

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ННІ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

УДК 631.171:621.311

ПОГОДЖЕНО
Директор ННІ енергетики,
автоматики і енергозбереження

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
електротехніки, електромеханіки
та електротехнологій

проф., д.т.н. /КАПЛУН В.В./
вчене звання, науковий ступінь підпис

доц., к.т.н. /ОКУШКО О.В./
вчене звання, науковий ступінь підпис

”_____” _____ 2025р.
число місяць рік

”_____” _____ 2025 р.
число місяць рік

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

**на тему: «АВТОНОМНА ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНА СИСТЕМА
ГЕНЕРУВАННЯ НА ОСНОВІ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА З
ПОСТІЙНИМИ МАГНІТАМИ»**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(назва)
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми

к.т.н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Усенко С.М.
(ПІБ)

Керівник магістерської роботи

к.т.н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (підпис)

Чуєнко Р.М.
(ПІБ)

Виконав

_____ (підпис)

Шевченко М.Ю.
(ПІБ)

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електротехніки, електромеханіки
та електротехнологій

К.Т.Н., доцент /ОКУШКО О.В./
науковий ступінь, вчене звання підпис ПІБ
„_____” _____ 2025 року
число місяць рік

З А В Д А Н Н Я

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Шевченку Максиму Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Автономна електромеханічна система генерування на основі синхронного генератора з постійними магнітами»

затверджена наказом ректора НУБіП України від “_18_”_11_2024 р. № 2061 “С”

Термін подання завершеної роботи на кафедру 2025.11.15
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи:

- а) Результати науково-дослідницької роботи кафедри ЕЕЕ.
- б) Публікації співробітників кафедри ЕЕЕ.
- в) Результати навчально-дослідницької практики.
- г) Система ПЗР і ТО електрообладнання сільськогосподарських підприємств.
- д) Нормативні документи: ПУЕ, ПТЕЕС та ПБЕЕС, ДСТУ, ДБН тощо.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Аналітична частина. Аналітичний огляд вітрогенераторних системи.
2. Математична модель та параметри системи генерування на основі синхронної машини.
3. Розрахунок та вибір вітрогенератора.
4. Дослідження алгоритмів керування.
5. Розрахунок елементів керування автономною вітряною установкою.

Перелік графічного матеріалу (за потреби) _____

Дата видачі завдання “_20_” листопада 2024 р.

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи _____

Чуєнко Р.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завдання прийняв до виконання _____

Шевченко М.Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали студента)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: 90 с., 42 рис., 26 табл., 35 джерел.

Об'єкт дослідження: процеси, що відбуваються у автономній системі генерування на основі синхронного генератора з постійними магнітами (СГПМ) при варіації швидкості.

Предметом дослідження: процеси, що відбуваються в автономній системі генерування на основі векторно-керованого синхронного генератора з постійними магнітами.

Методи дослідження та апаратура. У роботі використані фундаментальні положення теорії електроприводу, теорії автоматичного керування, проектування систем електроприводів, дослідження системи моделювання при використанні пакету прикладних програм Matlab Simulink.

Мета досліджень – розробка і дослідження методом моделювання системи генерування на основі векторно-керованого синхронного генератора, яка забезпечує роботу вітрової турбіни з максимальним ККД при варіації швидкості вітру.

В магістерській роботі представлені математичні моделі компонентів системи генерації на основі синхронного генератора з постійними магнітами. Розроблено та протестовано систему векторного керування синхронним генератором з постійними магнітами в системі координат, орієнтованій вздовж вектора потокозчеплення ротора. Розроблено систему керування швидкістю вітротурбіни, яка забезпечує максимальну ефективність вітротурбіни на швидкості нижче номінальної та обмеження потужності на швидкості вище номінальної.

Ключові слова: синхронний генератор з постійними магнітами, векторне керування, режим керування швидкістю для досягнення максимальної ккд вітротурбіни, режим обмеження потужності, математичні моделі, трифазний інвертор, перетворювач частоти.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ВІТРОГЕНЕРАТОРНИХ СИСТЕМИ	10
1.1 Порівняння систем генерування з різними типами машин	10
1.2 Структура системи генерування на основі СГПМ	16
1.3 Узагальнене векторне керування СГПМ	19
Висновки до розділу 1	21
2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТА ПАРАМЕТРИ СИСТЕМИ ГЕНЕРУВАННЯ НА ОСНОВІ СИНХРОННОЇ МАШИНИ	22
2.1 Модель вітряної турбіни зі змінною швидкістю	22
2.2 Модель синхронного генератора з постійними магнітами	24
2.3 Формування завдання швидкості вітрогенератора	30
2.4 Керування швидкістю СГ	30
Висновки з Розділу 2.....	32
3 РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ВІТРОГЕНЕРАТОРА	33
3.1 Функціональна схема вітрогенераторної системи	33
3.2 Обґрунтування вибору потужності генератора.....	35
3.3 Розрахунок значень параметрів номінального режиму	38
Висновки з розділу 3	41
4 ДОСЛІДЖЕННЯ АЛГОРИТМІВ КЕРУВАННЯ.....	42
4.1 Дослідження системи генерування в режимі максимальної потужності при швидкостях вітру нижче номінальної розрахованої.....	44
4.2 Дослідження системи генерування в режимі обмеження потужності при високій швидкості вітру	51
4.3 Дослідження системи генерування при постійній номінальній швидкості вітру та зміні навантаження	58

4.4 Дослідження системи генерування при швидкостях вітру нижче номінальної розрахованої та зміні навантаження.....	66
4.5 Дослідження системи генерування при високій швидкості вітру та зміні навантаження	68
Висновки з Розділу 4.....	69
5 РОЗРАХУНОК ЕЛЕМЕНТІВ КЕРУВАННЯ АВТОНОМНОЮ ВІТРЯНОЮ УСТАНОВКОЮ	72
5.1 Розрахунок блоку акумуляторного пристрою вітряної установки	72
5.1.1 Розрахунок ємності акумулятора	72
5.1.2 Вибір контролеру заряду/розряду акумуляторної батареї.....	73
5.2 Розробка силової частини перетворювача.....	74
5.2.1 Розрахунок ланки постійного струму	74
5.2.2 Розрахунок автономного інвертора.....	75
5.2.3 Розрахунок зарядного кола для заряду конденсаторного фільтра.....	77
5.2.4 Розрахунок та вибір датчиків струму, напруги, кутової швидкості та швидкості вітру	78
5.3 Розробка керуючої частини контролера	79
5.3.1 Вибір керуючого контролера.....	79
5.3.2 Вибір блоку живлення	80
5.3.3 Гальванічна розв'язка сигналів контролера	82
Висновки до Розділу 5	84
ВИСНОВКИ.....	85
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	87
ДОДАТКИ.....	91

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ

АСГ – асинхронізований синхронний генератор;
АМ – асинхронна машина;
АН – автономний інвертор напруги;
ВЕУ – вітроенергетична установка;
ВК – векторне керування;
ГП – генераторний перетворювач;
ДПС – двигун постійного струму;
ІН – інвертор напруги;
к.з. – короткозамкнений ротор;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
ПДН – перетворювач джерела напруги;
ПІ – пропорційний інтегратор;
ПКМ – пряме керування моментом;
ПМ – постійний магніт;
ПЧ – перетворювач частоти;
СГПМ – синхронний генератор з постійними магнітами;
СГ – синхронний генератор;
ТЗЗ – точна загального зв'язку;
ТМП – точка максимальної потужності;
ШІМ – широтно-імпульсна модуляція;
(a-b) – система координат статора;
(d-q) – система координат ротора;
DTC – Direct torque control;
FOC – Field oriented control;

ВСТУП

Використання енергії вітру людьми для виконання корисної роботи мало місце на всьому часовому проміжку нашої цивілізації і тому не дивно, що і за рахунок енергії вітру ми будемо виробляти електроенергію.

Вітрогенератори поділяються на багато типів, як по формі, так і за типом електричної машини. Загалом розглядати ми будемо вітрогенератори на основі СГПМ, які все більше поширюються в областях промисловості, де традиційно застосовувалися двигуни постійного струму або асинхронні двигуни. Це обумовлено значною кількістю переваг даного типу машин, а саме: відсутність втрат на збудження і змінного щіткового контакту, що забезпечує більш високий ККД, статор СГПМ зазвичай повністю герметичний і має рідинне охолодження, що сприяє підвищенню надійності двигуна, крім того, вони практично не мають потреби в обслуговуванні протягом усього терміну служби, у них нижчі втрати на тертя, радіочастотні перешкоди і шуми.

Також синхронні двигуни з постійними магнітами мають мінімальну питому масу в порівнянні з будь-якими іншими машинами, тобто відрізняються високим відношенням крутного моменту до маси двигуна, також в порівнянні з асинхронним, СГПМ має більш високу ефективність (за рахунок відсутності втрат на збудження), менше тепловиділення і найбільш широкий діапазон регулювання швидкості серед електричних машин. Перераховані переваги синхронних машин з постійними магнітами роблять їх застосування привабливими в різних областях, в тому числі і в альтернативній енергетиці, де потрібна висока ефективність.

Актуальність роботи. Інтерес до відновлювальних джерел енергії постійно зростає. Автономні системи генерування на основі синхронних машин знайшли значне поширення через високу ефективність.

Застосування векторного керування дозволяє реалізовувати різні методи оптимізації роботи електричної машини і підвищення ефективності перетворення механічної енергії в електричну. В умовах варіації швидкості джерела механічної енергії при низькій механічній потужності на вході генератора набуває ваги підвищення ефективності електромеханічного

перетворення енергії, а при великій потужності гарантоване керування кутовою швидкістю та моментом генератора.

Тому, дослідження і модернізація алгоритмів векторного керування СГ, що дозволяють реалізувати керування системою генерування, є актуальною задачею.

Мета роботи: розробка і дослідження методом моделювання системи генерування на основі векторно-керованого синхронного генератора, яка забезпечує роботу вітрової турбіни з максимальним ККД при варіації швидкості вітру.

Задачі, що вирішуються в роботі:

1. Аналіз літературних джерел з метою визначення основних алгоритмів керування, які вирішують задачу векторного керування синхронним генератором.

2. Опис алгоритмів керування автономною системою генерування на основі синхронної машини, що забезпечить генерування електроенергії при варіації швидкості вітротурбіни.

3. Розробка та дослідження моделюючих програм системи генерування на основі векторно-керованої синхронної машини.

4. Тестування алгоритму керування синхронним генератором методом математичного моделювання в різних режимах роботи.

Об'єктом дослідження є процеси, що відбуваються у автономній системі генерування на основі синхронного генератора з постійними магнітами (СГПМ) при варіації швидкості.

Предметом дослідження є автономна система генерування на основі векторно-керованого синхронного генератора з постійними магнітами.

Методи досліджень. У роботі використані фундаментальні положення теорії електроприводу, теорії автоматичного керування, проектування систем електроприводів, дослідження системи моделювання при використанні пакету прикладних програм Matlab Simulink.

Практична цінність. Розроблена система векторного керування СГПМ дозволить збільшити енергоефективність всієї системи в цілому за рахунок регулювання швидкості вітротурбіни.

Наукова новизна. Отримано подальший розвиток теорії векторного керування для автономних систем генерування на основі синхронних машин.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ВІТРОГЕНЕРАТОРНИХ СИСТЕМИ

1.1 Порівняння систем генерування з різними типами машин

Вітрогенератор є основним елементом електрообладнання автономної вітроустановки. Крім прямого призначення генератор зобов'язаний виконувати певні функції щодо стабілізації і регулювання параметрів, які відповідають за якість виробленої електричної енергії.

Такі роботи виконують вченими всього світу. Вивчають можливості експлуатації асинхронізованого генератора подвійного живлення;— досліджують комутований реактивний синхронний генератор; тестують керований реактивний синхронний генератор для без редукторної установки; а також вивчають – роботу асинхронного генератора з короткозамкненим ротором, обладнаного системою тиристорного керування реактивною потужністю в ланцюзі статора і т.д [1].

Для генерування енергії на вітроенергетичних установках застосовують наступні типи генераторів:

- 1) асинхронні генератори з к.з. ротором;
- 2) синхронні генератори з електромагнітним збудженням;
- 3) асинхронізований синхронний генератор (АСГ);
- 4) асинхронні генератори з фазним ротором;
- 5) синхронні генератори зі збудженням від постійних магнітів (СПМ). Кожен із зазначених типів генераторів має переваги і недоліки.

Асинхронний генератор з к.з. ротором має багато переваг за рахунок по-перше невисокої вартості, простоти та надійності в обслуговуванні, також має порівняно малі коливання генерованої потужності, електромагнітного моменту і струму при паралельній роботі та при змінній швидкості вітру та його поривах. У ВЕУ на основі АГ є можливість встановлювати без редукторні установки з хорошими масо габаритними показниками, високим ККД і

можливістю регулювання напруги і частоти в широкому діапазоні.

АГ з фазним ротором можливо використовувати в автономних системах в поєднанні з іншими машинами. Можливо каскадне з'єднання двох АГ або з'єднання АГ і ДПС з паралельним збудженням. Також мають порівняно малі коливання генерованої потужності, електромагнітного моменту і струму при паралельній роботі, при змінній швидкості вітру та його поривах. Але АГ з фазним ротором через наявність ковзного контакту, знижує надійність.

Загальними недоліками використання асинхронних генераторів є те, що при використанні дешевих тихохідних турбін (з частотою обертання 20–30 об/хв), генератор обов'язково приєднують через редуктор з високим коефіцієнтом перетворення ($K_{ред} = 50–70$), що вимагає додаткових витрат на установку, обслуговування, ремонт, знижується надійність, є джерелом механічного шуму.

Також при використанні АГ неможливо керувати режимними параметрами, що необхідно при поривчастому вітрі, та є певне обмеження в промисловому застосуванні через спотворення форми вихідної напруги і незадовільними динамічними характеристиками.

Синхронні генератори з електромагнітним збудженням мають меншу популярність, через по-перше вищу вартість, складнішу конструкцію та нижчу надійність, ніж у АМ. Також одним з недоліків є наявність ковзного контакту і необхідність джерела постійного струму для обмотки збудження. При необхідності без редукторної установки ускладнюється конструкція, збільшується вага та ціна. Має місце жорстка залежність частоти ЕРС від швидкості обертання. Це обмежує, а в регіонах з різкими поривами вітру унеможлиблює, використання СГ для прямого включення в мережу без ППЧ.

Ще один з недоліків використання СГ з електромагнітним збудженням є необхідність застосування перетворювача з ланкою постійного струму та інвертором напруги для забезпечення параметрів струму та напруги з допустимими технічними характеристиками. Але це також дає певну перевагу при широтно-імпульсній модуляції, де є можливість отримати в струмі низький

склад гармонік, покращення динамічних властивостей об'єкта. Також перевагою є можливість керування реактивною потужністю з генераторного боку.

Достатньо часто використовують СГ зі збудженням від постійних магнітів. На самперед через виключення ковзного контакту, простоту та зручність в експлуатації та дещо високий ККД. Також важливою перевагою є те, що СГПМ зберігають стійкі робочі характеристики на протязі десяти років.

Серед недоліків можна відзначити придбання дорогих постійних магнітів, технології яких до кінця в Україні не відпрацьовані, високу вартість. Також через сталість магнітного потоку СГПМ, виникає неможливість його регулювання.

Асинхронізований СГ в основному застосовується у ВЕУ через можливість використання в автономних системах в поєднанні з іншими машинами. Можливо каскадне з'єднання з АГ або з'єднання з АГ і ДПС з паралельним збудженням.

Недоліками є: При відхиленні швидкості від синхронної необхідне значне підвищення реактивної потужності та напруги в обмотці збудження; наявність на роторі змінного контакту для підведення напруги до обмотки збудження ротора і необхідність в перетворювачі частоти для регулювання напруги збудження; при наближенні ковзання до нуля і несинусоїдальності у випрямлячі, який живить обмотку збудження, в напрузі генератора виникають значні субгармоніки, а при паралельній роботі і регулюванні напруги за величиною і фазі ковзання, у виробленій напрузі виникають пульсації, що практично повторюють пульсації моменту вітротурбіни. Згідно переліку електричних генераторів, які можуть використовуватися у ВЕУ, бачимо, що найбільш економічно та експлуатаційно вигідні це АГ та СГПМ. Розглянемо їх більш детально.

Система вітряної генераторної установки на основі асинхронного генератора з подвійним живленням:

Система вітряної турбіни показана на рис.1.1. Модель складається з турбіни, редуктора, АГ, перетворювача та іншого. Статор отримує доступ

до

електромережі напругу, а ротор підключається до електромережі через перетворювач.

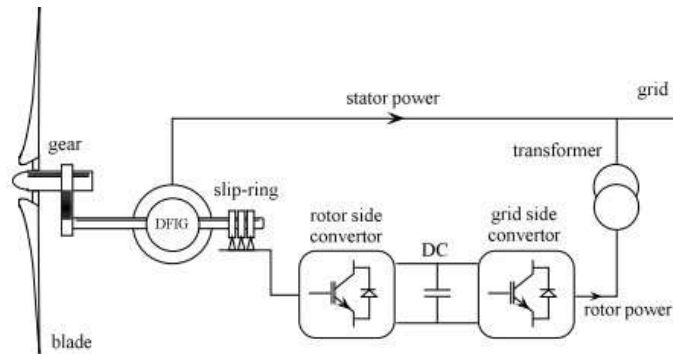


Рис. 1.1. Модель вітротурбіни на основі АГ Між статором і ротором АГ існує електромагнітний зв'язок.

Перетворювач на стороні ротора керує струмом збудження генератора і регулює швидкість генератора для отримання максимальної енергії вітру між заданою швидкістю вітру і номінальною швидкістю вітру.

Ціллю керування перетворювачем на стороні мережі є стабілізація напруги в ланці постійного струму і обмін реактивної потужністю з електромережею.

Для реалізації керування розв'язкою активної потужності і реактивної потужності ротора генератора, перетворювач на стороні ротора використовує пряме перетворення координат осі та метод векторного керування орієнтованого на потік статора. Зазвичай вісь d відповідає напрямку потоку статора, потік $\psi_{qs}=0$ по осі q . Ми припускаємо, що вектор магнітного потоку статора постійний і опором статора нехтуємо.

Рівняння потужності статора наступні[2]:

$$P_s = -\omega \psi_s i_{iq} \frac{L_m}{L_\sigma} \quad (1.1)$$

$$Q_s = -\omega \psi_s (\psi_s - L_m i_{id}) / L_\sigma \quad (1.2)$$

Функція електромагнітного моменту визначається виразом:

$$M_e = -p_n \psi_s i_{iq} \frac{L_m}{L_\sigma} \quad (1.3)$$

де P_s і Q_s – активна і реактивна потужність статора;

ω – швидкість обертання генератора;

L_m і L_s – індуктивність контуру намагнічування та індуктивність статорної обмотки;

i_{1d} і i_{1q} – реактивна та активна складові струму ротора;

M_e – електромагнітний момент;

ψ_s – потік статора

p_n – кількість пар полюсів.

Із формули (1.3), ми можемо зрозуміти, що керування струмом ротора може регулювати електромагнітний момент генератора, разом з яким регулюватиметься швидкість генератора. Керуюча вихідна напруга перетворювача на стороні ротора регулює активну складову струму ротора.

Перетворювач на стороні мережі орієнтовано за вектором напруги електромережі. Зазвичай, квадратна вісь відповідає напрямку напруги, постійна напруга $u_{dq}=0$. Отримаємо функції вихідної потужності перетворювача на стороні мережі:

$$\begin{aligned} P_g &= u_{qg} i_{qg}, \\ Q_g &= u_{qg} i_{dg}. \end{aligned} \quad (1.4)$$

Функція напруги ланки постійного струму

$$\frac{C \cdot u_{dc} \cdot du_{dc}}{dt} = P_g - P_s \quad (1.5)$$

де P_g і Q_g – активна потужність і реактивна потужність перетворювача на стороні мережі;

u_{dg} і u_{qg} – компоненти напруги електромережі по осі d і q ;

i_{dg} і i_{qg} – поточні складові струму по осі d і q перетворювача на стороні мережі;

u_{dc} – напруга ланки постійного струму;

C – ємність ланки постійного струму.

Формули (1.4) та (1.5) показують, що напругу ланки постійного струму

можна контролювати за допомогою складової струму по осі q , в той час як реактивна потужність регулюється складовою струму по осі d .

Система вітряної генераторної установки на основі СГПМ:

Система установки на основі СГПМ з прямим приводом показана на рис. 1.2. Модель складається з турбіни, СГПМ, перетворювача і так далі. Статор СГПМ отримує доступ до електромережі через перетворювач.

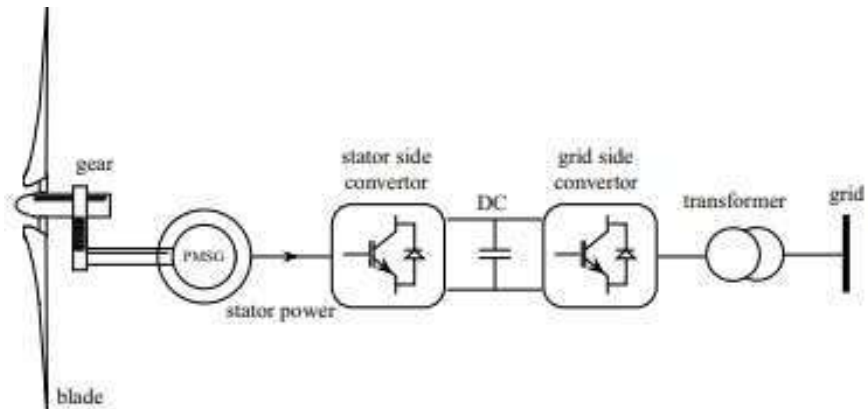


Рис. 1.2. Модель вітротурбіни на основі СГПМ

Перетворювач на стороні статора може керувати струмом статора генератора та відповідно керувати швидкістю генератора для отримання максимальної енергії вітру.

Як і з АГ, для реалізації керування розв'язкою активної потужності і реактивної потужності ротора, перетворювач використовує пряме перетворення координат і метод векторного керування орієнтованого на потік статора.

Керуючий реактивний струм $i_{sd} = 0$ дозволяє отримувати максимальну потужність, використовуючи найнижчий активний струм в СГПМ. Зазвичай пряма вісь відповідає напрямку потоку статора, потокозчеплення осі d рівне потокозчепленню постійних магнітів $\psi_{ds} = \psi_f$. Формула електромагнітного моменту генератора наступна[3]:

$$M_e = -p_n \psi_f i_{sq} \quad (1.6)$$

де M_e – електромагнітний момент генератора;

p_n – кількість пар полюсів;

ψ_f – потокозчеплення постійних магнітів;

i_{sq} – активна складова струму статора.

З формули (1.6) бачимо, що керуючи активною складовою струму статора можемо змінювати електромагнітний момент. Активна складова струму статора залежить від вихідної напруги перетворювача на стороні статора.

Як і у випадку з АГ, перетворювач на стороні мережі СГПМ забезпечує постійну напругу в ланці постійного струму і обмінюється реактивною потужністю, керуючи струмовою складовою перетворювача на стороні мережі.

Отже, в якості електричної машини в автономній вітровій установці ми розглядаємо синхронний генератор з постійними магнітами (СГПМ) через відсутність втрат на збудження і змінного щіткового контакту, що забезпечує більш високий ККД, статор СГПМ зазвичай повністю герметичний і має рідинне охолодження, що сприяє підвищенню надійності генератора, крім того, вони практично не мають потреби в обслуговуванні протягом усього терміну служби, у них нижчі втрати на тертя, радіочастотні перешкоди і шуми, також вони мають мінімальну питому масою в порівнянні з будь-якими іншими машинами, тобто відрізняються значно високим відношенням крутного моменту до маси генератора, також в порівнянні з асинхронним, СГПМ має більш високу ефективність (за рахунок відсутності втрат на збудження), менше тепловиділення і найбільш широкий діапазон регулювання швидкості серед електрогенераторів.

1.2 Структура системи генерування на основі СГПМ

Машини з постійними магнітами (ПМ) дуже добре зарекомендували себе в промисловості завдяки їх високій ефективності, низькому технічному обслуговуванню, зменшій вазі, компактній конструкції і роботі в широкому діапазоні швидкостей [4]. Крім того, синхронні генератори на постійних магнітах (СГПМ) використовуються в якості кращого рішення для низькошвидкісних систем, таких як вітряні турбіни і мікро гідротурбіни [5]. Але для зменшення габаритів перетворювача електричної енергії низькошвидкісній машині потрібна механічна коробка передач для збільшення швидкості. Однак, щоб уникнути періодичного технічного обслуговування і додаткових втрат в коробці передач,

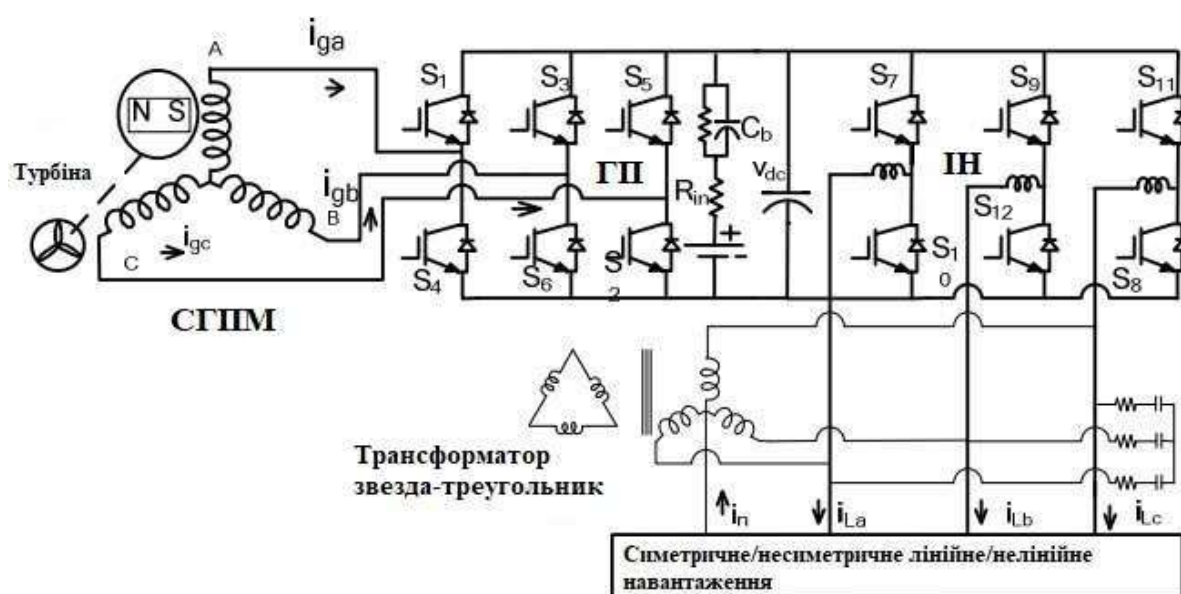
використовуються низькошвидкісні синхронні генератори з прямим приводом, що мають збудження від постійного магніту замість польових котушок [6]. Цей тип генератора неминуче має велику вагу та потужність, але має деякі переваги, такі як відсутність обмоток збудження, що допомагає зменшити втрати в обмотці, безщіткова конструкція, більш висока ефективність і низькі експлуатаційні витрати в порівнянні з високошвидкісними машинами, з'єднаними з коробкою передач [7].

Існують значні дослідницькі роботи по інтеграції системи перетворення енергії вітру на основі СГПМ [8-10]:

- Автори [8] запропонували випрямний діодний міст з підвищуючим перетворювачем для керування на стороні генератора. Скважність підвищуючого перетворювача контролюється для керування швидкістю СГПМ для відстеження точки максимальної потужності (ТМП).
- В [9] автори використовували діодний мостовий випрямляч на стороні генератора і тиристорний інвертор на стороні мережі. Завдяки контролю кута включення інвертора з лінійною комутацією була досягнута швидкість СГПМ і, отже відстежено ТМП. На основі СГПМ інтегровано Z-джерело перетворювача [10].
- Автори [11] запропонували стратегію керування з новою конфігурацією системи для автономної системи перетворення енергії вітру на основі СГПМ. В [11] автори повідомляють про зворотне підключення перетворювача джерела напруги (ПДН) та інвертора напруги (ІН) СГПМ. Двонаправлений перетворювач постійного струму був використаний в ланці постійного струму для керування акумулятором. Відстеження максимальної потужності було досягнуто за допомогою керування перетворювача джерела напруги (ПДН) на стороні генератора.

На рис.1.3 показана функціональна схема вітряної установки на основі синхронного генератора з постійними магнітами (СГПМ) при живленні трифазних чотирьох провідних (3Р4W) споживчих навантажень. Середня точка кожної гілки перетворювача джерела напруги (ПДН) підключена до клем статора СГПМ. Акумулятор підключений до проміжної ланки постійного

струму ПДН та інвертора напруги (ІН), підключених один до одного, відомих як генераторний перетворювач (ГП) і інвертор на стороні навантаження. Середня точка кожного напівмоста інвертора напруги на стороні навантаження підключається до спільної точки через індуктор. Використання ізольованого трансформатора зірка-трикутник забезпечує стабільну нейтральну клему для споживачів 3Р4W. Високочастотний RC-фільтр підключений в точці загального зв'язку (ТЗЗ) для поглинання перехідних процесів інвертора на стороні навантаження. Низько швидкісний СГПМ безпосередньо пов'язаний з вітряної



турбіною зі змінною швидкістю.

Рис. 1.3. Функціональна схема системи автономної вітряної установки на основі СГПМ.

Акумуляторна система зберігання енергії на проміжній ланці постійного струму виконує функцію вирівнювання навантаження. Залежно від швидкості вітру, швидкість синхронного генератора з постійними магнітами (СГПМ) регулюється для досягнення точки максимальної потужності з використанням двовимірної таблиці з характеристиками вбудованої вітряної турбіни. Генераторний перетворювач дозволяє СГПМ працювати зі змінною швидкістю, регулюючи активну складову потужності струмів генератора, і перетворює джерело змінної напруги змінної частоти в джерело постійного струму. Крім того, щоб мінімізувати втрати СГПМ і забезпечити номінальну потужність на

виході генераторного перетворювача, струми генератора зберігаються мінімальними.

Для цього складова реактивної потужності струмів генератора встановлюється на нуль. Це також призводить до отримання одиничного коефіцієнту потужності роботи СГПМ. Інвертор на стороні навантаження керується, щоб підтримувати постійну величину і частоту напруги навантаження.

1.3 Узагальнене векторне керування СГПМ

Для синхронних машин з постійними магнітами, як правило, характерні значний повітряний зазор і невисока ступінь насичення, тому зазвичай при їх вивченні використовують моделі без урахування нелінійності магнітного кола.

Найбільш підходящими для приводів на базі синхронного генератора з постійними магнітами є векторні системи керування. До них, як правило, відносять систему полеорієнтованого векторного керування (ВК) і прямого керування моментом (ПКМ). Ці системи були розроблені в 70-80-х рр. ХХ ст. Обидві вони контролюють момент і магнітний потік для точного відпрацювання заданої траєкторії руху, незважаючи на зміну параметрів генератора і навантаження при різних збурюючих впливах. Такі системи керування регульованого електроприводу знаходять застосування в промислових установках, хоча до теперішнього часу немає єдиної думки, яка з них краще.

Векторним же керуванням в цілому є керування моментом, швидкістю або положенням робочого органу машини, засноване на рівняннях динаміки генератора і взаємопов'язаної зміні миттєвої фази і амплітуди струму або напруги статора, при якому за необхідним законом змінюється миттєва величина і просторове становище магнітного поля в генераторі, тобто електромагнітний момент при векторному керуванні змінюється керуванням амплітудою і миттєвою фазою вектору струму статора або вектору статорної напруги [11,13].

В основі полеорієнтованого методу (Field Oriented Control – FOC) лежить уявлення про напруги, струми та потокозчеплення електричного генератора, як про просторових векторах, а принцип керування заснований на орієнтації вектору потокозчеплення, створюваного постійними магнітами, положення якого

визначається за положенням валу ротора. У цій системі зміна моменту проводиться шляхом впливу на струм статора, який, таким чином, є керованою величиною.

Метод прямого керування моментом (Direct Torque Control – DTC) спочатку був запропонований для асинхронного генератора, і є продовженням розвитку векторного підходу до побудови систем керування АГ, але зараз застосовується і для інших типів машин змінного струму. Ґрунтується принцип дії даного методу на виборі вектору напруги для одночасного керування і моментом і потокозчепленням статора по заздалегідь заданій таблиці значень. Виміряні струми статора і напруга інвертора використовуються для оцінки потокозчеплення і моменту, значення яких порівнюються з керуючими сигналами потокозчеплення статора і моменту генератора за допомогою гістерезисного компаратора. Тобто принцип роботи цієї системи керування реалізований за допомогою гістерезисних регуляторів потокозчеплення статора і моменту, при цьому здійснюється одночасне керування і моментом, і полем статора, і керуючі силовими ключами інвертора імпульси генеруються за допомогою вибору вектору з таблиці. Відмінність від FOC-систем, полягає в тому, що в системі з прямим керуванням моментом керованою величиною є потокозчеплення статора [13-14,15].

Порівняльний аналіз електроприводів з синхронним генератором з постійними магнітами з векторною системою частотно-струмового (полеорієнтованого) керування та системою прямого керування моментом [11] показує, що обидві системи управління можуть бути цілком затребувані, але при різних вимогах до регульованого електроприводу з боку технологічного процесу або установки.

Система векторного керування FOC володіє більш низькими витратами на обчислювальні ресурси, а також більш низькою амплітудою пульсацій при роботі в статичних режимах. Однак поступається прямому керуванню моментом через низьку стійкість до зміни параметрів і вимагає використання більш складної системи широтно-імпульсної модуляції. В динамічних режимах роботи генератора система з ПКМ за рахунок використання релейного регулятора моменту краще відпрацьовує керуючі впливи, але в статичних режимах роботи її показники якості регулювання погіршуються через великі пульсації моменту. Зменшити пульсації моменту в системі прямого керування моментом можливо шляхом збільшення тактової частоти перемикання вентилів інвертора, що в свою

чергу обмежено ресурсами мікропроцесора системи керування.

Отже, можна зробити висновок, що системи векторного керування переважні в електроприводах при малих збуреннях навантаження і більш стабільному керуванні, вони дають менші втрати в генераторі за рахунок низького рівня гармонік струму, відмінних від першої.

Збільшення частот дискретизації при розрахунках алгоритму ПКМ (тобто збільшення витрат на обчислювальний ресурс системи керування) дозволяє наблизитися до характеристик, якими володіють системи векторного керування.

Висновки до розділу 1.

1. У цьому розділі проведено порівняння системи генерації, що містить різні типи машин, для аналізу переваг і недоліків кожного варіанту та вибору найбільш вигідної електричної машини. Для автономної вітрової установки було обрано синхронний генератор з постійними магнітами (СГПМ) за рахунок додаткової втрати на розширення і змінного щиткового контакту, що забезпечує більш високі коефіцієнти.

2. Запропонована система генерації на основі синхронного генератора з постійними магнітами (СГПМ) складається з перетворювача та інвертора напруги, ланки постійного струму та акумуляторної батареї. Акумулятор підключений до проміжної ланки постійного струму (ПДН) та інвертора напруги (ІН), які з'єднані між собою, утворюючи генераторний перетворювач (ГП) та інвертор.

3. Було запропоновано два методи керування синхронними машинами – полеорієнтоване векторне керування та пряме керування моментом. Завданням нашої системи є контролювання моменту для точного відпрацювання заданої траєкторії руху, незважаючи на зміну параметрів генератора і навантаження при різних збурюючих впливах. У результаті прийшли висновку, що полеорієнтоване векторне керування є більш прийнятним, через те що система векторного керування ФОС володіє більш низькими витратами на обчислювальні ресурси, а також більш низькою амплітудою пульсацій при роботі в статичних режимах, що є важливим в нашої системі генерування.

РОЗДІЛ 2

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТА ПАРАМЕТРИ СИСТЕМИ ГЕНЕРУВАННЯ НА ОСНОВІ СИНХРОННОЇ МАШИНИ

Висока ефективність та низькі експлуатаційні витрати СГПМ набагато знижують загальні витрати на генерування енергії вітру. Також у зв'язку зі швидким розвитком технології вітроенергетики, ефективність використання інвертора в вітроенергетичній системі стала ще однією складною проблемою для підвищення продуктивності вітроенергетичної системи. При оціненні швидкості вітру для регулювання аеродинамічного моменту вітряної турбіни інтегровано контролер кута положення лопаті (кут тангажу або кут нахилу лопатей).

У цьому розділі буде розглянуто модель системи вітряної установки, а саме вітряної турбіни, включаючи фізичну частину синхронного генератора з постійними магнітами, а також стратегії керування інвертором на стороні генератора та інвертором на стороні мережі. Контролери інвертора на стороні генератора і інвертора на стороні мережі використовують векторну ШІМ-схему зі зворотним зв'язком для підвищення продуктивності відстеження точки максимальної потужності (ТМП), а також розв'язку каналів активної і реактивної потужності шляхом регулювання струму по осі d і струму по осі q [18]. Звичайний ПІ-регулятор використовується для поліпшення стратегії управління.

2.1 Модель вітряної турбіни зі змінною швидкістю

Механічні характеристики вітрових турбін представляють собою залежності вихідної потужності P_m та моменту M_m від кількості обертів за хвилину при різних значеннях вітрового потоку V .

Механічна потужність, що розвиває вітротурбіна [19], визначається аеродинамічними параметрами як:

$$P_m = 0.5 \rho A C_p(\lambda, \beta) v_w^3 \quad (2.1)$$

де P_m – потужність, що розвивається для питомої щільності повітря ρ і площі розгортки лопатей турбіни $A = \pi \cdot R^2$. C_p – коефіцієнт потужності що показує який відсоток потужності вітрового потоку використовується, а v_w – швидкість вітру в (м/с).

Щоб максимізувати вихідну потужність вітру при фіксованому куті нахилу β , кутова швидкість ω_r турбіни повинна змінюватися при зміні швидкості вітру, щоб підтримувати постійне співвідношення швидкостей λ . Співвідношення швидкостей кругової швидкості кінця лопаті до швидкості вітру називається швидкохідністю та визначається як

$$\lambda = (\omega_r R / v_w) \quad (2.2)$$

де R – радіус лопатей турбіни.

Номинальна швидкохідність λ_n залежить від конструкції вітрової установки.

Синхронна швидкохідність λ_0 визначається при $C_p = 0$.

Загальне рівняння при $\lambda_n < \lambda < \lambda_0$, яке використовується для моделювання характеристики вітрової турбіни представлено як

$$C_p = C_{p_max} - \frac{C_{p_max}}{(\lambda_0 - \lambda_n)^2} (\lambda - \lambda_n)^2, \quad (2.3)$$

де C_{p_max} – максимальний коефіцієнт використання енергії вітру.

При швидкохідності від 0 до λ_n ($\lambda < \lambda_n$), можна апроксимувати виразом:

$$C_p = C_{p_max} \left(\frac{\lambda}{\lambda_n} \right)^2 \left[-2 \left(\frac{\lambda}{\lambda_n} \right) + 3 \right]. \quad (2.4)$$

Числове значення λ_0 у (2.2) можна розрахувати залежно від σ_{per} – параметр, що являє собою суму хорд профілів відносно радіуса R на периферії вітроколеса і пов'язаний з шириною кінчика лопаті b_{per} і числом лопатей i :

$$\sigma_{per} = \frac{i b_{per}}{R} \quad (2.5)$$

Знайшовши σ_{per} можна знайти λ_0 , яке апроксимується виразом:

$$\lambda_0 = \frac{188.93\sigma_{per} + 20.62}{28.22\sigma_{per} - 1} \quad (2.6)$$

Звідси можна визначити значення крутного моменту, що діє на вал, в такий спосіб:

$$M = \frac{P_m}{v_m} \quad (2.7)$$

З даних формул можна зробити висновок, що механічний крутний момент дуже сильно залежить від швидкості вітру. На основі цих рівнянь можна побудувати модель вітряної турбіни, структура якої показана на рис. 2.1.

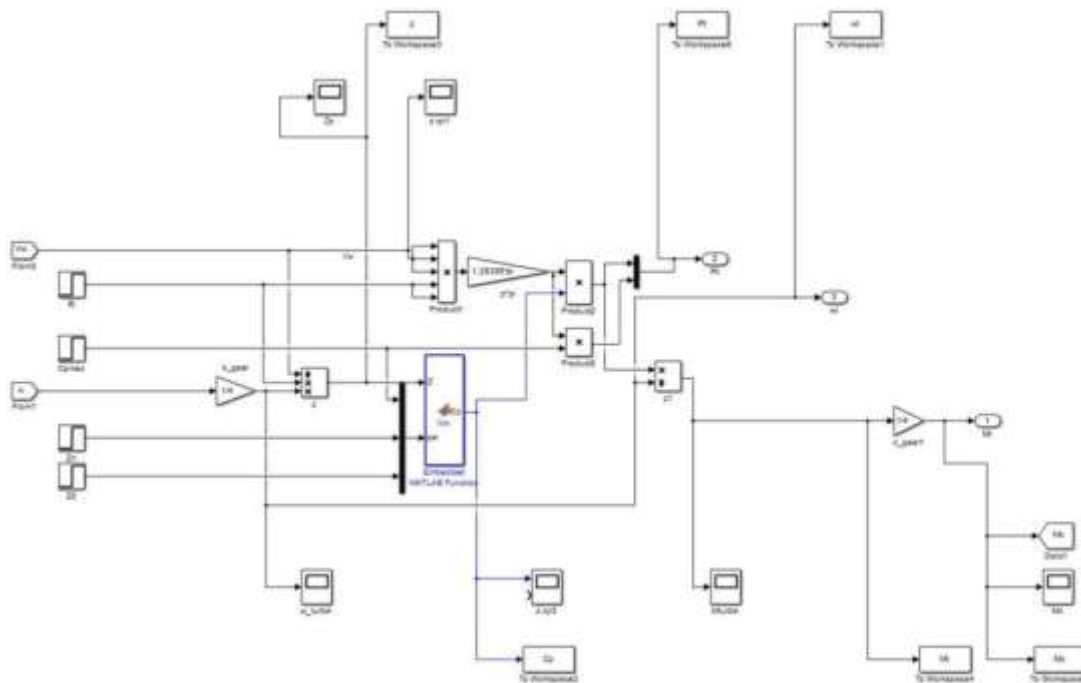


Рис. 2.1. Модель вітряної турбіни в середовище Matlab.

2.2 Модель синхронного генератора з постійними магнітами

Для опису електромагнітних процесів в синхронних машинах з постійними магнітами цілком придатна теорія, притаманна синхронним двигунам з класичним електромагнітним збудженням [1].

Для складання математичної моделі СГПМ, необхідно прийняти деякі припущення:

- 1) відсутнє насичення магнітного кола і втрати в сталі;
- 2) обмотки статора розташовуються симетрично;
- 3) індуктивність розсіювання не залежить від положення ротора в просторі [6].

Схематична модель синхронного генератора з постійними магнітами приведена на Рис. 2.3, де конструкція статора ідентична іншим трифазним машинам змінного струму, а на роторі є вал з розташованими на ньому постійними магнітами. Струм обмотки статора створює обертове магнітне поле статора, магнітні полюси якого притягають протилежні магнітні полюси ротора. Внаслідок цього виникає момент, що обертає ротор слідом за полем статора [10, 11, 12].

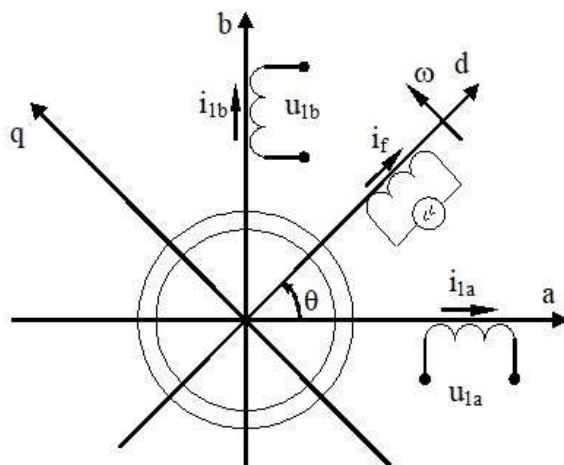


Рис. 2.3. Схематична модель синхронного генератора з постійними магнітами.

Де $(a-b)$, $(d-q)$ – системи координат статора та ротора;

(u_{1a}, u_{1b}) , (i_{1a}, i_{1b}) – компоненти векторів напруги та струму статора,

$i_f = \text{const}$ – струм фіктивного джерела струму, що схематизує дію постійних магнітів;

θ, ω – кутове положення та кутова швидкість ротора відносно статора,

$$\omega = d\theta/dt.$$

Вектори струму, потокозчеплення та напруги статора СГ мають вигляд:

$$\begin{aligned}\mathbf{i} &= (i_{1a}, i_{1b}, i_f)^T \\ \Psi &= (\Psi_{1a}, \Psi_{1b}, \Psi_f)^T \\ \mathbf{u}_1 &= (u_{1a}, u_{1b})^T\end{aligned}\quad (2.8)$$

За умов відсутності явнополюсності матриця індуктивностей електричної машини, що представлена на рис.2.3, має вигляд:

$$\mathbf{L}(\varepsilon) = \begin{bmatrix} L_1 & 0 & L_m \cos \theta \\ 0 & L_1 & L_m \sin \theta \\ L_m \cos \theta & L_m \sin \theta & L_f \end{bmatrix}, \quad (2.9)$$

де L_1, L_f - індуктивності статорної та фіктивних обмоток,

L_m - індуктивність контуру намагнічування, одна пара полюсів прийнята без втрати загальності.

Електромагнітна енергія та момент узагальненої машини мають вигляд:

$$W(\theta) = \left(\frac{1}{2} \mathbf{i}^T \mathbf{L}(\theta) \mathbf{i} \right) \quad (2.10)$$

$$M = \frac{\partial W(\theta)}{\partial \theta} \quad (2.11)$$

Після підстановки (2.8) – (2.10) в (2.11) отримаємо наступний вираз для моменту СГ:

$$\begin{aligned}M &= \left(\frac{1}{2} \mathbf{i}^T \frac{\partial \mathbf{L}(\theta)}{\partial \theta} \mathbf{i} \right) = \frac{1}{2} \mathbf{i}^T \begin{bmatrix} 0 & 0 & -L_m \sin \theta \\ 0 & 0 & L_m \cos \theta \\ -L_m \sin \theta & L_m \cos \theta & 0 \end{bmatrix} \mathbf{i} = \\ &= \frac{1}{2} (i_{1a}, i_{1b}, i_f) \begin{bmatrix} 0 & 0 & -L_m \sin \theta \\ 0 & 0 & L_m \cos \theta \\ -L_m \sin \theta & L_m \cos \theta & 0 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} i_{1a} \\ i_{1b} \\ i_f \end{pmatrix} = \\ &= \frac{1}{2} (i_{1a}, i_{1b}, i_f) \begin{pmatrix} -L_m i_f \sin \theta \\ L_m i_f \cos \theta \\ -L_m i_{1a} \sin \theta + L_m i_{1b} \cos \theta \end{pmatrix} = L_m i_f (-i_{1a} \sin \theta + i_{1b} \cos \theta)\end{aligned}\quad (2.12)$$

Рівняння для поточозчеплень:

$$\Psi = \mathbf{L}(\theta)\mathbf{i} \quad (2.13)$$

З урахуванням (2.9) набуває вигляду:

$$\begin{pmatrix} \Psi_1 \\ \Psi_f \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} L_1 & 0 & L_m \cos \theta \\ 0 & L_1 & L_m \sin \theta \\ L_m \cos \theta & L_m \sin \theta & L_f \end{bmatrix} \begin{pmatrix} i_1 \\ i_f \end{pmatrix}, \quad (2.14)$$

де $\mathbf{i}_1 = (i_{1a}, i_{1b})^T$, $\Psi_1 = (\Psi_{1a}, \Psi_{1b})^T$ – вектори струму та потокозчеплення статора.

Узагальнене рівняння електричної рівноваги статорного кола у формі Кірхгофа запишеться:

$$\mathbf{u}_1 = \mathbf{R}_1 \mathbf{i}_1 + \frac{d\Psi_1}{dt}, \quad (2.15)$$

в якому вектор потокозчеплення статора дорівнює:

$$\Psi_1 = \begin{pmatrix} \Psi_{1a} \\ \Psi_{1b} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} L_1 & 0 \\ 0 & L_1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} i_{1a} \\ i_{1b} \end{pmatrix} + L_m i_f \begin{pmatrix} \cos \theta \\ \sin \theta \end{pmatrix}, \quad (2.16)$$

де $\mathbf{R}_1 = \text{diag}(R_1, R_1)$ – матриця активних опорів статора.

Після підстановки (2.16) в (2.15) отримаємо:

$$\begin{pmatrix} u_{1a} \\ u_{1b} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} R_1 & 0 \\ 0 & R_1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} i_{1a} \\ i_{1b} \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} L_1 & 0 \\ 0 & L_1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \frac{di_{1a}}{dt} \\ \frac{di_{1b}}{dt} \end{pmatrix} + L_m i_f \begin{pmatrix} -\omega \sin \theta \\ \omega \cos \theta \end{pmatrix} \quad (2.17)$$

Для випадку, коли повний момент інерції механічної системі J постійний, динамічна модель електромеханічного об'єкта може бути отримана з (2.12), (2.17) у наступному вигляді:

$$\dot{\theta} = \omega \quad (2.18)$$

$$\begin{aligned} \dot{\omega} &= \frac{1}{J} [k_M (-i_{1a} \sin \theta + i_{1b} \cos \theta) - M_c] \\ \dot{i}_{1a} &= L_1^{-1} (u_{1a} - R_1 i_{1a} + L_m i_f \omega \sin \theta) \\ \dot{i}_{1b} &= L_1^{-1} (u_{1b} - R_1 i_{1b} - L_m i_f \omega \cos \theta) \end{aligned} \quad (2.19)$$

де $k_M = L_m i_f = \text{const}$ – коефіцієнт моменту;

M_c – момент навантаження.

Таким чином отримано математичну модель неявнополюсного синхронного генератора зі збудженням від постійних магнітів, записану в стаціонарній системі координат статора (a–b).

Для перетворення змінних до системи координат ротора (d–q), орієнтованою за вектором \dot{i}_f , струми та напруги статора приймуть вигляд:

$$\begin{pmatrix} u_{1d} \\ u_{1q} \end{pmatrix} = e^{-j p_n \theta} \begin{pmatrix} u_{1a} \\ u_{1b} \end{pmatrix} \quad (2.20)$$

$$\begin{pmatrix} i_{1d} \\ i_{1q} \end{pmatrix} = e^{-j p_n \theta} \begin{pmatrix} i_{1a} \\ i_{1b} \end{pmatrix}$$

рівняння (2.19) набувають вигляду:

$$\begin{aligned} \dot{\theta} &= \omega \\ \dot{\omega} &= \frac{1}{J} \left(\frac{3}{2} p_n L_m i_f i_{1q} - M_c \right) \\ \dot{i}_{1d} &= -\frac{R_1}{L_1} i_{1d} + p_n \omega i_{1q} + \frac{1}{L_1} u_{1d} \\ \dot{i}_{1q} &= -\frac{R_1}{L_1} i_{1q} - p_n \omega i_{1d} - \frac{L_m}{L_1} i_f p_n \omega + \frac{1}{L_1} u_{1q} \end{aligned} \quad (2.21)$$

Просторове розташування систем координат статора і ротора згідно перетворень (2.20) зображено на рис.2.4.

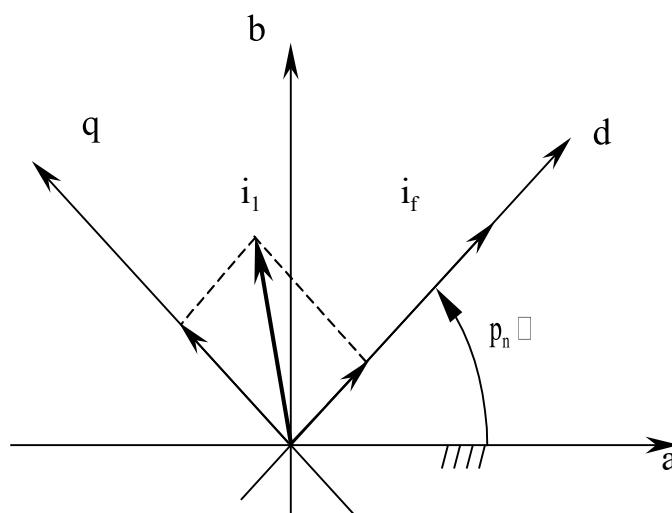


Рис. 2.4. Перетворення систем координат синхронного генератора.

Модуль вектора потокозчеплення ротора з (2.14) має вигляд:

$$\psi_f = L_m i_{1d} + L_f i_f$$

Модель СГ в координатах ротора має наступні властивості:

- рівняння СГ, що записані в системі координат ротора, не залежать від кутового положення, але є нелінійними;
- момент СГ є лінійною функцією квадратурної компоненти струму статора \dot{i}_{1q} і не залежить від \dot{i}_{1d} за умов відсутності явнополюсності;
- модуль вектора потокозчеплення ротора Ψ_f залежить лінійно від прямої компоненти струму статора \dot{i}_{1d} .

На рис. 2.5 показана блок-схема керування перетворювача джерела напруги на стороні генератора і інвертора напруги на стороні навантаження. Алгоритм керування для генераторного перетворювача (ГП) використовує керування, орієнтоване на потік статора, вісь d орієнтована на потік статора. Цілі керування інвертором на стороні навантаження полягають у тому, щоб регулювати напругу і частоту для вирівнювання навантаження і усунення гармонік на клеммах навантаження. Завданнями керування ГП є досягнення точки максимальної потужності і одиничного коефіцієнта потужності на клеммах СГПМ. Короткий опис алгоритму керування приведено у наступних підрозділах.

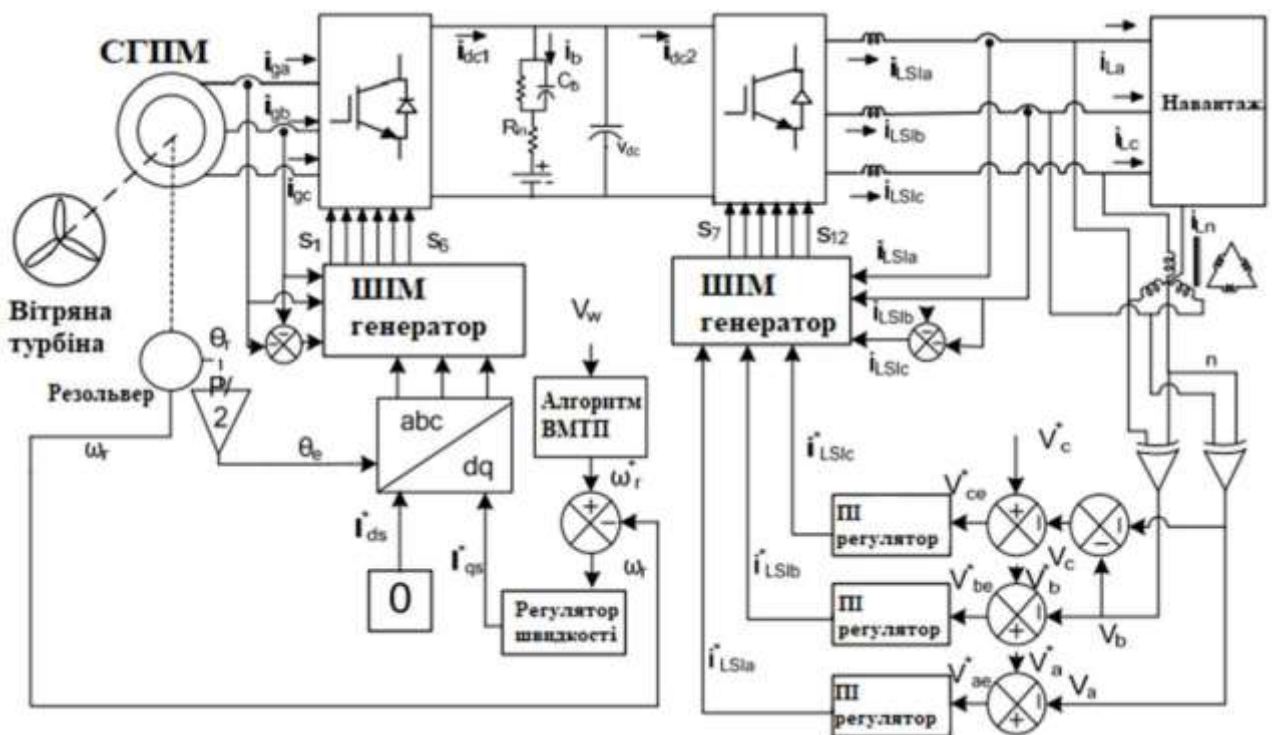


Рис.2.5. Блок-схема керування ВУ.

2.3 Формування завдання швидкості вітрогенератора

Керування перетворювачем на стороні генератора забезпечує отримання максимальної потужності від наявної енергії вітру. Щоб максимізувати вихідну потужність вітру при фіксованому куті нахилу β , кутова швидкість ω_r турбіни повинна змінюватися при зміні швидкості вітру, щоб підтримувати постійне співвідношення швидкостей λ .

Відносна швидкість кінця лопати враховується в рівнянні нижче:

$$\omega_r = \frac{\lambda \cdot v_w}{R} \quad (2.23)$$

Регулювання швидкості обертання лопостей дозволяє досягти максимальної ефективності вітрової турбіни, яка визначається показником

$$C_p = C_{p_max} - \frac{C_{p_max}}{(\lambda_0 - \lambda_n)^2} (\lambda - \lambda_n)^2, \quad (2.24)$$

Для відстеження точки максимальної потужності (ТМП) розраховується задана швидкість ω_r на основі інформації про швидкість вітру. Сигнал ω_r передається регулятору швидкості для формування складової струму i_{qref} по осі q . Ми приймаємо, що відбувається керування струмом по осі d , тому струм $i_{qref} = 0$.

Швидкість вітру вимірюється за допомогою анемометра і з використанням двовимірної таблиці з характеристиками вбудованої вітрової турбіни, розраховується задана швидкість ротора ω_r^* .

2.4 Керування швидкістю СГ

Припустимо, що виконуються наступні припущення:

1. Параметри моделі електромеханічного об'єкту відомі й постійні, момент турбіни M_T , постійний (такий, що повільно змінюється) і обмежений.

2. Задана траєкторія зміни кутової швидкості ω^* є обмеженою функцією часу з обмеженою відомою першою похідною.

Сконструюємо алгоритм керування кутовою швидкістю СД, який би гарантував:

1) Асимптотичне відпрацювання заданих траєкторій руху:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \tilde{\omega} = 0 \quad (2.25)$$

де $\tilde{\omega} = \omega - \omega^*$ – похибка відпрацювання.

2) Каскадну структуру системи кутовою швидкістю з зовнішнім контуром регулювання кутової швидкості та внутрішнім контуром регулювання моменту (струму).

Запишемо (2.20) в похибках відпрацювання:

$$\dot{\tilde{\omega}} = J^{-1}M - J^{-1}M_c - \dot{\omega}^* \quad (2.26)$$

Оскільки в (2.25) $J^{-1}M_c$ є невідомою константою, то визначимо її оцінку \hat{M}_c так, що похибка оцінювання буде:

$$\tilde{M}_c = \frac{M_c}{J} - \hat{M}_c \quad (2.27)$$

Виходячи із рівняння (2.26), синтезуємо лінійний пропорційно-інтегральний (ПІ) регулятор швидкості у вигляді:

$$\begin{aligned} M &= J(-k_\omega \tilde{\omega} + \tilde{M}_c + \dot{\omega}^*) \\ \dot{\tilde{M}}_c &= -k_{oi} \tilde{\omega} \end{aligned} \quad (2.28)$$

де (k_ω, k_{oi}) коефіцієнти пропорційної та інтегральної дії регулятора швидкості.

Для налаштування параметрів регулятора швидкості використаємо стандартні співвідношення для лінійної системи другого порядку:

$$\begin{aligned} k_{oi} &= \frac{k_\omega^2}{4}, \text{ для } \xi = 1 \\ k_{oi} &= \frac{k_\omega^2}{2}, \text{ для } \xi = \frac{\sqrt{2}}{2} \end{aligned} \quad (2.29)$$

де ξ – коефіцієнт демпфування.

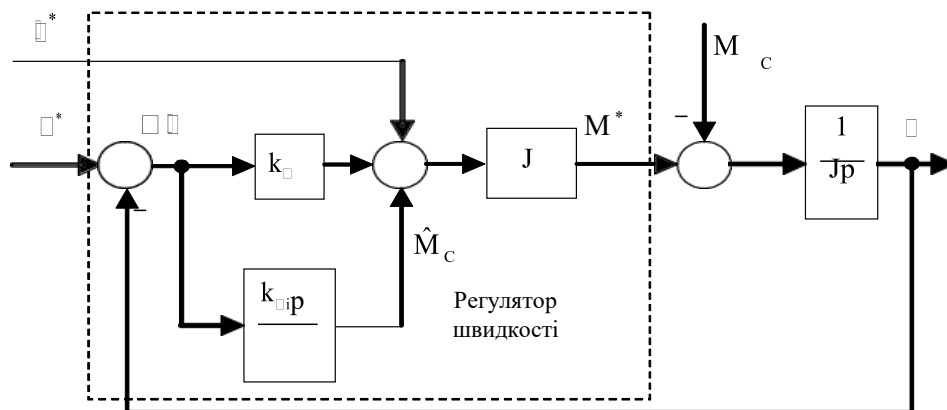


Рис. 2.6. Структурна схема системи векторного керування швидкості.

Висновки до розділу 2.

1. В цьому розділі для отримання представлення про систему роботи турбіни розглянута математична модель вітроколеса. Було представлено основні характеристики вітряної турбіни, а саме коефіцієнт потужності турбіни, швидкохідність, максимальний коефіцієнт використання енергії вітру та залежність для визначення потужності турбіни. Отримані рівняння турбіни будуть використані у моделюванні системи генерування в середовищі Matlab.

2. Для моделювання механічної частини системи генерування отримано математичну модель неявнополюсного синхронного генератора зі збудженням від постійних магнітів, записану в стаціонарній системі координат статора (a–b). Також рівняння перетворення змінних до системи координат ротора (d–q).

3. Для керування швидкістю СГПМ сформоване завдання траєкторії швидкості вітро генератора за основними формулами КПД турбіни та швидкості кінця лопаті.

4. Синтезовано лінійний пропорційно–інтегральний (ПІ) регулятор швидкості та використані стандартні співвідношення для лінійної системи другого порядку для налаштування параметрів регулятора швидкості.

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК ТА ВИБІР ВІТРОГЕНЕРАТОРА

3.1 Функціональна схема вітрогенераторної системи

Схема силової частини керування вітроенергосистемою представлена у додатку А.

Синхронний генератор з постійними магнітами (СГПМ) керується перетворювачем частоти. В системі присутні наступні контури регулювання: зовнішній (контур регулювання швидкості) та внутрішній (контур регулювання струму по осях d і q).

На турбіну діє вітер зі швидкістю V_{\square} , який передає частину кінетичної енергії, взаємодіючи з лопатями турбіни. Турбіна з'єднана валом, на якому виникає момент обертання, з синхронним генератором з постійними магнітами (СГПМ) через редуктор. Генератор обертається з фактичною швидкістю обертання валу ω , (rad / c). У генераторі механічна енергія переходить в електричну і подається на автономний перетворювач. На даному етапі отримуємо напруги u_{abc} і струми статора i_{abc} .

Найчастіше схема силової частини інвертора збирається як трифазна мостова схема, яка називається у вітчизняній літературі Міст Ларіонова. Схема складається з шести повністю керованих ключів. Як керованих вентилів застосовуються IGBT транзистори. На схемі вони позначені цифрами від 1 до 6. IGBT транзистори володіють двосторонньою провідністю. Протікання струму в прямому напрямку від позитивного полюса напруги до негативного забезпечують транзисторні ключі. Зворотній провідність здійснюється діодами зворотного струму, які включені паралельно транзисторам. Вони створюють ланцюг зворотного потоку в період комутації транзисторів і під час гальмування генератора.

В контур регулювання струму, виконаний через канал зворотного зв'язку, надходять сигнали з датчиків струму, які вимірюють струм кожної фази двигуна.

Ці сигнали порівнюються з сигналами завдання на струм, які надходять з регулятора швидкості.

На вхід регулятора швидкості подається необхідне значення швидкості. Від сигналу завдання через зворотний зв'язок віднімається сигнал швидкості з генератора. Отриманий сигнал надходить на регулятор швидкості.

З автономного перетворювача електрична енергія передається в ланку постійного струму, де за допомогою конденсатора великої потужності накопичується і переходить на активний інвертор напруги (АІН), який працює в зворотному режимі. З ланки постійного струму знімається напруга передається в систему керування.

Для формування і регулювання вихідної напруги використовується принцип широтно-імпульсної модуляції (ШІМ). Схеми АІН і АВ виконані з повністю керованих напівпровідникових силових ключів.

Також маємо регулятор напруги u_{dc} для підтримання напруги на рівні 600В.

Для регулювання в першій зоні, щоб отримувати при будь-яких швидкостях вітру максимально можливу потужність експериментальним шляхом була складена таблиця точок максимальної потужності, по якій буде задаватися швидкість обертання для отримання максимальної електричної потужності в першій зоні.

Регулювання у другій зоні здійснюється за допомогою зниження швидкості обертання турбіни, керування якою реалізовано блоком завдання траєкторії швидкості.

Розглянемо систему управління автономного інвертора напруги.

На вхід приходять такі сигнали: швидкість обертання генератора ω , задана швидкість обертання ω^* , струми на фазах статора I_{abc} .

Регулятор швидкості заснований на ПІ (пропорційно інтегральному регуляторі), на вхід якого приходять обчислена помилка між заданою і діючою швидкістю обертання ω . Виходом регулятора є крутний момент, оскільки потік ротора в СГПМ постійний і дорівнює ψ^* , обчислюється значення струму i_q .

Блок dq / abc виконує dq -перетворення складових обертового поля в abc -фазні сигнали управління змінного струму.

Регулятор струму заснований на порівнянні сигналів управління,

наявними сигналами струмів статора. Керуючі сигнали являють собою симетричну трифазну систему струмів, пропорційних бажаним значенням відповідних фазних струмів генератора.

Розглянемо систему управління автономного випрямляча/

На вхід системи приходять такі сигнали: задана напруга U_{dc}^* напруга ланки постійного струму U_{dc} , задана частота f і струми мережі $I_{abcload}$.

Принцип системи управління АВ схожий на АПН з пропорційно-інтегральним регулятором швидкості, блоком перетворення і релейним регулятором струму dq / abc , які виконують dq –перетворення і релейним регулятором струму.

3.2 Обґрунтування вибору потужності генератора

В ряду параметрів вітрогенератора, зазвичай вказується розрахункова швидкість вітру. Це така швидкість вітру при якій потужність вітрогенератора досягає свого номінального значення.

Вітрогенератори з більш низькою розрахункової швидкістю вітру виробляють більше електроенергії при інших рівних умовах. Занадто низька розрахункова швидкість вітру призводить до значного зростання габаритів і вартості вітрогенератора, що стає економічно не вигідним.

Ми вибрали три гіпотетичні вітрогенератори з розрахунковою швидкістю вітру в діапазоні 7,5–8,5 м/с, що дозволяє забезпечити мінімальні витрати на виробництво електроенергії. Ця швидкість вітру є оптимальною для досягнення високої продуктивності та ефективності генераторів, що, у свою чергу, сприяє зниженню вартості виробленої продукції.

Як видно з табл. 3.1, вибір більшої розрахункової швидкості дозволив застосувати більш компактні вітротурбіни на вітрогенератори №2 і №3. При цьому можна припустити, що ціни на ці вітрогенератори складуть відповідно №1 - 3200 у.о., №2 - 2100 у.о., №3 - 3900 у.о. На перший погляд може здатися, що вітрогенератори №2 і №3 значно вигідніші, ніж вітрогенератор №1. Один масеквівалентну потужність і значно дешевший, інший тільки трохи дорожчий,

але зате вдвічі потужніше.

Таблиця 3.1

Параметри вітрогенераторів

Вітрогенератор	№1	№2	№3
Номінальна потужність, кВт	1	1	2
Діаметр вітротурбіни, м	3.25	2.3	2.5
Розрахункова швидкість вітру, м/с	8	10	12

Щоб об'єктивно порівняти запропоновані вітрогенератори потрібно оцінити вартість виробленої ними електроенергії. Для наочності розглянемо графік (рис. 3.1), на якому представлені залежності потужності даних вітрогенераторів від швидкості вітру.

Видно, що в діапазоні найбільш поширених швидкостей вітру 3-6 м/с вітрогенератор №1 розвиває помітно більшу потужність ніж його суперники. Вітрогенератор №3 перевершує його тільки при швидкостях вітру понад 10 м/с, які зустрічаються досить рідко і недовго.

Для більш наочного порівняння було обчислено вартість електроенергії, яку виробляє кожен з генераторів за 20 років при різних середніх швидкостях вітру. Враховувалась тільки вартість самого вітрогенератора. Результати представлені в табл. 3.2.

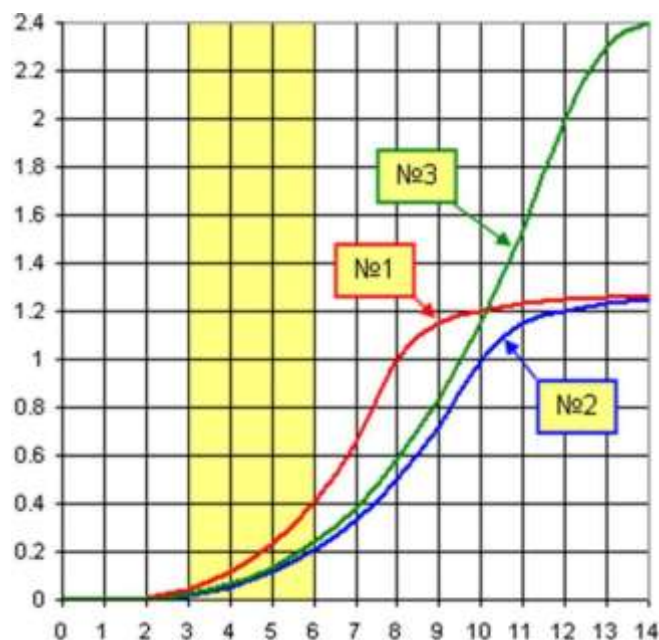


Рис. 3.1. Графік залежності потужності трьох різних генераторів від швидкості вітру.

Таблиця 3.2

Обчислення представлених вітрогенераторів

Вітрогенератор		№1	№2	№3
Вартість, у.о.		3200	2100	3900
$V_{сер} = 3 м/с$	Вироблення за місяць, <i>кВт год</i>	76	38	45
	Вироблення за 20 років, <i>кВт год</i>	18240	9120	10800
	Вартість енергії, <i>уо/кВтгод</i>	0.175	0.230	0.361
$V_{сер} = 4 м/с$	Вироблення за місяць, <i>кВт год</i>	159	84	99
	Вироблення за 20 років, <i>кВт год</i>	38160	20160	23760
	Вартість енергії, <i>уо/кВтгод</i>	0.084	0.104	0.164
$V_{сер} = 5 м/с$	Вироблення за місяць, <i>кВт год</i>	255	145	176
	Вироблення за 20 років, <i>кВт год</i>	61200	34800	42240
	Вартість енергії, <i>уо/кВтгод</i>	0.052	0.060	0.092
$V_{сер} = 6 м/с$	Вироблення за місяць, <i>кВт год</i>	353	222	280
	Вироблення за 20 років, <i>кВт год</i>	84720	53280	67200
	Вартість енергії, <i>уо/кВтгод</i>	0.038	0.039	0.058

Розрахунок показує, що вітрогенератор №1 є більш вигідним для всіх розглянутих вітрових умов. Різниця більше для районів з невисокими швидкостями вітру, трохи менше – для вітряних місць. Причому найменш вигідним виявився найпотужніший вітрогенератор №3.

Основний висновок - при порівнянні різних вітрогенераторів потрібно звертати увагу не стільки на заявлену номінальну потужність, скільки на діаметр вітротурбіни. Очікувана вироблена енергія вітрогенератора при інших рівних умовах пропорційна квадрату діаметра його турбіни [22].

Отже, параметри вітроенергетичної установки залежать від обсягу електричної енергії, яку необхідно виробляти, а також від вітроенергетичного потенціалу конкретного місця, де планується інсталяція вітрової турбіни. Вітровий потенціал місцевості характеризується значенням середньорічної швидкості вітру.

Обсяг електроенергії, який може бути проведений вітряком, залежить від площі поверхні лопатей, яку охоплює вітер. Ця площа визначається діаметром (або радіусом) вітроколеса. Залежність між швидкістю вітру і електричною потужністю, що виробляється вітрогенератором, відображає формула (2.1).

На основі аналізу даних та прийнятих висновків, а також ознайомившись із варіантами вітрогенераторів представлених на сайтах виробників, вибираємо для симулювання роботи в середовищі Matlab вітрову установку типу RE1R 132 MX6. Вітрогенератор характеризується номінальною потужністю $5,5 \text{ кВт}$. Функціонує при початковій швидкості вітру в 1 м/с . Виходить на номінальну потужність при середній швидкості вітру в $9,5 \text{ м/с}$ та виробляє приблизно 5500 Вт .

3.3 Розрахунок значень параметрів номінального режиму

В даному підрозділі ми проведемо розрахунки основних параметрів генератора [23] для подальшого його дослідження за допомогою моделі в середовищі Matlab. Спочатку буде розраховано номінальні дані механічних та електричних параметрів генератора. Після чого представимо основні дані для моделювання вітряної установки.

Вихідні дані для розрахунку параметрів синхронного генератора наведено в табл. 3.3.

Кутова частота напруги статора:

$$\omega_{0n} = 2\pi f = 2 \cdot 3.14 \cdot 50 = 314 \text{ (рад/с)} \quad (3.1)$$

Швидкість холостого ходу СД:

$$\omega_{xx} = \frac{\omega_{0n}}{p_n} = \frac{314}{3} = 104.6 \text{ (рад/с)} \quad (3.2)$$

Номінальний момент СД:

$$M_n = 52.5 \text{ (Н} \cdot \text{м)} \quad (3.3)$$

Критичний момент СД:

$$M_k = 105 \text{ (Н} \cdot \text{м)} \quad (3.4)$$

Номінальні діючі значення фазної напруги та струму статора:

$$U_n = \frac{U_{ln}}{\sqrt{3}} = \frac{369}{\sqrt{3}} = 213 \text{ (В)} \quad (3.5)$$

$$I_n = 9.3 \text{ (А)} \quad (3.6)$$

Таблиця 3.3

Паспортні дані генератора RE1R 132 MX6 [23]

Параметр генератора	Значення
Номінальна потужність/Rated output	$P_{2n} = 5.5 \text{ кВт}$
Номінальна лінійна напруга статора/Voltage	$U_{1n} = 369 \text{ В}$
Число пар полюсів/ Number of pole pairs	$p_n = 3$
Момент інерції/Motor moment of inertia	$J = 0.04 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$
Коефіцієнт корисної дії/Efficiency	$\eta = 0.93$
Коефіцієнт потужності/Power factor	$\cos \varphi = 0.99$
Номінальний момент/Torque	$M_H = 52.5 \text{ Н} \cdot \text{м}$
Критичний момент/Max. torque(2 min)	$M_K = 105 \text{ Н} \cdot \text{м}$
Номінальне діюче значення фазного струму статора/Rated current	$I_H = 9.3 \text{ А}$
Номінальна частота напруги статора/Rated frequency	$f = 50 \text{ Гц}$
Синхронна частота обертання/Rated speed	$n_c = 1000 \text{ об/хв}$
Напруга холостого ходу/No load voltage at speed 1000 r.p.m.	$U_{xx} = 355 \text{ В}$
Параметри Г-подібної схеми заміщення (відносні одиниці)	
Індуктивний опір розсіювання статора/Leakage reactance	$x_1' = 1.01$
Активний опір статора/Phase resistance at 20°C	$R_1' = 0.547$
Індуктивності намагнічуючого контуру /Magnetising inductance	$L_m = 0.00691$
Індуктивності розсіювання статора/Leakage inductance	$L_{1\sigma} = 0.0032$
Індуктивний опір магнітопроводу/Magnetising reactance	$x_\mu = 2.17$

Амплітудні значення фазної напруги і струму статора:

$$\begin{aligned} U_{na} &= \sqrt{2} \cdot U_n = \sqrt{2} \cdot 213 = 301 \text{ (В)} \\ I_{na} &= \sqrt{2} \cdot I_n = \sqrt{2} \cdot 9.3 = 13 \text{ (А)} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Амплітудне значення потокозчеплення статора в режимі холостого ходу:

$$\Psi_{1xx} = \frac{U_{na}}{\omega_{0n}} = \frac{301}{314} = 0.95 \text{ (Вб)} \quad (3.8)$$

Індуктивності розсіювання статора:

$$L_{1\sigma} = 0.0032 \text{ (Гн)} \quad (3.9)$$

Індуктивності намагнічуючого контуру:

$$L_m = 0.00691(\text{Гн}) \quad (3.10)$$

Індуктивності статорного кола:

$$L_1 = L_{1\sigma} + L_m = 0.0032 + 0.00691 = 0.01011(\text{Гн}) \quad (3.11)$$

Коефіцієнт моменту розраховуємо за формулою:

$$k_m = \frac{M_n}{I_n} = \frac{52.5}{9.3} = 5.6 \quad (3.12)$$

Струм фіктивного джерела струму визначимо через коефіцієнт моменту:

$$i_f = \frac{k_m}{\psi_f} = \frac{5.6}{0.95} = 5.94(\text{А}) \quad (3.13)$$

Результати розрахунків параметрів генератора RE1R 132 MX6 зведені до табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Основні параметри моделювання СД RE1R 132 MX6

Параметр	Величина	Параметр	Величина
$P_{2n}, \text{кВт}$	5.5	$R_1, \text{Ом}$	0.547
$\omega_{xx}, \text{рад/с}$	102.2	$L_1, \text{Гн}$	0.01011
$\omega_{0n}, \text{рад/с}$	314	$L_m, \text{Гн}$	0.07
$M_n, \text{Нм}$	52.5	$J_d, \text{кг м}^2$	0.04
$M_k, \text{Нм}$	104	p_n	3
η	0.9	$\cos \varphi$	0.9

В результаті обчислень було розраховано номінальні механічні та електричні параметри синхронного генератора RE1R 132 MX6.

В результаті чого було отримано значення параметрів генератора для його подальшого дослідження шляхом математичного моделювання представленого в розділі 4.

Висновки з розділу 3

1. На початку було сформовано функціональну схему системи генерування, та описано функції її елементів.

2. В даному розділі для автономної системи генерування було обрано та розраховано основні параметри синхронного генератор типу RE1R 132 MX6 та потужністю $5,5 \text{ кВт}$, які будуть використовуватись для дослідження розробленої системи.

3. У якості обґрунтування вибору номінальної швидкості вітру для вітрогенераторної установки було проведено розрахунок виробленої енергії для трьох різних номінальних значень швидкості вітру. Установки, які розраховані на меншу швидкість вітру генерують більший об'єм електричної енергії при меншій потужності генератора, що дозволяє забезпечити мінімальну вартість вироблюваної ними електроенергії. Отже, при виборі вітрогенератора потрібно звертати увагу не стільки на заявлену номінальну потужність, скільки на діаметр вітротурбіни.

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ АЛГОРИТМІВ КЕРУВАННЯ

В даному розділі буде виконано дослідження системи керування автономною вітровою установкою.

Моделювання виконано в середовищі Matlab Simulink, модель системи представлена в додатку 2. Система керування вітрогенераторної установкою має три основні частини: модель вітрової турбіни на яку подається сигнал вітру, модель синхронного генератора і системи векторного керування ним, модель системи автономного живлення яка об'єднує ланку постійного струму перетворювача синхронного генератора з системою резервного живлення на акумуляторних батареях і ланку постійного струму перетворювача, який формує змінну напругу для споживачів.

Система керування по різному реагує на зміну швидкості вітру та має дві зони роботи. Перша – це робота при швидкостях вітру, які підтримують номінальну (близьку до номінальної) вихідну потужність турбіни. Друга – робота системи при швидкостях вітру, які генерують потужність турбіни вище номінальної (як зауважено у Розділі 3, це швидкості вищі за $9,5 \text{ м/с}$).

Послідовність проведення тесту наступна:

1. Дослідження роботи системи керування вітрогенератором при змінній швидкості вітру $V_w = \text{var}$ та забезпеченні номінальної потужності турбіни.
2. Дослідження роботи системи керування вітрогенератором при змінній швидкості вітру $V_w = \text{var}$, при якій потужність турбіни вище за номінальну.
3. Дослідження роботи системи керування вітрогенератором при постійній швидкості вітру $V_w = \text{const}$, яка дорівнює $9.5(\text{м} / \text{с})$ та при симулюванні навантаження з боку споживача.
4. Дослідження роботи системи керування вітрогенератором при змінній швидкості вітру $V_w = \text{var}$, яка дорівнює (м/с) та при симулюванні навантаження з боку споживача.
5. Дослідження роботи системи керування вітрогенератором при постійній швидкості вітру $V_w = \text{const}$, яка дорівнює $5(\text{м/с})$, $9.5(\text{м/с})$, $1.5(\text{м/с})$

та при симулюванні навантаження з боку споживача.

6. Дослідження роботи системи керування вітрогенератором при постійній швидкості вітру $V_w = const$, яка дорівнює (м/с), (м/с), (м/с) споживача та при симулюванні навантаження з боку.

Розрахуємо сумарний момент інерції системи генерування:

$$J_{\Sigma} = J_m + J_{ред} + J_{ген} , \quad (4.1)$$

де $J_{ген}$ - момент інерції генератора, відомий та рівний 0.04;

$J_{ред}$ - момент інерції редуктора приймемо рівним 0.032;

J_m – момент інерції турбіни.

Момент інерції вітроколеса визначається як сума моментів інерції його лопостей:

$$J_m = i \cdot J_{лоп} \quad (4.2)$$

де i - кількість лопостей турбіни.

Оскільки діаметр турбіни значно більше діаметра ротора генератора, момент інерції лопостей є значущим при розрахунку сумарного моменту інерції обертаючих мас ВЕУ.

Момент інерції лопаті визначається як:

$$J_{лоп} = k_j \cdot m \cdot L^2 \quad (4.3)$$

де m - маса лопаті, кг;

k_j - коефіцієнт визначений в межах 0.18 - 0.22 ;

L - довжина лопості.

Рівняння, яке об'єднує масу та дожину лопаті ВЕУ має вигляд:

$$m = 0,11 L^{2.62} = 0,11 2,9^{2.62} = 1,85 \text{ (кг)} \quad (4.4)$$

Звідси момент інерції однієї лопості та всієї турбіни дорівнює:

$$J_{лоп} = k_j \cdot m \cdot L^2 = 0.18 \cdot 1.85 \cdot 2.9^2 = 2.8 \quad (4.5)$$

$$J_m = i \cdot J_{лоп} = 3 \cdot 2.8 = 8.4 \quad (4.6)$$

Отже, сумарний момент системи ВЕУ дорівнює:

$$J_{\Sigma} = J_m + J_{ред} + J_{ген} = 8.4 + 0.032 + 0.04 = 8.472. \quad (4.7)$$

Для прискорення моделювання розрахований момент інерції зменшимо в 100 разів та отримуємо $J_{\Sigma} = \frac{8.472}{100} = 0.00847$.

В табл. 4.1 представлені потрібні для моделювання коефіцієнти регуляторів.

Таблиця 4.1

Значення коефіцієнтів регуляторів

Параметри	Значення
Коефіцієнт регулятора струму	k^2 $k_i = 500; k_{ii} = -\frac{i}{2}$
Коефіцієнт регулятора швидкості	k^2 $k_w = 50; k_{wi} = -\frac{w}{2}$
Коефіцієнт регулятора напруги	$k_v = 0.5; k_{vi} = 5$

4.1 Дослідження системи генерування в режимі максимальної потужності при швидкостях вітру нижче номінальної розрахованої

Досліджується робота системи при швидкостях вітру:

$$V_w = [5(m/c), 9.5(m/c), 1.5(m/c)].$$

Завдання вхідної швидкості вітру та відпрацювання траєкторії кутової швидкості турбіни зображені на рис.4.1. На графіку показано, що початковою швидкістю вітру є $5(m/c)$, в період часу $3(c)$ зростає до $9.5(m/c)$, що є номінальною для турбіни, в $6(c)$ швидкість зменшується до $1.5(m/c)$ та ми можемо спостерігати за системою. Бачимо, що турбіна плавно виходить на потрібну нам швидкість для генерування номінальної потужності.

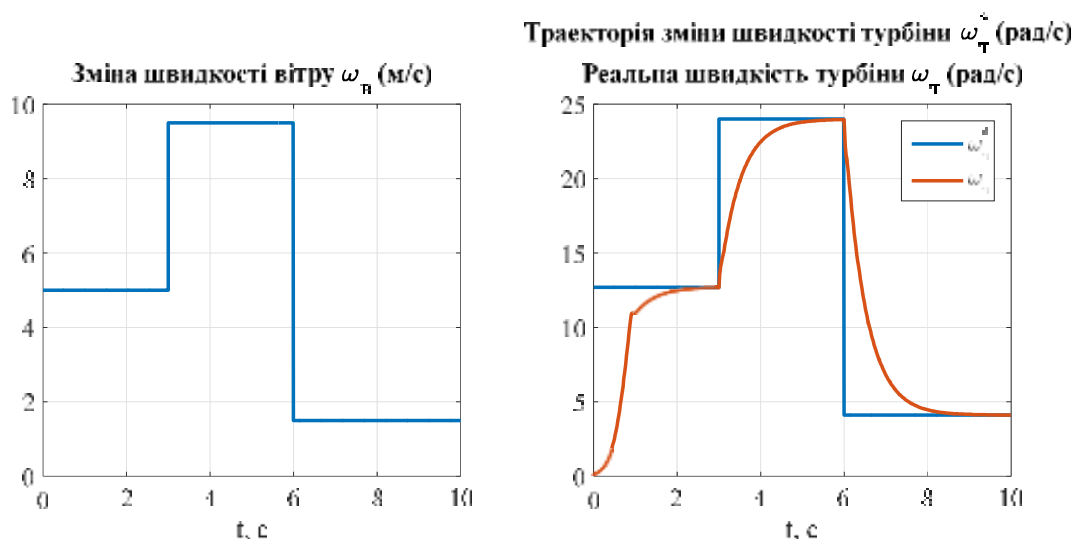


Рис. 4.1. Графіки завдання швидкості вітру та відпрацювання швидкості турбіни.

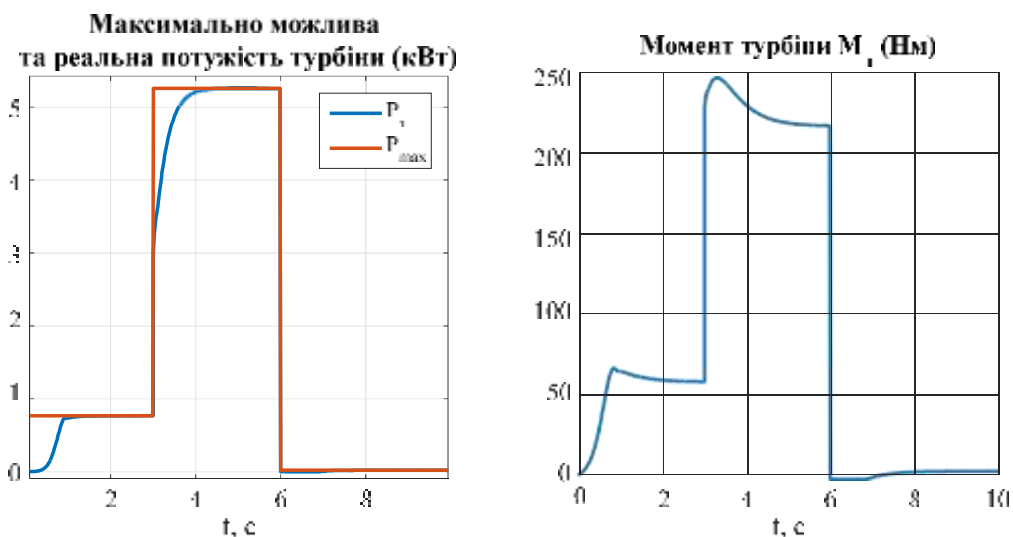


Рис. 4.2. Графіки перехідних процесів $P_{\text{т}}$ та $M_{\text{т}}$

З графіку потужності турбіни бачимо, що на низьких швидкостях $P_{\text{т}}$ максимально приближена до максимально можливої потужності, яку може видати турбіна. На швидкості 9.5 (м / с) потужність приближається до номінальної в 5.5(кВт), на швидкостях нижче 9.5 (м / с) генерується максимально можлива потужність: 5(м / с) видає 766(Вт), 1.5(м / с) – 20(Вт).

Через редуктор момент турбіни передається на вал генератора для подальшого генерування отриманої енергії до мережі.

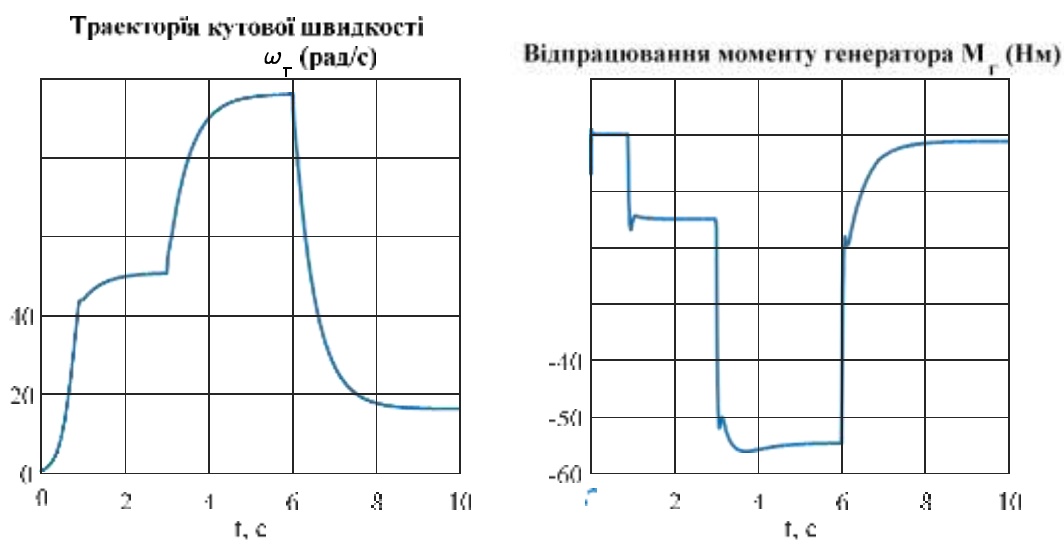


Рис. 4.3. Графіки відпрацювання швидкості та моменту генератора.

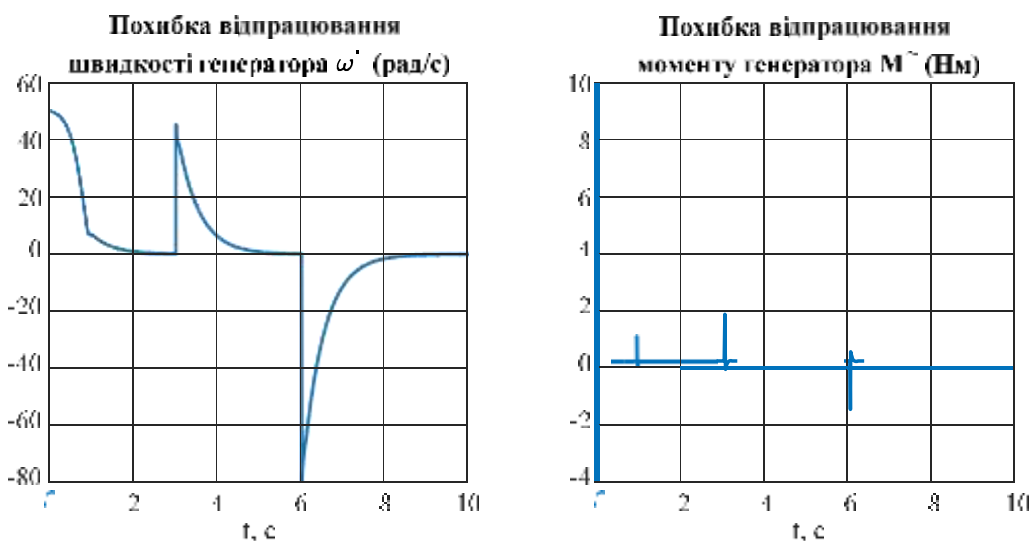


Рис. 4.4. Похибки відпрацювання швидкості та моменту генератора.

Траекторія зміни швидкості генератора відпрацьовується з динамічними похибками 40 (рад / с) та 80 (рад / с) . В системі відсутня статична похибка по швидкості.

Максимальний в цьому досліді момент генератора $M_g = 54.75 \text{ (Н} \cdot \text{м)}$ та не перевищує критичний. Також момент генератора має динамічну похибку, яка не перевищує $2 \text{ (Н} \cdot \text{м)}$.

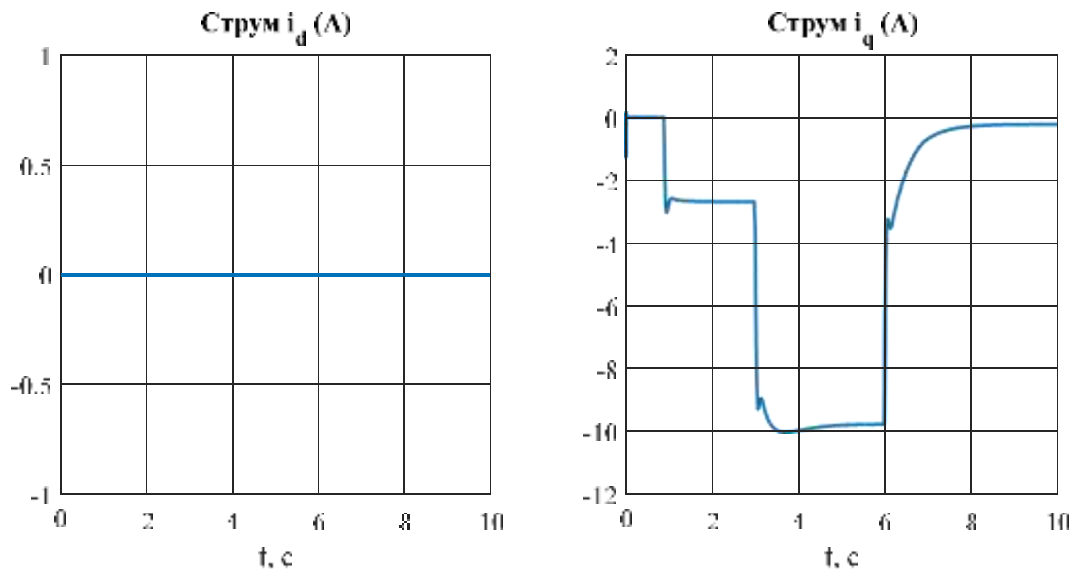


Рис. 4.5. Графік складових струму i_d та i_q

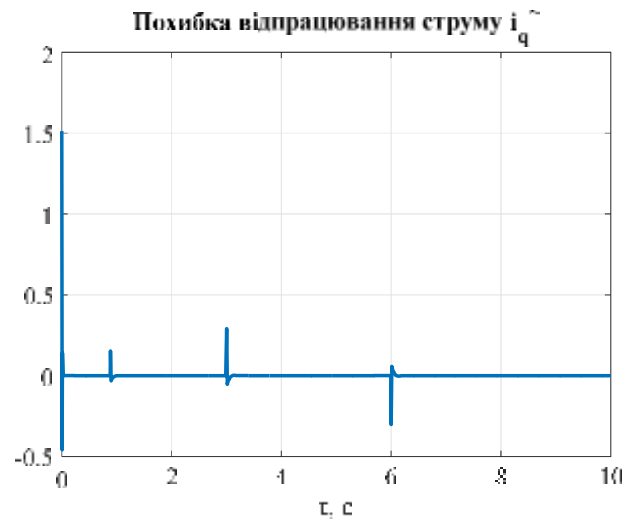


Рис. 4.6. Графік похибки відпрацювання струму i_q

Отже отримаємо, що значення струму не перевищує максимальне. При гальмуванні турбіни виникає помилка по струму в межах $0.5(A)$.

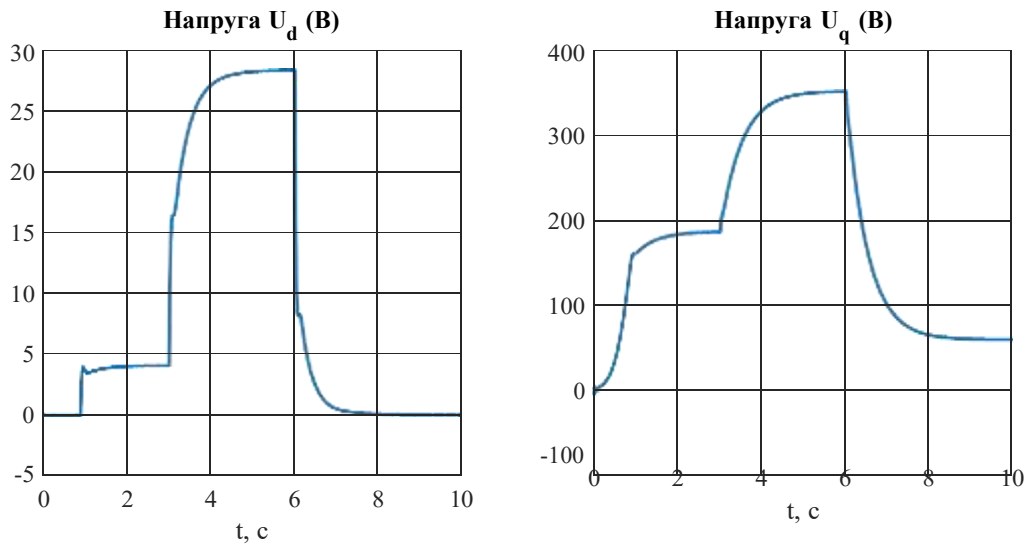
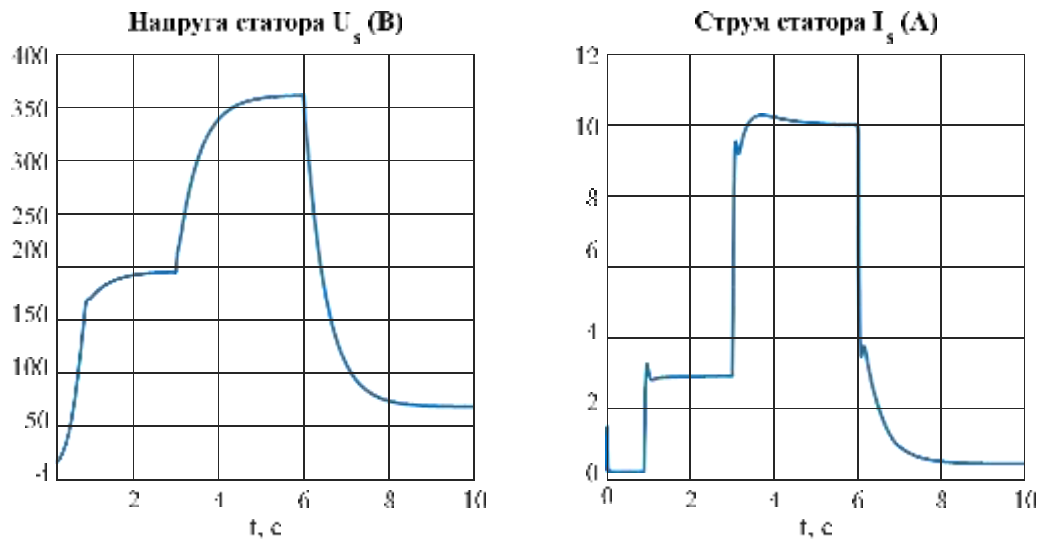
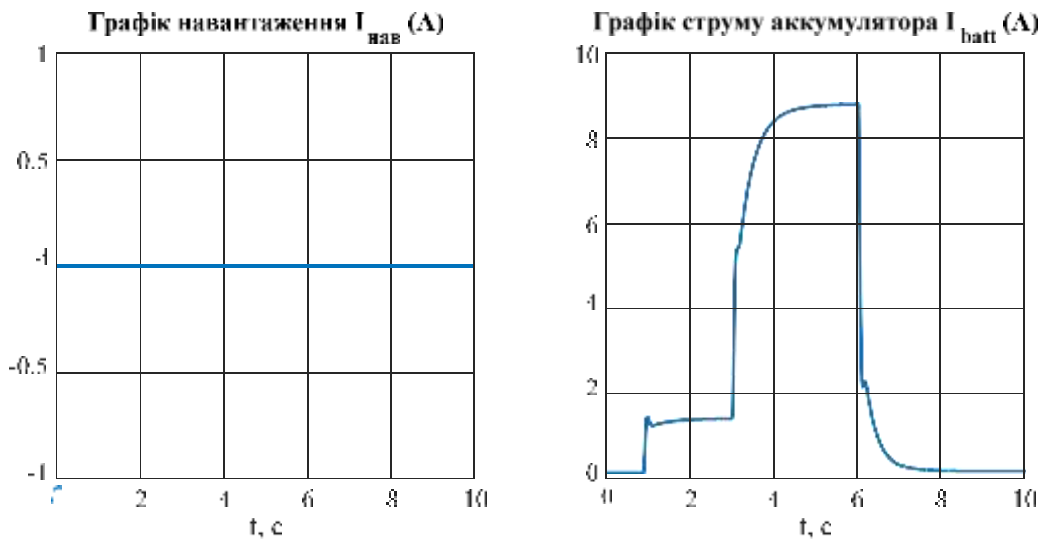
Рис. 4.7. Графік напруг u_d та u_q 

Рис. 4.8. Графік напруги та струму статора.

Рис. 4.9. Графік струму навантаження I_{load} та струму батареї I_{batt}

Навантаження у нас відсутнє. З графіку струму батареї бачимо, що I_{batt} збільшується відповідно до прикладеної швидкості вітру – батарея заряджається від надлишкової потужності. При номінальній швидкості вітру 9.5 м/с струм заряду акумулятора сягає $I_3 = 8.6(A)$.

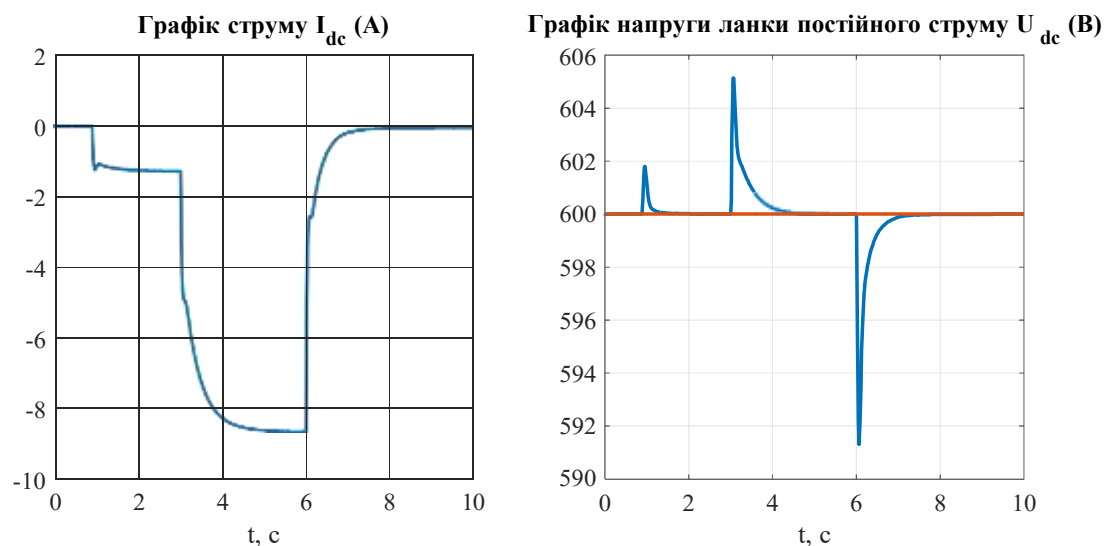


Рис. 4.10 Графік струму I_{dc} та напруги ланки постійного струму U_{dc}

При цьому U_{dc} має невеликі стрибки напруги в межах 2 - 9(V), та стабілізується до номінальної $U_{dc} = 600(V)$.

Струм I_{dc} збільшується при зміні швидкості вітру та не перевищує номінальний струм.

З графіку потужностей генератора (рис. 4.11) бачимо, що на низьких швидкостях втрати в генераторі більший та система використовує максимально можливу потужність вітру. Чим вище швидкість вітру, тим більші втрати в електричній машині. При цьому ККД турбіни система керування підтримує на максимальному рівні (рис. 4.12).

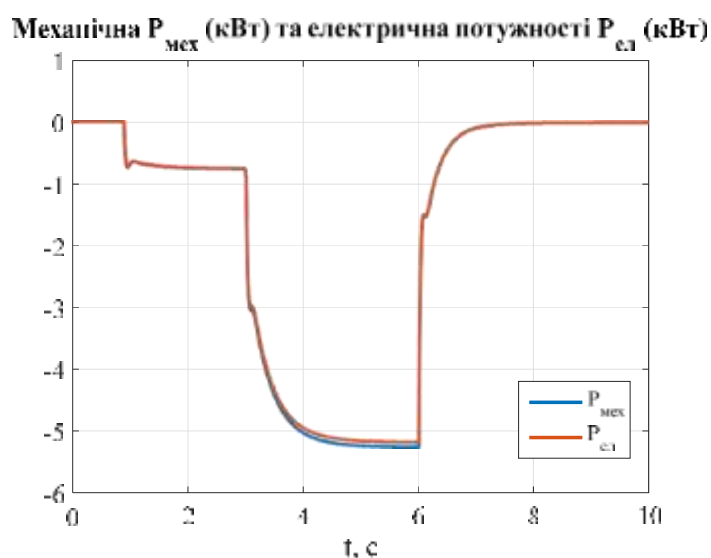


Рис. 4.11. Механічна та електрична потужності системи.

Отже, можна зробити висновки.

1. Задана траєкторія швидкості турбіни відпрацьовується, швидкість турбіни підтримується оптимальною для досягнення максимально можливої потужності турбіни.

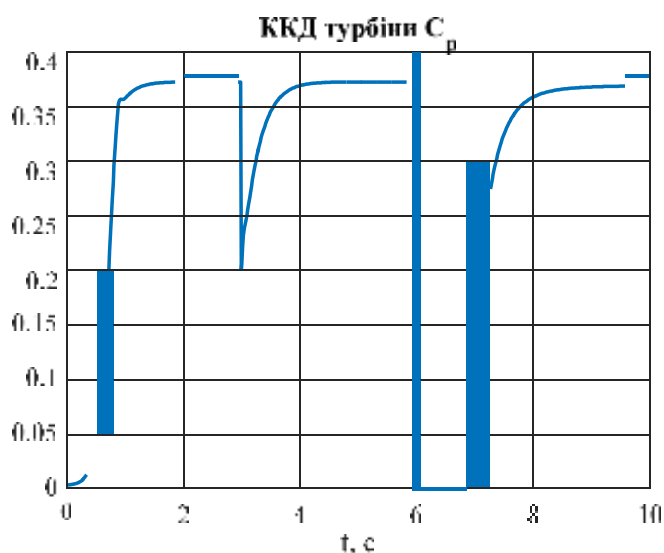


Рис. 4.12. ККД турбіни.

2. Швидкість генератора стабілізується та підтримується на потрібному рівні, момент генератора не перевищує $M_{кр}$. Момент має незначні динамічні похибки за моментом в межах $2(H \cdot m)$ В системі повністю відсутня статична похибка по швидкості.

3. При зміні швидкості вітру виникає помилка по струму i_q в межах $0.5(A)$.
4. Напруга в ланці постійного струму має невеликі стрибки напруги в межах $2 - 9(B)$. Регулятор напруги стабілізує її до значення $U_{dc} = 600(B)$.
5. Струм I_{dc} збільшується при зміні швидкості вітру та не перевищує номінальний струм.
6. Отже, система працює в режимі регулювання швидкості для використання максимально можливої потужності вітру, при якому забезпечується робота турбіни з максимальною ефективністю. ККД турбіни максимальне $C_p = C_p \max$ (рис. 4.12).

4.2 Дослідження системи генерування в режимі обмеження потужності при високій швидкості вітру

Досліджується робота системи при швидкостях вітру:

$$V_w = [9.5 (м / с), 10.5 (м / с), 13.5 (м / с), 16.5 (м / с), 19.5 (м / с)].$$

У цьому дослідженні завдання швидкості вітру задано у вигляді рівномірного зростання від початкової номінальної швидкості, при якому досягається максимальна ефективність турбіни. Це дозволяє моделювати реальні умови, за яких вітрова турбіна може працювати в різних режимах, підвищуючи ефективність перетворення вітрової енергії в електричну. Під час експерименту буде проаналізовано, як змінюється продуктивність турбіни в залежності від зміни швидкості вітру, а також виявлено оптимальні налаштування для підтримки максимального.

Завдання вхідної швидкості та відпрацювання траєкторії кутової швидкості турбіни зображені на рис. 4.13. На графіку показано, що початковою швидкістю вітру є $9.5 (м / с)$, в період часу $0.5(с)$ зростає до $10.5(м / с)$, потім в моменти часу $t = [3(с), 5(с), 7(с)]$ зростає кожен раз на $3(м / с)$. Спостерігаючи за системою, бачимо, що турбіна плавно виходить на потрібну нам швидкість для генерування правильної роботи у верхньому діапазоні швидкостей вітру.

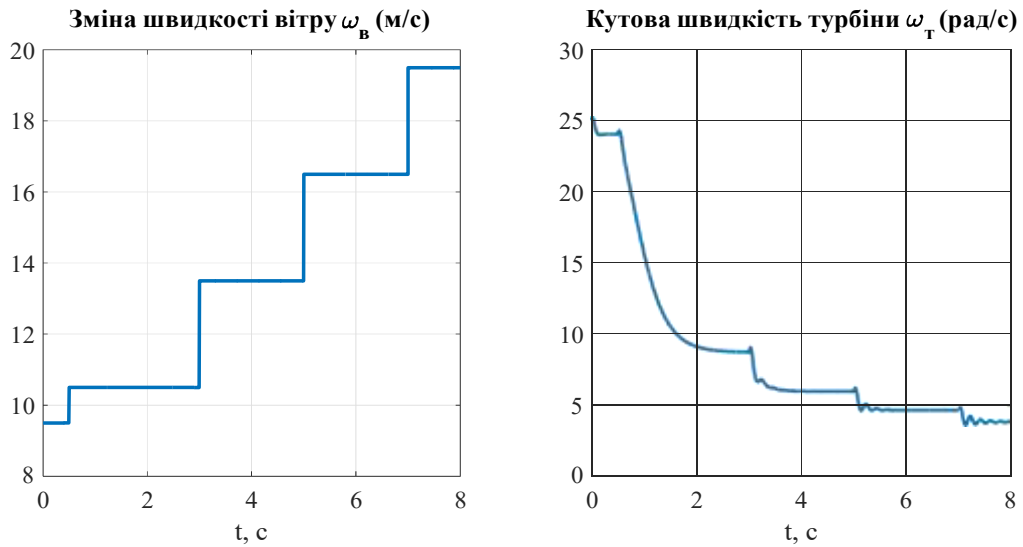


Рис. 4.13. Графіки завдання швидкості вітру та відпрацювання швидкості турбіни

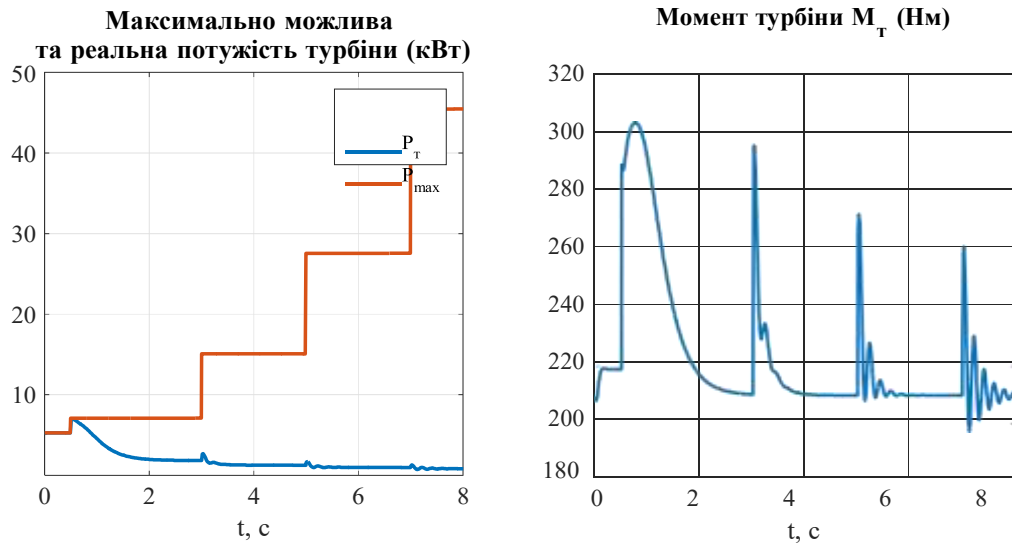


Рис. 4.14. Графіки перехідних процесів P_T та M_T

З графіку потужності турбіни бачимо, що на швидкостях вітру вище за номінальні швидкості, система керування знижує швидкість турбіни, при цьому момент M_T зменшується. Графік P_T при збільшенні швидкості вітру все більше віддаляється від максимально можливої потужності, яку може видати турбіна. Це означає, що система керування переводить турбіну з режиму максимальної ефективності у режим зниженої ефективності. На швидкості 9.5 (м/с) потужність

приближається до номінальної в $5.5(\text{кВт})$, на швидкостях вище $9.5 (\text{ м/с})$ генерується таке значення потужності: $10.5 (\text{ м/с})$ видає $2.8 (\text{кВт})$, $13.5 (\text{ м/с})$ – $1.2(\text{кВт})$, $16.5 (\text{ м/с})$ видає до $1 (\text{кВт})$, $19.5(\text{ м/с})$ – $820(\text{Вт})$.

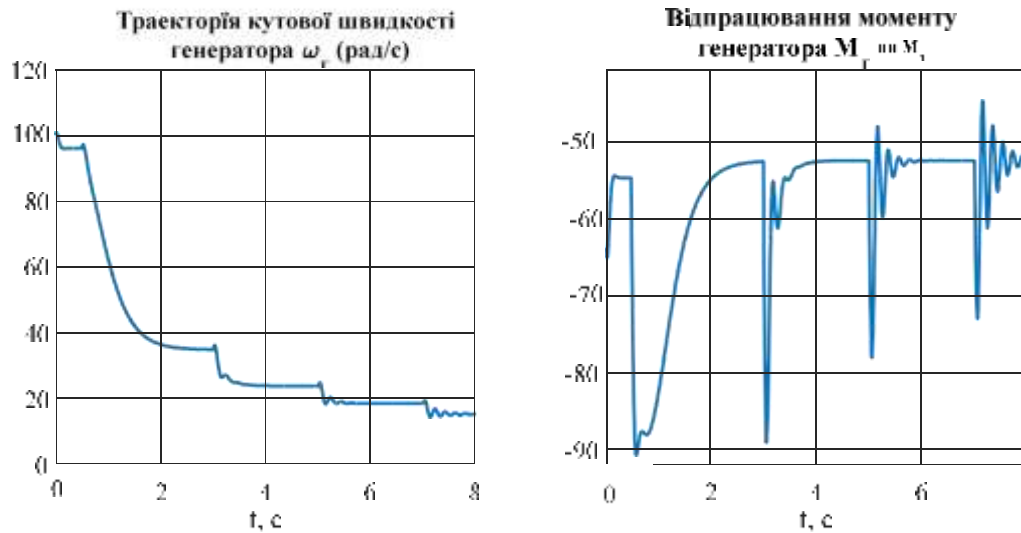


Рис. 4.15. Графіки відпрацювання швидкості та моменту генератора.

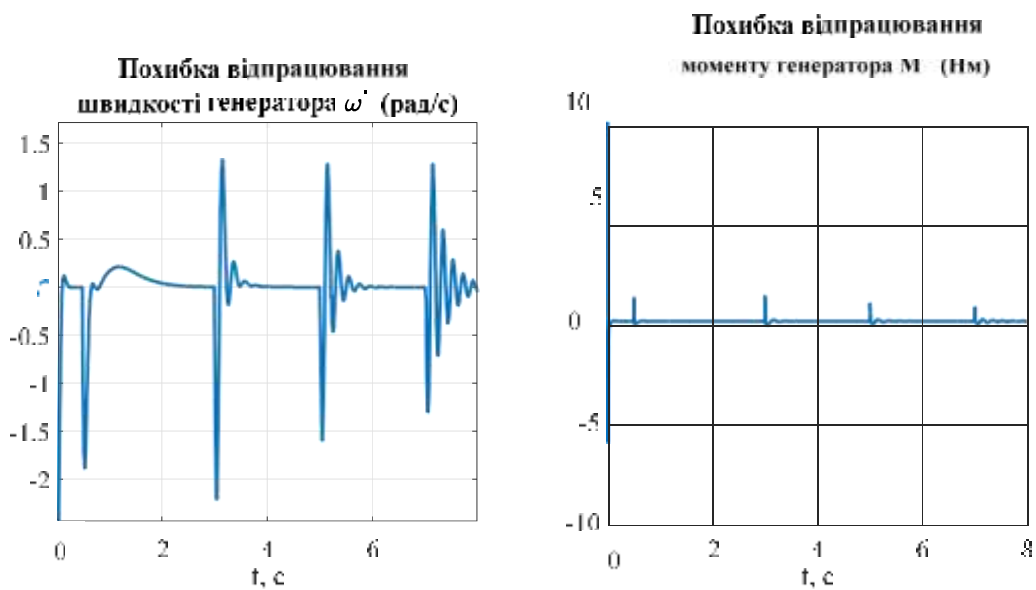


Рис. 4.16. Похибки відпрацювання швидкості та моменту генератора.

З графіків похибок по швидкості та моменту генератора бачимо, що система керування має затухаючі коливання, час затухання яких збільшується зі збільшенням вхідного значення швидкості вітру, але амплітуда навпаки зменшується. Також в системі повністю відсутня статична похибка по швидкості. Траєкторія зміни швидкості генератора відпрацьовується з динамічними похибками до $2(\text{рад} / \text{с})$.

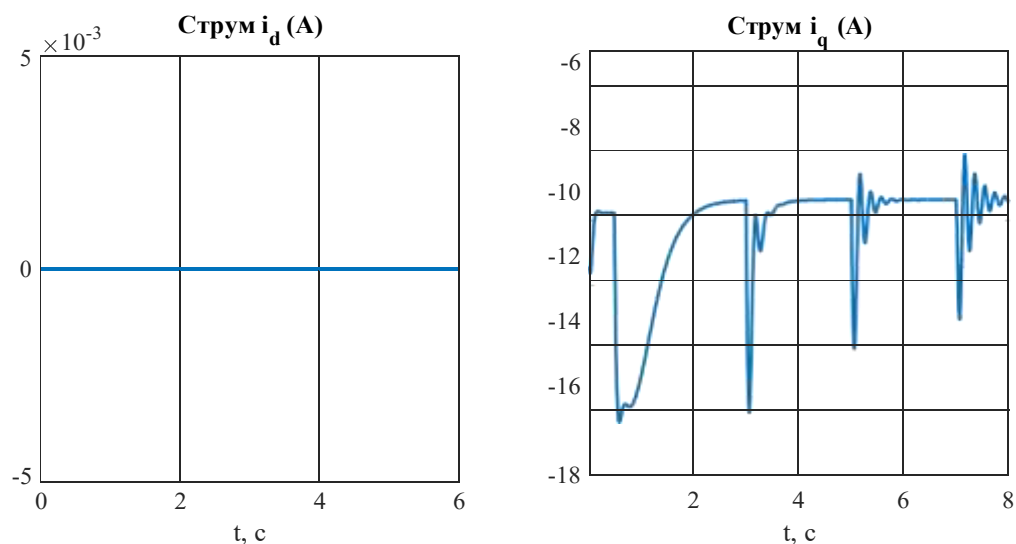


Рис. 4.17. Графік складових струму i_d та i_q .

З графіків складових струму (рис. 4.17) i_d та i_q бачимо, що $i_d = 0$, так як ми приймаємо, що відбувається керування струмом по осі d . Струм i_q при будь-якій швидкості вітру не перевищує номінальний.



Рис. 4.18. Графік похибки відпрацювання струму i_q .

Відпрацювання струму i_q відбувається з незначними динамічними похибками до $0.3(A)$.

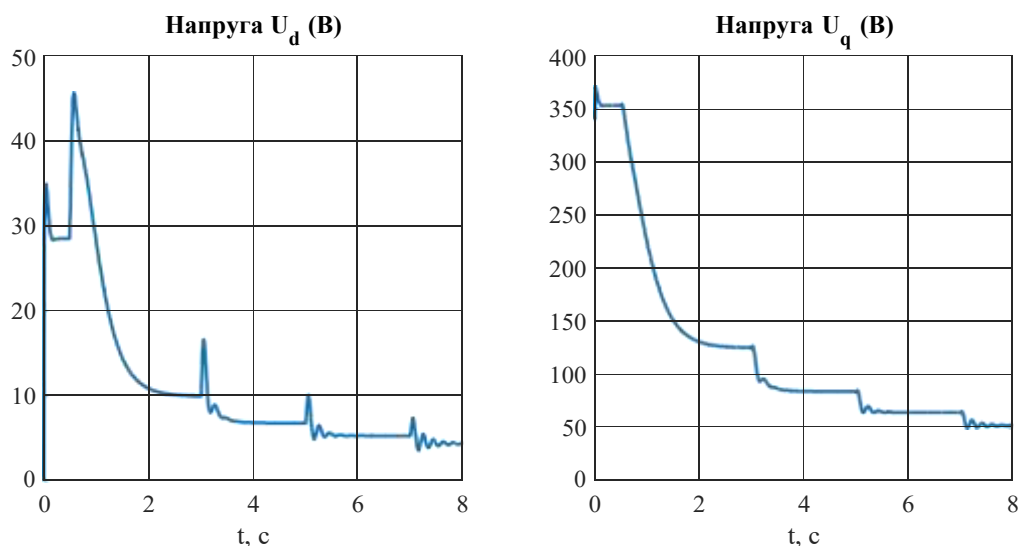


Рис. 4.19. Графік напруг u_d та u_q .

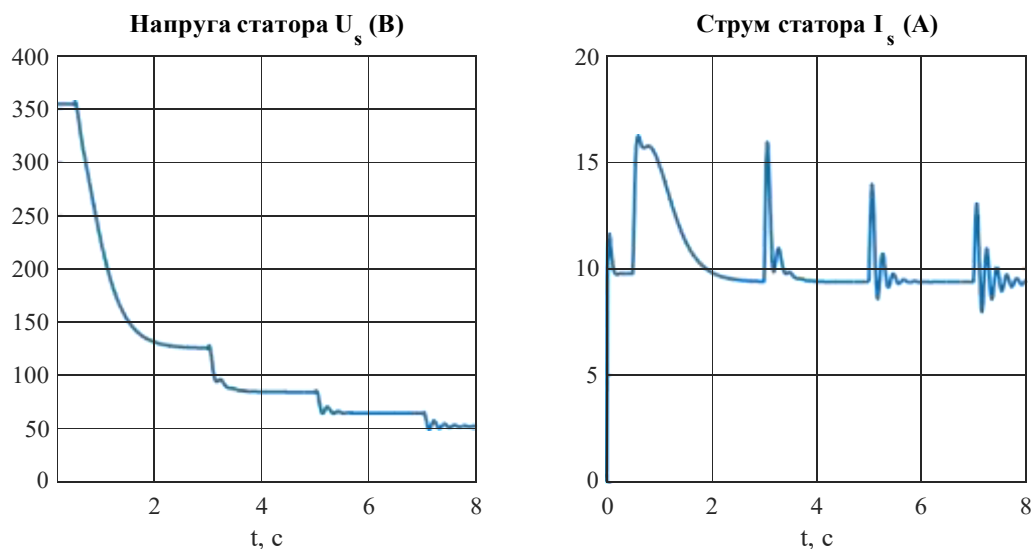


Рис. 4.20. Графік напруги та струму статора.

Струм генератора не перевищує номінальне значення $9.3(A)$.

Навантаження у нас відсутнє. З графіку струму батареї бачимо, що I_{batt} (рис. 4.21) зменшується відповідно до прикладеної швидкості вітру – батарея віддає ту частину потужності, якої браку. При номінальній швидкості вітру 9.5 м/с струм заряду акумулятора сягає $I_3 = 8.6 (A)$ та не перевищує номінальний струм.

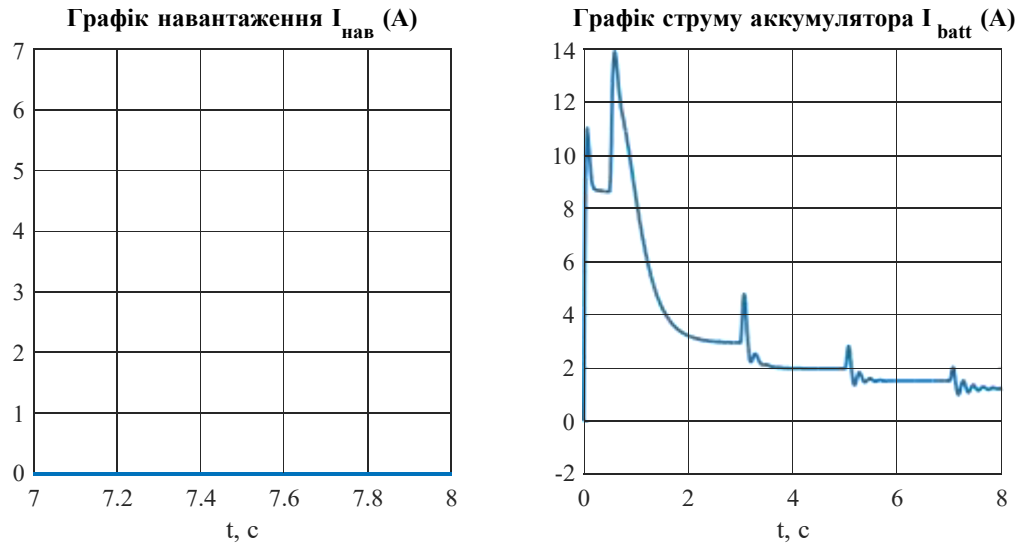


Рис. 4.21. Графік струму навантаження I_{load} та струму батареї I_{batt}

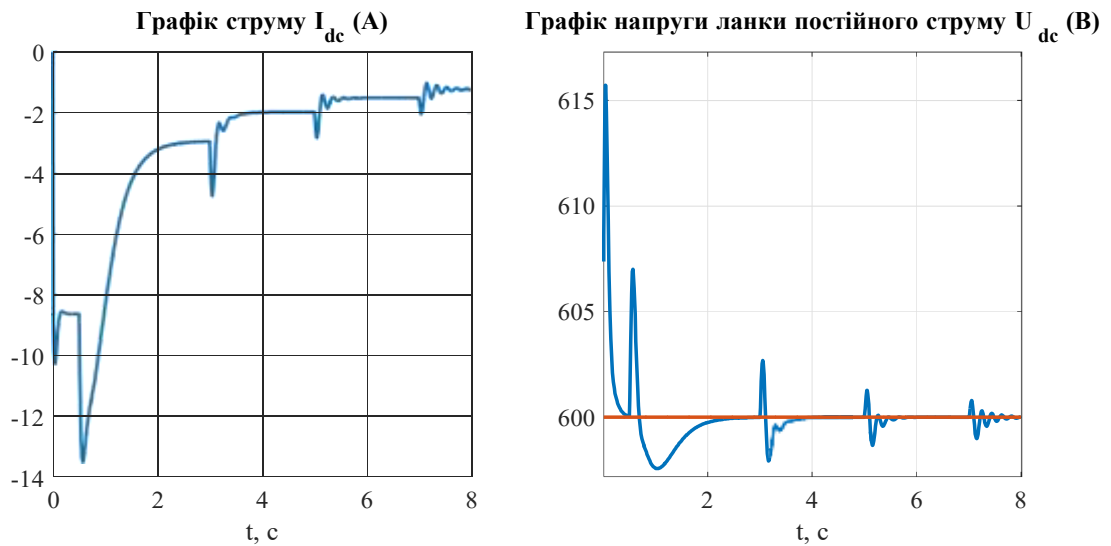
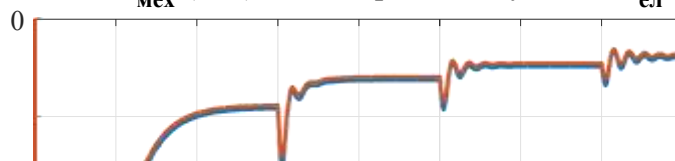


Рис. 4.22. Графік струму I_{dc} та напруги ланки постійного струму U_{dc}

При цьому U_{dc} має невеликі стрибки напруги в межах 2 - 9(V), та стабілізується до номінальної $U_{dc} = 600$ (V). Присутня коливальність перехідного процесу при зміні швидкості вітру, амплітуда якої відповідно зменшується.

Струм I_{dc} збільшується при зміні швидкості вітру та не перевищує номінальний струм.

Механічна $P_{мех}$ (кВт) та електрична потужності $P_{ел}$ (кВт)



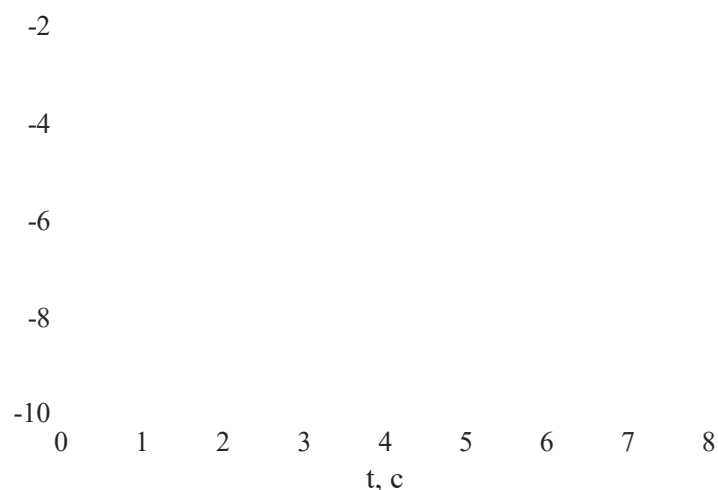


Рис. 4.23. Механічна та електрична потужності системи.

З графіку потужності (рис. 4.23) генератора бачимо, що на високих швидкостях ККД генератора на одному рівні та дорівнює номінальній тільки в точці номінальної потужності, де швидкість вітру $V_w = 9.5 (м / с)$.

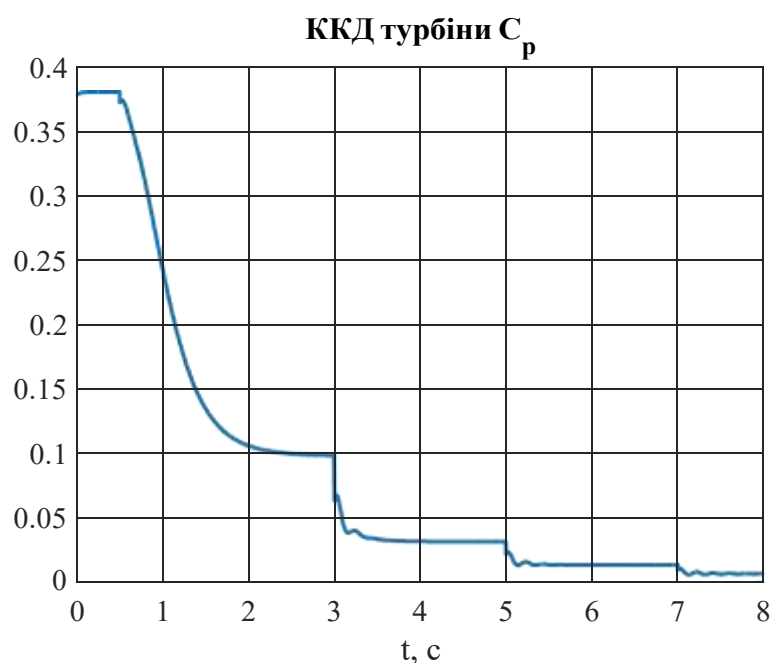


Рис. 4.24. ККД турбіни.

Висновки.

1. На швидкостях вітру вище за номінальні швидкості, система керування знижує швидкість турбіни, при цьому момент M_T зменшується.

2. Графік P_T при збільшенні швидкості вітру все більше віддаляється від максимально можливої потужності, яку може видати турбіна. Це означає,

що система керування переводить турбіну з режиму максимальної ефективності у режим обмеження потужності.

3. Момент генератора рівний $M_g = 52.5$ ($H \cdot m$) та не перевищує номінальне значення. Струм генератора не перевищує номінальне значення 9.3(A).

4. З графіку потужності генератора бачимо, що на високих швидкостях ККД генератора на одному рівні, але система використовує таку потужність турбіни, якою вона може керувати.

5. Отже, система керування вийшла з точки максимальної ефективності турбіни та переходить в режим, коли система ще може контролювати кутову швидкість турбіни, але максимум він потужності вітра та турбіни вже не отримуємо. Керування вихідною P_T в режимі контрольованої потужності відбувається за рахунок регулювання швидкості турбіни таким чином, щоб M_T не перевищував номінальний момент генератора M_g .

6. При цьому ККД турбіни C_p знижується при збільшенні швидкості вітру (рис. 4.24). Чим вище швидкість вітру, тим нижче продуктивність системи генерування, але підтримується номінальний момент генератора.

4.3 Дослідження системи генерування при постійній номінальній швидкості вітру та зміні навантаження

Час моделювання $t = 6$ (с) . Завданням швидкості вітру є 9.5 (м / с) – точка максимальної ефективності турбіни. На рис. 4.25 зображено задана швидкість вітру та відпрацювання кутової швидкості турбіни.

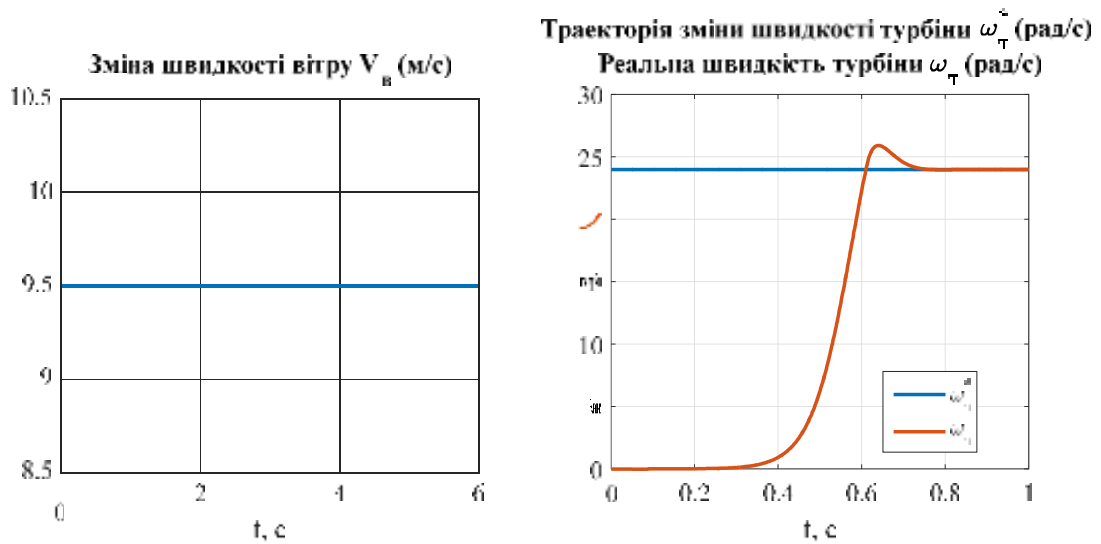


Рис. 4.25. Графіки завдання швидкості вітру та відпрацювання швидкості турбіни.

При моделюванні вітрогенераторної установки було реалізовано блок, який забезпечує траекторію відпрацювання кутової швидкості генератора ω_2 , при якому на певному рівні обмежувалась швидкість турбіни ω_m для забезпечення роботи системи на максимальній вихідній потужності або у режимі пониженої ефективності. Як бачимо на рис. 4.25 швидкість турбіни плавно збільшується та стабілізується. На рис. 4.26 показано потужність, яку генерує турбіна

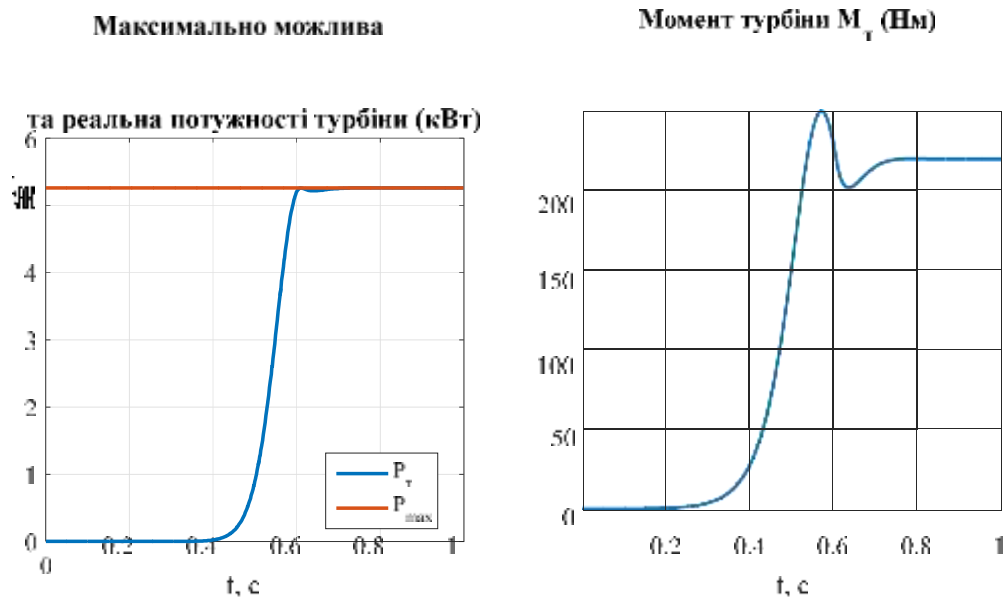


Рис. 4.26. Графіки потужності та моменту турбіни.

На швидкості вітру $V_w = 9.5 (м/с)$ досягається точка найбільш ефективного використання потужності вітру та турбіни. На рис. 4.26 показано реальну потужність, яку видає турбіна та максимально можливу, яку турбіна може взяти з вітру такого рівня. Потужність турбіни складає $P_m = 5256 (Вт)$ та є найближчою до максимально можливої. На початку генерування потужність відклоняється та потім стабілізується наближуючись до P_m .

КПД турбіни на даній швидкості вітру дорівнює максимальному. Момент турбіни передається на вал генератора через редуктор та дорівнює $M_m = 219 (Н \cdot м)$.

На рис. 4.27 представлені графіки відпрацювання кутової швидкості моменту

генератора, а також похибки $\tilde{\omega}_z, \tilde{M}$. (рис. 4.28).

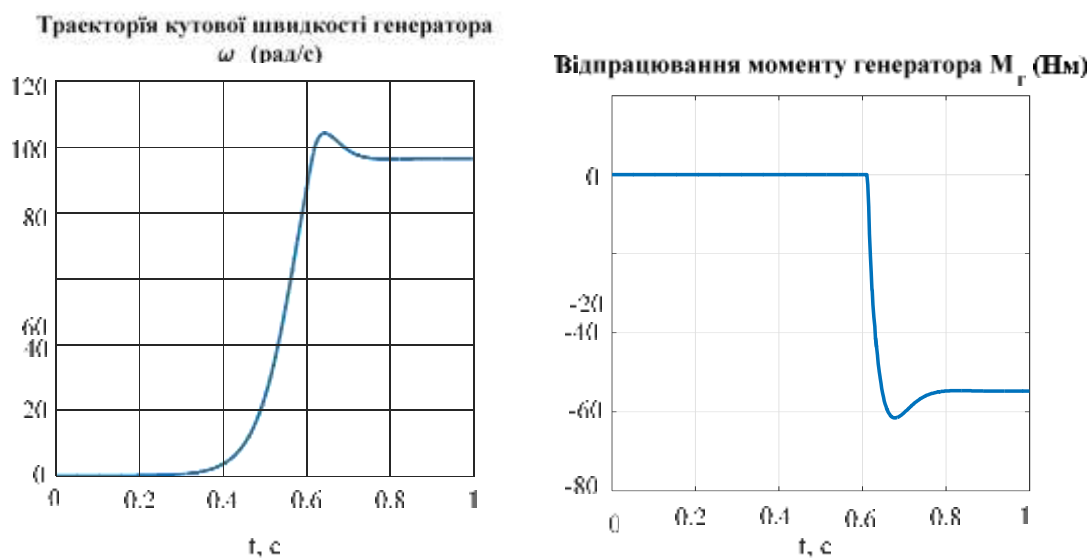


Рис. 4.27. Графіки відпрацювання швидкості та моменту генератора.

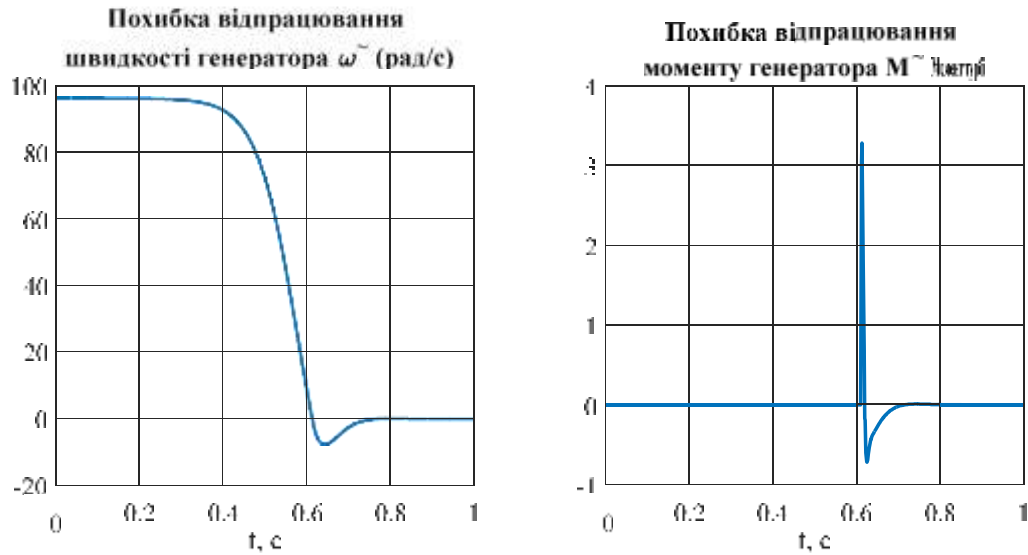


Рис. 4.28. Графіки похибок відпрацювання швидкості та моменту генератора.

З рисунків бачимо, що в момент часу 0.2 с. швидкість повільно зростає, має динамічну похибку $7.67(\text{рад}/\text{с})$ та стабілізується до заданої швидкості $\omega_2 = 96(\text{рад}/\text{с})$. В системі повністю відсутня статична похибка по швидкості.

Момент генератора $M_z = 54.75(\text{Н} \cdot \text{м})$ та не перевищує критичний. Також момент генератора має динамічну похибку при гальмуванні турбіни, яка дорівнює $3.27(\text{Н} \cdot \text{м})$ та $-0.71(\text{Н} \cdot \text{м})$.

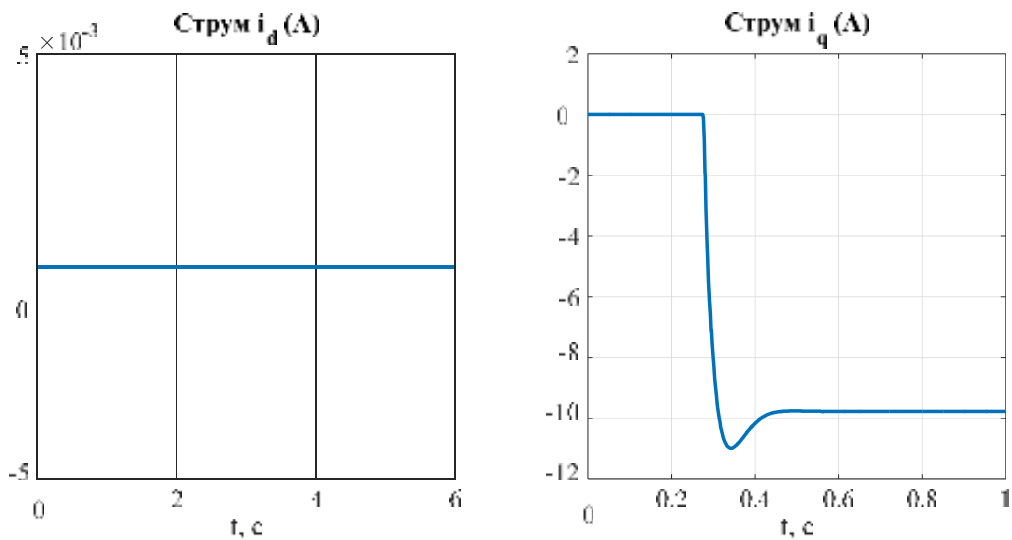


Рис. 4.29. Графік складових струму i_d та i_q

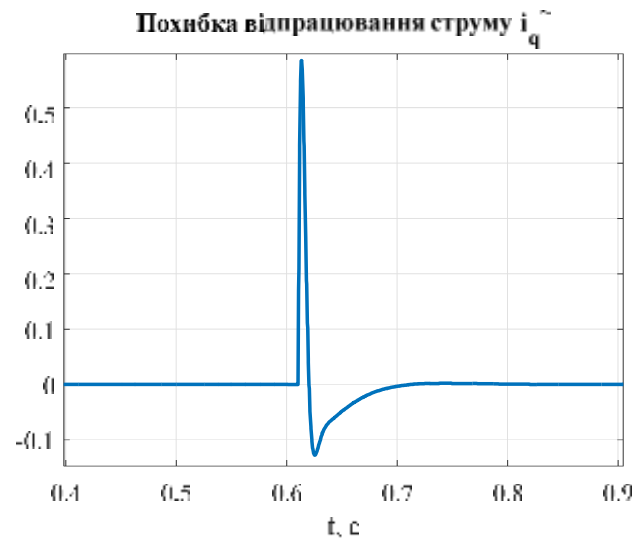


Рис. 4.30. Графік похибки відпрацювання струму i_q

Отримаємо, що значення струму $i_q = -9.7(A)$ та не перевищує номінальне.

При гальмуванні турбіни виникає помилка по струму в $0.58(A)$ та $-0.12(A)$.

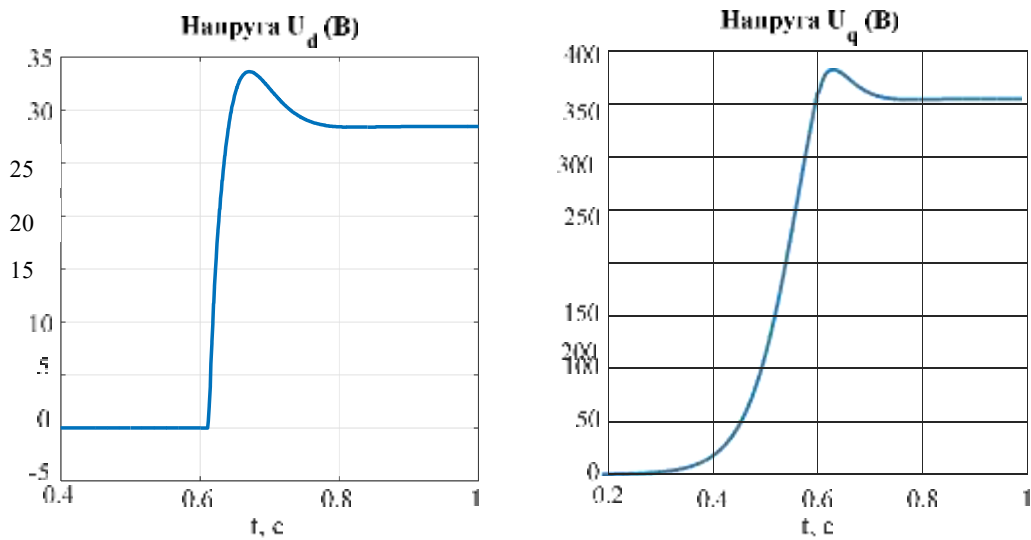


Рис. 4.31. Графік напруг u_d та u_q

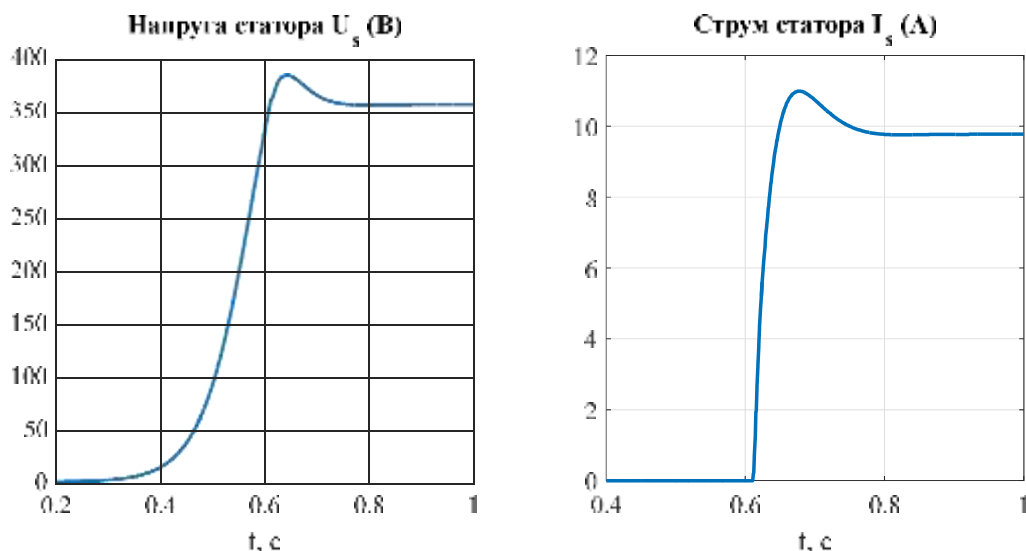


Рис. 4.32. Графік напруги та струму статора.

Метою розробленої системи керування є забезпечення максимального відбору потужності від вітрового потоку за рахунок регулювання швидкості турбіни в функції швидкості вітру. В нашій системі генерування енергії було реалізовано систему резервного живлення на основі акумуляторної батареї. Ця система відповідає за стабілізацію напруги в колі постійного струму U_{dc} , акумулюючи та зберігаючи не використану потужність вітроколеса, або віддаючи накопичену потужність при потребі споживачу.

На функціональній схемі зображено блок навантаження та акумуляторної батареї, який генерує струм I_{batt} імітуючи дію споживача або акумулятора.

Графіки перехідних процесів в колі постійного струму зображені на рис. 4.33 та рис. 4.34.

Маємо два стрибки струму навантаження, який дорівнює $I_{load} = 0.5 \cdot I_{НОМ} = 4.5 (A)$. З графіку струму батареї (рис. 4.35) бачимо, що при накиданні навантаження, I_{batt} зменшується – батарея розряджається, віддаючи потужність споживачу, та збільшується при скиданні навантаження – батарея заряджається від надлишкової потужності.

При цьому U_{dc} має невеликі стрибки напруги в межах 5 - 15(V), та після накидання та скидання навантаження стабілізується до номінальної $U_{dc} = 600 (V)$.

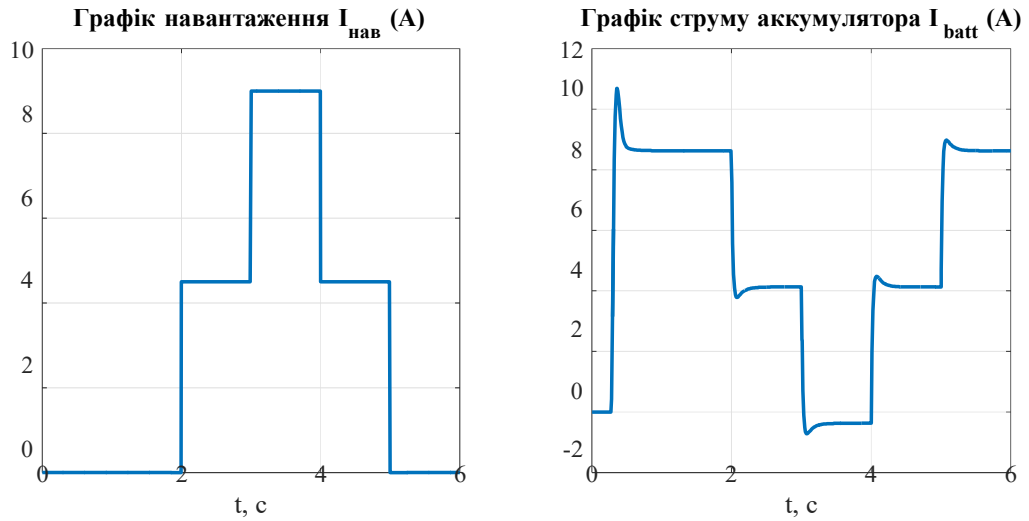


Рис. 4.33. Графік струму навантаження I_{load} та струму батареї I_{batt}

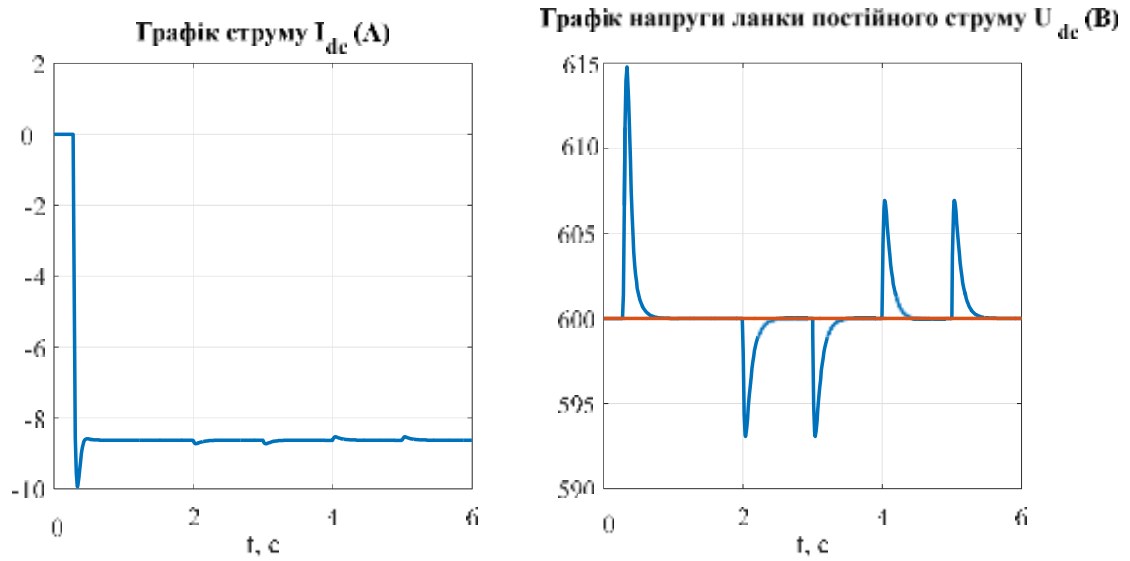


Рис. 4.34. Графік струму I_{dc} та напруги ланки постійного струму U_{dc}

Струм I_{dc} має незначні стрибки в $0.1(A)$, але на потужність генератора це не впливає (рис. 4.35).

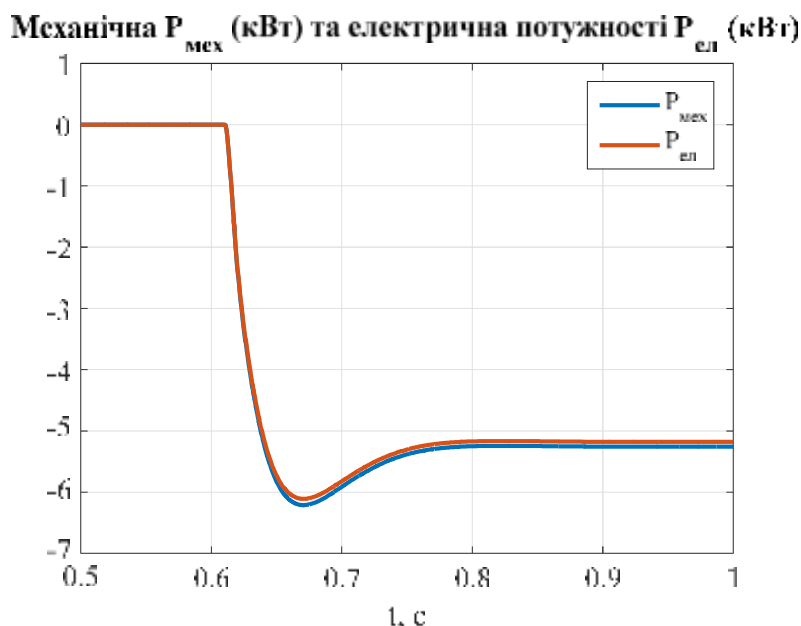


Рис. 4.35. Механічна та електрична потужності системи.

Механічна та електрична потужності генератора відповідно дорівнюють $P_{\text{мех}} = 5256 \text{ (Вт)}$, $P_{\text{ел}} = 5178 \text{ (Вт)}$. ККД турбіни $C_p = C_{p \text{ max}} = 0.36$, ККД генератора $\eta = 0.985$.

Висновки:

1. В цьому досліді було проведено моделювання ідеального режиму роботи, в якому швидкість вітру $V_w = 9.5 \text{ (м/с)}$ найбільш енергоефективна. Турбіна працює при максимальній продуктивності, ККД турбіни $C_p = C_{p \text{ max}} = 0.36$, та на близький до номінальній потужності 5.5 (кВт) .
2. Швидкість турбіни плавно збільшується та стабілізується до потрібного регулюванню рівня.
3. В системі повністю відсутня статична похибка по швидкості. Момент генератора $M_g = 54.75 \text{ (Н} \cdot \text{м)}$ та не перевищує критичний.
4. Значення струму i_q не перевищує номінальне. При гальмуванні турбіни виникає помилка по струму в 0.58 (А) та 0.12 (А) .

5. При навантаженні системи в ланці постійного струму завдяки відбору надлишкової потужності або віддачі потужності, якої бракує, напруга u_{dc} стабілізується. При зміні навантаження струм I_{dc} має стрибки, які не впливають на потужність генератора.

6. Отже, у системі виконується максимальний відбір потужності від вітрового потоку за рахунок регулювання швидкості турбіни в функції швидкості вітру.

4.4 Дослідження системи генерування при швидкостях вітру нижче номінальної розрахованої та зміні навантаження

Час моделювання складає $t = 10$ (с). Маємо два стрибки струму навантаження, який дорівнює $I_{load} = 0.3 \cdot I_{ном} = 3$ (А). З графіку струму батареї (рис. 4.36) бачимо, що при накиданні навантаження I_{batt} зменшується – батарея розряджається, віддаючи потужність споживачу, та збільшується при скиданні навантаження – батарея заряджається від надлишкової потужності. Наприкінці моделювання бачимо, що система працює в режимі «нестачі енергії», в цей період споживач отримує потрібну енергію з акумуляторної батареї. Струм I_{batt} має незначну динамічну похибку та достатньо швидко стабілізується.

При цьому U_{dc} має невеликі стрибки напруги (рис. 4.37) в межах 5 - 9(В), та після накидання та скидання навантаження стабілізується до номінальної $U_{dc} = 600$ (В). Стрибки струму I_{dc} непомітні та мають незначний характер (рис. 4.37).

Висновки:

1. Струм генератора I_S струм навантаження I_{load} та струм акумулятора I_{batt} протікають у ланці постійного струму та створюють її струм I_{dc} . Як бачимо стрибки навантаження на роботу генератора не впливають. Струм ланки постійного струму має незначні стрибки, та підтримується на номінальному рівні. При відсутності навантаження з боку споживача батарея заряджається генерованою потужністю.

2. При накиданні навантаження I_{batt} зменшується – батарея

розряджається, віддаючи потужність споживачу.

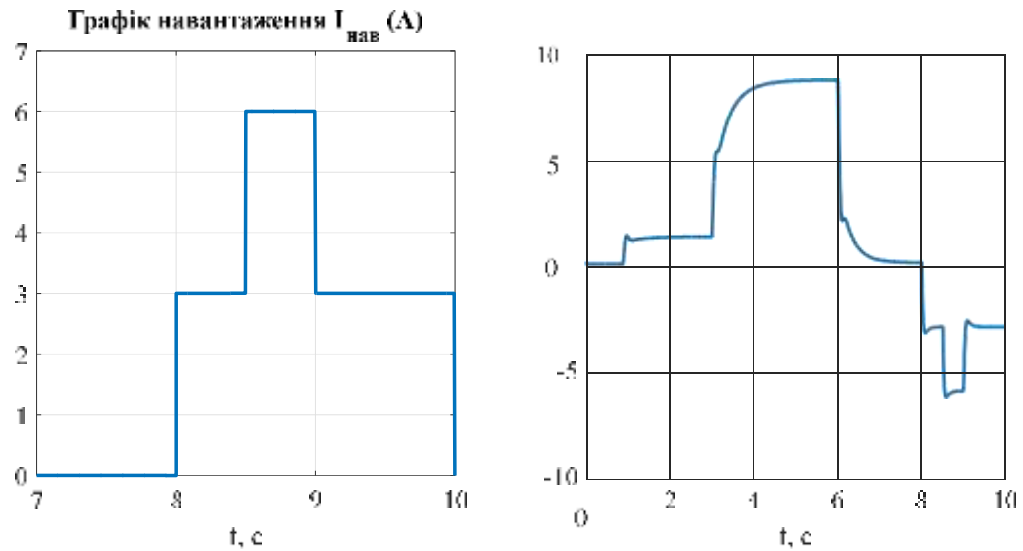


Рис. 4.36. Графік струму навантаження I_{load} та струму батареї I_{batt}

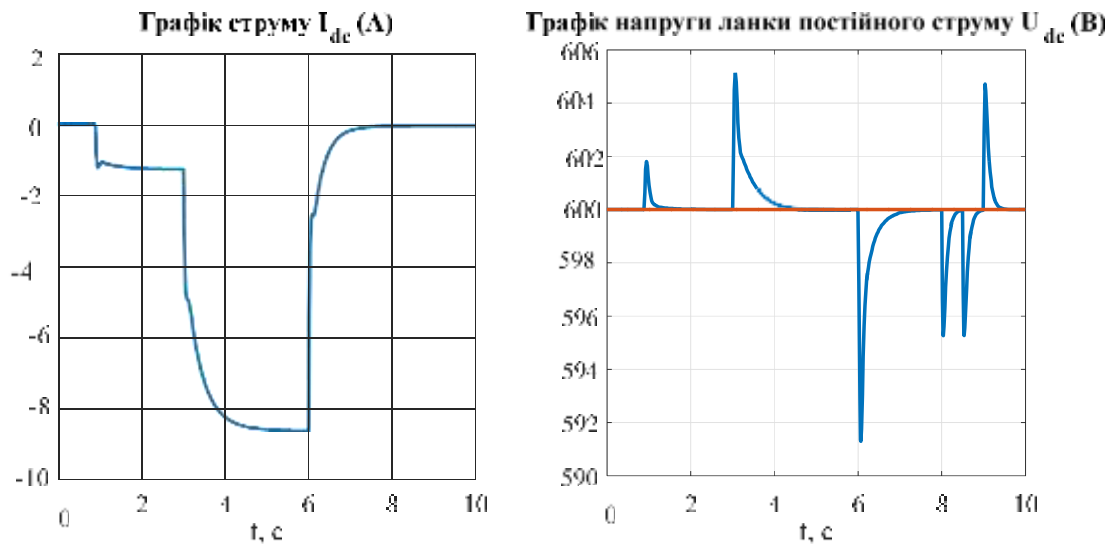


Рис. 4.37. Графік струму I_{dc} та напруги ланки постійного струму U_{dc}

3. При цьому U_{dc} має невеликі стрибки напруги в межах 5 - 15(V), та після накидання та скидання навантаження стабілізується до номінально $U_{dc} = 600$ (V).

4. Турбіна працює з максимальною ефективністю. ККД турбіни $C_p = C_{p \max} = 0.36$, ККД генератора $\eta = 0.985$.

4.5 Дослідження системи генерування при високій швидкості вітру та зміні навантаження.

Досліджується робота системи при швидкостях вітру:

$$V_w = [9.5 (м / с), 10.5 (м / с), 13.5 (м / с), 16.5 (м / с), 19.5 (м / с)]$$

Час моделювання складає $t = 8(с)$. Швидкість вітру змінюється так, що початковою швидкістю вітру є $9.5(м / с)$, в період часу $0.5(с)$ зростає до $10.5(м / с)$, потім в моменти часу $t = [3(с), 5(с), 7(с)]$ зростає кожен раз на $3(м / с)$

Навантаження споживача представлене у два стрибки струму навантаження, який дорівнює $I_{load} = 0.3 \cdot I_{ном} = 3(A)$, які накладаються у час моделювання $4(с)$, та $4.5(с)$. Відповідно скидання навантаження відбувається в час $6(с)$, та $6.5(с)$.

З графіку струму батареї бачимо, що при накиданні навантаження I_{batt} зменшується – батарея розряджається, віддаючи потужність споживачу, та збільшується при скиданні навантаження – батарея заряджається від надлишкової потужності. Наприкінці моделювання бачимо, що система працює в режимі «нестачі енергії», в цей період споживач отримує потрібну енергію з акумуляторної батареї. Струм I_{batt} має незначну динамічну похибку та достатньо швидко стабілізується.

Висновки

1. З досліду бачимо, що стабілізація струму I_{dc} та напруги U_{dc} ланки постійного струму успішно відбувається при умовах роботи вітряка на високих швидкостях вітру та при зміні навантаження споживача у будь-який момент часу. Струм акумуляторної батареї веде себе відповідно процесу.

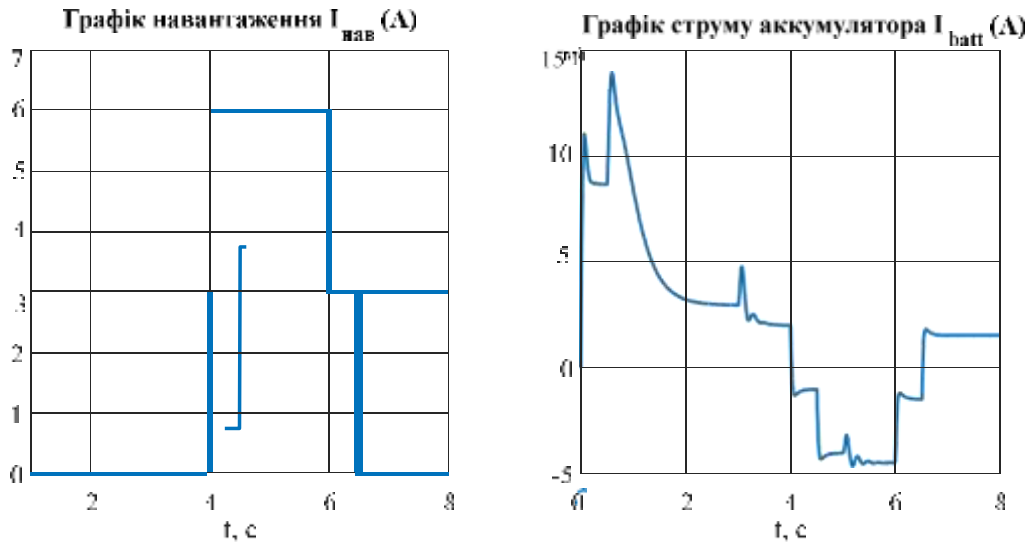


Рис. 4.38. Графік струму навантаження I_{load} та струму батареї I_{batt}

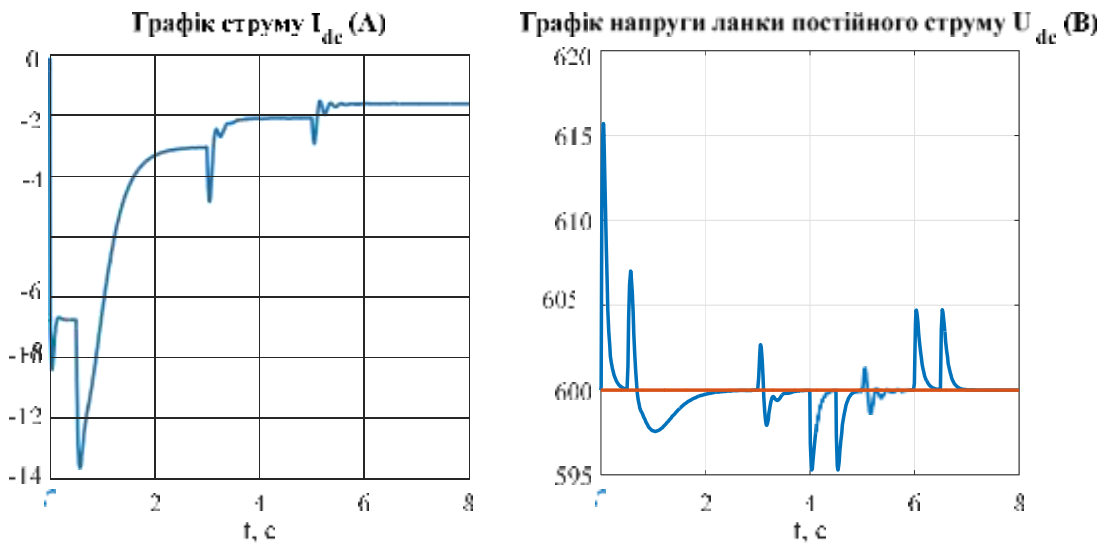


Рис. 4.39. Графік струму I_{dc} та напруги ланки постійного струму U_{dc}

Висновки до розділу 4.

Методом математичного моделювання перевірено роботу розробленої системи векторного керування автономною системою генерування на основі СГПМ. В результаті досліджень встановлено:

1. При дослідженні режиму максимальної потужності при низьких швидкостях вітру система працює в режимі регулювання швидкості для використання максимально можливої потужності вітру, при якому

забезпечується робота турбіни з максимальною ефективністю. ККД турбіни максимальне $C_p = C_p \max$ (рис. 4.12). Чим вище швидкість вітру, тим нижче продуктивність системи генерування, але потужність наближається на номінальній.

2. При дослідженні режиму обмеження потужності при високих швидкостях вітру система керування виходить з точки максимальної ефективності турбіни та переходить в режим, коли система ще може контролювати кутову швидкість турбіни, але максимум від потужності вітра та турбіни вже не отримуємо.

3. При дослідженні системи генерування при постійній швидкості вітру та зміні навантаження у системі виконується максимальний відбір потужності від вітрового потоку за рахунок регулювання швидкості турбіни в функції швидкості вітру.

4. При дослідженні системи генерування при навантаженні система успішно стабілізує напругу в колі постійного струму U_{dc} , акумулюючи та зберігаючи не використану потужність вітроколеса, або віддаючи накопичену потужність при потребі споживачу.

РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНОК ЕЛЕМЕНТІВ КЕРУВАННЯ АВТОНОМНОЮ ВІТРЯНОЮ УСТАНОВКОЮ

Сформуємо основний ланцюг системи автономного живлення від вітряного генератора у такому вигляді.

Перше – це генератор, який було розраховано у попередньому розділі. Генератор виробляє потужність при обертанні лопатей.

Другий елемент – перетворювач, який видає постійний струм.

Третій – контролер заряду і акумуляторні батареї.

Та останній – це інвертор. Він задає струму прийнятні характеристики, які підходять для роботи побутових приладів в домашній мережі.

В табл. 5.1 представленні вихідні данні для розрахунку та проектування електричної принципової схеми силової частини вітряної установки.

Таблиця 5.1

Вихідні данні розрахунку

<i>Параметр</i>	<i>Значення</i>
Напруга акумуляторної батареї $U_{АКБ}, B$	12
Номінальна потужність $P_{2n}, кВт$	5.5
ККД інвертора $\eta_{ін}, \%$	0.95
Номінальне значення струму статора I_H, A	9.3
Можливий час роботи від АКБ $H, годин$	12
Напруга ланки постійного струму U_{dc}, B	600

5.1 Розрахунок блоку акумуляторного пристрою вітряної установки

5.1.1 Розрахунок ємності акумулятора. Припустимо, що можливий час роботи від резервного джерела живлення 12 годин, та маючи пікову потужність 5.5 Вт, ККД інвертора 95%, визначимо струм розрядки акумулятора:

$$I_{роз.АКБ} = \frac{P_{пик.}}{U_{АКБ} \eta_{ин}} = \frac{5500}{12 \cdot 0.95} = 483 (A). \quad (5.1)$$

де $I_{роз.АКБ}$ – струм розрядки акумуляторної батареї;

$P_{пик.}$ – пікова потужність, Вт;

$U_{АКБ}$ – напруга АКБ, В;

$\eta_{ин.}$ – ККД інвертора, %.

Розрахував струм розряду акумулятора за наявними даними, розрахуємо ємність акумуляторної батареї за формулою:

$$C_{АКБ} = I_{ном} \cdot H = 9.3 \cdot 12 = 111.6 (A \cdot год), \quad (5.2)$$

де $C_{АКБ}$ – ємність акумуляторної батареї, $A \cdot год$;

H – час роботи споживача від резервного джерела електропостачання, в годинах.

Щоб розрахувати кількість послідовних акумуляторів в одній паралельній ланці ділимо напругу ланки постійного струму на напругу однієї батареї:

$$N_{1гилки} = \frac{U_{dc}}{U_{АКБ1}} = \frac{600}{12} = 50. \quad (5.3)$$

За наявними даними візьмемо для нашої системи енергопостачання 50 батарей AW12-150 з ємністю 150 ($A \cdot год$).

Акумуляторна батарея AW12-150, виготовлена за технологією AGM (Absorbent Glass Mat), є свинцево-кислотним акумулятором з густим електролітом, який активно використовується в сонячних системах і вітрогенераторах (табл. 5.2).

Вона характеризується дуже низьким газовиділенням під час заряджання, що робить її більш екологічно безпечною в порівнянні з акумуляторами з

рідким електролітом. Однак цей акумулятор не є повністю герметичним, тому його корпус забезпечений клапаном для скидання надлишкового тиску газу.

Таблиця 5.2

Акумуляторна батарея AW12-150[25]

<i>Параметр</i>	<i>Значення</i>
Тип акумулятора	AGM
Ємність акумулятора	150 (А·г)
Напруга	12.0 (В)
Вага	44.5 кг

5.1.2 Вибір контролера заряду/розряду акумуляторної батареї. При проектуванні АКБ слід використовувати так звану плату BMS (Battery management system). Основні цілі застосування BMS в якості регулятора роботи акумуляторної батареї:

- захист акумуляторних елементів і цілої батареї від пошкоджень;
- збільшення терміну служби батареї;
- підтримання акумулятора в стані, при якому стане максимально можливим виконання всіх покладених на нього завдань.

Неправильний заряд – одна з найбільш поширених причин виходу акумуляторної батареї з ладу, тому контроль заряду є однією з основних функцій мікроконтролера BMS.

Серед причин використання BMS є те, що система проводить оцінку:

- максимального допустимого струму заряду;
- максимального допустимого струму розряду;
- кількості енергії, що поставляється внаслідок зарядки, або ж витрачається при розряді;
- внутрішнього опору елементу;
- сумарного напрацювання акумуляторної батареї в процесі експлуатації (загальної кількості циклів роботи).

BMS може запобігти небезпечний для акумуляторної батареї процес шляхом безпосереднього впливу на неї або ж подачі відповідного сигналу про

неможливість подальшого використання акумулятора до пристрою (контролера). Система інтелектуального моніторингу (BMS) відключає акумуляторну батарею від навантаження або зарядного пристрою при виході хоча б одного з робочих параметрів за межі допустимого діапазону.

Для нашої системи було обрано контролер захисту акумулятора 3,2v 3,7v BMS РСМ Літій Li-ion LiPo LifePO4 3-204s 100-1000A 12v-750v [34].

Струм розрядки: 100-1000А.

Напруга зарядки: 12-750 В.

Для заряду АКБ було обрано зарядний пристрій LogicPower 72V(87.6V)-10A-720W [35] на 72 В, 10 А.

5.2 Розробка силовій частини перетворювача

На основі параметрів генератора RE1R 132 МХ6 (табл. 3.3) виконується розрахунок силовій частини системи керування вітрогенератором.

5.2.1 Розрахунок ланки постійного струму. Розрахуємо номінальне значення струму ланки постійного струму з урахуванням перевантаження:

$$I_{dc} = \frac{\lambda \cdot P_n}{U_{DC} \eta_{инв}} = \frac{2 \cdot 5.5 \cdot 10^3}{600 \cdot 0.95} = 19.3(A), \quad (5.4)$$

де $\lambda = \frac{M_{max}}{M_n} = \frac{105}{52.5} = 2$ - перевантажувальна здатність ЕМ.

Напруга на виході АКБ складає $U_{DCmax} = 600$ (В).

Максимальна зворотна напруга ключів має бути в 1.5 рази більше максимальної напруга в ланці постійного струму.

Тому отримуємо:

$$U_{ce} > 1.5 U_{dcmax}. \quad (5.5)$$

$$U_{ce} = 1.5 \cdot U_{DCmax} = 1.5 \cdot 600 = 900 (В). \quad (5.6)$$

5.2.2 Розрахунок автономного інвертора. Вибір інвертора проводиться виходячи з пікової потужності енергоспоживання при стандартах напруги 220В, 50Гц. Також зауважимо, що в нашій системі буде присутні акумуляторні батареї для накопичення виробленої електроенергії для пізнішого використання. Тому будемо використовувати автономний інвертор, який так само як і мережеві перетворює постійний струм в змінний. При цьому їх підключають до акумуляторних накопичувачів, і коли відбувається нестача відновлюваної енергії - вмикається харчування від батарей.

Інвертор працює в двох режимах. Перший режим — це режим тривалої роботи, який відповідає номінальній потужності інвертора. Другий режим — це режим перезавантаження В даному режимі більшість – інверторів протягом декількох десятків хвилин (до 30) можуть віддавати потужність в 1,5 рази більше, ніж номінальна. На протязі декількох секунд більшість моделей інверторів можуть віддавати потужність в 2,5-3,5 рази більшу ніж номінальна. Сильна короткочасне перевантаження виникає, наприклад, при включенні холодильника. Як правило, потужність інвертора приблизно дорівнює розрахункової потужності ВЕУ.

Максимальний струм на виході перетворювача рівний максимальному струму двигуна $I_{\max} = I_{\text{peak}} = 105 \text{ А}$.

В розділі 3 було вибрано вітряну установку, яка видає номінальну 5.5 кВт , за цим значенням можна встановити інвертор EP30-6KW PRO з піковою напругою (20 мс) – 18 кВА. Він зможе забезпечити постійне навантаження до 6 кВт. Пристрій призначений для харчування апаратури, розрахованої на змінну напругу 220 В частотою 50 Гц.

Інвертор представляє собою прилад, який перетворює постійний струм напругою 12/24/36/48/72/96В в змінний струм, напругою 220В / 50Гц. Джерелом постійного струму для автономного інвертора служить як обертання турбіни, так і акумуляторні батареї. Для гібридного інвертора джерелом струму крім АКБ може служити зовнішня мережа або генератор на рідкому паливі.

В цьому випадку в гібридному інверторі передбачений випрямляч, який перетворює змінний струм в постійний струм і зарядний пристрій яке виробляє заряд АКБ в разі відсутності генерації відвітрогенератора і ФЕП.

Вхідна напруга постійного струму на інверторі дозволяє підключати АКБ з напругою 48В.

Серія інверторів EP3000 Pro є дуже економічною з вбудованим зарядним пристроєм змінного струму від 35А до 50А. У гібридних варіантах пріоритет вітрової енергії або змінного струму мережі налаштовується.

Основні технічні характеристики інвертора EP30-6KW PRO представлено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3

**Технічна характеристики автоматичного інвертора напруги
EP30-6KW PRO потужністю 6 кВт[24]**

<i>Параметр</i>	<i>Значення</i>
Номінальна потужність	6 кВт
Пікова напруга (20мс)	18 кВА
Форма хвилі	синусоїда
Номінальна вихідна напруга	220В ± 10%
Частота на виході (Гц)	50 ± 0.3
Піковий ККД інвертора	> 88%
Граничний ККД інвертора	> 95%
Стандартний час перемикання (мс)	10
Напруга (В)	230
Діапазон напруги (В)	155 ~ 280
Частота (Гц)	40 ~ 80
Вихідна напруга	від типу АКБ
Сила змінного струму спрацьовування АЗ	40А
Захист від перезаряду (В)	62.8
Максимальний зарядний струм (А)	50
Форма вхідного змінного струму.	синусоїда
Номінальна частота (Гц)	50
Захист від перевантаження	вимикач
Захист від КЗ на виході	вимикач
Max Bypass Current	30Amp
Вага нетто (кг)	45
Діапазон робочих температур (° C)	0-40
Шум (max)	60dB
Дисплей	LED + LCD

Для побудови повноцінного інвертора потрібно три стійки обраних модулів та три драйвери для їх керування.

5.2.3 Розрахунок зарядного кола для заряду конденсаторного фільтра.

Зарядний опір конденсаторного фільтра:

$$R_3 = \frac{U_{dcn}}{I_{dc}} = \frac{600}{19.3} = 31(\text{Ом}). \quad (5.7)$$

Ємність фільтра визначається за формулою:

$$C = \frac{1}{2\pi k_{\text{п}} p_{\text{п}} f R_3}, \quad (5.8)$$

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт пульсацій рівний (0.02 - 0.05).

Тоді ємність випрямляча визначається:

$$C = \frac{1}{2\pi \cdot 0.05 \cdot 3 \cdot 50 \cdot 31} = 684(\text{мкФ}). \quad (5.9)$$

Вибирається конденсатор SAMWHA з ємністю 1500 мкФ та напругою 200В [32]. Підключаються дві в паралельне коло та три рази послідовно, отримується задане значення напруги в 600 В та ємності:

$$C = \frac{1500}{3} = 500(\text{мкФ}) \quad (5.10)$$

Таким чином, потрібно 2 стійки по три конденсатори ємністю 1500 мкФ в кожній.

Розраховується зарядний резистор, враховуючи максимальний зарядний струм конденсатора, що дорівнює 3 А:

$$R_3 = \frac{U_{dcn}}{I_c} = \frac{600}{3} = 200(\text{Ом}). \quad (5.11)$$

Вибирається резистор АНР250W-50RF з опором 50 Ом та потужністю 250 Вт [12].

Резисторів АНР250W-50RF потрібно 5 підключених послідовно. Сумарний опір буде

$$R_{\square} = 50 \cdot 5 = 250(\text{Ом}). \quad (5.12)$$

Зарядний струм тоді буде дорівнювати:

$$I_{zc} = \frac{U_{dc}}{R_{\Sigma}} = \frac{600}{250} = 2.4(\text{А}). \quad (5.13)$$

Для комутації зарядного резистора вибирається тиристор Т63-400 з напругою $U_{зв.мах} = 1400$ В, струмом навантаження $I_{load} = 300$ А. Тиристорів потрібно два, для забезпечення рекуперації потужності. Струм та напруга контактів увімкнення дорівнює 150 мА та 3 В.

5.2.4 Розрахунок та вибір давачів струму, напруги, кутової швидкості та швидкості вітру. Давач струму (ДС) вибирається за значенням I_{dc} . Тому вибирається SZ3D5-1-50 з діапазоном вимірювання 0-100 А, і номінальним струмом 50 А [26].

Канал виміру напруги ланки постійного струму можна реалізувати на основі давача типу LV-25NP, схема включення якого зображена на рис. 5.1.

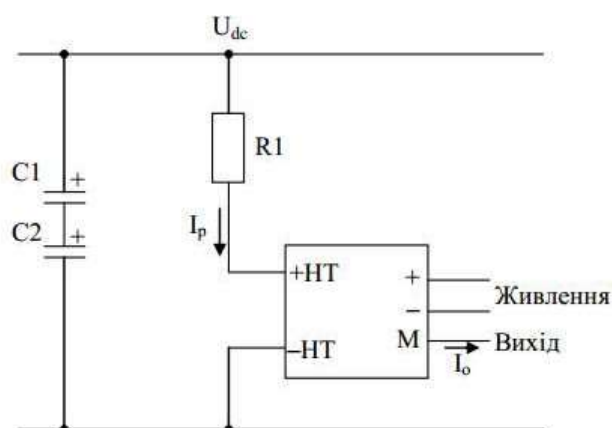


Рис. 5.1. Підключення давача напруги.

Максимальний струм первинного кола давача складає $I_{pmax} = 14$ мА. Тому значення резистору R_1 дорівнює:

$$R_1 = \frac{U_{DC}}{I_{pmax}} = \frac{600}{14 \cdot 10^{-3}} = 42\,857 \text{ (Ом)} \quad (5.14)$$

Вибирається резистор із стандартного ряду AHP250W-50RF SR PASSIVES з опором $R_1 = 50$ кОм, параметри якого взяті з [27].

Вибирається як давач швидкості інкрементальний енкодер SEB / SEB [28], параметри якого представлені в табл. 5.4

Таблиця 5.4

Параметри енкодера

<i>Параметр</i>	<i>Значення</i>
Кількість імпульсів за оборот	від 2 до 12500
Діаметр	50 мм
Число ppr	від 8 до 2048
Живлення напруги	8/24 В або DC 5 В
Споживання енергії	30-80 мА
Максимальна частота підрахунку	100 КГц

В якості давача вітру використовується анемометр з наступними параметрами (табл. 5.5).

Таблиця 5.5

Паспортні дані давача швидкості вітру

<i>Параметр</i>	<i>Значення</i>
Вихідний струм	4-20 мА
Вихідна швидкість вітру	0.4-0.8 м / с
Роздільна здатність	0.1 м / с
Діапазон вимірювання	0-60 м / с
Точність	± 3%
Відстань передачі	> 1000 м
Робоча	-40 ~ 80
Напруга живлення	Напруга живлення

5.3 Розробка керуючої частини контролера

5.3.1 Вибір керуючого контролера. Вибирається мікроконтролер TMS320F28069 з сайту Texas Instruments [29]. Технічні дані контролера наведено в табл. 5.6.

Вибраний контролер підходить для керування електричним генератором, оскільки має потрібні 16 каналів ШІМ, 16 аналогових пінів для підключення давачів струму та напруги і задаючих елементів, енкодерний інтерфейс та інтерфейс зв'язку з системами вищого порядку.

Таблиця 5.6

Технічні дані TMS320F28069

<i>Параметр</i>	<i>Значення</i>
Частота	90 МГц
CPU	32-біт
Пам'ять	256 кб флеш 100 кб RAM
Живлення	3.3 В (максимальне 4.6 В)
Струм споживання	20 мА
Watchdog timer	присутній
ШІМ піни	16 каналів (8 HRPWM-сумісні) 16-біт незалежні таймери в кожному каналі
Інтерфейс енкодера	2 Enhanced Quadrature Encoder Pulse (eQEP) модуля
Аналогові піни	16 каналів, 12-біт, аналогово-цифрового перетворення (АЦП)
Захист програми	128-біт ключ або пароль
Комунікаційні порти	2 SCI, 2 SPI, I2C, McBSP, eCAN, USB 2.0
Піни I/O	54 піни індивідуально програмованих
Периферія	Розширена периферія керування
Варіанти виконання	На 80 та 100 пінів
Робоча температура	-40 – 100 °С

5.3.2 Вибір блоку живлення. Для забезпечення живлення контролера та елементів системи керування складаємо блок живлення, який містить перетворювач HS-60-24 [30], (рис. 5.2), та стабілізатори напруги серії LM7805 та LM7815 [31]. Їхні параметри наведено в табл. 5.76 – табл. 5.9.



Рис. 5.2. Перетворювач серії HS-60. Зовнішній вигляд.

Таблиця 5.7

Технічні дані перетворювача HS-60-24

<i>Параметр</i>	<i>Значення</i>
Вхідна напруга, змінна, В:	від 170 до 264
Постійна, В:	від 240 до 370
Вихідна напруга, В	24
ККД, %	79
Точність %	±1%
Номінальний вихідний струм, А	2.5
Номінальна потужність, Вт	40

Таблиця 5.8

Технічні дані стабілізатора напруги LM7805

<i>Параметр</i>	<i>Значення</i>
Вхідна напруга, В	від 7 до 20
Вихідна напруга, В	5
Падіння напруги, В	2
Піковий струм, А	2.2
Вихідний струм, мА	200

Таблиця 5.9

Технічні дані стабілізатора напруги LM7815

<i>Параметр</i>	<i>Значення</i>
Вхідна напруга, В	від 17.5 до 30
Вихідна напруга, В	15
Падіння напруги, В	2
Піковий струм, А	2.2
Вихідний струм, мА	200

Блок живлення видає 24 В, то цього достатньо для підключення LM7815, живлення якого потрібне для датчиків та ШІМ. Для ШІМ можна реалізувати окремий блок. Вихід мікросхеми LM7815 може бути підключений на LM7805, який виробляє напругу 5 В, потрібну для живлення керуючого контролера та енкодера, підключення мікросхем серії LM78 та MC79 наведено на рис. 5.3.

Для підключення контролера до блоку живлення потрібно зменшити напругу на виході блоку живлення до 3.3 В. Для цього використовується мікросхема LM3940IT-3.3, рис. 5.4.

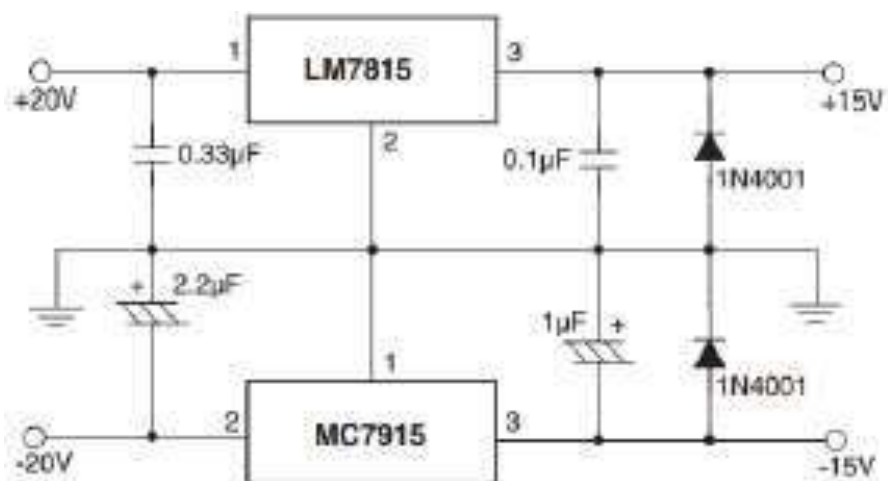


Рис. 5.3 Схема дільника для живлення контролера.

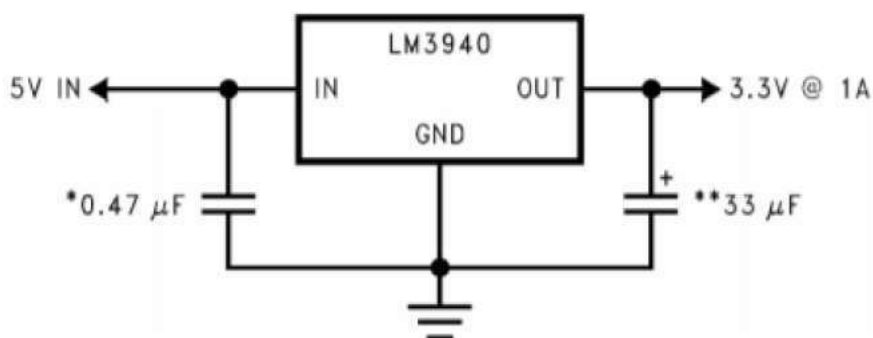


Рис. 5.4. Схема підключення мікросхеми LM3940.

Щоб струм на виході LM7805 був не більше 20 мА, обираємо резистор зі стандартного ряду $R_1 = 240 \text{ Ом}$, $R_2 = 10 \cdot R_1 = 2.4 \text{ кОм}$.

За аналогією виконано ще одне джерело живлення для тиристорів на 3 В з дільником напруги з коефіцієнтом 6/10. Резистори вибрані $R_1 = 24 \text{ Ом}$, $R_2 = 6R_1 / 10 = 15 \text{ Ом}$.

5.3.3 Гальванічна розв'язка сигналів контролера. Оскільки в системі використовуються давачі та драйвери з напругою живлення 15 В, а контролер працює з 4.6 В максимум, необхідно виконати гальванічну розв'язку вхідних та вихідних сигналів контролера.

Для розв'язання вхідних сигналів від давачів струму, напруги та помилки від драйверів використовується мікросхема HCPL-7800 (рис. 5.5). Живлення складає 5.5 В. Струм мікросхеми не перевищує 16 мА.

Розраховується вхідний

та вихідний резистори для обмеження струму: Вибирається резистор M0.6W-330R номіналом 330 Ом, потужністю 0.6 Вт.

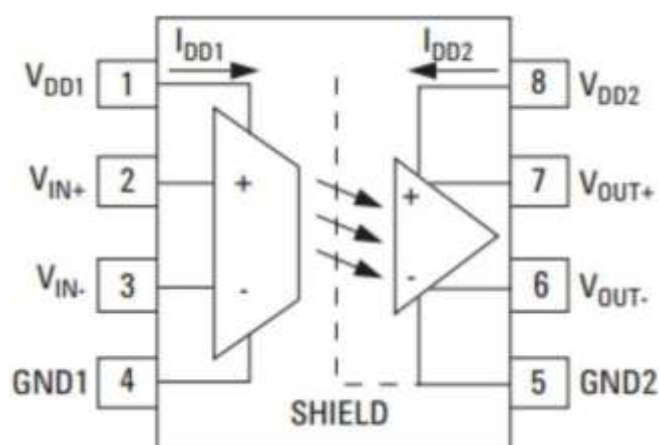


Рис. 5.6. Мікросхема HCPL-7800.

Для розв'язки вихідних сигналів між контролером та тиристорами, а також для розв'язання вихідних ШІМ сигналів від контролера до драйверів використовується модуль оптороз'язки NEC PS9301 (рис. 5.6). Єдиною різницею є те, що вихід для ШІМ сигналів підключається до напруги 15 В, а для тиристорів на 5 В.

Мікросхема NEC PS9301 може бути підключена на 5 В на вході, на 15 В на виході, піковий струм на виході складає 0.6 А.

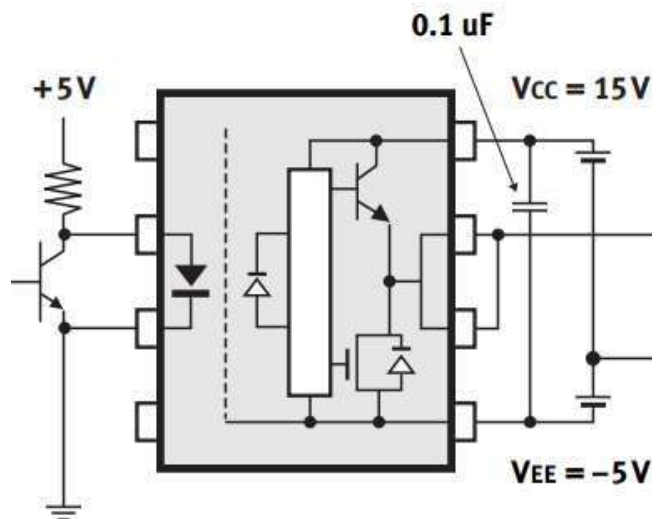


Рис. 5.6. Модуль опторозв'язки PS9301.

Висновки до розділу 5.

1. Представлено опис та розрахунок блоку керування зарядом акумулятора. Для автономної роботи системи енергопостачання було вибрано 50 батарей AW12-150 з ємністю 150 (Агод), яка забезпечить автономну роботу протягом 12 год.

2. Відповідно до завдання була розроблена силова частина перетворювача, для якої розраховані номінальні значення ланки постійного струму, вибрано інвертор EP30-6KW PRO. Серія інверторів EP3000 Pro є дуже економічною з вбудованим зарядним пристроєм змінного струму від 35А до 50А.

3. Розраховані основні елементи зарядного кола, а також вибрані датчики струму, напруги, енкодер та анемометр, які забезпечать реалізацію всіх зворотних зв'язків системи.

4. Вибрана керуюча частина контролера у вигляді мікроконтролера TMS320F28069 та блоків живлення елементів схеми.

5. Схема електрична з'єднань силової частини та контролера представлені у додатку В та додатку Д.

ВИСНОВКИ

В процесі виконання магістерської кваліфікаційної роботи були отримані наступні результати:

1. Для аналізу переваг та недоліків кожного типу, та вибору підходящої ЕМ для стабілізації і регулювання параметрів, які відповідають за якість виробленої електричної енергії, було розглянуто типи машин, які використовуються у ВЕУ та обрано СГПМ через відсутність втрат на збудження і змінного щіткового контакту, що забезпечує більш високий ККД. Також статор СГПМ зазвичай повністю герметичний і має рідинне охолодження, що сприяє підвищенню надійності генератора, та практично не має потреби в обслуговуванні протягом усього терміну служби; у них нижчі втрати на тертя, радіочастотні перешкоди і шуми; мають мінімальну питому масою в порівнянні з будь-якими іншими машинами; СГПМ має більш високу ефективність (за рахунок відсутності втрат на збудження), менше тепловиділення і найбільш широкий діапазон регулювання швидкості серед електрогенераторів.

2. Проаналізовано функціональні схеми вітрогенераторів, в результаті чого була обрана система, що складається з перетворювача, інвертора напруги, ланки постійного струму.

3. Серед найбільш підходящих методів керування для приводів на базі синхронного генератора з постійними магнітами було обрано полеорієнтоване керування за рахунок більш низьких витрат на обчислювальні ресурси, а також більш низької амплітуди пульсацій при роботі в статичних режимах, що є важливим в нашої системі генерування. Керування стабільне, отримуємо менші втрати в генераторі за рахунок низького рівня гармонік струму, відмінних від першої.

4. Для подальшого моделювання системи сформовано математичну модель вітроколеса та модель неявнополюсного синхронного генератора зі збудженням від постійних магнітів, записану в системі координат ротора ($d-q$). Для подальшого формування заданої траєкторії швидкості синхронного генератора описане завдання швидкості турбіни за основними формулами ККД турбіни та

швидкості кінця лопаті. Також описане головне завдання керування перетворювачем на стороні генератора. Синтезовано лінійний пропорційно–інтегральний (ПІ) регулятор швидкості.

5. Методом математичного моделювання перевірено роботу розробленої системи векторного керування автономною системою генерування на основі СГПМ. Було встановлено, що при низьких швидкостях вітру система працює в режимі регулювання швидкості для використання максимально можливої потужності вітру, при якому забезпечується робота турбіни з максимальною ефективністю. ККД турбіни максимальне $C_p = C_p \max$. При високих швидкостях вітру система керування виходить з точки максимальної ефективності турбіни та переходить в режим, коли система ще може контролювати кутову швидкість турбіни, але максимум від потужності вітра та турбіни вже не отримуємо. Це дає можливість відпрацювання регулювання на основі завдання і обмеження негативного моменту синхронного генератора з постійними магнітами, а також регулювання в першій зоні, для отримання максимально можливої потужності, і регулювання в другій зоні, для обмеження граничних значень потужності.

6. Метою розробленої системи керування є забезпечення максимального відбору потужності від вітрового потоку за рахунок регулювання швидкості турбіни в функції швидкості вітру. Також в системі генерування енергії було реалізовано систему резервного живлення на основі акумуляторної батареї. Ця система відповідає за стабілізацію напруги в ланці постійного струму, акумулюючи та зберігаючи не використану потужність вітроколеса, або віддаючи накопичену потужність при потребі споживачу.

7. Було представлено схему електричних з'єднань силової частини та контролера.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про енергетику». В редакції від 1 липня 2010 року №2388-VI.
2. Закон України №555-IV від 20.02.2003 р. «Про альтернативні джерела енергії».
3. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Харків.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с..
4. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС). Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики 25.07.2006 № 258 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості № 91 від 13.02.2012 та № 905 від 16.11.2012) Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 2 березня 2012 р. за № 350/20663.
5. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Затверджено Наказ Держнаглядхоронпраці від 09.01.98 №4. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10.02.98 за № 93/2533ДНАОП 0.00.–1.32–01.
6. Hall D. Renewable Energy. Power for a Sustainable Future. / D. Hall // Oxford Unit. Press, 1996. – 478 pp.
7. Huang Xueliang, Liu Zhiren, Zhu Ruijin, et al. Impact of power system integrated with large capacity of variable speed constant frequency wind turbines. Transactions of china eletrotechnical society, 2010, 25(4): 142–149.
8. Fu Xunbo, Guo Jindong, Zhao Dongli, et al. Characteristics and simulation model of direct–drive wind power system. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(2): 1–5.
9. J. F. Gieras and M. Wing, Permanent Magnet Motor Technology – Design and Application, Marcel Dekker Inc., New York, 2002.
10. M. Kimura, H. Koharagi, K. Imaie, S. Dodo, H. Arita and K. Tsubouchi, “A permanent magnet synchronous generator with variable speed input for co–generation system,” IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001, vol. 3, 28 Jan.–1 Feb. 2001, pp. 1419 – 1424.

11. T.F. Chan, L.L. Lai, Yan Lie–Tong, "Performance of a three–phase AC generator with inset NdFeB permanent–magnet rotor," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol.19, no.1, pp. 88– 94, March 2004.
12. T.F. Chan, W. Wang, L.L. Lai, "Analysis and performance of a permanent–magnet synchronous generator.
13. K. Anei, Y. Takayasu, T. Ohji and M. Sakui, "A maximum power control of wind generator system using a permanent magnet synchronous generator and a boost chopper circuit," *Proc. of the Power Conversion Conference, PCC Osaka 2002*, vol. 3, 2–5 April 2002, pp. 1447 – 1452.
14. V. Lavanya, N.A. Gounden and P.M. Rao, "A Simple Controller using Line Commutated Inverter with Maximum Power Tracking for WindDriven Grid– Connected Permanent Magnet Synchronous Generators," in *Proc. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES '06*, 12–15 Dec. 2006, pp.1 – 6.
15. S. M. Dehghan, M. Mohamadian and A.Y. Varjani, "A New VariableSpeed Wind Energy Conversion System Using Permanent–Magnet Synchronous Generator and Z–Source Inverter," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 24, no. 3, pp. 714 – 724, September, 2009.
16. M. E. Haque, M. Negnevitsky and K.M. Muttaqi, "A Novel Control Strategy for a Variable–Speed Wind Turbine With a Permanent–Magnet Synchronous Generator," *IEEE Trans. Industry Appl.*, vol. 46, no. 1, pp. 331 – 339, Jan. /Feb. 2010.
17. Амр Рефки Али Абд Эль Вхаб. Розробка алгоритмів управління електроприводу з покращеними динамічними характеристиками на базі синхронного двигуна з постійними магнітами: дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. Томськ: Національний дослідницький Томський політехнічний університет, 2012.
18. Амр Рефки Али Абд Эль Вхаб, А.С. Каракулов, Ю.Н. Дементьев, С.Н. Кладієв. Порівняльний аналіз векторного керування та прямого керування моментом синхронного електродвигуна з постійними магнітами. – Томський політехнічний університет, // *Енергетика*. – 13.09.2011г. – №4 – с.93–99.

19. S. M. Dehghan, M. Mohamadian and A.Y. Varjani, “A New VariableSpeed Wind Energy Conversion System Using Permanent–Magnet Synchronous Generator and Z–Source Inverter,” IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 24, no. 3, pp. 714 – 724, September, 2009.

20. Vlastimil Šantín, “Model of wind power plant with asynchronous generator in Simulink platform”, May 2011, Železná Ruda–Špiák, University of West Bohemia, Czech Republic.

21. Junfei Chen, Hongbin Wu, Ming Sun, Weinan Jiang, Liang Cai, and CaiyunGuo, ”Modeling and Simulation of Directly Driven Wind Turbine with Permanent Magnet Synchronous Generator”, in IEEE PES ISGT ASIA 2012

22. Mirvetra:Понижена розрахункова швидкість вітру.Режим доступу:
<http://mirvetra.com.ua/ratedspeed.html>

23. Vemgroup: Каталог СГПМ. Режим доступу:https://www.vemgroup.com/fileadmin/content/pdf/Download/Kataloge/Kataloge/pm_en.pdf

24. Energotrade: Каталог автономних інверторів. Режим доступу:<https://energotrade.su/inventory/invertor-6kw.htm>

25. Altshop: Акумуляторна батарея. Режим доступу:<https://altshop.in.ua/products/akkumulyatornaya-batareya-ad12-150>

26. Ldtn: Давач струму. Режим доступу:<https://ldtn.ru/catalog/datchiki-toka/sz3d5-1-50>

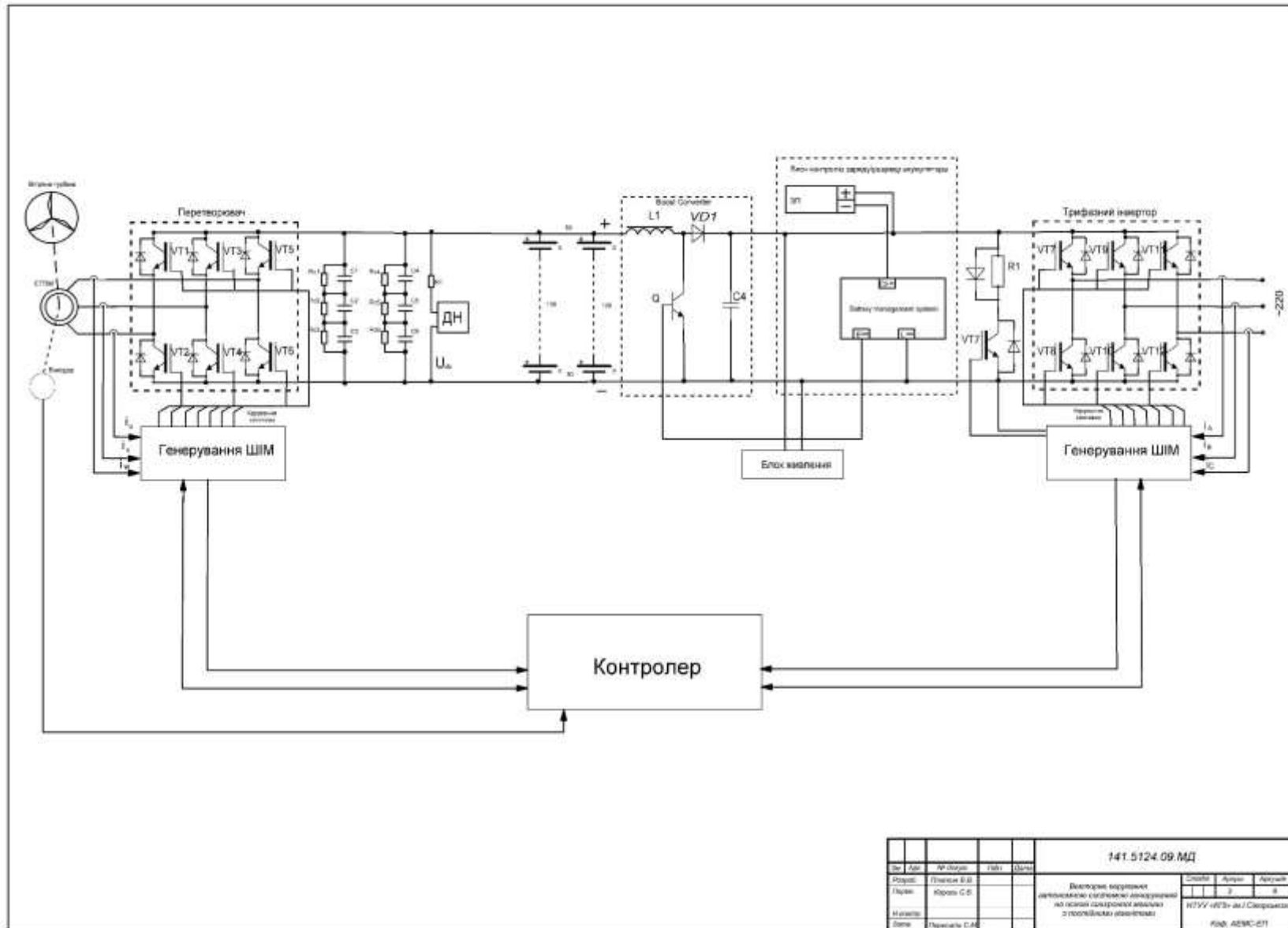
27. Tme: Каталог резисторів. Режим доступу:<https://www.tme.eu/en/details/ahp250w-50rf/resistors-200w-and-more/sr-passives/>

28. Elap: Інкрементальний енкодер. Режим доступу:<https://www.elap.it/incremental-encoders/encoder-seb-seb-z/>
інкрементальний енкодер

29. Texas Instruments: Контролер. Режим доступу: ti.com

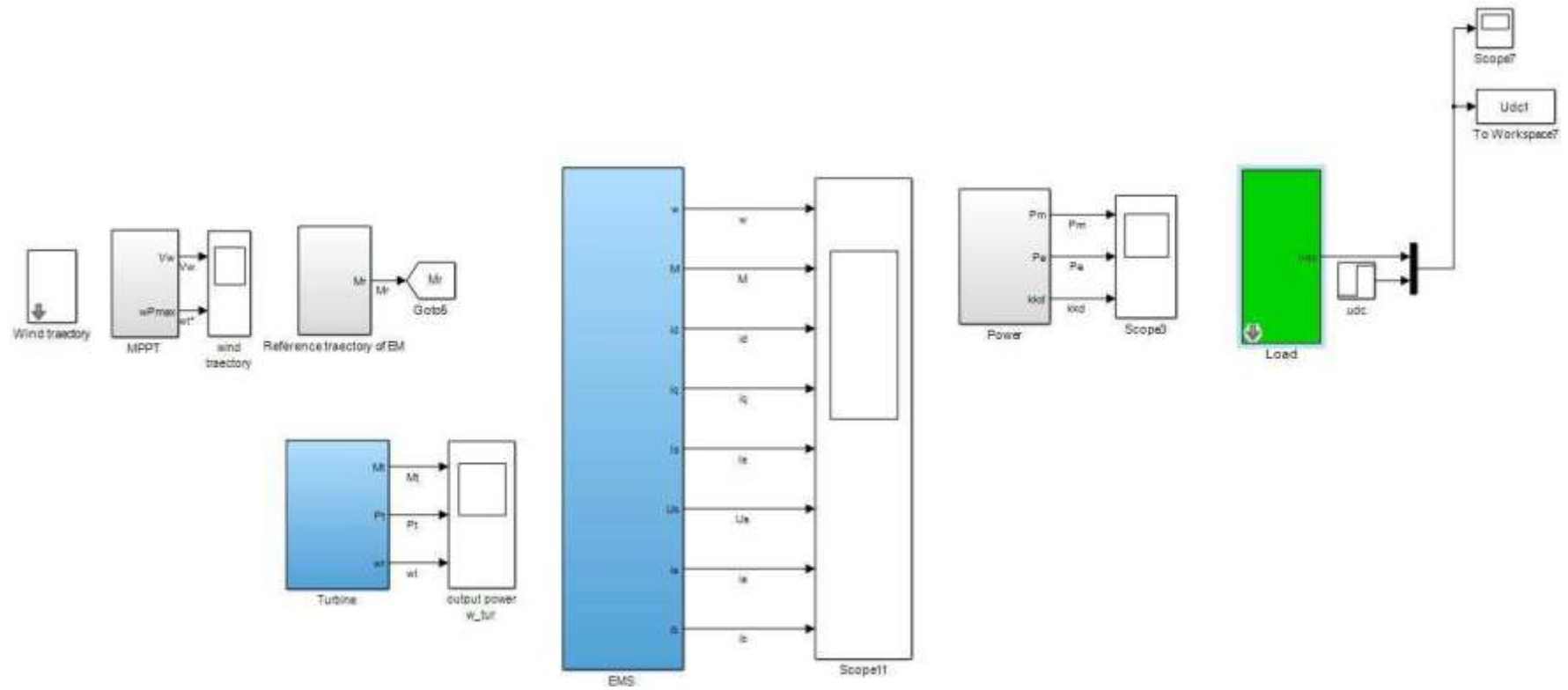
30. Made-in-China: Перетворювач. Режим доступу: en.made-in-china.com

31. Texas Instruments: Стабілізатори напруги. Режим доступу: ti.com
32. Asenergi: Конденсатор. Режим доступу:
https://asenergi.com/catalog/kondensatory_elektroliticheskie/1500mkf.html#more
33. Akb.kiev: Анемометр. Режим доступу:
http://akb.kiev.ua/index.php?route=product/product&product_id=105
34. Xebike: Контролер BMS. Режим доступу:
<https://xebike.com/product/kontroller-zashhity-akkumulyatora-3-2v-3-7v-bms-pcm-litij-li-ion-lipo-lifepo4-3-204s-100-1000a-12v-750v/>
35. Voltmarket: Зарядний пристрій для АКБ. Режим доступу:
<https://voltmarket.ua/zaryadne-ustroystva/logicpower/>



Функціональна схема силової частини керування вітроенергосистемою

Додаток Б



Структурна схема керування СГПМ вітряної установки в середовищі Matlab Simulink

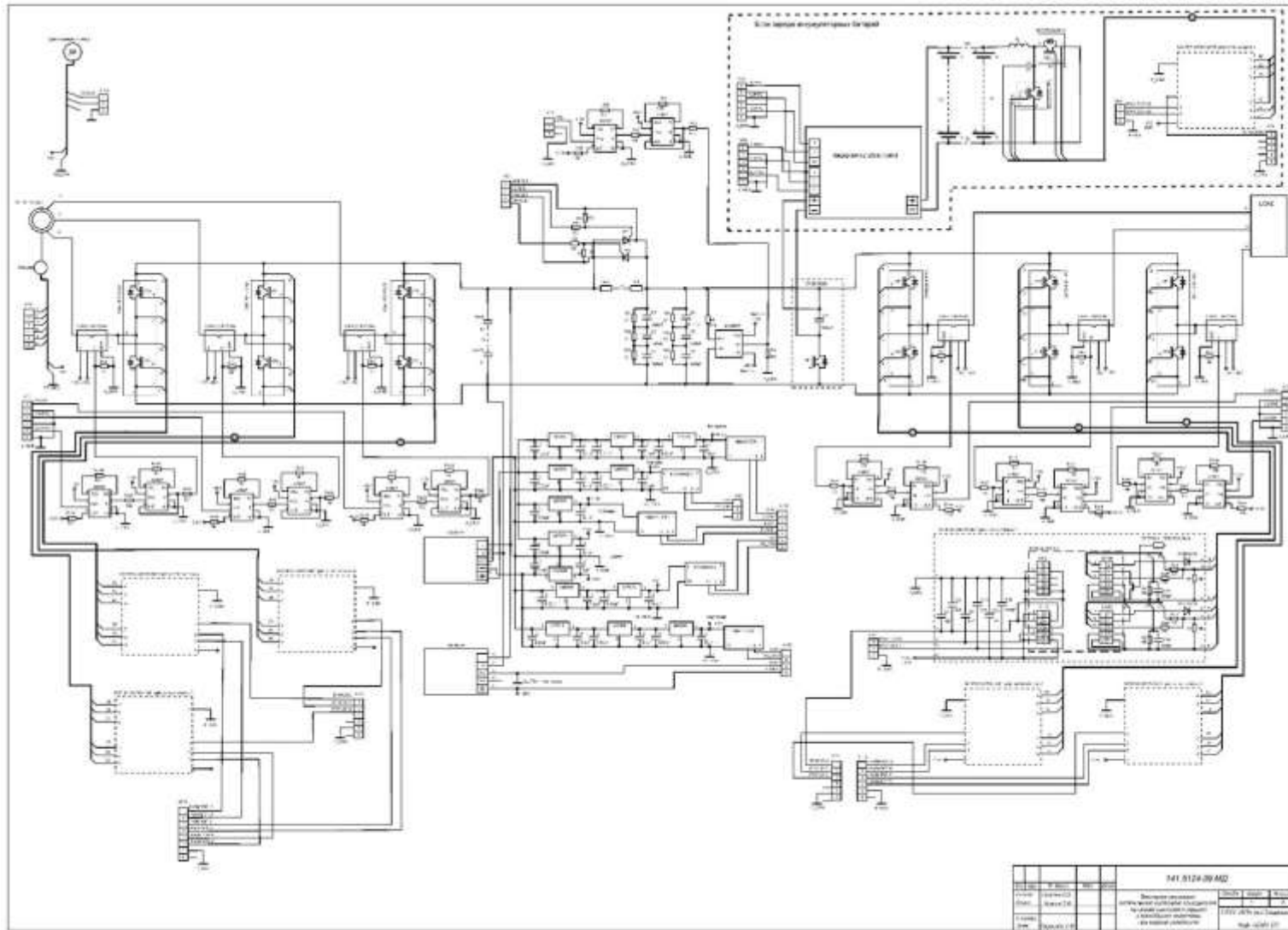


Схема електрична підключення силової частини

Додаток Д

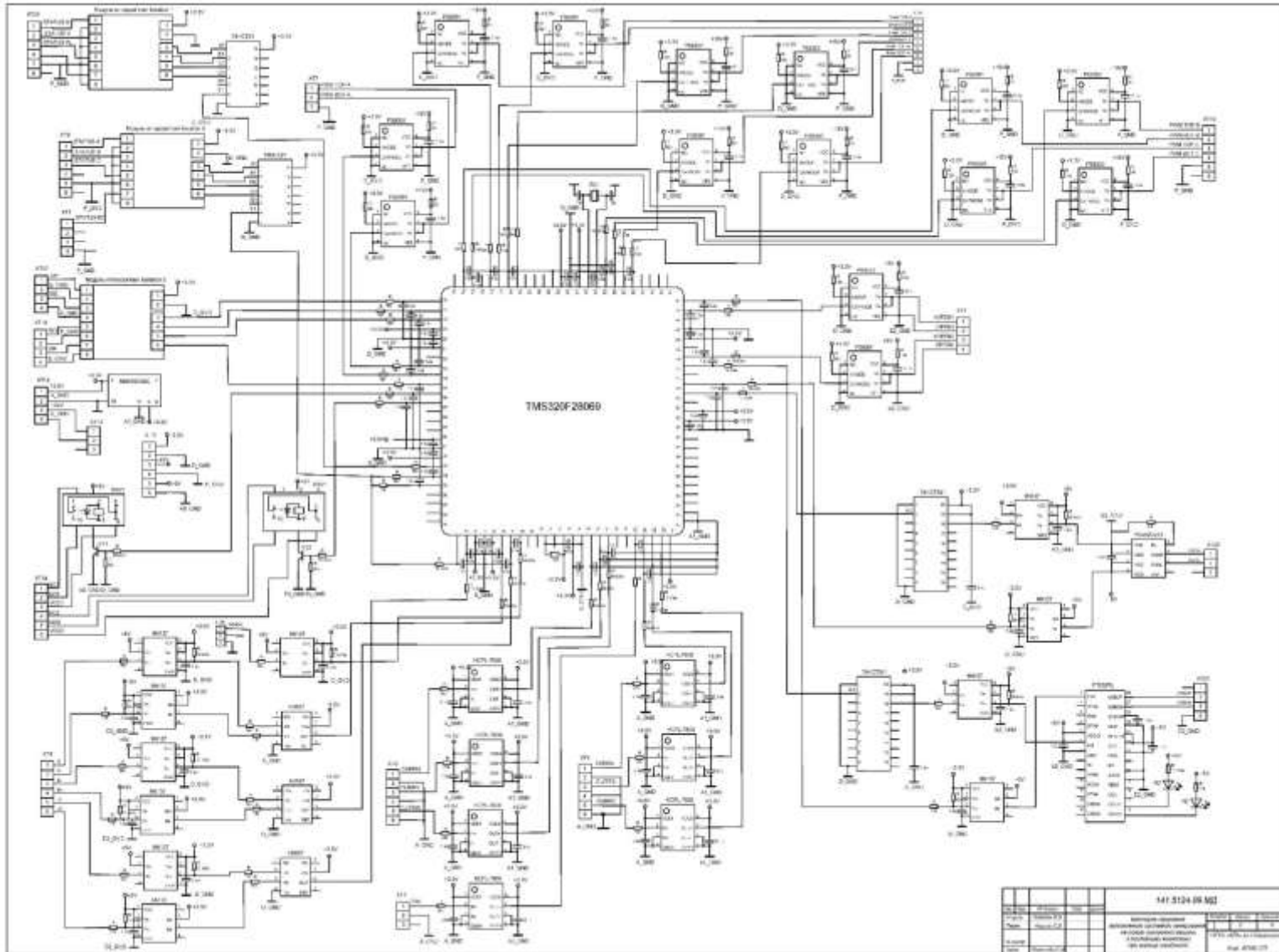


Схема електрична підключення контролера