка з цих схем управління може реалізовуватися незалежно від управління іншими частинами вітрогенераторів. Тобто управління реактивною потужністю може бути відокремлене від керування кутом тангажу, швидкістю або крутним моментом.

Управління реактивною потужністю не розглядається у цій роботі, оскільки воно більше пов'язане з електронним перетворенням енергії, ніж із перетворенням

енергії вітру.

1.5 Класифікація системи управління вітрогенераторів

Вітрогенератори класифіковані на чотири основні типи [8]:

- Вітрогенератори з фіксованою швидкістю (рисунок 1.14).
- Вітрогенератори з змінним ковзанням (рисунок 1.15).
- Вітрогенератори з подвійним живленням від асинхронного генератора (DFIG) (рисунок 1.16).
- Вітрогенератори з повним перетворенням (рисунок 1.17).

Блок-схема цих типів вітрогенераторів представлена на наступних рисунках:

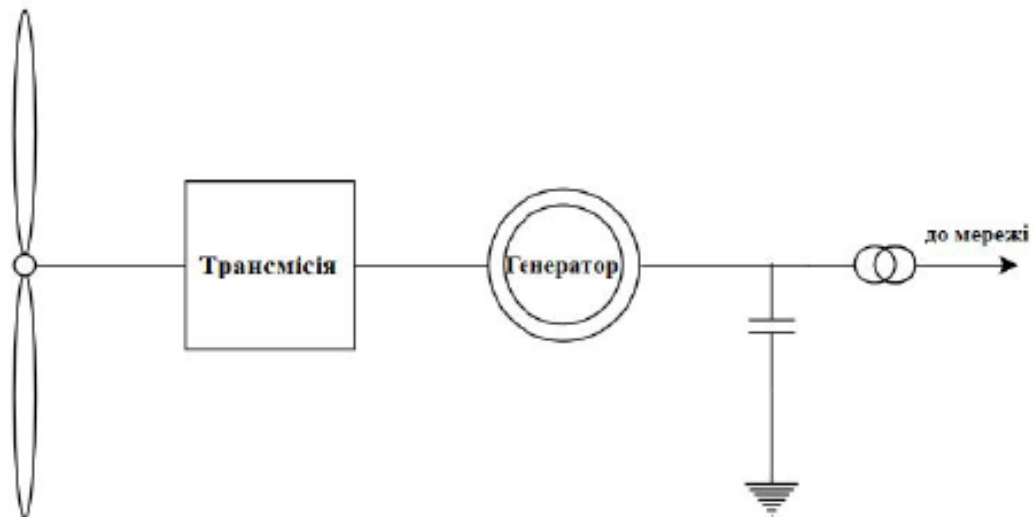


Рисунок 1.14 – Вітрогенератори з фіксованою швидкістю

Вітрогенератори з фіксованою швидкістю обертання є найпростішими вітрогенераторами, що працюють на сьогодні. Вони працюють із невеликими змінами швидкості обертання ротора турбіни та використовують індукційні машини (ІМ) з короткозамкненим ротором, безпосередньо підключені до мережі. Деякі з цих турбін не мають можливості зміни кута нахилу лопатей.

Хоча ця технологія є відносно міцною та надійною, вона має суттєві недоліки, що полягають у неоптимальному вилученні енергії вітру та необхідності компенсації реактивної потужності.

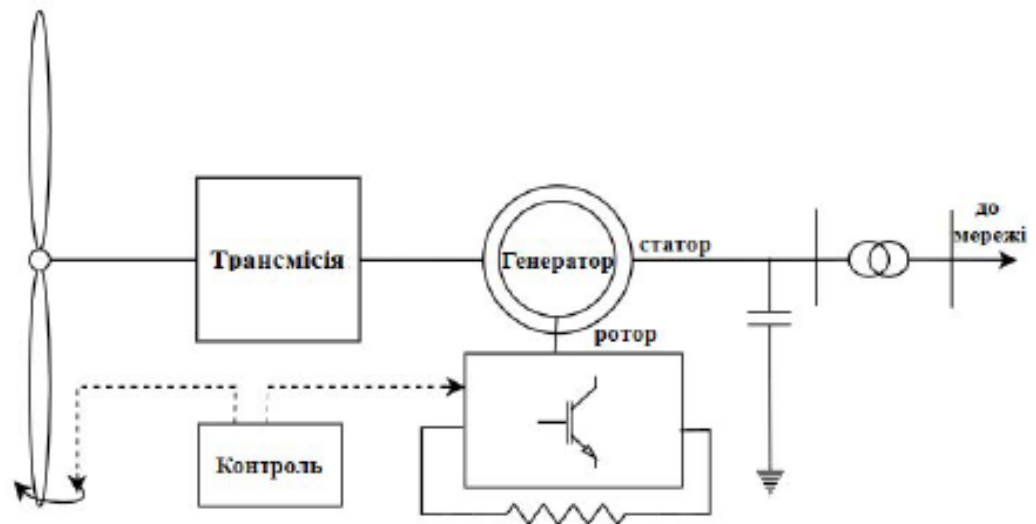


Рисунок 1.15 – Вітрогенератори зі змінним ковзанням

Вітрові турбіни зі змінною швидкістю розроблені для роботи в широкому діапазоні швидкостей обертання ротора. У таких вітрогенераторах зазвичай використовується регулювання кута нахилу лопатей. Керування швидкістю та потужністю дозволяє цим вітрогенераторам вилучати більше енергії з даного режиму вітру, ніж вітрогенератори з фіксованою швидкістю.

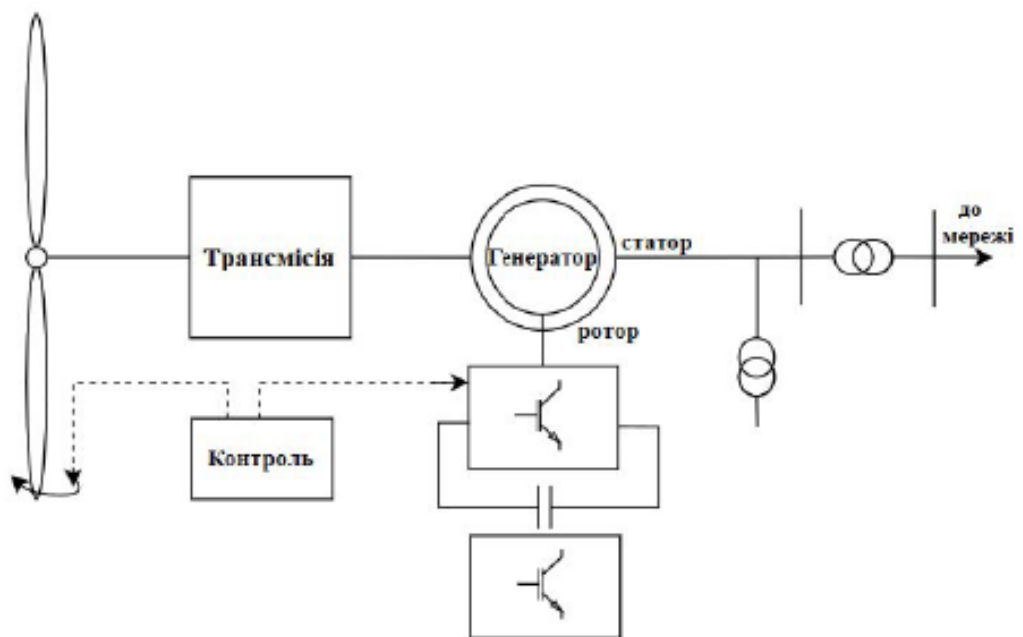


Рисунок 1.16 – Вітрогенератори з подвійним живленням від асинхронного генератора (DFIG)

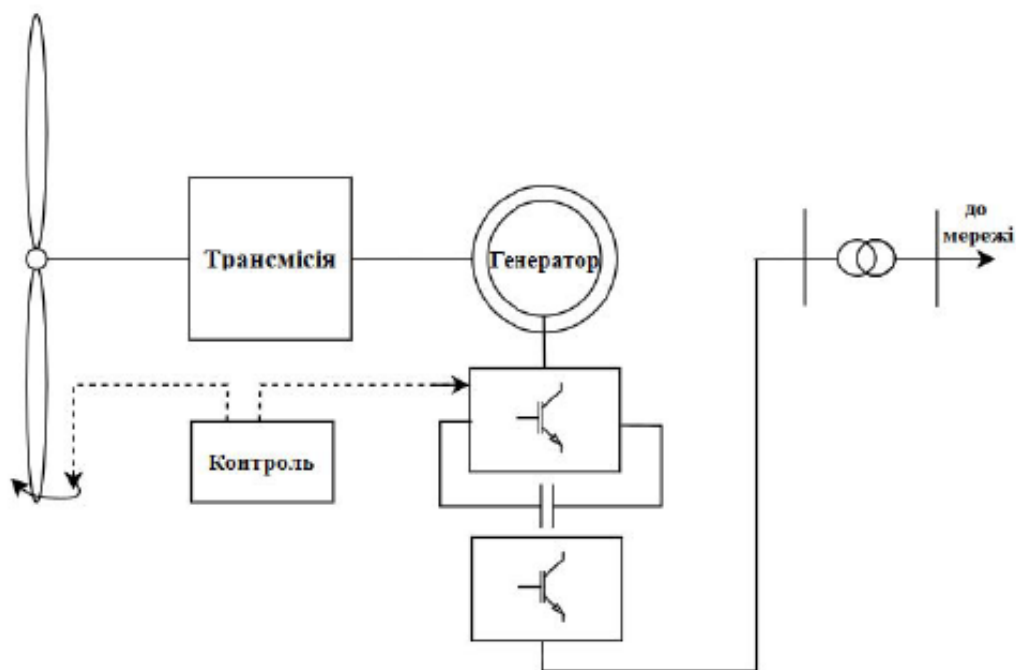


Рисунок 1.17 – Вітрогенератори з повним перетворенням

Вітрогенератори зі змінним ковзанням або динамічним опором ротора керують опором у ланцюзі ротора машини, щоб забезпечити широкий діапазон зміни експлуатаційного ковзання (швидкості) (до 10 %). Однак потужність втрачається у вигляді тепла в опорі ротора.

Вітрогенератори з подвійним живленням асинхронного генератора (DFIG) вирішують цю проблему, використовуючи перетворювач змінного/постійного/змінного струму в ланцюзі ротора для відновлення потужності ковзання. Управління потоками ротора за методом векторного керування потужності дозволяє розділяти реальну та реактивну потужність, а також максимізувати вилучення енергії вітру та знизити механічні напруження.

У вітрогенераторах із повним конвертером перетворювач змінного/постійного/змінного струму «спина до спини» є єдиним шляхом потоку енергії від вітрової турбіни до мережі. Прямого підключення до мережі немає.

Висновки до розділу:

У першому розділі досліджено класифікацію та конструкцію вітрогенератора. Описано різні типи вітрогенераторів із їх типовими

конструкціями, зокрема вертикальні та горизонтально-осьові вітрогенератори.

У результаті порівняння різних електрогенераторів, що використовуються у зазначеній галузі було прийнято рішення обрати для дослідження систему на основі синхронного генератора з постійними магнітами. Представлено опис системи управління об'єктом, порівняння різних стратегій управління вітрогенераторами, і обрано систему зі змінною швидкістю і змінним кутом атаки.

Таким чином, показано підвищення ефективності перетворення енергії вітру вітрогенератором при використанні обраної системи управління та стратегії керування для конкретних умов роботи об'єкта

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ КЕРУВАННЯ ТА МАТЕМАТИЧНИЙ ОПИС СИСТЕМИ, ЩО РОЗРОБЛЯЄТЬСЯ

2.1 Стратегії керування вітрогенератора

Стратегія керування в деякому випадку характеризується тим, як турбіна проектується для наближення в стані стабілізації до кривої максимальної потужності в діапазоні "потужність – швидкість вітру" (рисунок 1.12).

Таким чином, стратегія керування встановлює усталені значення крутного моменту (або потужності) та швидкості обертання ротора для кожної швидкості вітру в діапазоні роботи турбіни. Стратегія керування впливає на налаштування і конструкцію контролера. На практиці схеми керування можуть відрізнятися залежно від регіону експлуатації. Більше того, моделі малих сигналів, що використовуються для проектування регулятора, сильно залежать від режимів і регіонів роботи.

Можливо, найбільш відповідним простором для відображення стратегії керування є простір "крутний момент – швидкість обертання – швидкість вітру". Але для полегшення пояснення криві часто проектуються на площину крутного моменту – швидкості обертання. Стратегія керування представлена робочою зоною турбіни, параметризованою швидкістю вітру. У цій роботі наведені та розглянуті різні стратегії керування.

2.1.1 Фіксована швидкість і фіксований кут атаки

Схема роботи з фіксованою швидкістю та фіксованим кутом атаки була домінуючою протягом кількох десятиліть. Проте останнім часом кількість комерційних вітрових турбін, заснованих на цій схемі, зменшується.

У цій схемі асинхронна електрична машина безпосередньо підключена до електричної мережі. Тому її характеристика крутного моменту не може бути змінена. Відповідно, швидкість генератора фіксується залежно від частоти

електричної мережі. Таким чином, кажуть, що вітрогенератор працює з фіксованою швидкістю. На практиці швидкість змінюється на кілька відсотків уздовж характеристики крутного моменту генератора через ковзання.

Через відсутність додаткових апаратних засобів для реалізації стратегії керування, вітрогенератор із фіксованою швидкістю та фіксованим кутом атаки є дуже простим і недорогим. Як наслідок, їх експлуатаційні характеристики досить низькі. На практиці для зменшення механічних навантажень і покращення якості електроенергії не може бути вжито жодних активних дій щодо керування. Крім того, ефективність перетворення ще не стала оптимальною.

Рисунок 2.1 показує основну стратегію керування вітрогенераторами з фіксованою швидкістю та фіксованим кутом атаки в площині крутного моменту – швидкості обертання.

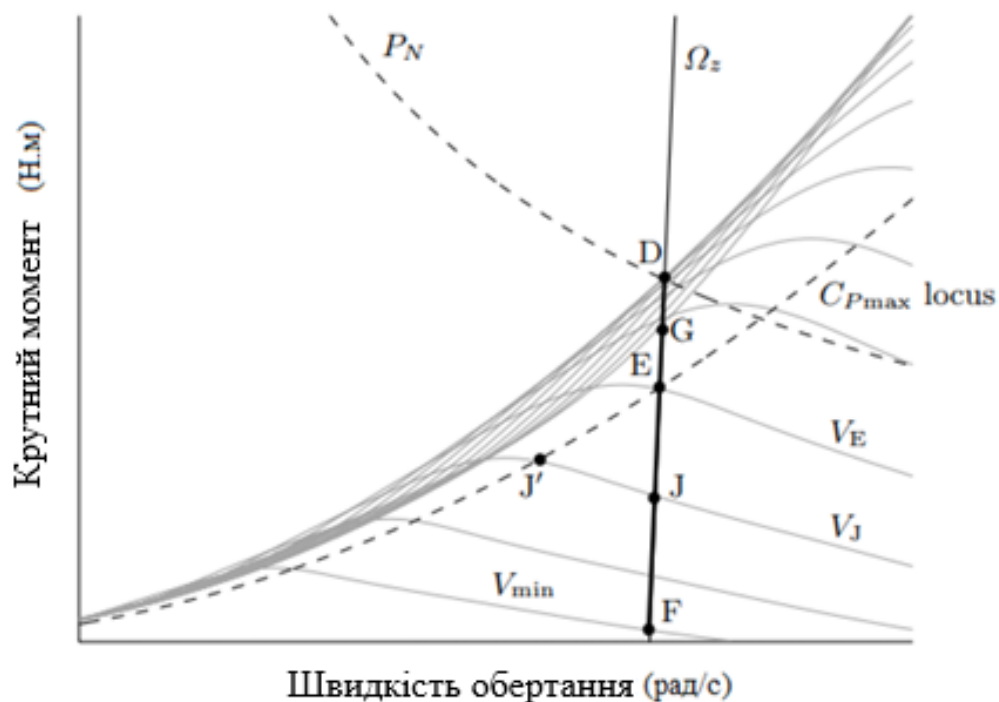


Рисунок 2.1 – Фіксована швидкість та фіксований кут атаки

Суцільна лінія зображає характеристику реактивного моменту, а сірі лінії показують характеристики аеродинамічного моменту для різних швидкостей вітру

від V_{min} до V_{max} . Слід нагадати, що точки перетину є точками усталеного режиму роботи вітрогенератора при відповідних швидкостях вітру. Оскільки момент реакції та аеродинамічний момент не можуть бути змінені, усі можливі робочі точки обмежені відрізком FD . Швидкість обертання майже постійна вздовж FD , тому потужність більш-менш пропорційна крутному моменту протягом усього цього робочого відрізка. Робоча точка F відповідає швидкості вітру V_{min} , а D є точкою, де характеристика моменту опору перетинає передній фронт зриву, тобто верхню межу всіх характеристик аеродинамічного моменту.

Ця точка визначає максимальну потужність, яку може отримати турбіна. При швидкості вітру V_D , для якої характеристика аеродинамічного моменту проходить через точку D , турбіна зупиняється. Тому збільшення швидкості вітру призводить до зниження аеродинамічної потужності. Відповідно, робоча точка переміщується назад по характеристиці крутного моменту генератора до досягнення точки G , пов'язаної зі швидкістю вітру відсічки V_{max} . Варто зазначити, що існує накладання робочих точок на відрізок GD , що означає неможливість однозначного визначення швидкості вітру за робочою точкою.

На рисунку 2.1 зображено параболу, яка показує точку максимальної ефективності перетворення, також відому як точка максимальної потужності або C_{pmax} . Вона демонструє, що турбіна працює з максимальною ефективністю при певній швидкості вітру V_E . Ця ситуація відповідає точці E , де точка максимуму потужності, момент реакції та аеродинамічний момент для $V = V_E$ перетинаються. У цій точці швидкість вітру та швидкість обертання задовольняють умові:

$$\lambda_0 = \frac{R\Omega_E}{V_E}$$

Припустимо тепер, що вітрогенератор працює в точці E , але швидкість вітру зменшується з V_E до V_J . Новою робочою точкою буде J , тобто $\Omega_J \approx \Omega_E$. У цей момент відношення швидкості обертання кінчика лопаті:

$$\lambda_J = \frac{R\Omega_E}{V_J}$$

більше, ніж λ_0 , що призводить до зниження ефективності перетворення. Щоб

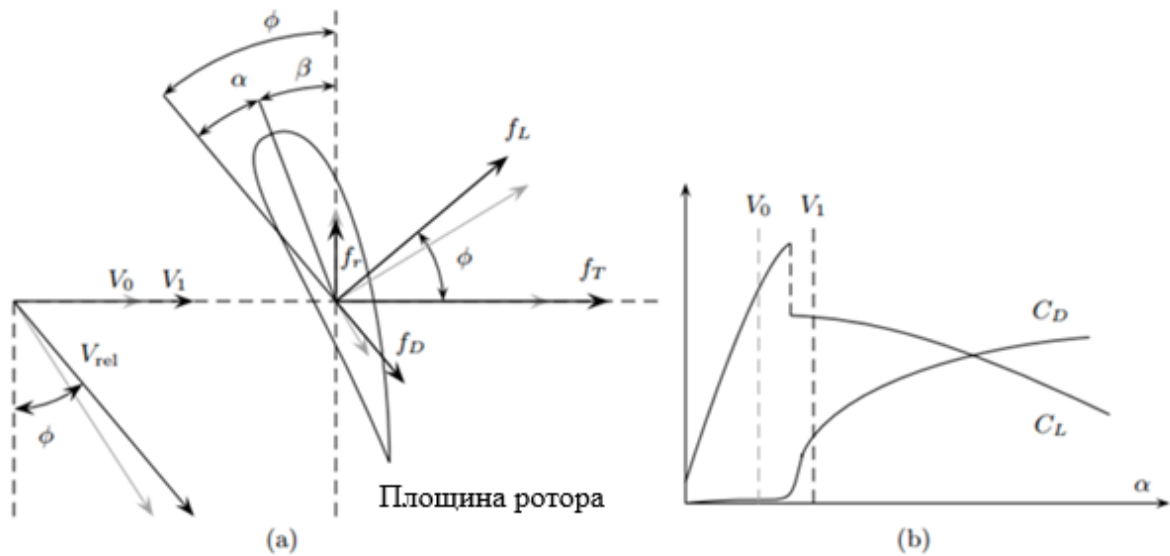
отримати всю доступну потужність при швидкості вітру V_J , турбіна повинна працювати в точці J' , де швидкість обертання

$$\Omega \cong \frac{\lambda_0 V_E}{R}$$

нижча. Це неможливо при стратегії керування з фіксованою швидкістю.

Вітрогенератор із фіксованою швидкістю та фіксованим кутом атаки працює при високих швидкостях вітру. Тобто обмеження потужності нижче номінальної відбувається в режимі пасивної зупинки. Тому вибір стратегії керування зводиться до підбору передавального відношення редуктора для проходження характеристики генератора через точку D . Варто звернути увагу, що ця точка є точкою перетину гіперболи номінальної потужності (яка є межею області безпечної експлуатації) та передньої фронтальної лінії зриву. Таким чином, номінальна потужність перевищена за відсутності швидкості вітру.

На рисунку 2.2 показано метод пасивного зриву для обмеження потужності.



а) сили, що діють на елемент лопаті, б) коефіцієнти опору та підйомної сили

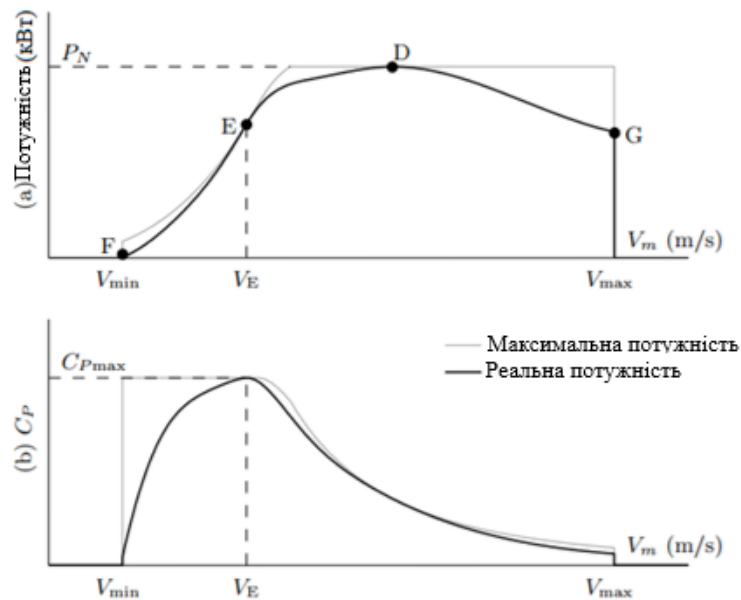
Рисунок 2.2 – Пасивний зрив для обмеження потужності

На рисунку якісно показані сили, що діють на елемент лопаті до (сірий колір) і після (чорний колір) зриву. Нагадаємо, що швидкість обертання та кут атаки фіксовані. Тоді кут нахилу α збільшується зі збільшенням швидкості вітру, який

відчуває елемент лопаті, від V_0 до V_1 . Коли α перевищує задане значення, повітряний потік перестає бути ламінарним і відділяється від верхньої сторони аеродинамічного профілю. Це викликає перепад тиску, який зменшує підйомну силу та різко збільшує опір. Зміна підйомної сили f_L і сили опору f_D призводить до значного збільшення осьової сили тяги f_T , тоді як тангенціальна сила f_R зменшується незначно.

У результаті аеродинамічний момент і потужність зменшуються. Вважається, що турбіна зазнала зриву. Небажаним наслідком регулювання зриву є збільшення тяги, що призводить до підвищення аеродинамічного навантаження.

На рисунку 2.3 показані характеристики фіксації потужності базової стратегії керування з фіксованою швидкістю та фіксованим кутом атаки, зображеної на рисунку 2.1. У верхній частині рисунка порівнюються криві фактичної та максимальної потужності, а в нижній частині показана ефективність перетворення залежно від швидкості вітру. На рисунку відзначені точки, що відповідають точкам на рисунку 2.1.



а) вихідна потужність, б) ефективність перетворення в залежності від швидкості вітру

Рисунок 2.3 – Фіксована швидкість та фіксований кут атаки

Видно, що отримана потужність не відповідає кривій максимальної потужності. Це означає нижчий рівень отримання енергії. У регіоні низької

швидкості вітру турбіна працює з максимальною ефективністю лише в одній точці (точка *E*). При швидкості вітру вище номінальної регулювання потужності не дуже ефективне.

Видно, що номінальна потужність досягається тільки при одній швидкості вітру (точка *D*), а при меншій і більшій швидкості потужність зменшується. Таке слабке регулювання пояснюється недостатньою гнучкістю режиму роботи.

Окрім низької ефективності перетворення, робота з фіксованою швидкістю має й інші недоліки, пов'язані з динамічною поведінкою вітрогенератора. Наприклад, погані регулювальні властивості призводять до коливань активної та реактивної потужності на лініях електропередач.

Крім того, цей режим роботи не забезпечує керуючих впливів для введення демпфування в трансмісію, що могло б зменшити високочастотні навантаження та викиди флікера. На практиці зниження популярності вітрогенераторів із фіксованою швидкістю та фіксованим кутом атаки головним чином пов'язане з низькою якістю електроенергії, а не зі зменшенням уловлювання енергії.

2.1.2 Фіксована швидкість і змінний кут атаки

Режим роботи фіксованої швидкості та змінного кута атаки часто використовувався у комерційних вітрогенераторах протягом останніх десятиліть, особливо для установок середньої та високої потужності. Робота з фіксованою швидкістю означає, що максимальне перетворення потужності досягається лише при одній швидкості вітру. Тому ефективність перетворення нижче номінальної швидкості вітру не може бути оптимізована.

Такий тип вітрогенератора зазвичай програмується на роботу з фіксованим кутом атаки при швидкості вітру, нижчій за номінальну. Однак робота зі змінним кутом атаки при низьких швидкостях вітру може бути потенційно корисною для деякого підвищення рівня захоплення енергії. При швидкостях вітру вище номінальної потужність обмежується шляхом безперервного регулювання кута атаки.

В основному існує два методи регулювання потужності за допомогою

керування кутом атаки:

- pitch-to-feather
- pitch-to-stall

Перший метод зазвичай називають керуванням кутом атаки, а другий — "active stall" або "combi stall". Щоб уникнути непорозумінь, надалі ми будемо використовувати саме назви pitch-to-feather та pitch-to-stall.

Обмеження потужності за методом «pitch-to-feather»

Цей метод полягає в тому, що лопаті повертаються у міру збільшення швидкості вітру.

Він базується на аеродинамічному явищі, яке суттєво відрізняється від зриву потоку.

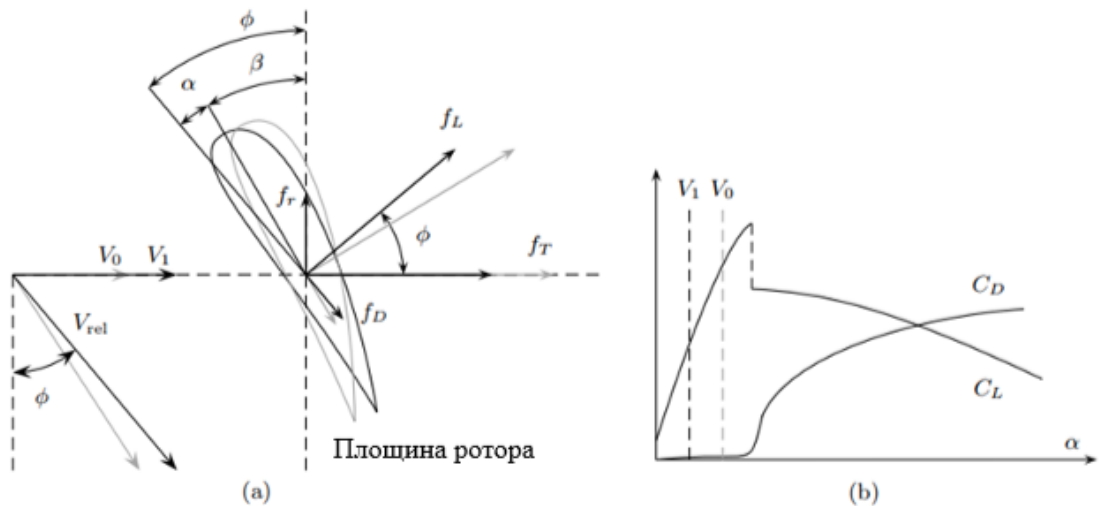
На рисунку 2.4 показано цей метод. У верхній частині рисунка сили, що діють на елемент лопаті, який зазнає впливу двох швидкостей вітру V_0 та $V_1 > V_0$, позначені сірими та чорними векторами відповідно.

Коли швидкість вітру збільшується від V_0 до V_1 , кут φ , який утворює відносний потік повітря з площиною ротора, збільшується. У відповідь на це контролер збільшує кут атаки β , щоб зменшити нахил α .

У результаті коефіцієнт підйомної сили C_L та коефіцієнт опору C_D знижуються, а не зростають. Вважається, що контролер регулює підйомну силу f_L , щоб зберегти силу f_r у площині ротора постійною.

На рисунку видно, що на відміну від пасивного зриву, коли швидкість вітру збільшується, сила тяги f_T зменшується.

Оскільки сили тяги створюють аеродинамічне навантаження на конструкцію, це є суттєвою перевагою даного методу. Однак його недоліком є те, що регулювання кута атаки за принципом "по перу" вимагає значних зусиль в управлінні, оскільки для компенсації коливань сили вітру необхідні значні зміни кута атаки.



а) сили, що діють на елемент лопаті, б) коефіцієнти опору та підйомної сили

Рисунок 2.4 – Стратегія «pitch-to-feather» для обмеження потужності

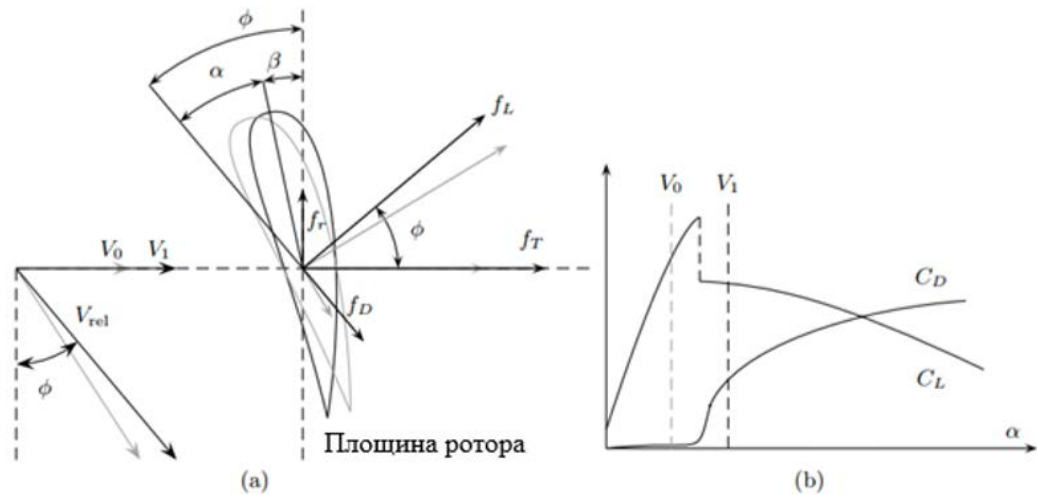
Обмеження потужності за методом «pitch-to-stall»

Альтернативою методу «pitch-to-feather» є метод «pitch-to-stall». У цьому випадку кут атаки регулюється у зворотному напрямку. На практиці кут атаки зменшується для того, щоб збільшити кут нахилу, а не зменшити його при зростанні швидкості вітру. Тобто кут атаки регулюється для активного викликання зриву при перевищенні номінальної швидкості вітру. Завдяки гнучкості керування цей метод має кращі характеристики регулювання, ніж пасивне зривання.

На рисунку 2.5 показано цей метод. У верхній частині рисунка зображені сили, що діють на елемент лопаті, який зазнає осьових швидкостей вітру V_0 (сірий) та V_1 (чорний), причому $V_1 > V_0$. Кут ϕ збільшується зі швидкістю вітру. У результаті кут нахилу α має тенденцію до збільшення. У режимі «pitch-to-stall» кут атаки β зменшується, щоб ще більше збільшити кут нахилу, тим самим підсилюючи зрив. Підймальна сила падає, а сила опору різко зростає. Сукупність цих сил призводить до того, що сила у площині ротора залишається сталою, що дозволяє підтримувати аеродинамічну потужність на номінальному рівні.

Недоліком цього методу, як і всіх методів, заснованих на зриванні, є те, що сила тяги різко зростає, коли турбіна входить у зрив. Це призводить до значних аеродинамічних навантажень. Основною привабливою особливістю цього методу

є те, що для регулювання потужності потрібне порівняно невелике зусилля керування. Слід зазначити, що більше не потрібно, щоб стратегія регулювання проходила точно через точку перетину гіперболи номінальної потужності та фронту зриву. Це, у принципі, дає більшу свободу під час проектування передавального відношення.



а) сили, що діють на елемент лопаті, б) коефіцієнти опору та підйомної сили

Рисунок 2.5 – Стратегія «pitch-to-stall» для обмеження потужності

Використання вітрогенератора зі змінною швидкістю як альтернативи вітрогенератору з фіксованою швидкістю стало популярним у комерційних вітрогенераторах, особливо для експлуатації при низьких швидкостях вітру. Перевагою вітрогенератора зі змінною швидкістю є більше отримання енергії, зменшення динамічних навантажень і покращення якості електроенергії. Оскільки на сьогодні вітроенергетика досягла великих коефіцієнтів проникнення, вимоги до покращення якості електроенергії дали вирішальний поштовх до використання схем зі змінною швидкістю.

Максимальна ефективність перетворення досягається при $\beta = \beta_0$ і $\lambda = \lambda_0$. Тому для максимального отримання енергії нижче номінальної потужності кут атаки та відношення швидкості обертання кінчика лопаті повинні підтримуватися постійними при цих значеннях.

Зокрема, умова $\lambda = \lambda_0$ означає, що швидкість обертання ротора повинна змінюватися пропорційно швидкості вітру:

$$\Omega_{r0} = \frac{\lambda_0 V}{R} \quad (2.1)$$

Як відомо, режим роботи зі змінною швидкістю потребує відокремлення швидкості обертання від частоти мережі. Відповідне керування відповідними електронними перетворювачами призводить до паралельного зсуву характеристики крутного моменту генератора в бік високих або низьких швидкостей. Таким чином, турбіна може керуватися для роботи в різних точках.

При низькій швидкості вітру вітрогенератори зі змінною швидкістю керуються так, щоб більш-менш точно відстежувати цей локус C_{pmax} . Таким чином, стратегії керування змінною швидкістю суттєво різняться за способом обмеження потужності вище номінальної швидкості вітру. Для вітрогенератора зі змінною швидкістю та фіксованим кутом атаки існує в основному два підходи, засновані відповідно на пасивному та підтримуваному швидкістю зриві.

2.1.3 Змінна швидкість з пасивним регулюванням зриву

Ця стратегія керування визначається точками $AEDG$ на рисунку 2.6. Як видно, вітрогенератор працює у двох різних режимах у всій своїй робочій області. В області низької швидкості вітру, тобто між V_{min} і V_E , вітрогенератор запрограмований на роботу за квадратичною кривою AE . Тобто стратегія керування збігається з локусом C_{pmax} . Очевидно, що в цій області вітрогенератор працює зі змінною швидкістю. Для швидкості вітру вище V_E робоча точка турбіни переміщується по відрітку ED . Тобто турбіна працює на фіксованій швидкості в цій області швидкості вітру, отже працює як вітрогенератор із фіксованою швидкістю та фіксованим кутом атаки. У результаті потужність обмежується пасивним зривом, як описано на рисунку 2.2. Тут знову існує суперпозиція робочих точок до і після зриву на відрітку GD . Зверніть увагу, що характеристика крутного моменту генератора, яка містить відрізок ED , проходить через точку перетину гіперболи номінальної потужності та фронту зриву. Це робиться для того, щоб захопити якомога більше енергії без перевантаження.

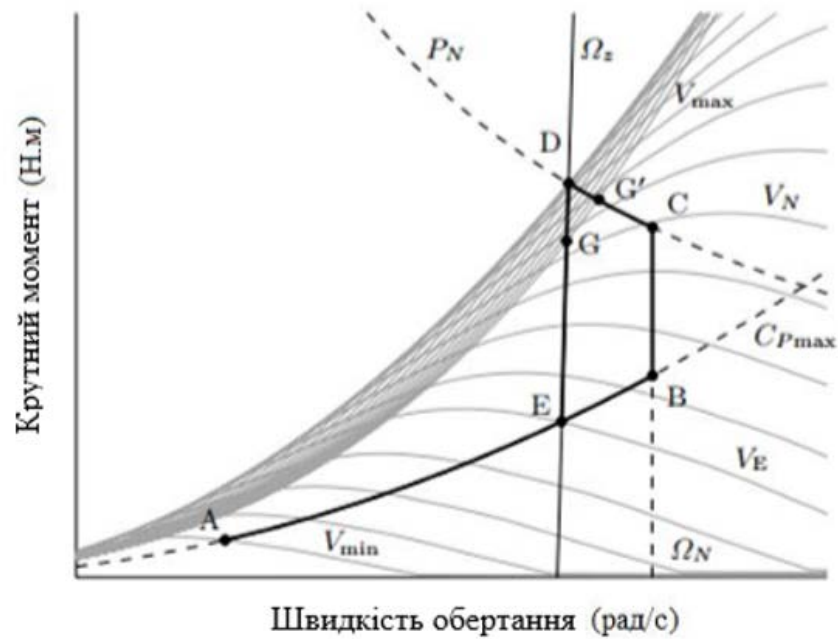
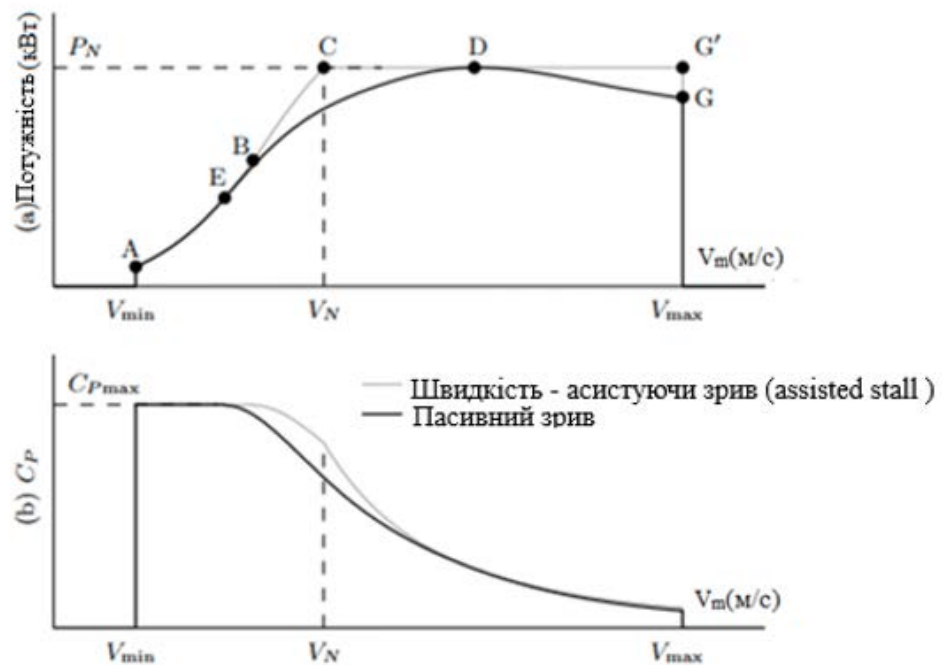


Рисунок 2.6 – Змінна швидкість та фіксований кут атаки (AEDG) та регулювання зриву по швидкості (ABCDG)

На рисунку 2.7 показані властивості отримання потужності цієї стратегії керування.



а) потужність, що вловлюється, б) енергоефективність залежно від швидкості вітру

Рисунок 2.7 – Фіксований кут атаки з пасивним регулюванням зриву (AEDG) та регулюванням зриву по швидкості (ABCDG)

У верхній частині рисунка порівнюються фактична (чорна) та ідеальна (сіра) криві потужності, тоді як у нижній частині показана ефективність перетворення (чорна) залежно від швидкості вітру. Точки A , E , D і G відповідають точкам на рисунку 2.5.

Видно, що реальна крива потужності збігається з ідеальною кривою між V_{min} і V_E . Таким чином, перетворення потужності є максимальним у цьому діапазоні швидкостей. У точці E крива реальної потужності відокремлюється від ідеальної, що призводить до певної втрати уловлюваної потужності.

2.1.4 Змінна швидкість із допоміжним регулюванням зриву

Ця стратегія керування може бути визначена точками ABCDG на рисунку 2.6. Вітрогенератор працює зі змінною швидкістю в усьому робочому діапазоні. Стратегія керування збігається з локусом C_{pmax} від A до B . Уздовж цієї кривої швидкість обертання зростає пропорційно швидкості вітру до досягнення номінальної швидкості Ω_N у точці B . Оскільки Ω_N не може бути перевищена, робоча точка переміщується на відрізок BC у міру збільшення швидкості вітру від $V_{\Omega N}$ до V_N . Тобто робоча швидкість вітрогенератора залишається сталою в цій області швидкості вітру. При швидкості вітру вище номінальної робоча точка переміщується по гіперболі номінальної потужності у напрямку фронту зриву. При швидкості вітру VD стратегія керування досягає фронту зриву, тобто турбіна зупиняється. При ще вищих швидкостях вітру робоча точка рухається назад по гіперболі до відключення у точці G .

Хоча ця стратегія керування може забезпечити максимальне отримання енергії, у неї також з'являються деякі проблеми, пов'язані з перехідними процесами. Проблеми виникають, коли ВЕУ працює в турбулентних умовах навколо своєї номінальної робочої точки (точка C). Наприклад, припустимо, що турбіна працює в точці C , а швидкість вітру різко зростає вище V_N . У результаті аеродинамічна потужність має тенденцію до збільшення. Щоб компенсувати це зростання, робоча точка зміщується ліворуч по гіперболі номінальної потужності, що призводить до зменшення швидкості обертання. Відповідно, частина кінетичної

енергії, накопиченої у роторі, зменшується. Надлишкова енергія передається через трансмісію і надходить у мережу змінного струму. Таким чином, робота поблизу номінальної точки неминуче призводить до небажаних перехідних навантажень і коливань електроенергії, що погіршує її якість. Амплітуда коливань аеродинамічної потужності і, відповідно, перехідних навантажень зменшується в міру наближення робочої точки до фронту зриву.

2.1.5 Змінна швидкість та змінний кут атаки

Стратегії керування зі змінною швидкістю та змінним кутом атаки все ширше застосовуються в комерційних вітрогенераторах. У цій схемі вітрогенератор запрограмований працювати зі змінною швидкістю та фіксованим кутом атаки нижче номінальної швидкості вітру і зі змінним кутом атаки вище номінальної швидкості вітру. Можуть застосовуватися як стратегії «pitch-to-feather», так і «pitch-to-stall».

На рисунку 2.8 показана базова стратегія керування зі змінною швидкістю обертання «pitch-to-feather» на площині «крутний момент – швидкість обертання». При низькій швидкості вітру турбіна працює вздовж локусу C_{pmax} між точками A і B . У точці B швидкість обертання досягає свого верхнього межового значення Ω_N .

Тому швидкість обертання регулюється на цьому значенні на відрізку BC у міру збільшення швидкості вітру від $V_{\Omega N}$ до V_N . При швидкості вітру вище номінальної кут поздовжнього нахилу регулюється для підтримання роботи турбіни в точці C . Зверніть увагу, що відрізок BC опускається в точку C , коли перетин гіперболи номінальної потужності та параболи максимального ККД лежить лівіше від межі швидкості обертання. У цьому випадку робочий локус зводиться до кривої AC .

Робота зі змінною швидкістю збільшує можливість отримання енергії при низькій швидкості вітру, тоді як робота зі змінним кутом атаки дозволяє ефективно регулювати потужність при швидкості вітру, що перевищує номінальну. Крім того, робота зі змінним кроком полегшує перехідні навантаження.

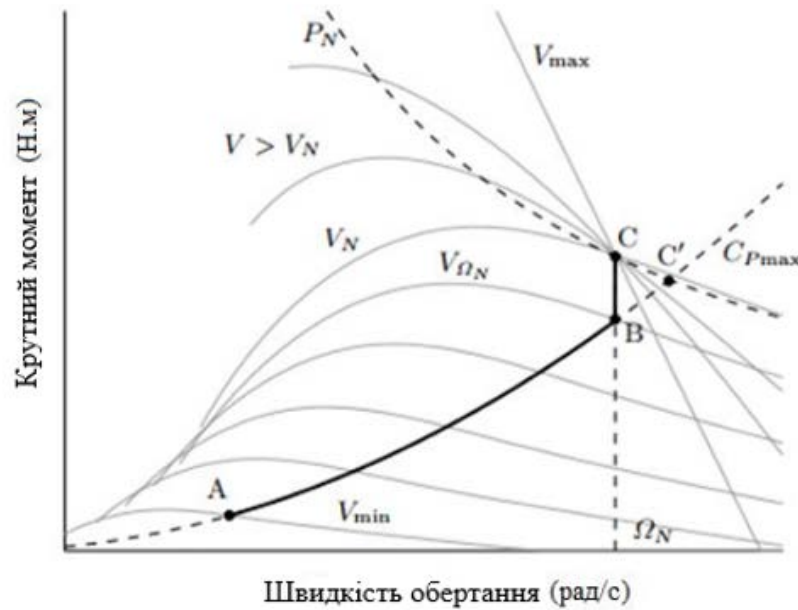


Рисунок 2.8 – Змінна швидкість та змінний кут атаки (pitch-to-feather)

Це є важливою перевагою даної стратегії керування у порівнянні зі змінною швидкістю та фіксованим кутом атаки, особливо для великомасштабних вітрових турбін. Більше того, одночасне керування кутом атаки і швидкістю вище номінальної швидкості вітру забезпечує важливі переваги для динамічних характеристик вітрогенератора в умовах сильного вітру.

2.2 Моделювання системи вітрогенератора

Проведемо моделювання системи вітрогенератора, для цього спочатку моделюються підсистеми, а потім моделі підсистем об'єднуються у велику модель системи. На наступному рисунку представлена блок-схема моделювання системи вітрогенератора.

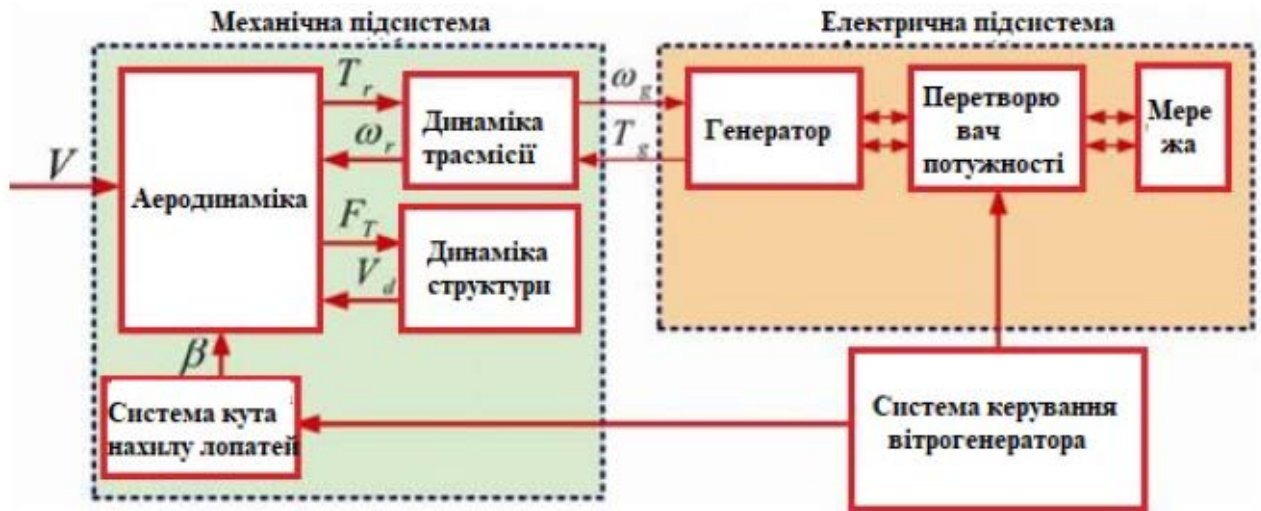


Рисунок 2.9 – Блок – схема моделювання системи вітрогенератора

На схемі позначено: V – швидкість вітру, м/с; T_r – механічний момент ротора, Нм; ω_r – кутова швидкість ротора, рад/с; F_T – сила тяги, Н; V_d – швидкість осьового обертання ротора, м/с; ω_g – кутова швидкість вала генератора, рад/с; T_g – механічний момент генератора, Вт; β – кут нахилу лопатей, град

2.3 Моделювання аеродинамічної вітротурбіни

Кінетична енергія E (Дж) повітряної маси m (кг), що рухається зі швидкістю V (м/с), визначається за таким рівнянням:

$$E = \frac{1}{2} m V^2 \quad (2.2)$$

де $m = \rho v S \Delta t$; S – площа, що захоплюється лопатями ротора, м²

Рекуперація потужності визначаються за формулою:

$$P_m = 0.5 \rho \pi R^2 V_w^3 C_p(\lambda_t, \beta) \quad (2.3)$$

де P_m – отримана механічна потужність турбіни, Вт; V_w – швидкість вітру, м/с; C_p – коефіцієнт використання енергії вітру; R – радіус ротора, м; ρ – щільність повітря, кг/м³; λ_t – коефіцієнт крутного моменту; Ω – кутова швидкість вала турбіни, рад/с; β – кут нахилу лопатей, град.

$$\lambda_t = \frac{\Omega \cdot R}{V_w}$$

Рівняння (2.3) у системі відносних одиниць:

$$P_{m_pu} = k_p C_{p_pu} V_{wind_pu}^3 \quad (2.4)$$

де P_{m_pu} – потужність у системі відносних одиниць для ρ і A ; $C_{p_pu} = C_p / C_{p_max}$; $V_{wind_pu} = V_{wind} / V_{base}$ – бажана швидкість вітру; k_p – отриманий коефіцієнт при $C_{p_pu}=1$ та $V_{wind_pu} = 1$, $k_p < 1$.

Загальне рівняння для коефіцієнта потужності $C_p(\lambda_t, \beta)$, коефіцієнти цього рівняння залежать від параметрів конкретної турбіни [7]:

$$C_p(\lambda_t, \beta) = c_1 (c_2 / \lambda_t - c_3 \beta - c_4) e^{-c_5 / \lambda_t} + c_6 \lambda_t \quad (2.5)$$

де

$$\frac{1}{\lambda_t} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (2.6)$$

На наступному рисунку представлено, як коефіцієнт C_p залежить від λ_t з кожним β , коефіцієнти з c_1 до c_6 :

$$c_1 = 0,5176; c_2 = 116; c_3 = 0,4; c_4 = 5; c_5 = 21; c_6 = 0,0068.$$

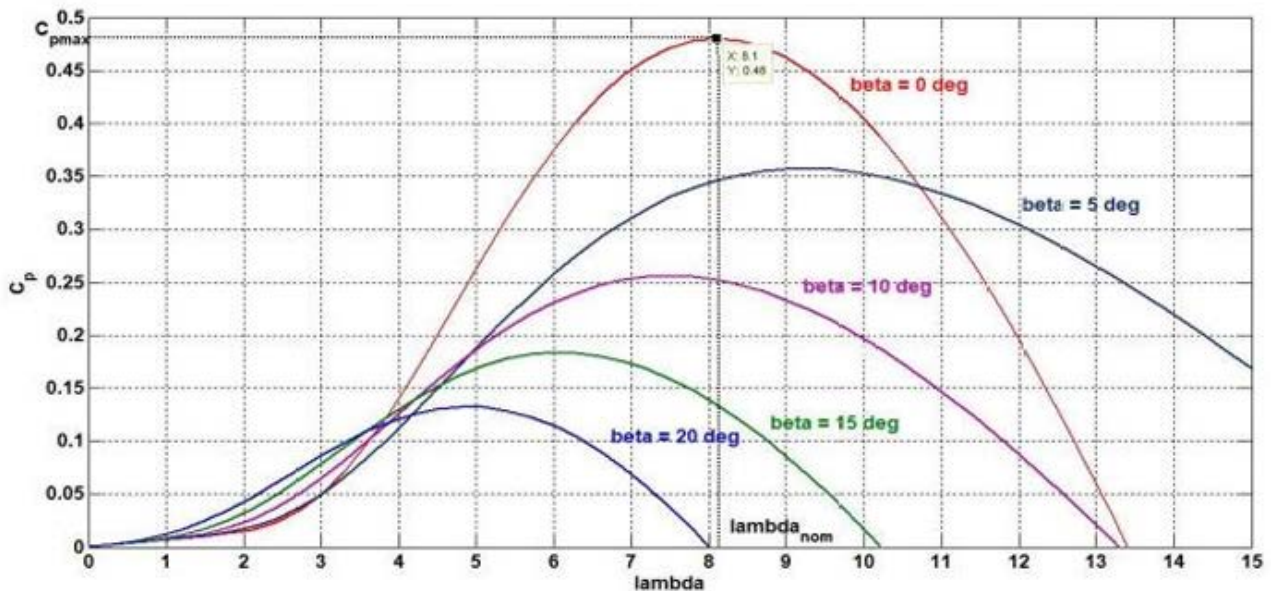


Рисунок 2.10 – Залежність коефіцієнту C_p від β

Максимальне значення C_p дорівнює 0,48 при $\beta = 0$, $\lambda_t = 8.1$, це значення λ_t

називають номінальною вартістю (nominal value) $\lambda_{t \text{ nom}}$

2.3.1 Відстеження точки максимальної потужності

Алгоритм відстеження точки максимальної потужності необхідний для вітрогенератора, щоб отримати максимально можливу потужність від вітру, яка динамічно залежить від швидкості вітру. Залежно від швидкості вітру існує певна швидкість генератора, який витягує максимальну потужність. При перевищенні певної швидкості генератора, отримана потужність буде різко знижена. Таким чином, алгоритм відстеження точки максимальної потужності використовується для відстеження питомої швидкості та вилучення максимальної потужності з вітру у вітрової турбіни зі змінною швидкістю.

Потужність турбіни отримується зі швидкості вітру за співвідношенням (2.3):

На рисунку 2.11 показана залежність між механічною потужністю та швидкістю обертання турбіни для різних швидкостей вітру:

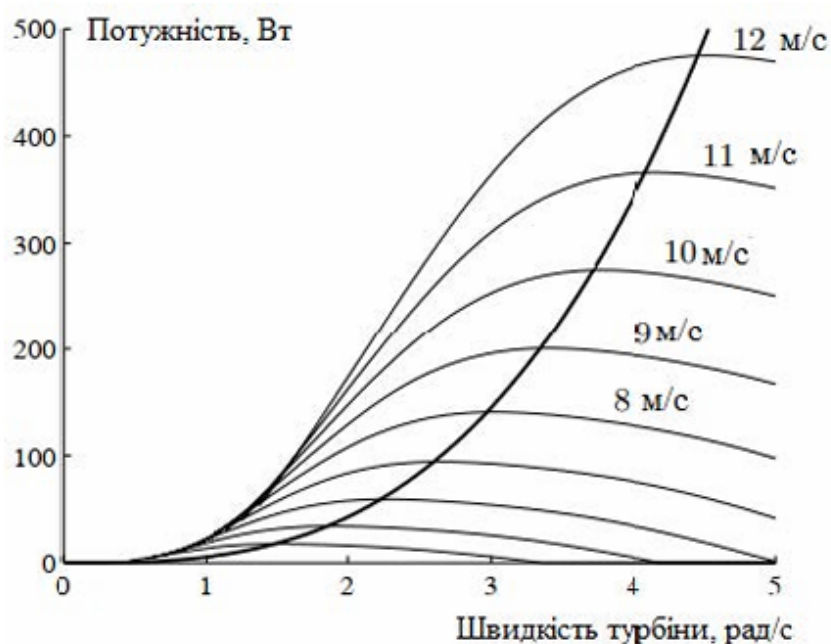


Рисунок 2.11 – Залежність потужності від швидкості турбіни

2.3.2 Моделювання механічної підсистеми

Горизонтально-осьова вітрова турбіна є складною механічною системою, що складається із взаємодіючих пристроїв з певною ступенем гнучкості. Як і будь-яка

гнучка конструкція, вітрова турбіна має множинні режими коливань. Тому необхідне ретельне проектування вітрової турбіни та контролера.

У механічній моделі акцент робиться лише на ті частини динамічної структури вітрової турбіни, які роблять внесок у взаємодію з мережею. Тому в першу чергу розглядається лише приводна передача, оскільки ця частина вітрової турбіни має найбільш значний вплив на коливання потужності. На рисунку 2.12 показано механічну модель приводної передачі.

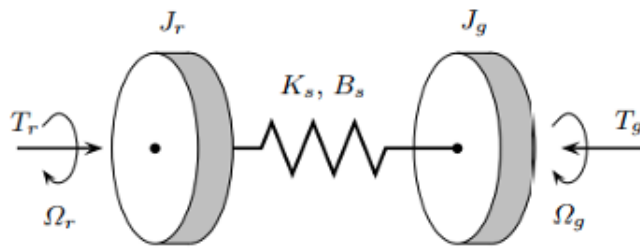


Рисунок 2.12 – Механічна модель приводної передачі

В основному, це модель двох мас, з'єднаних гнучким низькошвидкісним валом, що характеризується жорсткістю K_s та демпфуванням B_s . Дві маси відповідають великій інерції J_r ротора турбіни, яка представляє лопаті та маточину (ступицю), і малій інерції J_g , яка представляє індукційний генератор.

2.4 Математична модель електричної частини

2.4.1 Математична модель синхронного генератора із постійними магнітами

У синхронному генераторі з постійними магнітами завжди існує фіксований магнітний потік завдяки системі постійних магнітів, які рівномірно встановлені на поверхні ротора, тому потік ротора завжди має чітку поляризацію та орієнтацію. Тому була досліджена модель генератора у системі координат обертання dq з напрямком дійсної осі d , що збігається з віссю потоку. Система координат обертається навколо початку координат з кутовою швидкістю ω , яка є механічною швидкістю ротора і також збігається з кутовою швидкістю ω_s .

У трифазних машинах змінного струму у всіх нас є три синусоїдальні струми з однаковою амплітудою, частотою та різницею фаз, що протікають у статорі через три полюси, відповідні фазам u, v, w . Назвіть ці три струми i_{su}, i_{sv}, i_{sw} .

Ці три струми задовольняють рівнянню

$$i_{su}(t) + i_{sv}(t) + i_{sw}(t) = 0 \quad (2.7)$$

На механічній площині (поперечному перерізі) машини встановлюємо комплексну систему координат з дійсною віссю, що проходить через обмотку u -фази. У цій системі координат просторовий вектор струму статора визначається наступним чином:

$$\underline{i}_s = \frac{2}{3} [i_{su}(t) + i_{sv}(t)e^{j120^\circ} + i_{sw}(t)e^{j240^\circ}] = |\underline{i}_s| e^{j\omega_s t} \quad (2.8)$$

де $\underline{i}_s(t)$ - це вектор постійного модуля, що обертається у комплексній (механічній) площині з кутовою швидкістю $\omega_s = 2\pi f_s$ і складає з дійсною віссю фазовий кут $\gamma = \omega_s t$, де f_s - частота статорного кола.

Струм кожної фази є проєкцією відповідного вектора струму статора на вісь відповідної фазової обмотки. Для інших величин статора машини, таких як напруга статора, потік статора, можна побудувати відповідні просторові вектори, як і для струмів статора, згаданих вище. Загалом, будь-яка статорна величина x визначає просторовий вектор наступним чином:

$$\underline{x}_s = \frac{2}{3} [x_{su} + x_{sv}(t)e^{j120^\circ} + x_{sw}e^{j240^\circ}] = |\underline{x}_s| e^{j\omega_s t} \quad (2.9)$$

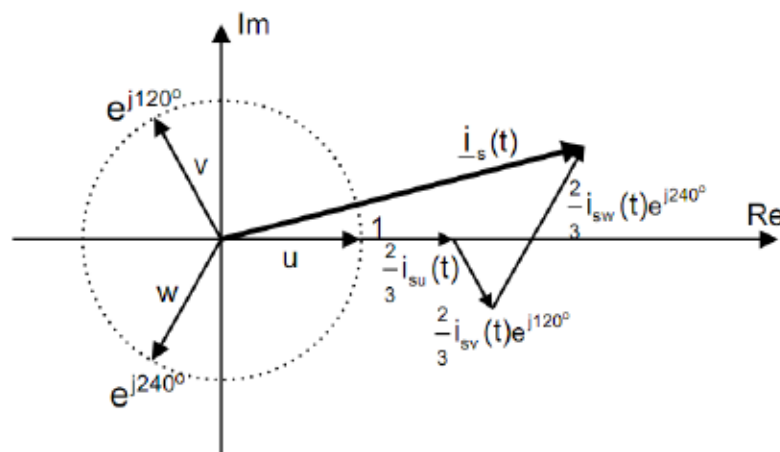


Рисунок 2.12 – Просторовий вектор струму статора із фазових величин

Назвемо зазначену вище комплексну систему координат системою координат $\alpha\beta$ з віссю α , що збігається з віссю обмотки фази u . Це фіксована система координат статора. Компоненти вектора струму статора на двох осях координат $i_{s\alpha}$ та $i_{s\beta}$ визначаються з трьох фазних струмів за формулою (2.10). Навпаки, фазні струми статора машини визначаються зі складових струму за формулою (2.11).

$$\begin{cases} i_{s\alpha} = i_{su} \\ i_{s\beta} = \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{su} + 2i_{sv}) \end{cases} \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} i_{su} = i_{s\alpha} \\ i_{sv} = 0,5(-i_{s\alpha} + \sqrt{3}i_{s\beta}) \\ i_{sw} = -0,5(i_{s\alpha} + \sqrt{3}i_{s\beta}) \end{cases} \quad (2.11)$$

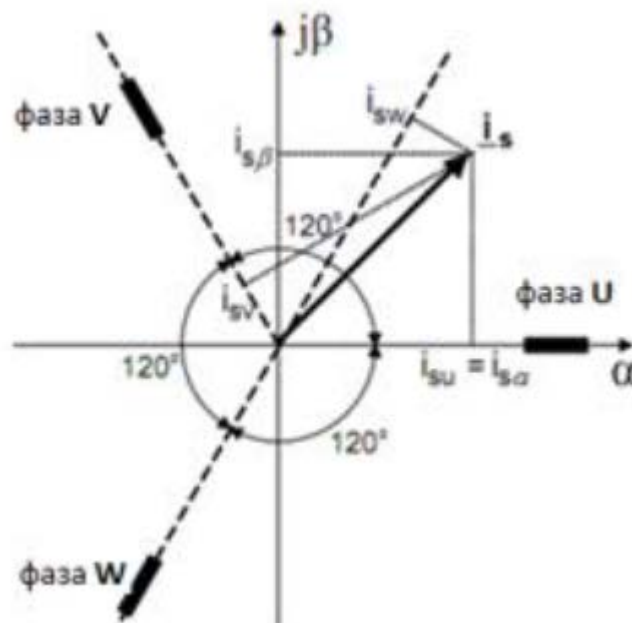


Рисунок 2.13 – Струм статора у вигляді просторового вектора у системі координат $\alpha\beta$

Для синхронної машини з постійними магнітами побудуємо систему координат dq , в якій напрямок дійсної осі d збігається з віссю полярного потоку, а початок координат збігається з початком системи.

Ця система координат обертається навколо початку координат з кутовою

швидкістю ω , яка є механічною швидкістю ротора, яка також є швидкістю ω_s :

$$\begin{cases} i_s^s = i_{s\alpha} + j i_{s\beta} \\ i_s^f = i_{sd} + j i_{sq} \end{cases} \quad (2.12)$$

де i_{sd} , i_{sq} - це дві компоненти вектора струму статора $i_s(t)$ на двох осях координат d , q .

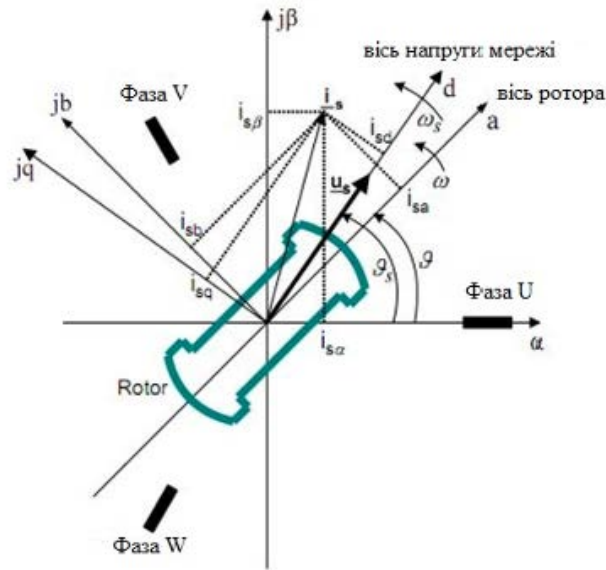


Рисунок 2.14 – Вектор струму статора на системі координат, $\alpha\beta$ та dq

2.4.2 Модель безперервного стану

Рівняння напруги статора на системі обмоток статора:

$$u_s^s = R_s i_s^s + \frac{d\psi_s^s}{dt} \quad (2.13)$$

Перетворення в синхронну систему координат магнітного потоку:

$$u_s = R_s i_s + \frac{d\psi_s}{dt} + j\omega_s \psi_s \quad (2.14)$$

Рівняння потоку статора:

$$\psi_s = L_s i_s + \psi_p \quad (2.15)$$

де ψ_p - це вектор полярного потоку. Вісь d у системі координат збігається з віссю полярного потоку, тому компонента на осі q дорівнює нулю $\varphi_{pq} = 0$:

$$\psi_p = \psi_{pd} + j\psi_{pq} = \lambda \quad (2.16)$$

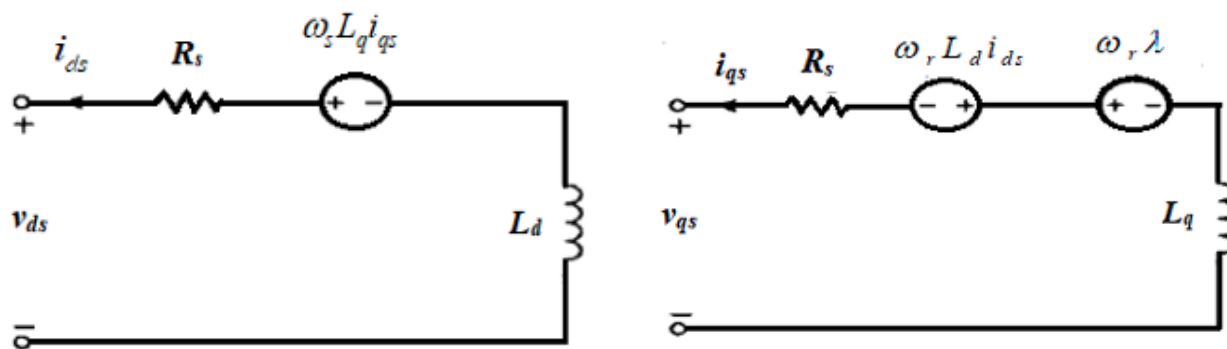
Рівняння компонентів потоку статора:

$$\begin{aligned} \psi_{sq} &= L_{sq} i_{sq} \\ \psi_{sd} &= L_{sd} i_{sd} + \lambda \end{aligned} \quad (2.17)$$

Комбінація рівнянь (2.13) і (2.16):

$$\begin{aligned} u_{sd} &= R_s i_{sd} + L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_s L_{sq} i_{sq} \\ u_{sq} &= R_s i_{sq} + L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_s L_{sd} i_{sd} + \omega_s \hat{\lambda} \end{aligned} \quad (2.18)$$

Спрощена модель PMSG із віссю dq у синхронній системі відліку ротор-поле показана на рисунку 2.15



а) вісь d ; б) вісь q

Рисунок 2.15 – Еквівалентний ланцюг PMSG у синхронному режимі по осі

Рівняння загального моменту:

$$m_M = \frac{3}{2} Z_p (\psi_s \times i_s) \quad (2.19)$$

де Z_p – це кількість полюсів.

$$m_M = \frac{3}{2} Z_p (\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}) \quad (2.20)$$

$$m_M = \frac{3}{2} z_p [\lambda i_{sq} + i_{sd} i_{sq} (L_{sd} - L_{sq})] \quad (2.21)$$

Крутний момент синхронної машини з постійним магнітом складається з 2 компонентів: основної складової λi_{sd} та складової опору.

При побудові системи управління необхідно керувати вектором струму статора так, щоб він був перпендикулярний осі магнітного потоку полюса, тому складова струму i_{sd} буде дорівнювати нулю, і отримаємо наступне рівняння крутного моменту:

$$m_M = \frac{3}{2} z_p \lambda i_{sd} \quad (2.22)$$

$$\begin{aligned} \frac{di_{sd}}{dt} &= -\frac{1}{T_{sd}} i_{sd} + \omega_s \frac{L_{sq}}{L_{sd}} i_{sq} + \frac{1}{L_{sd}} u_{sd} \\ \frac{di_{sq}}{dt} &= -\omega_s \frac{L_{sd}}{L_{sq}} i_{sd} - \frac{1}{T_{sq}} i_{sq} + \frac{1}{L_{sq}} u_{sq} - \omega_s \frac{\lambda}{L_{sq}} \end{aligned} \quad (2.23)$$

У вигляді моделі безперервного стану:

$$\frac{di_s}{dt} = A i_s + B u_s + N i_s \omega_s + S \psi_p \omega_s \quad (2.24)$$

де

$$A = \begin{pmatrix} -\frac{1}{T_{sd}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_{sq}} \end{pmatrix}; B = \begin{pmatrix} \frac{1}{L_{sd}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_{sq}} \end{pmatrix}; N = \begin{pmatrix} 0 & \frac{L_{sq}}{L_{sd}} \\ -\frac{L_{sd}}{L_{sq}} & 0 \end{pmatrix}; S = \begin{pmatrix} 0 \\ -\frac{1}{L_{sq}} \end{pmatrix}$$

L_{sd}, L_{sq} - індуктивність d, q статора; i_{sd}, i_{sq} - це струм d, q статора; λ - магнітний потік; ω_s - це кутова частота кола статора; R_s - опір статора

$$T_{sd} = \frac{L_{sd}}{R_s}, T_{sq} = \frac{L_{sq}}{R_s}$$

Рівняння балансу енергії:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_e - T_m - B\omega$$

де J - це момент інерції; B - це коефіцієнт тертя; T_m - це механічний момент; ω - це швидкість ротора генератора.

2.4.3 Математична модель асинхронного генератора (DFIG)

Конструкція асинхронного генератора DFIG включає в себе дві основні частини - статор і ротор. Крім того, є й інші частини, такі як корпус, кришка та вал.

Статор виконує функцію генерування 3-фазної змінної напруги шляхом зміни магнітного потоку під час обертання ротора. Основними компонентами статора є сердечник статора, обмотки статора, вивід, корпус та кришка.

Ротор виконує функцію генерування магнітного поля, також обертається для генерування електрорушійної сили в обмотках статора. Основними компонентами є сталевий сердечник ротора, обмотка ротора.

При подачі струму збудження на обмотку ротора генератора з'являється однорідне магнітне поле. При обертанні пропелера вітром, ротор обертається, потім однорідне магнітне поле охоплює обмотку статора, і на дроті статора з'являється індукційна електрорушійна сила.

При підключенні обмотки статора до навантаження або підключенні до мережі, в обмотці статора з'явиться струм. Амплітуда напруги статора залежить від величини струму збудження. Частота напруги статора залежить від швидкості обертання ротора.

Рівняння напруги статора:

$$u_s^s = R_s i_s^s + \frac{d\psi_s^s}{dt} \quad (2.25)$$

Рівняння напруги ротора:

$$u_r^r = R_r i_r^r + \frac{d\psi_r^r}{dt} \quad (2.26)$$

Рівняння вектора потоку:

(2.27)

$$\begin{cases} \psi_s = i_s L_s + i_r L_m \\ \psi_r = i_s L_m + i_r L_r \end{cases} \quad (2.27)$$

Рівняння моменту:

$$m_M = \frac{3}{2} z_p (\psi_s \times i_s) = -\frac{3}{2} z_p (\psi_r \times i_r) \quad (2.28)$$

Рівняння напруги статора та ротора в dq -координаті, що обертається швидкістю ω_s :

$$\begin{cases} u_s = R_s i_s + \frac{d\psi_s}{dt} + j\omega_s \psi_s \\ u_r = R_r i_r + \frac{d\psi_r}{dt} + j\omega_r \psi_r \end{cases} \quad (2.29)$$

де $\omega_s = \omega + \omega_r$

2.5 Моделювання підсистеми керування кутом атаки

Управління кутом атаки зазвичай є кращим у середніх та великих вітрогенераторах. Перші контролери вітрогенераторів покладалися на поступову зміну кута атаки. Привід складався з противаг, що забезпечували обертання лопатей навколо їхніх поздовжніх осей. У міру збільшення розмірів турбіни ці рудиментарні механізми були замінені гідравлічними або електромеханічними пристроями. Вища гнучкість цих пристроїв дозволила реалізувати ефективні та надійні стратегії управління для обмеження потужності чи швидкості.

Привід кута атаки являє собою нелінійний сервопривід, який зазвичай обертає всі лопаті - або їхню частину - в один момент. У замкненому циклі привід кута атаки може бути змодельований як динамічна система першого порядку з насиченням амплітуди та похідної вихідного сигналу. На рисунку 2.16 показана блок-схема моделі приводу першого порядку. Динамічний рух приводу кута атаки, що працює в лінійній області, описується диференціальним рівнянням 2.30.

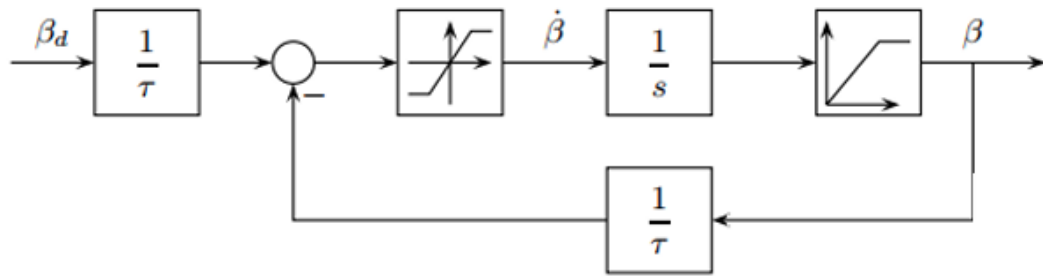


Рисунок 2.16 – Модель приводу кута атаки

$$\dot{\beta} = -\frac{1}{\tau}\beta + \frac{1}{\tau}\beta_d \quad (2.30)$$

де β і β_d - це фактичний і бажаний кут атаки, відповідно.

Зазвичай β знаходиться в діапазоні від -2° до 30° і змінюється з максимальною швидкістю $\pm 10^\circ/\text{с}$.

Регулювання потужності може вимагати швидкої та великої корекції кута атаки. Таким чином, обмеження на швидкість зміни та амплітуду кута атаки мають великий вплив на характеристики регулювання потужності. Для зниження ризику втомних пошкоджень ці межі не повинні досягатися під час нормальної роботи турбіни.

Висновки до розділу:

У цьому розділі були проаналізовані, методи керування вітрогенератором на основі яких можна стверджувати, що регулювання кута атаки є важливим рішенням для ефективної роботи вітрогенератора в умовах високої швидкості вітру.

Вітрогенератор з фіксованою швидкістю та фіксованим кутом атаки (*FS-FP*) є конфігурацією, де покращити ефективність за допомогою активного керування неможливо. У цій конструкції електрогенератор турбіни безпосередньо з'єднаний з електромережею, внаслідок чого частота обертання електрогенератора фіксується залежно від частоти електромережі й визначає швидкість обертання. Такі турбіни регулюються за допомогою пасивних методів зриву при високих швидкостях вітру. Вибір передавального числа редуктора стає важливим для такого пасивного

регулювання, оскільки він гарантує, що номінальна потужність не буде перевищена.

Вітрогенератор з фіксованою швидкістю та змінним кутом атаки (*FS-VP*) працює при фіксованому куті атаки при швидкості вітру нижче номінальної та постійно регулює кут при швидкості вітру, що перевищує номінальну. Для пояснення: робота з фіксованою швидкістю означає максимальну вихідну потужність при одній швидкості вітру. Для обмеження потужності в цій конфігурації можуть застосовуватися обидва методи керування — «pitch-to-feather» та «pitch-to-stall».

Вітрогенератор зі змінною швидкістю та фіксованим кутом атаки (*VS-FP*) постійно регулює швидкість ротора відповідно до зміни швидкості вітру за допомогою силової електроніки, що керує синхронною швидкістю електрогенератора. Цей тип керування передбачає, що електрогенератор підключений до мережі, так що ротор електрогенератора і приводний механізм можуть обертатися незалежно від частоти мережі.

Вітрогенератор зі змінною швидкістю та змінним кутом атаки *VS-VP* є похідною від *VS-FP* та *FS-VP*. При роботі нижче номінальної швидкості вітру змінна швидкість і фіксований кут атаки використовуються для максимального отримання енергії та підвищення якості електроенергії. При роботі вище номінальної швидкості вітру фіксована швидкість і змінний кут атаки дозволяють ефективно регулювати потужність на рівні номінальної.

Проведено моделювання системи вітрогенератора, який складається з основних підсистем, таких як механічна підсистема, аеродинамічна вітротурбіна, електрогенератор та підсистеми управління кутом атаки.

РОЗДІЛ 3

ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ

3.1 Розробка управління струму генератора

Одним із різновидів регуляторів є пропорційно-інтегрально-диференціальний (ПІД) регулятор, який формує керуючий сигнал, що є сумою трьох складових: пропорційної, інтегральної та диференційної. На рисунку 3.1 представлена блок-схема ПІД-регулятора.

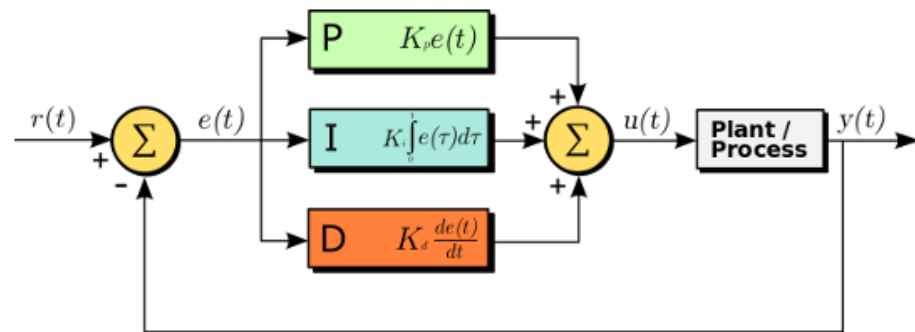


Рисунок 3.1 – Блок схема ПІД-регулятора

де $e(t)$ — помилка розбалансування (розбіжності), а також:

$$P = K_p * e(t) \text{ - пропорційна;}$$

$$I = K_i * \int_0^t e(\tau) d\tau \text{ - інтегральна;}$$

$$D = K_d * \frac{de(t)}{dt} \text{ - диференціальна}$$

складові закону керування, який у підсумковому вигляді описується такими формулами:

$$e(t) = r(t) - y(t) \tag{3.1}$$

$$u(t) = P + I + D = K_p * e(t) + K_i * \int_0^t e(\tau) d\tau + K_d * \frac{de(t)}{dt} \tag{3.2}$$

Якість системи залежить від параметрів K_p , K_i , K_d . Для отримання бажаної якості системи необхідно аналізувати об'єкт і на цій основі вибирати відповідні параметри. Наразі існує досить багато методів для визначення параметрів ПІД-

регулятора, таких як:

- метод Ціглера–Ніколса.
- метод Чієна–Хронеса–Ресвіка.
- метод Т-суми Куна.
- метод оптимізації величини та метод оптимізації симетрії.
- метод оптимізації помилки відстеження.

У будь-якому разі не обов'язково визначати всі три параметри. Наприклад, коли сам об'єкт має інтегральну складову, то в контролері нам не потрібно додавати інтегральну складову, тобто можна просто використовувати ПД-контролер (PD). І коли сигнал у системі змінюється повільно, а сам регулятор не повинен дуже швидко реагувати на зміни статичного зміщення, ми можемо використовувати ПІ-регулятор (PI).

Таким чином, залежно від ситуації можуть застосовуватися П-, ПД-, ПІ- та ПІД-регулятори, але основним законом керування здебільшого є пропорційний (хоча в деяких специфічних задачах можуть використовуватися виключно лише ланки диференціаторів та інтеграторів).

3.2 ПІ-регулювання для керування струмом генератора

За формулою (2.18), напруга u на осі d і q для синхронного генератора з постійними магнітами можуть бути записані в часовій області як:

$$V_{sd} = RI_{sd} + L_{sd} \frac{dI_{sd}}{dt} - \omega L_{sq} I_{sq} \quad (3.3)$$

$$V_{sq} = RI_{sq} + L_{sq} \frac{dI_{sq}}{dt} + \omega(L_{sd} I_{sd} + \lambda) \quad (3.4)$$

Використовуючи перетворення Лапласа для цих рівнянь, ми отримуємо еквівалент у частотній області у вигляді:

$$V_{sd}(s) = (R_s + sL_{sd})I_{sd}(s) - \omega L_{sq} I_{sq}(s) \quad (3.5)$$

$$V_{sq}(s) = (R_s + sL_{sq})I_{sq}(s) + \omega(L_{sd}I_{sd}(s) + \lambda) \quad (3.6)$$

Таким чином, машина може бути представлена наступною передавальною функцією:

$$G_d(s) = \frac{1}{R_s + L_{sd}s} \quad (3.7)$$

$$G_q(s) = \frac{1}{R_s + L_{sq}s} \quad (3.8)$$

ПІ-регулятор використовується для встановлення завдання струму по осі d на нуль. У системі існує час затримки датчика та час затримки обчислень. Тому вводимо часову затримку першого порядку. На рисунках 3.2 і 3.3 представлена блок-схема керування струмом по осях d і q :

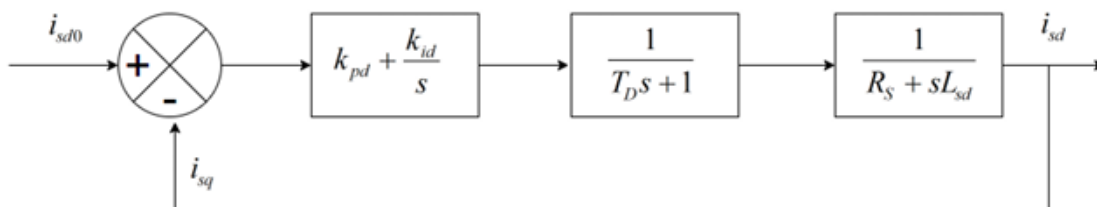


Рисунок 3.2 – Блок-схема керування струмом i_{sd}

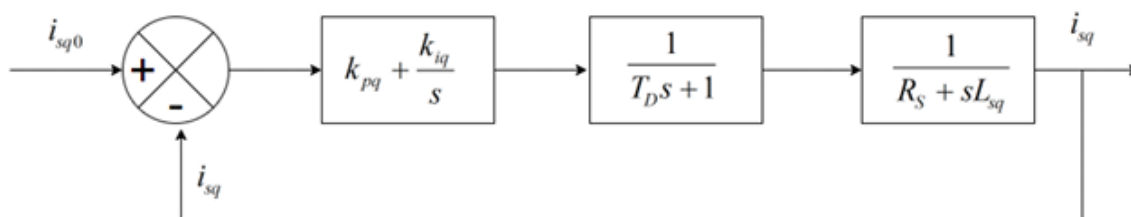


Рисунок 3.3 – Блок-схема керування струмом i_{sq}

Розрахуємо параметри регулювання ПІ струмом i_{sd} , передавальна функція відкритого циклу задається наступним чином:

$$G_0(s) = \left(k_{pd} + \frac{k_{id}}{s}\right) \cdot \frac{1}{1 + sT_D} \cdot \frac{1}{R_s + sL_{sd}} \quad (3.9)$$

Припустимо:

$$K_{ip} = \frac{k_{id}}{k_{pd}} = \frac{R_s}{L_{sd}}$$

то

$$G_0(s) = (k_{pd} + \frac{k_{ip}K_{ip}}{s}) \cdot \frac{1}{1+sT_D} \cdot \frac{1}{R_s+sL_{sd}} = \frac{k_p}{T_D L_{sd}} \cdot \frac{1}{s(s+\frac{1}{T_D})} \quad (3.10)$$

Якщо

$$K = \frac{k_p}{T_D L_{sd}}$$

то

$$G_0(s) = \frac{K}{s(s+\frac{1}{T_D})} \quad (3.11)$$

Передавальна функція замкнутого циклу $G_{sd}(s)$ задається наступним чином:

$$G_{sd}(s) = \frac{G_{0d}(s)}{1+G_{0d}(s)} = \frac{K}{s^2 + \frac{1}{T_D}s + K} \quad (3.12)$$

Загальне рівняння для системи другого порядку має вигляд:

$$H(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.13)$$

де ζ - коефіцієнт демпфування;

ω_n - власна кутова частота.

За методикою порівняння коефіцієнтів рівнянь (3.12) і (3.13), отримаємо:

$$\omega_{nd} = \sqrt{K} \quad (3.14)$$

$$\zeta = \frac{1}{2T_D\sqrt{K}} \quad (3.15)$$

Вибравши максимальне відсоткове значення перерегулювання

$$\Delta h_{max} = \frac{-\pi\zeta}{e^{\sqrt{1-\zeta^2}}}$$

дорівнює 2%, $T_D = 0.3$ мс, отримаємо $\zeta = 0,78$.

Для розрахунку коефіцієнтів ПІ-регулятора використовуємо параметри синхронного генератора з постійними магнітами:

$$k_{pd}=0,45 ; k_{id}=0,1$$

Застосовуючи так само для струму i_q , отримаємо параметри регулятора:

$$k_{pq}=0,297 ; k_{id}=0,109$$

3.3 Розробка спостерігача крутного моменту

3.3.1 Теорія спостерігача Луенбергера та Калмана

Розглянемо об'єкт у моделі стану:

$$\begin{cases} \frac{d\mathbf{x}}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} \\ \mathbf{y} = \mathbf{C}\mathbf{x} + \mathbf{D}\mathbf{u} \end{cases} \quad (3.16)$$

Основна ідея методу проектування спостерігача (наглядача) Люенбергера полягає в тому, щоб використати систему з моделлю

$$\begin{cases} \frac{d\hat{\mathbf{x}}}{dt} = \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}} + \mathbf{B}\mathbf{u} + \mathbf{L}(\mathbf{y} - \hat{\mathbf{y}} - \mathbf{D}\mathbf{u}) \\ \hat{\mathbf{y}} = \mathbf{C}\hat{\mathbf{x}} \end{cases} \quad (3.17)$$

як спостерігач для отримання наближення $\hat{\mathbf{x}} \approx \mathbf{x}$ принаймні через досить короткий інтервал часу T , тобто для отримання виразу $\|e(t)\|_{\infty} = \|\mathbf{x}(t) - \hat{\mathbf{x}}(t)\|_{\infty} \approx 0$ коли $t \geq T$. На рисунку 3.4 представлена модель спостерігача стану Люенбергера.

Розглянемо шумові сигнали $\mathbf{n}_x(t)$ і $\mathbf{n}_y(t)$, які описані за наступною формулою:

$$\begin{cases} \frac{d\mathbf{x}}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} + \mathbf{n}_x \\ \mathbf{y} = \mathbf{C}\mathbf{x} + \mathbf{D}\mathbf{u} + \mathbf{n}_y \end{cases} \quad (3.18)$$

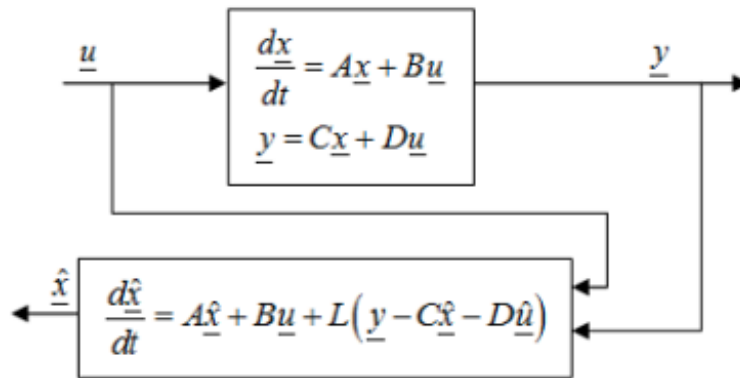


Рисунок 3.4 – Модель спостерігача стану Луєнбергера

Припустимо, шумові сигнали $\underline{n}_x(t)$ і $\underline{n}_y(t)$ характеризуються:

- Вони є ергодичними випадковими сигналами.
- Їхнє очікуване значення дорівнює 0, тобто $m_{\underline{n}_x(t)} = m_{\underline{n}_y(t)} = 0$.
- Їхня спостережувана функція взаємності має форму імпульсу Дірака:

$$\begin{aligned} r_{\underline{n}_x(t)}(\tau) &= M[\underline{n}_x, \underline{n}_x^T] = N_x \delta(\tau) \\ r_{\underline{n}_y(t)}(\tau) &= M[\underline{n}_y, \underline{n}_y^T] = N_y \delta(\tau) \end{aligned} \quad (3.19)$$

де $M[\]$ - позначення, що дозволяє прийняти очікуване значення N_x і N_y за дві постійні матриці.

- Вони не співвідносяться (не корелюють) один з одним, тобто

$$M[\underline{n}_x, \underline{n}_x^T] = M[\underline{n}_y, \underline{x}^T] = M[\underline{n}_x, \underline{x}^T(\tau)] \quad (3.20)$$

– Спостерігачі стану Калмана мають ту ж модель, що й спостерігачі стану Луєнбергера, тобто

$$\frac{dz}{dt} = A\underline{z} + B\underline{u} + L(\underline{y} - C\underline{z} - D\underline{u}) \quad (3.21)$$

Але Калман визначав L за:

$$Q = M[e^T e] = \sum_{i=1}^n M[e_i^2] \rightarrow \min! \quad (3.22)$$

де $\underline{e}(t) = \underline{x}(t) - \underline{z}(t)$

На основі рівнянь (3.20) і (3.22):

$$\frac{d\underline{e}}{dt} = \frac{d(\underline{x} - \underline{\hat{x}})}{dt} = A(\underline{x} - \underline{\hat{x}}) + \underline{n}_x - LC(\underline{x} - \underline{\hat{x}}) - L\underline{n}_y = (A - LC)\underline{e} + \underline{n}_x - L\underline{n}_y \quad (3.23)$$

$$\Rightarrow \underline{e}(t) = e^{(A-LC)t} \underline{e}_0 - \int_0^t e^{(A-LC)(t-\tau)} [\underline{n}_x - L\underline{n}_y] d\tau \quad (3.24)$$

На основі рівнянь (3.9) і (3.7):

$$L^T = N_y^{-1} C P \quad (3.25)$$

де P - рішення рівняння Ріккати:

$$P C^T N_y^{-1} C P - P A^T - A P = N_x \quad (3.26)$$

Таким чином, алгоритм визначення L для спостерігача стану Калмана складається з наступних кроків:

1. Визначити матриці N_x і N_y (це дві матричні кореляційні функції $\underline{n}_x(t)$ і $\underline{n}_y(t)$).
2. Розробити оптимальний контролер, що реагує на стан LT з від'ємним зворотним зв'язком для подвійних об'єктів:

$$\frac{d\underline{x}}{dt} = A^T \underline{x} + C^T \underline{u} \quad (3.27)$$

І об'єктивна функція:

$$Q_K = \frac{1}{2} \int_0^\infty (\underline{x}^T N_x \underline{x} + \underline{u}^T N_y \underline{u}) dt \quad (3.28)$$

3. Підставити знайдене L (3.21), щоб отримати спостерігача.

3.3.2 Спостерігач крутного моменту

Моделювання спостерігача вітрового моменту розраховується так:

$$\dot{\omega} = -\frac{3p^2}{2J}\lambda i_{qs} - \frac{B}{J}\omega - \frac{1}{J}T_L \quad (3.29)$$

Модель стану об'єкта:

$$\begin{pmatrix} \dot{\omega} \\ \dot{T}_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{B}{J} & -\frac{1}{J} \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \omega \\ T_L \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\frac{3p^2}{2J} \\ 0 \end{pmatrix} i_{qs} \quad \begin{matrix} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx \end{matrix} \quad (3.30)$$

або

де

$$x = \begin{pmatrix} \omega \\ T_L \end{pmatrix}; A = \begin{pmatrix} -\frac{B}{J} & -\frac{1}{J} \\ 0 & 0 \end{pmatrix}; B = \begin{pmatrix} -\frac{3p^2}{2J} \\ 0 \end{pmatrix}; u = i_{qs}; y = \omega; c = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \end{pmatrix}^T$$

Модель спостерігача:

$$\begin{cases} \frac{d\hat{x}}{dt} = A\hat{x} + Bu + L(y - \hat{y} - Du) \\ \hat{y} = C\hat{x} \end{cases} \quad (3.31)$$

$$\dot{e} = (A - LC)e \quad (3.32)$$

де

$$\hat{x} = \begin{pmatrix} \hat{\omega} \\ \hat{T}_L \end{pmatrix}; e = x - \hat{x}; L = \begin{pmatrix} L_1 \\ L_2 \end{pmatrix}.$$

На рисунку 3.5 представлений спостерігач вітрового моменту.

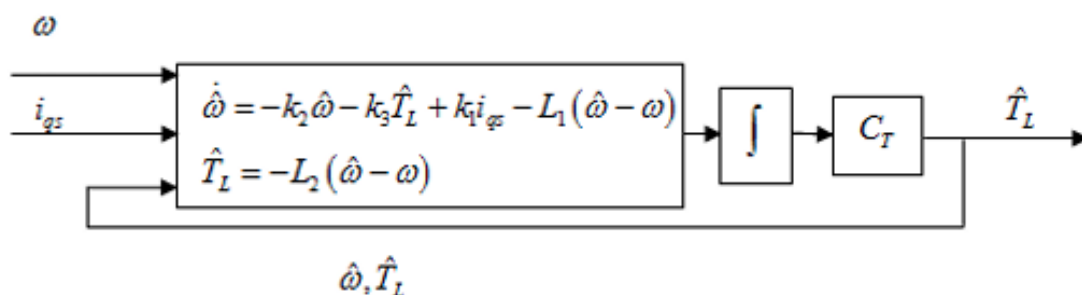


Рисунок 3.5 – Спостерігач вітрового моменту

Якщо існують лінійні матриці, що задовольняють наступній нерівності:

$$P > 0, PA + A^T P - YC - C^T T^T < -Q$$

P і Q - додатньо визначені симетричні матриці, і якщо матриця спостереження задається формулою:

$$L = P^{-1}Y$$

то помилка e дорівнюватиме нулю.

Обираємо функцію Ляпунова $V(t) = e^T P e$. Похідна за часом обчислюється:

$$V(t) = \dot{e}^T P e + e^T P \dot{e}$$

$$V(t) = [(A - LC)e]^T P e + e^T P [(A - LC)e] = e^T [(A - LC)^T P + P(A - LC)]e$$

$$V(t) \leq -e^T Q e$$

Таким чином, помилка e дорівнюватиме нулю і розрахунковий крутний момент вітру розраховується:

$$\hat{T}_L = C_T \hat{x}$$

де $C_T = [0 \ 1]$

Вибираємо матрицю Q як одиничну матрицю 2×2 і обчислюємо матриці

$$P = 10^9 \begin{pmatrix} 2,0791 & 0,0001 \\ 0,0001 & 0 \end{pmatrix}$$

як додатньо визначені симетричні матриці:

Знаходимо параметри спостерігача L :

$$L = \begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ -34000 \end{bmatrix}$$

3.4 Результати імітаційного моделювання

На рисунку 3.6 показана блок-схема системи керування вітрогенератором. У схемі є вітрова турбіна, електрогенератор, спостерігач крутного моменту, контролер, перетворювачі.

Блок турбіни дає параметри механічної (вітрової) потужності, що вкладається в генератор. Вітровий момент від спостерігача надходить на контролер, сигнал керування проходить через інвертор, підключений до генератора.

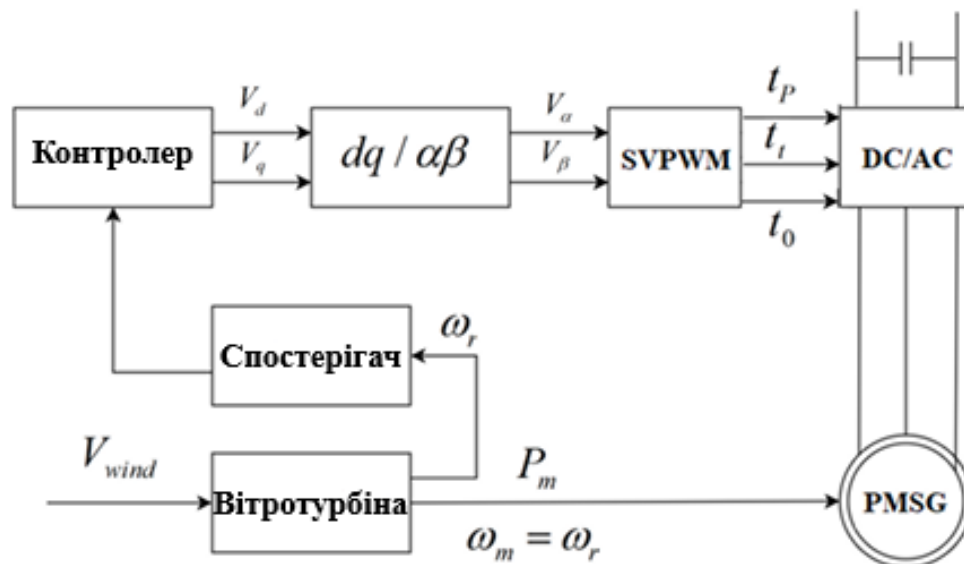


Рисунок 3.6 – Блок-схема системи керування вітрогенератором з використанням синхронного генератора з постійними магнітами

Розроблені схеми для виконання моделювання системи вітрогенератора *Simulink* показано на рисунках 3.7 – 3.13.

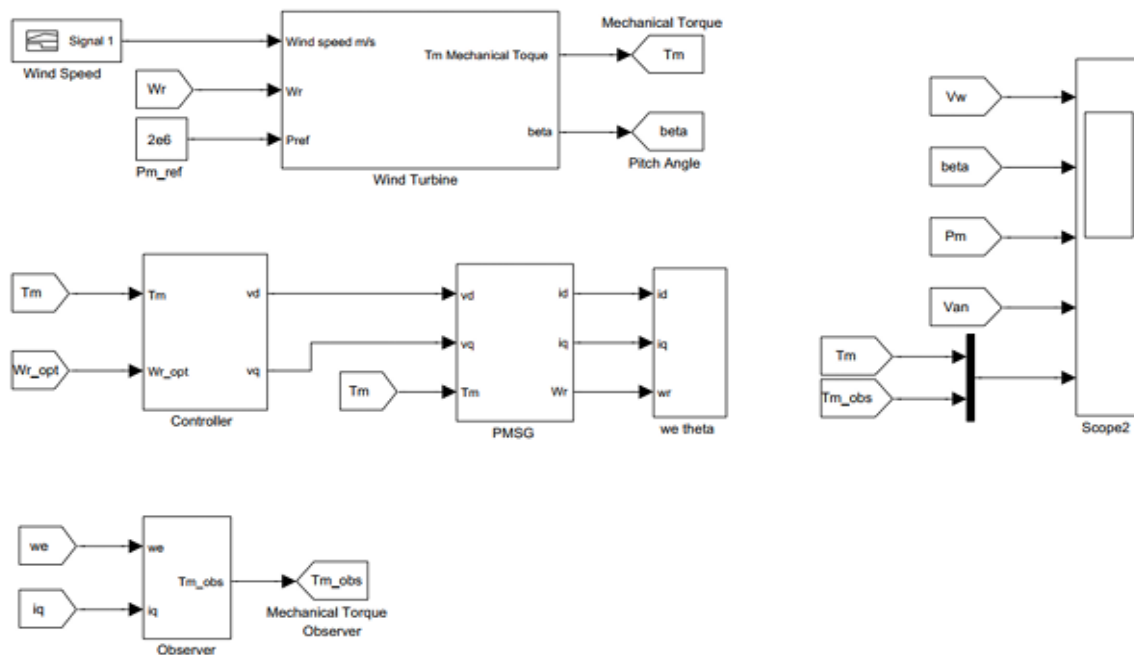


Рисунок 3.7 – Блок-схема система вітрогенератора Simulink

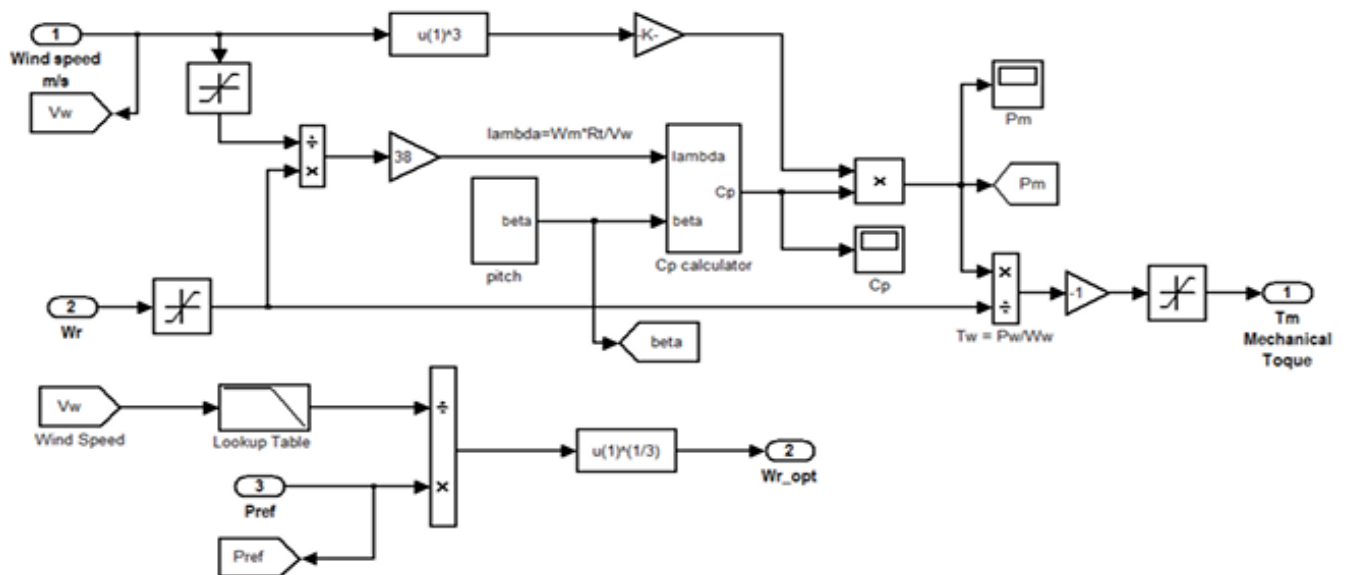


Рисунок 3.8 – Блок – схема вітряної турбіни

Параметри вітротурбіни [8]:

- Радіус ротора: $R = 38 \text{ м}$
- Густина повітря: $\rho = 1,205 \text{ кг/м}^3$
- Максимальний коефіцієнт потужності: $C_{p_{max}} = 0,4421$
- Номінальна швидкість вітру: $V_{wrated} = 11,8 \text{ м/с}$
- Постійний коефіцієнт максимальної потужності: $K_{p-opt} = 0,201 \text{ мВт/(рад/с)}^3$

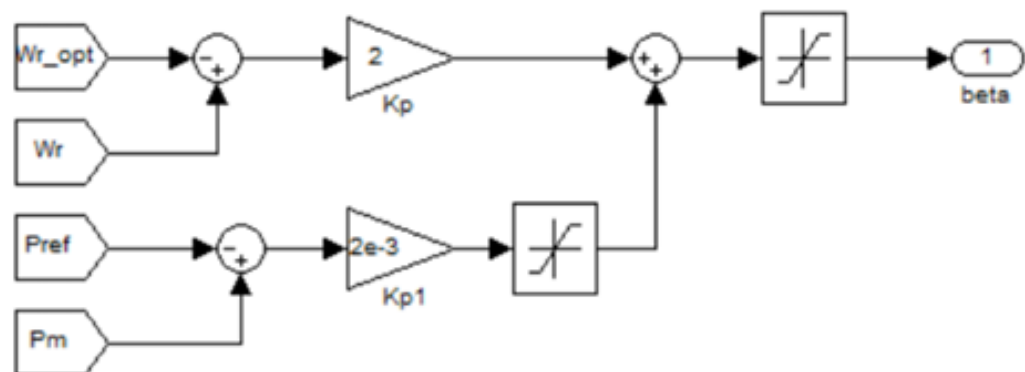


Рисунок 3.9 – Блок-схема системи керування кутом атаки

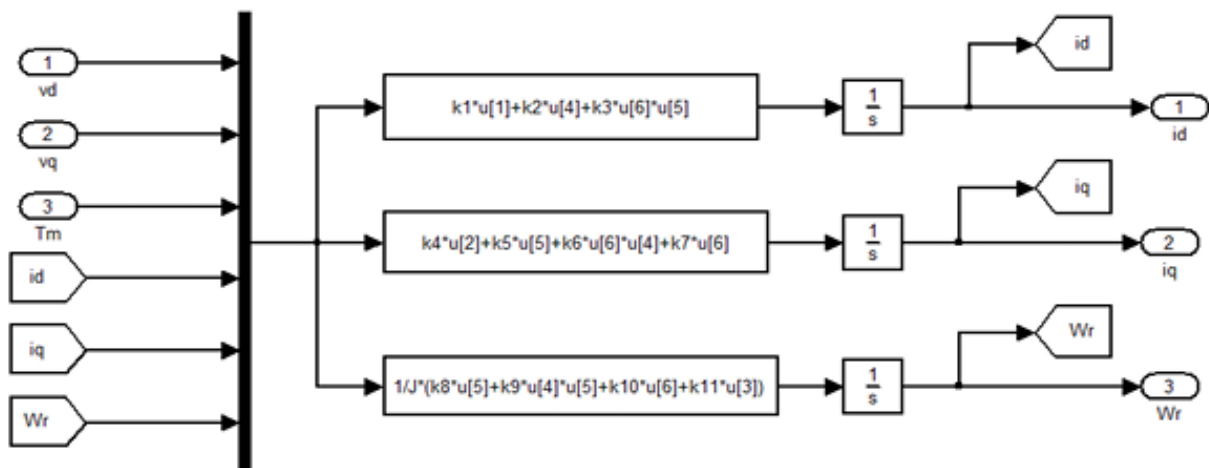


Рисунок 3.10 – Блок – схема синхронний генератор із постійним магнітами

Параметри цього генератора [8]:

- Потужність: $P_{Gen(rated)} = 2 \text{ MBm}$
- Напруга: $V_{Gen(rated)} = 4 \text{ кВ}$
- Номінальна частота обертання ротора: $\omega_{r(rated)} = 2,18 \text{ рад/с}$
- Кількість активних пар полюсів: $P = 11$
- Потік: $\lambda = 136 \text{ Вб}$
- Індуктивність статора по осі d : $L_d = 0,334 \text{ Гн}$
- Індуктивність статора по осі q : $L_q = 0,217 \text{ Гн}$
- Опір статора: $R_s = 0,08 \text{ Ом}$
- Коефіцієнт тертя: $B = 0,01$

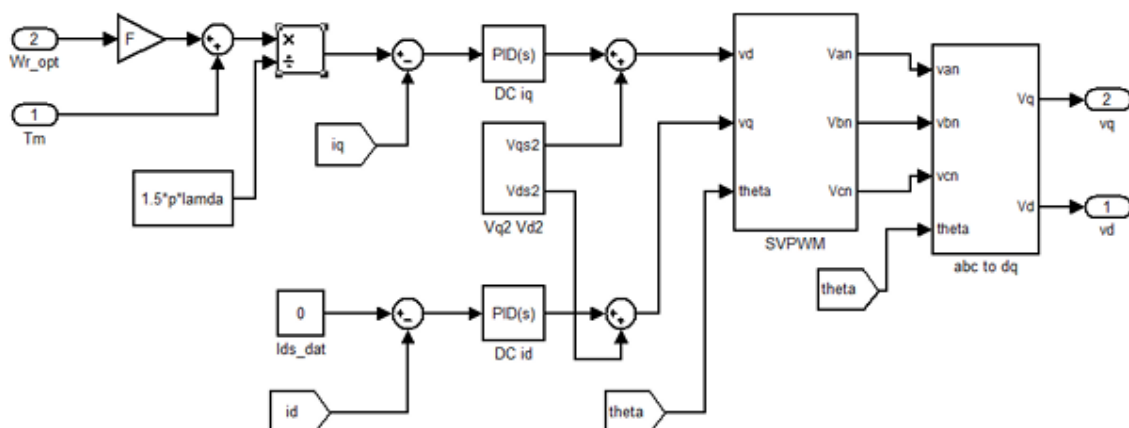


Рисунок 3.11 – Блок - схема система керування генератора

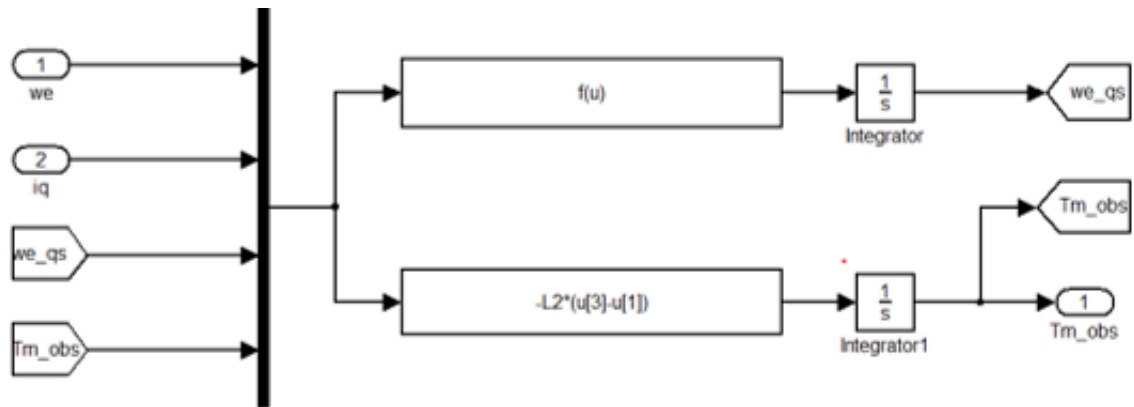


Рисунок 3.12 – Блок – схема спостерігача крутного моменту

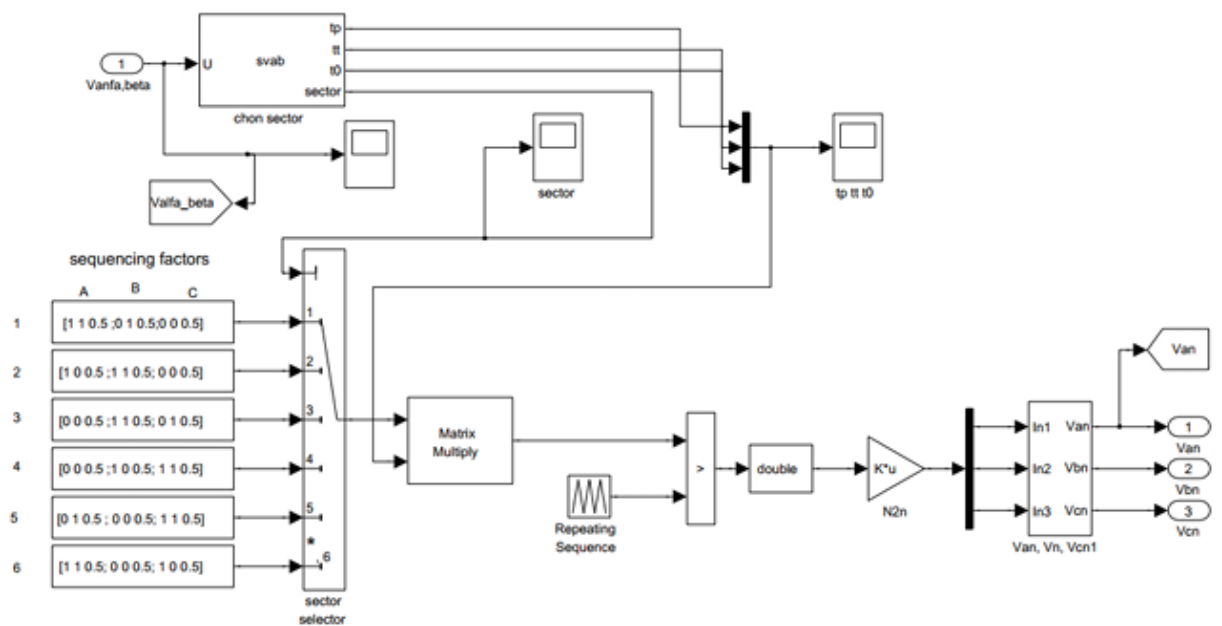


Рисунок 3.13 – Блок – схема SVPWM

Аналізуючи результати моделювання (що представлені на рисунку 3.14) видно, що, коли швидкість вітру змінюється, кут атаки змінюється на відповідне значення кута. Тобто, коли швидкість вітру підвищується від 4 м/с до 11,8 м/с (номінальна швидкість), то кут атаки дорівнює 0 і потужність генератора підвищується від 0 до 2 МВт; коли швидкість вітру вища за 11,8 м/с, то потужність генератора досягає максимального значення 2 МВт (максимальна потужність генератора).

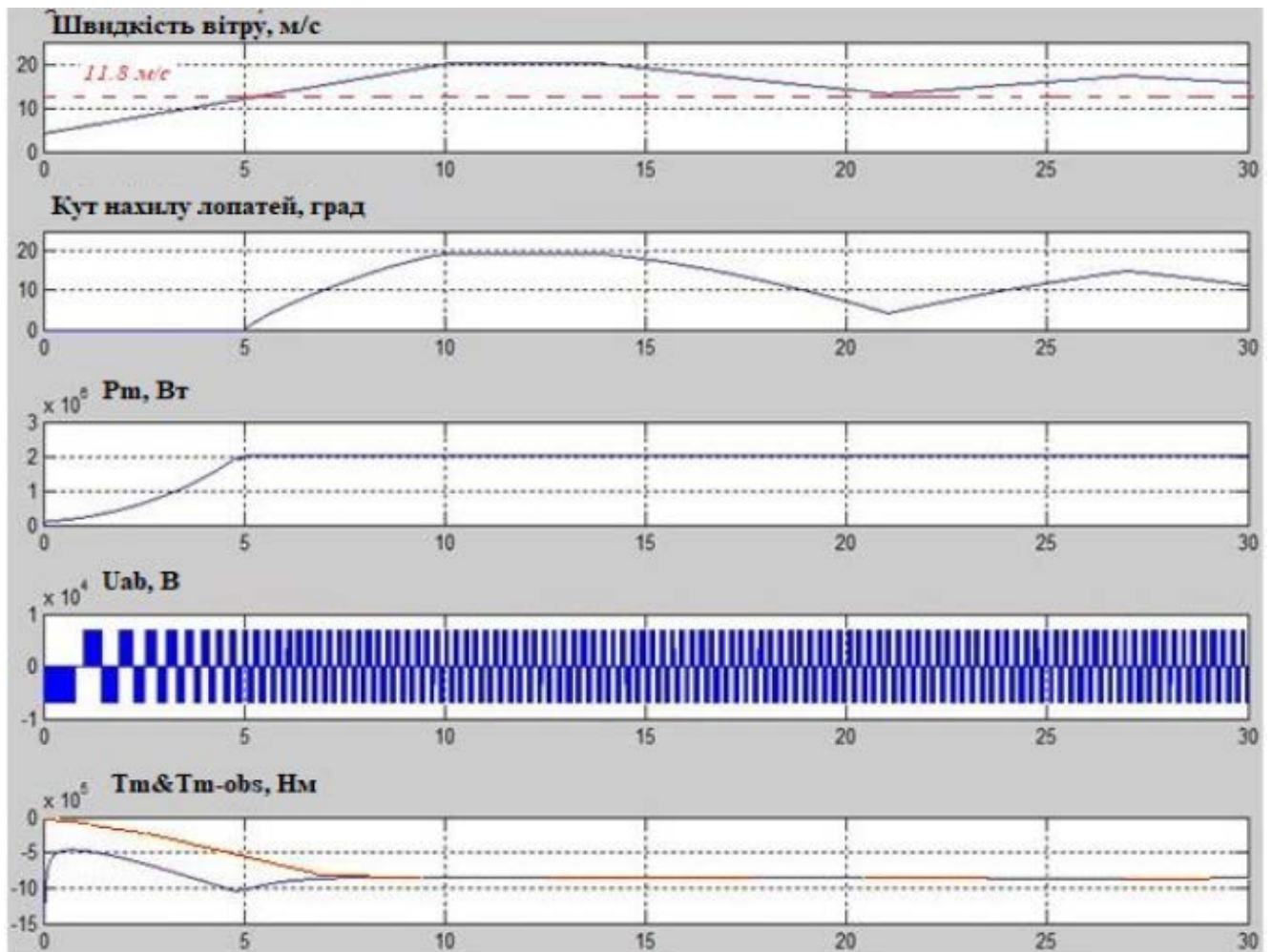


Рисунок 3.14 – Результати моделювання

Також спостерігач крутного моменту вітру добре працює в області, що перевищує номінальну швидкість вітру ($> 11,8$ м/с), але час відгуку спостерігача ще довгий, що не підходить для області швидкості вітру, нижчої за номінальну швидкість, коли швидкість вітру змінюється швидко.

Висновки до розділу:

У цьому розділі було розроблено систему керування струмом генератора на основі ПІ-регулятора та спостерігача крутного моменту. Розглянуто теоретичні основи побудови спостерігачів стану, зокрема спостерігачів Луенбергера та Калмана, що дозволяють підвищити точність оцінювання внутрішніх параметрів системи без прямого вимірювання. На основі цих принципів було реалізовано спостерігач крутного моменту, який забезпечує ефективне відстеження змін

вітрового навантаження.

Результати імітаційного моделювання показали, що запропонована система адекватно реагує на зміну швидкості вітру: зі збільшенням швидкості до номінального значення (11,8 м/с) кут атаки зменшується до нуля, а потужність генератора зростає до номінальної — 2 МВт. При подальшому збільшенні швидкості вітру система стабілізує потужність на рівні максимальної. Спостерігач крутного моменту показав високу точність у діапазоні швидкостей понад номінальну, однак має відносно тривалий час відгуку при роботі в зоні нижчих швидкостей, де зміни вітру відбуваються швидше.

Отже, розроблена система керування забезпечує стабільну роботу генератора в широкому діапазоні швидкостей вітру, проте для підвищення динамічних характеристик у низькошвидкісній області доцільно подальше вдосконалення алгоритму спостерігача.

ВИСНОВКИ

У даній роботі було проведено дослідження системи керування вітрогенератором з урахуванням кута атаки та швидкості вітру, спрямоване на підвищення ефективності перетворення енергії вітру в електричну. Для досягнення поставленої мети були вирішені всі основні завдання, що включали аналіз конструкцій вітрогенераторів, порівняння стратегій керування, математичне моделювання системи та розробку елементів регулювання і спостереження.

У першому розділі було досліджено типи та конструкції вітрогенераторів, зокрема вертикально- та горизонтально-осьові, визначено їхні переваги та недоліки. На основі проведеного порівняльного аналізу електрогенераторів, що використовуються у вітроенергетиці, для подальших досліджень обрано синхронний генератор з постійними магнітами, який характеризується високим ККД, стабільністю роботи та простотою в обслуговуванні. Також розглянуто основні стратегії керування, зокрема системи зі змінною швидкістю обертання та змінним кутом атаки лопатей, що дозволяють максимально ефективно використовувати енергію вітру в різних умовах.

У другому розділі було проведено аналіз методів керування вітрогенератором. Доведено, що регулювання кута атаки є ключовим фактором ефективної роботи генератора, особливо при високих швидкостях вітру, оскільки воно дозволяє уникнути перевантаження системи і стабілізувати вироблення електроенергії. Аналіз кривої «потужність – швидкість вітру» показав закономірність зміни генерованої потужності залежно від швидкості повітряного потоку: при зростанні швидкості вітру до номінальної — потужність збільшується, а при подальшому її підвищенні — стабілізується на максимальному рівні.

У третьому розділі розроблено систему керування струмом генератора на основі ПІ-регулятора та спостерігача крутного моменту, побудованого на принципах теорії спостерігачів Луенбергера і Калмана. Реалізований спостерігач дозволив підвищити точність оцінювання крутного моменту без потреби в

додаткових вимірювальних пристроях, що робить систему більш надійною та економічною.

Результати імітаційного моделювання в середовищі MatLab Simulink підтвердили ефективність запропонованої системи керування. Встановлено, що при збільшенні швидкості вітру до номінального значення (11,8 м/с) кут атаки зменшується до нуля, а потужність генератора зростає до 2 МВт. При перевищенні номінальної швидкості система стабілізує потужність на максимальному рівні, забезпечуючи стійкість роботи. Спостерігач крутного моменту продемонстрував високу точність у зоні швидкостей, що перевищують номінальні, однак виявлено деяке збільшення часу відгуку при роботі на нижчих швидкостях, що потребує подальшої оптимізації.

Таким чином, у роботі досягнуто поставлену мету: розроблено та досліджено систему керування вітрогенератором, яка забезпечує стабільну, ефективну і надійну роботу в широкому діапазоні швидкостей вітру. Отримані результати можуть бути використані для подальшого вдосконалення алгоритмів спостереження та керування, що дозволить скоротити час відгуку системи і підвищити ефективність енергетичного перетворення у вітроенергетичних установках.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Global wind report 2021 – URL: <https://gwec.net/global-wind-report-2021/#0> (дата звернення: 01.07.2025)
2. S. Vijayalakshmi. Modelling and control of a Wind Turbine using Permanent Magnet Synchronous Generator // International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST). 2011. Vol. 3 pp. 2277-2284.
3. Fatima Zohra Naama. Model and Simulation of a Wind Turbine and its Associated Permanent Magnet Synchronous Generator / Energy Procedia. 2019. Vol. 157. pp. 737-745.
4. Nicholas P. W. Strachan. Dynamic Modelling, Simulation and Analysis of an Offshore Variable-Speed Directly-Driven Permanent-Magnet Wind Energy Conversion and Storage System (WECSS) / IEEE Trans. Energy Conversion 2007. pp. 1-6.
5. N.T.-T. Vu. Robust speed control method for permanent magnet synchronous motor/ IET Electr. Power Appl., 2012, Vol. 6. pp. 399-411.
6. Alejandro Rolán, Álvaro Luna, Gerardo Vázquez, Daniel Aguilar, Modeling of Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator/, IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2009. pp. 734- 739.
7. Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants URL: <https://bitly.com.vn/fzdodj> (дата звернення: 01.07.2025)
8. Jackson G.Njiri, Dirk Soffker, State-of-the-art in wind turbine control: Trends and challenges// Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, Vol. 60, pp 377-393.
9. Шевтер Я. И. Использование энергии ветра. М. : Энергоатомиздат, 1983. 200 с.
10. Ming Cheng, Ying Zhu, The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review // Energy Conversion and Management, 2014. pp. 332-347.
11. Wind Turbine Control Systems URL: <https://link.springer.com/book/>

10.1007/1-84628-493-7(дата звернення: 01.07.2025)

12. While generating green electricity, wind power might also help crops // Ewea blog. Breath of FRESHAIR.URL: <http://www.ewea.org/blog/2011/01/while-generating-green-electricity-wind-power-might-also-help-crops/> (дата звернення: 01.07.2025)

13. Безносков В. Н. Оценка экологической безопасности объектов ветроэнергетики / Малая энергетика. 2011. № 3–4. С. 37–43.

14. Wekesa D., Wang C., Wei Y., Kamau J. A numerical analysis of unsteady inflow wind for site specific vertical axis wind turbine: A case study for Marsabit and Garissa in Kenya // Renewable Energy. 2015. Vol. 76. P. 648-661.

15. Saeidi D., Sedaghat A., Alamdari P. Aerodynamic design and economical evaluation of site specific small vertical axis wind turbines // Applied Energy. 2013. Vol. 101. P. 765-775.

16. ГОСТ 12.1.019–85 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты, 1985.

17. MATLAB. Simulink. URL___<https://coderlessons.com/tutorials/kompiuternoe-programmirovaniye/uznaite-matlab/matlab-simulink> (дата звернення: 01.07.2025).

18. Wekesa D., Wang C., Wei Y., Kamau J. A numerical analysis of unsteady inflow wind for site specific vertical axis wind turbine: A case study for Marsabit and Garissa in Kenya // Renewable Energy. 2015. Vol. 76. P. 648-661.

19. ДСТУ 3008:2015. Інформація та документація. Звіти у сфері науки і техніки. Структура і правила оформлення. Київ, ДП «УкрННЦ», 2015. 26с. (Інформація та документація).

20. ДСТУ 8302:2015. Бібліографічне посилання. Загальні вимоги та правила складання Київ, ДП «УкрННЦ», 2016. 16 с. (Інформація та документація).

21. ДСТУ 3582:2013. Бібліографічний опис. Скорочення слів і словосполучень в українській мові. Загальні вимоги та правила. Київ, ДП «УкрННЦ», 2013. 23 с. (Інформація та документація)

22. ДСТУ 3651.0-97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Основні

одиниці фізичних величин Міжнародної системи одиниць. Основні положення, назви та позначення Київ, Держстандарт України, 1998. 27 с. (Інформація та документація)

23. Маринич І. А., Тронь В. В. Методичні рекомендації до виконання кваліфікаційної роботи магістра для студентів спеціальності 151 “Автоматизація та комп’ютерно-інтегровані технології”. Кривий Ріг : Видавничий центр КНУ, 2022. 50 с.

24. ДСТУ 3008:2015. Інформація та документація. Звіти у сфері науки і техніки. Структура і правила оформлення. Київ, ДП «УкрННЦ», 2015. 26с. (Інформація та документація).

25. ДСТУ 8302:2015. Бібліографічне посилання. Загальні вимоги та правила складання Київ, ДП «УкрННЦ», 2016. 16 с. (Інформація та документація).

26. ДСТУ 3582:2013. Бібліографічний опис. Скорочення слів і словосполучень в українській мові. Загальні вимоги та правила. Київ, ДП «УкрННЦ», 2013. 23 с. (Інформація та документація)

27. ДСТУ 3651.0-97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Основні одиниці фізичних величин Міжнародної системи одиниць. Основні положення, назви та позначення Київ, Держстандарт України, 1998. 27 с. (Інформація та документація)