

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА**

Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки та електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

К.Т.Н., доцент Артем ЧЕРНЮК

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

«___» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

**на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу вищої освіти Максим БАБКО

1. Тема «Розробка інтелектуальної системи управління відбором потужності вітроустановки у складі вітроелектростанції»

затверджена наказом по академії № 4801-5/3665 від «06» жовтня 2025 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «15» грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Теоретичні та практичні розробки вітчизняних та зарубіжних авторів за темою роботи, періодичні видання

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):

ВСТУП; РОЗДІЛ 1 СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ОБ'ЄКТІВ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ; РОЗДІЛ 2. ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ВІДБОРОМ ПОТУЖНОСТІ ВІТРОУСТАНОВКИ У СКЛАДІ ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ; РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЮВАННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ; ВИСНОВКИ; ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «12» жовтня 2025р.

Керівник

(підпис)

Костянтин БРОВКО

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____ Максим БАБКО

(підпис)

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження Проведення аналізу наукової літератури	02.10.25 — 05.10.25	
2	Виконання першого розділу дипломної роботи	06.10.25 — 15.10.25	
3	Виконання другого розділу дипломної роботи	16.10.25 — 29.10.25	
4	Виконання третього розділу дипломної роботи	30.10.25 — 26.11.25	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.25 — 07.12.25	

Студент (ка)

(підпис)

Максим БАБКО

(ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – 79 ; рисунків – 48;
таблиць – 4; літературних джерел – 29.

Тенденція розвитку розподіленої генерації в Україні має здебільшого стихійний, неконтрольований державою характер, що може завдати значної шкоди енергетичній безпеці країни.

Згідно з прогнозом до 2030 року середньострокові та довгострокові перспективи пріоритетного напрямку «Енергоефективність та енергозбереження» включають розробку нових методів математичного моделювання, а також оптимізацію перспективних технологічних змін і впровадження інтелектуальних міні- та мікромереж на основі об'єктів розподіленої генерації.

Об'єктом дослідження є процес функціонування та розвитку вітроелектростанцій у складі електроенергетичної системи.

Предметом дослідження є методи підвищення ефективності роботи вітроустановок у складі вітроелектростанцій через розробку та оптимізацію інтелектуальних систем видачі потужності.

Мета роботи: підвищення ефективності роботи вітроустановки у складі вітроелектростанції в складі електроенергетичної системи.

Завдання дослідження:

1. Аналіз існуючої проблематики об'єктів розподіленої генерації, зокрема вітроелектростанцій у складі електроенергетичної системи України;.
2. Розробка складу інтелектуальної системи видачі потужності вітроустановки у складі вітроелектростанції.
3. Розробка комп'ютерної моделі вітроелектростанції з інтелектуальною системою управління відбором потужності та її апробація.

ABSTRACT

Pages of text – 79; pictures – 48;
tables – 4; literary sources – 29.

The development trend of distributed generation in Ukraine mostly has a spontaneous and uncontrolled nature, which can pose significant risks to the country's energy security.

According to forecasts for 2030, medium- and long-term perspectives within the priority direction "Energy efficiency and energy saving" include the development of new mathematical modeling methods, optimization of promising technological changes, and implementation of intelligent mini- and microgrids based on distributed generation facilities.

Object of study: The process of functioning and development of wind power plants within the power system.

Subject of study: Methods to improve the efficiency of wind turbines operating within wind power plants by developing and optimizing intelligent power delivery systems.

Purpose of the study: To enhance the efficiency of wind turbines operating within wind power plants within the power system.

Research tasks:

1. Analyze existing problems of distributed generation facilities, particularly wind power plants within Ukraine's power system.
2. Develop the composition of the intelligent power delivery system for a wind turbine within a wind power plant.
3. Develop a computer model of the wind power plant with an intelligent power control system and test its functionality.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ОБ'ЄКТІВ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ.....	9
1.1 Поняття об'єкт розподіленої генерації	9
1.2 Існуючі види схем видачі потужності для об'єктів розподіленої генерації	15
1.3 Існуючі види схем видачі потужності для великих електростанцій	19
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1.....	23
РОЗДІЛ 2. ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ВІДБОРОМ ПОТУЖНОСТІ ВІТРОУСТАНОВКИ У СКЛАДІ ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	25
2.1 Існуючі конструкції вітротурбін.....	26
2.2 Застосування генераторів різної конструкції у складі ВЕС	30
2.3 Алгоритми роботи інтелектуальної системи управління вітроустановкою у складі вітроелектростанції	34
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	46
РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЮВАННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	47
3.1 Вибір програмного продукту для моделювання.....	48
3.2 Інтелектуальна модель ВЕС у програмному комплексі PSCAD...	49
3.3 Моделювання роботи моделі інтелектуальної ВЕС та верифікація результатів моделювання.....	68
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3.....	73
ВИСНОВКИ.....	74
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	77

ВСТУП

Актуальність. Тенденція розвитку розподіленої генерації в Україні має здебільшого стихійний, неконтрольований державою характер, що може завдати значної шкоди енергетичній безпеці країни.

Згідно з прогнозом до 2030 року середньострокові та довгострокові перспективи пріоритетного напрямку «Енергоефективність та енергозбереження» включають розробку нових методів математичного моделювання, а також оптимізацію перспективних технологічних змін і впровадження інтелектуальних міні- та мікромереж на основі об'єктів розподіленої генерації.

Основними передумовами розвитку розподіленої генерації в Україні є:

- обмежені можливості розвитку розподільчих мереж у великих містах (закриті центри живлення);
- значне зростання вартості електроенергії та дороговартісне підключення до мереж, контрольоване енергопостачальними компаніями;
- зростання споживання електроенергії при обмеженій пропускній здатності мережевого господарства та зношеності енергокомплексу;
- переважна більшість моновиробництва (виробництво електричної енергії на великих АЕС та ГРЕС; виробництво тепла на котельнях) із незначною часткою застосування технологій когенерації та тригенерації;
- збільшення частки розподіленої генерації в енергосистемі України дозволить знизити витрати на передачу і розподіл електроенергії по магістральних і розподільчих мережах;
- ефективна утилізація вторинних енергоресурсів (відходи лісопереробки та сільського господарства, різного роду газу – доменний, конвертерний, попутний нафтовий, метан) дозволить підвищити економічну ефективність основного виробництва;

– важливим аспектом є забезпечення надійного електропостачання соціально значущих та особливо відповідальних споживачів для мінімізації економічних і соціальних ризиків.

Незважаючи на ці передумови, існує ряд проблем технологічного підключення об'єктів розподіленої генерації:

- відсутність ефективних стимулюючих економічних механізмів розвитку розподіленої генерації на державному рівні;
- високі адміністративні бар'єри та пасивність мережевих компаній щодо розвитку об'єктів розподіленої генерації;
- тарифні диспропорції та перехресне фінансування внаслідок «ринкового» підходу генеруючих компаній і соціальних зобов'язань з боку Уряду;
- збереження високих бар'єрів для входу – відмова у визнанні Гарантуючим постачальником об'єктів розподіленої генерації на відміну від великих гравців – генеруючих компаній;
- технічні проблеми, пов'язані з впливом розподіленої генерації на параметри режимів прилеглої мережі.

На сьогодні відсутні затверджені вимоги до розробки схеми видачі потужності об'єктів розподіленої генерації. Тому розробка таких вимог дозволить ефективно проводити технологічні підключення об'єктів, які займаються виробництвом електричної енергії.

У районах, де немає можливості підключення до загальних мереж електропостачання, зручно використовувати вітрогенератори у складі альтернативних гібридних електростанцій. Альтернативні гібридні електростанції, до складу яких входять вітрогенератори, сонячні панелі, а також дизельні електростанції, є економічною альтернативою традиційному електропостачанню і можуть бути використані для організації електропостачання різних об'єктів.

Об'єктом дослідження є процес функціонування та розвитку вітроелектростанцій у складі електроенергетичної системи.

Предметом дослідження є методи підвищення ефективності роботи вітроустановок у складі вітроелектростанцій через розробку та оптимізацію інтелектуальних систем видачі потужності.

Мета роботи: підвищення ефективності роботи вітроустановки у складі вітроелектростанції в складі електроенергетичної системи.

Завдання дослідження:

1. Аналіз існуючої проблематики об'єктів розподіленої генерації, зокрема вітроелектростанцій у складі електроенергетичної системи України;
2. Розробка складу інтелектуальної системи видачі потужності вітроустановки у складі вітроелектростанції.
3. Розробка комп'ютерної моделі вітроелектростанції з інтелектуальною системою управління відбором потужності та її апробація.

РОЗДІЛ 1. СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ОБ'ЄКТІВ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

1.1 Поняття об'єкт розподіленої генерації

У всьому світі сформувалася тенденція розвитку і поширення розподіленої генерації (РГ). Історія показує, що масове поширення об'єктів розподіленої генерації у світі розпочалося у 90-х роках минулого століття. Причиною цього стало розвиток і здешевлення технологій виробництва електроенергії (ЕЕ) на основі відновлюваних джерел енергії та технологій когенерації на основі газотурбінних і газопоршневих установок. Багато країн закріплюють статус розподіленої генерації на законодавчому рівні, а також її сукупність техніко-технологічних ознак [5].

Під терміном «розподілена генерація» розуміють сукупність модульних генеруючих установок (ГУ), які виробляють електроенергію поблизу точки споживання, зокрема до них належать і об'єкти – вітроелектростанції.

Зарубіжні країни переважно розвивають РГ на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Важливою відмінністю об'єктів РГ є їх встановлена потужність, у точці приєднання вона не перевищує максимально допустиму для локальних і роздрібних ринків ЕЕ.

Відповідно до представлених визначень у WG 37.23 і WG C3.05 (Міжнародна рада з великих електроенергетичних систем високої напруги), об'єкти РГ не є централізовано диспетчеризованими.

Збільшення обсягу розподіленої генерації в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України змушує експертів усе частіше замислюватися про технологічні особливості її функціонування. Одне з найбільш гострих питань, яке постає перед спеціалістами, – збереження надійності роботи енергосистеми при інтеграції до неї об'єктів розподіленої генерації. Разом із цим у центрі уваги експертів перебувають питання підключення об'єктів

розподіленої генерації до мереж, оперативно-диспетчерського управління такими об'єктами, організації надійного електропостачання споживачів із використанням розподіленої генерації [9-13].

Далі розглянемо вимоги до потенційних об'єктів РГ:

- якщо об'єкт РГ має встановлену потужність до 5 МВт, то виробнику ЕЕ не потрібно узгоджувати технічні умови (ТУ) на технологічне підключення (ТП) із Системним оператором (СО) ОЕС. З цього випливає, що з високою ймовірністю об'єкту РГ відмовлять у ТП;

- якщо об'єкт РГ має встановлену потужність понад 5 МВт, але менш ніж 25 МВт, тоді виробнику ЕЕ знадобиться узгодження із СО ОЕС (отримання ТУ на ТП);

- якщо об'єкт РГ має встановлену потужність 25 МВт і більше, то такі об'єкти беруть участь в оптовому ринку ЕЕ та балансової потужності. Необхідний великий комплекс організаційно-технічних заходів із підключення об'єктів РГ та їх подальшої експлуатації.

ТП регламентується переважно постановою [16]. Проблеми при організації ТП об'єкта розподіленої (малої) генерації такі:

1. Подання заявки на ТП, видача ТУ на ТП, розробка технічного завдання (ТЗ);
2. Далі виконується розробка схеми видачі потужності (СВП) і проєктної документації (ПД);
3. Коригування ТУ на ТП;
4. Розробка робочої документації та подальше введення в експлуатацію.

Видача ТУ на ТП і розробка ТЗ на ПД до СВП супроводжується такими проблемами:

- включення до ТУ на ТП і ТЗ на розробку ПД надлишкових вимог;
- затягування процесу узгодження ТУ на ТП;
- багаторазове внесення змін до ТУ на ТП у процесі розробки ПД.

Варто зазначити, що відповідно до порядку укладення та виконання договорів, ТП об'єктів електроенергетики передбачається лише на рівні напруги 220 кВ. Є виняток, якщо ТП електростанції забезпечуватиме енергопостачання ліній зв'язку, споруд зв'язку та засобів зв'язку.

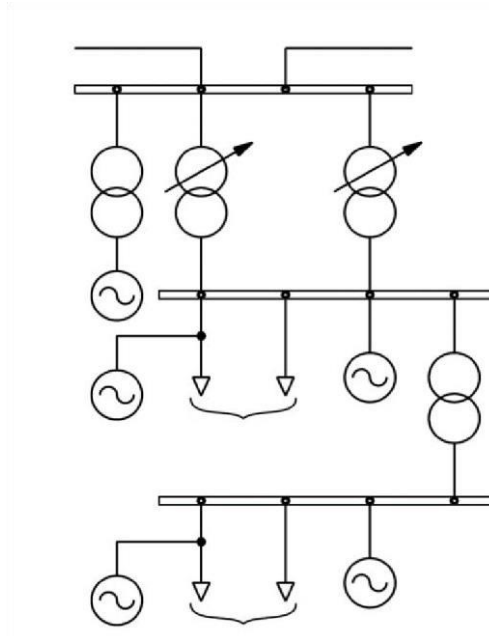


Рисунок 1.1 – Варіанти підключення об'єктів розподіленої генерації.

Підключення об'єктів розподіленої генерації може виконуватися кількома способами, схеми яких вказані на рис. 1.1:

1. Підключення до шин підстанції напряму.
2. Підключення до фідерів.

Обидва способи підключення мають як переваги, так і недоліки. При підключенні до шин принципи побудови релейного захисту та автоматики (РЗА) у прилеглий мережі не змінюються, оскільки не змінюється розподіл потоків у прилеглий мережі, а електропостачання споживачів здійснюється по фідерах, що відходять від шин розподільчих підстанцій з односпрямованим потоком потужності «від шин у лінію». Проте зменшується можливість забезпечення надійного електропостачання споживачів при виникненні аварійних ситуацій на шинах підстанції, за яких відключаються як генеруюча установка, так і всі споживачі шин.

Особливості цього способу підключення об'єкта розподіленої генерації:

1. Виникнення реверсивних потоків потужності, які можуть призвести до перевантаження основного силового обладнання, зокрема силових трансформаторів у розподільчій мережі у нормальних, ремонтних та післяаварійних режимах. Режим передачі потужності з однієї обмотки низької напруги силового трансформатора з розщепленою обмоткою в іншу обмотку низької напруги зображено на рис. 1.2.

2. Вплив РГ на динамічну стійкість енергосистеми визначається відсотковим співвідношенням потужності об'єктів розподіленої генерації у загальній генеруючій потужності розглянутого енергорайону. Нормативні збурення в електричній мережі можуть призвести до:

- відключення генераторів із малою постійною інерцією.
- механічного пошкодження генеруючих установок (ГУ) впливом електромагнітного моменту.
- можливого виникнення несинхронних режимів роботи ГУ.
- короткого замикання в мережі 110-220 кВ на живильній підстанції (ПС).
- короткого замикання в мережі 6 кВ, яка живиться від цієї ПС, що може призвести до відключення генеруючих потужностей під дією захисту генераторів від зниження напруги.

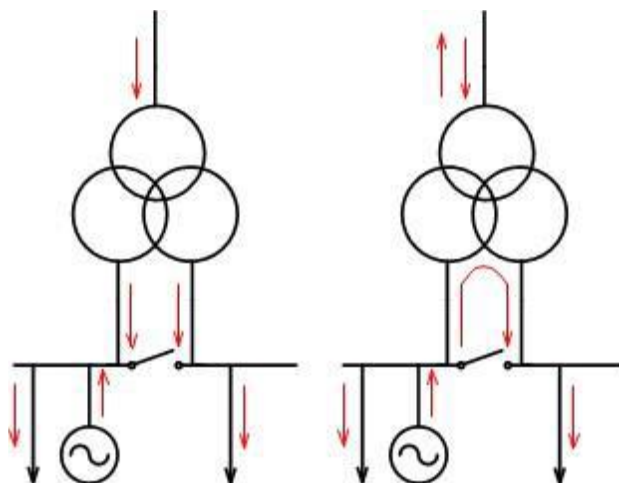


Рисунок 1.2 – Передача потужності з однієї обмотки низької напруги (НН) трансформатора з розщепленою обмоткою в іншу обмотку НН

Різкі скиди або наброси навантаження генеруючих установок при переході об'єкта РГ на автономну роботу та за наявності профіциту або дефіциту активної потужності можуть призводити до недопустимих режимів роботи технологічного обладнання електростанції.

3. Підключення РГ до розподільчої мережі 6(10) кВ призводить до збільшення значення періодичної складової та ударного струму трифазного короткого замикання, що, своєю чергою, може спричинити пошкодження або вихід з ладу високовольтного обладнання (рис. 1.3).

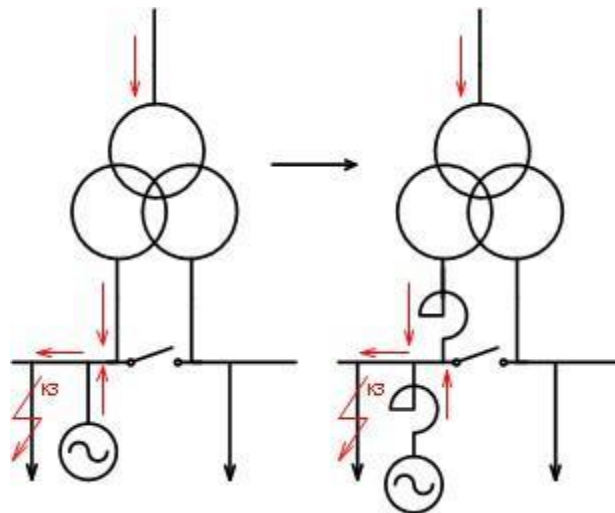


Рисунок 1.3 – Схема підключення РГ до розподільчої мережі 6 (10) кВ

Поява нового джерела генерації в районі може призвести до виникнення реверсивних потоків потужності. Можливі несинхронні включення при автоматичному повторному включенні (АПВ), пов'язані з відключенням вектора напруги у мережі, прилеглій до об'єкта РГ, за умови короточасного ослаблення зв'язку з енергосистемою або переходу на автономний режим роботи. Генеруючі установки часто не оснащені необхідними засобами автоматизації запуску, а також методами і реалізацією управління відключенням (УВ) з зовнішнього локального пристрою протиаварійної автоматики.

До об'єктів розподіленої генерації можна віднести деякі специфічні підходи, характерні лише для них, до ліквідації асинхронних режимів. До них належать:

- По-перше, встановлення частотної роздільної автоматики (ЧРА).
- По-друге, впровадження заходів, спрямованих на забезпечення узгодженої роботи ЧРА і технологічного захисту генеруючих установок, оскільки часто виникають проблеми з несинхронним вибором уставок для цих видів захисту і протиаварійної автоматики.
- По-третє, забезпечення коректної спільної роботи (узгодження) частотної роздільної автоматики і автоматичного частотного розвантаження (АЧР) для можливості забезпечення коректної спільної роботи ЧРА і АЧР генеруючого обладнання, для якого уставка захисту зазвичай встановлюється на значення частоти 47,5 Гц.

Узгодження роботи захисту має бути спрямоване на забезпечення стійкої роботи самого генеруючого обладнання при зниженні частоти в мережі:

- до значення 46,0 Гц — не менше 1 с;
- до значення 47,0 Гц — не менше 40 с.

1.2 Існуючі види схем видачі потужності для об'єктів розподіленої генерації

Для надійного функціонування об'єктів розподіленої генерації (РГ) і електричних мереж необхідна розробка цілого ряду технічних та схемних рішень, які враховують особливості роботи генеруючих пристроїв (ГП) малої потужності і функціонування розподільчих мереж. Ці рішення доцільно розробляти в межах поза стадійної роботи – схеми видачі потужності електростанції.

На сьогодні проєктувальники стикаються з низкою проблем при розробці схем видачі потужності (СВП) об'єктів розподіленої генерації, викликаних недосконалістю нормативно-технічної бази – відсутні затверджені вимоги до розробки схем видачі потужності об'єктів розподіленої генерації, вимоги до генеруючих пристроїв.

Розробка схеми видачі потужності об'єктів розподіленої генерації має особливості практично на всіх етапах роботи.

Далі будуть розглянуті існуючі варіанти схем видачі потужності об'єктів розподіленої генерації.

Генеруючі установки (ГУ) приєднані за блочною схемою генератор – трансформатор до РУ 35 кВ із застосуванням підвищуючого трансформатора 6/35 кВ. Передбачається, що у даній схемі використовується режим із ізольованою (компенсованою) нейтраллю. З цього випливає, що у випадку короткого замикання на землю цей режим може існувати досить тривалий час. У свою чергу, це може спричинити розвиток резонансних процесів в ємнісних та індуктивних елементах мережі, де є зв'язок із «землею».

Для всіх схем видачі потужності об'єктів розподіленої генерації характерне виникнення такого явища, як реверсивні потоки потужності. Вони можуть призвести до перевантаження силового обладнання та до хибних спрацювань релейного захисту.

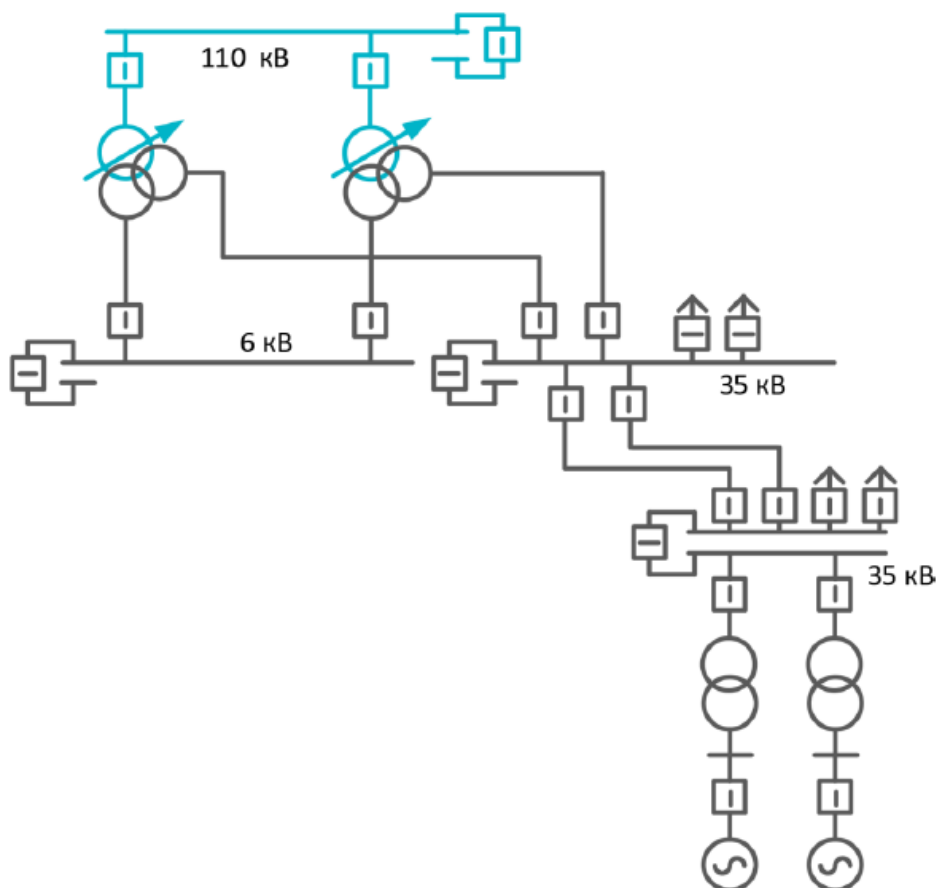


Рисунок 1.4 – Існуюча схема видачі потужності №1

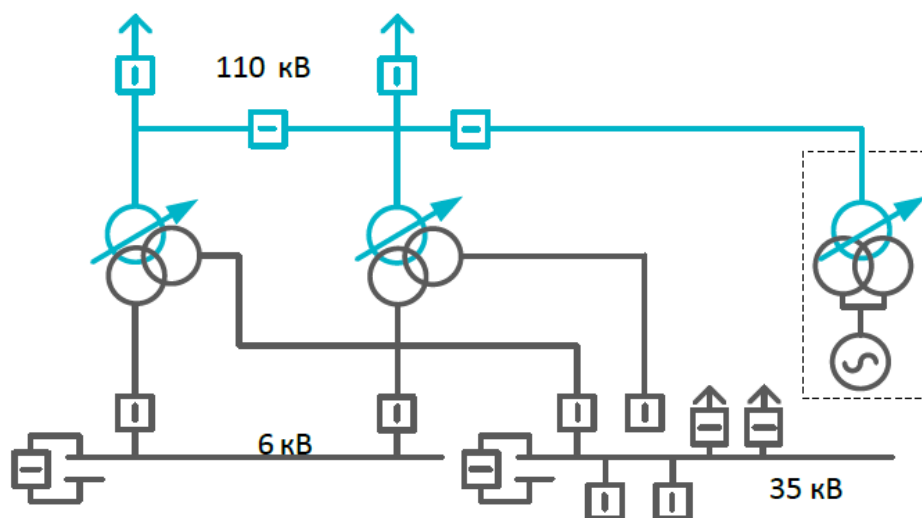


Рисунок 1.5 – Існуюча схема видачі потужності №2

Схема видачі потужності №2, аналогічно схемі №1, виконана за блочною схемою із застосуванням підвищуючого трансформатора з розщепленою обмоткою на нижній стороні. Надійність цієї схеми вкрай

низька, оскільки у разі короткого замикання у точці приєднання блоку генератор-трансформатор-лінія (ГТЛ) диференційний захист шинування відключить усі вимикачі в зоні дії захисту.

Також варто зазначити, що має місце нерівномірне навантаження силового обладнання, оскільки секційний вимикач на 110 кВ у нормальному режимі роботи знаходиться у положенні «Відключено».

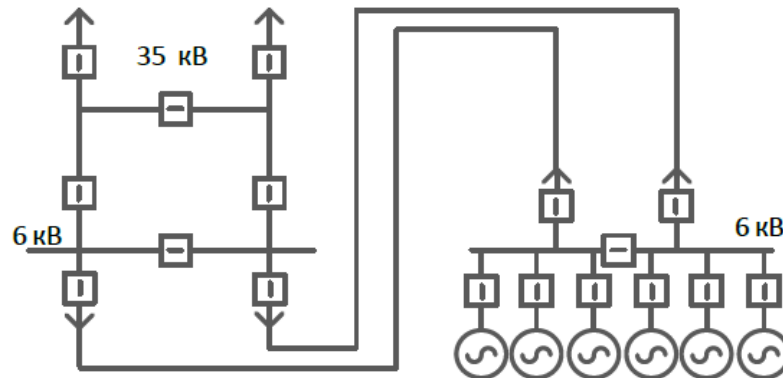


Рисунок 1.6 – Існуюча схема видачі потужності №3

Коротке замикання на одній із секцій 6 кВ може призвести до відключення трьох генеруючих установок (ГУ). З цього випливає, що дана схема видачі потужності характеризується вкрай низькою надійністю.

Встановлені лінійні реактори (ЛР) передбачають високі струми короткого замикання та низьку надійність даної схеми видачі потужності. Вимкнення або аварія/ремонт одного з двох силових вимикачів може призвести до перевантаження за струмом іншого, що своєю чергою призведе до зниження видачі потужності генеруючого пристрою. Це, у свою чергу, може викликати «випадіння» з режиму.

Крім того, низька надійність пов'язана з можливим «випадінням» електростанції під час оперативних перемикань.

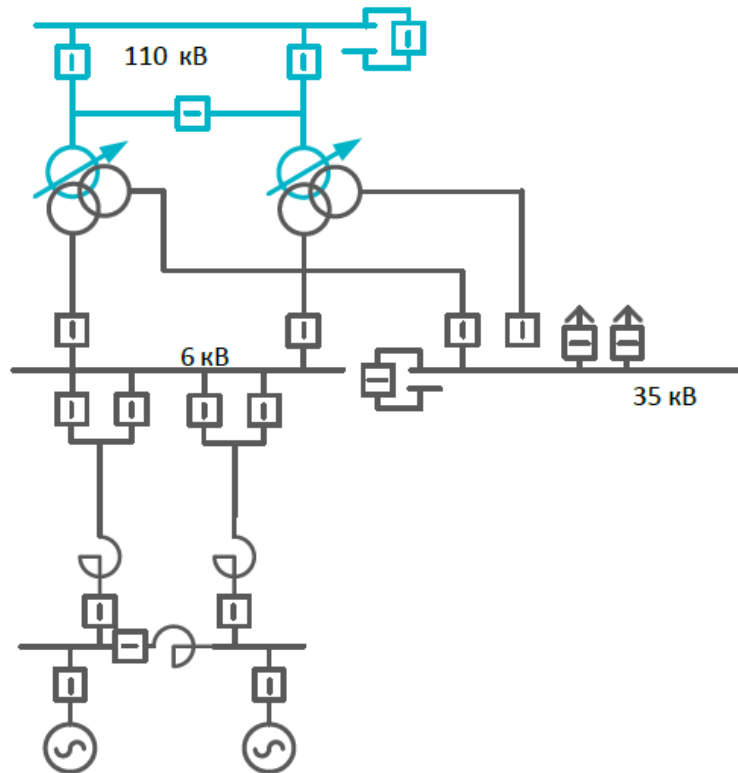


Рисунок 1.7 – Існуюча схема видачі потужності №4

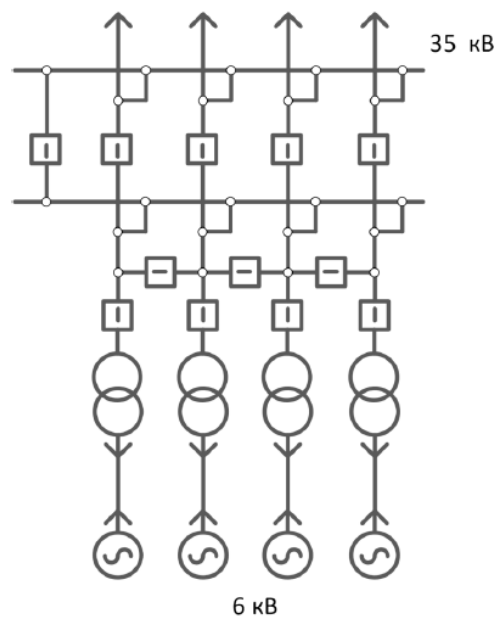


Рисунок 1.8 – Існуюча схема видачі потужності №5

На рис. 1.8 представлена однолінійна схема мережі 35 кВ ОПУ ГТЕС-48. Ця схема є найбільш надійною та ефективною серед усіх розглянутих 5 варіантів схем видачі потужності об'єктів розподіленої генерації.

Схема видачі потужності станції є досить специфічною — вона містить на стороні трансформаторів 6/35 кВ 11 вимикачів, які необхідні для гнучкого управління режимами роботи енергоблоків (паралельне включення, синхронізація з мережею та власними потребами).

1.3 Існуючі види схем видачі потужності для великих електростанцій

Схема видачі потужності електростанцій залежить від конфігурації та схеми електричної мережі енергосистеми, у якій зводиться електростанція, і, своєю чергою, істотно впливає на подальший розвиток цієї мережі. Схема видачі потужності (СВП) великих електростанцій до вузлових підстанцій (ПС) основної мережі в нормальних режимах роботи енергосистеми та за нормальної схеми мережі має забезпечувати можливість видачі всієї доступної потужності (за винятком навантаження розподільчої мережі та власних потреб) на всіх етапах спорудження електростанції (енергоблок, черга).

Схема приєднання АЕС на всіх етапах введення потужності повинна забезпечувати видачу всієї доступної потужності (за винятком навантаження розподільчої мережі та власних потреб) у будь-який період доби або року як за повної схеми мережі, так і при відключенні будь-якої лінії або трансформатора зв'язку шин без впливу автоматики на розвантаження АЕС.

У схемах приєднання до мережі великих ГЕС і КЕС на органічному паливі на всіх етапах введення потужності рекомендується забезпечувати можливість видачі всієї доступної потужності станції (за винятком навантаження розподільчої мережі та власних потреб) у будь-який період доби або року як за роботи всіх відходячих ліній, так і при відключенні однієї з ліній.

Вимоги до головних схем електричних з'єднань електростанцій регламентуються нормами технологічного проєктування [17-21] АЕС, КЕС і

ГЕС. Далі розглядаються основні головні схеми електричних з'єднань електростанцій за напругами 330–750 кВ.

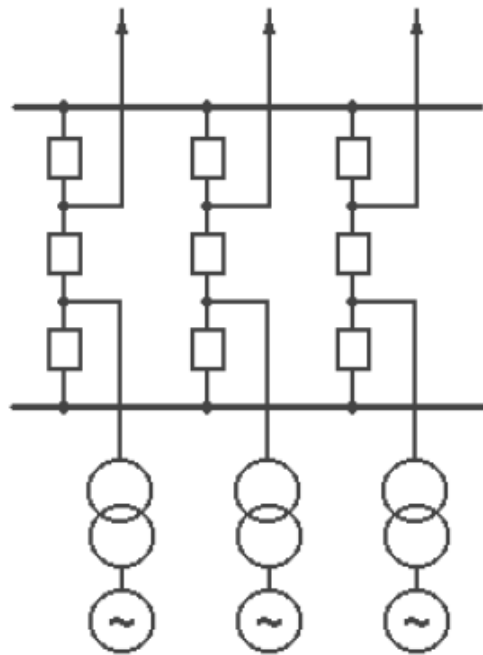


Рисунок 1.9 – Дві системи шин з трьома вимикачами на два ланцюги (схема 3/2)

Переваги: Ревізія будь-якого вимикача можлива без відключення всіх приєднань, які залишаються в роботі. Ще одна перевага полуторної схеми – її висока надійність, адже всі лінії залишаються в роботі навіть у разі пошкодження на збірних шинах.

Недоліки: Відключення короткого замикання (КЗ) на лінії виконується двома вимикачами, що збільшує загальну кількість ревізій вимикачів. Подорожчання конструкції розподільчого устрою (РУ) при непарній кількості приєднань, оскільки одна лінія повинна приєднуватися через два вимикачі. Зниження надійності схеми, якщо кількість ліній не відповідає кількості трансформаторів. У такому випадку до однієї ланки з трьох вимикачів приєднуються два однотипних елементи, що може призвести до аварійного відключення двох ліній одночасно. Ускладнення ланцюгів релейного захисту (РЗ). Збільшення кількості вимикачів у схемі.

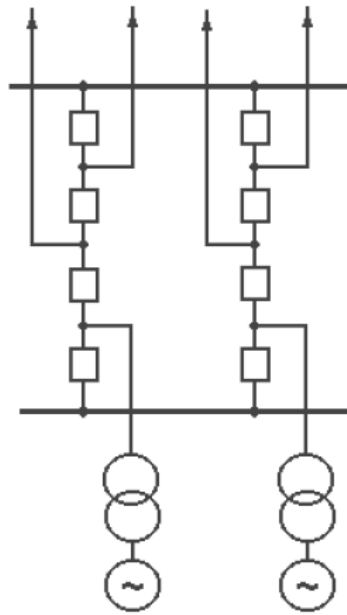


Рисунок 1.10 – Дві системи шин із чотирма вимикачами на три ланцюги (схема 4/3).

Ця схема володіє тими ж перевагами, що й полуторна схема, а крім того:

- Схема є більш економічною (1,33 вимикача на приєднання).
- Секціонування збірних шин потрібне лише за наявності 15 і більше приєднань.
- Надійність схеми практично не знижується, якщо в одній ланці будуть приєднані дві лінії та один трансформатор замість двох трансформаторів і однієї лінії.
- Конструкція ОРУ у цій схемі достатньо економічна та зручна в обслуговуванні.

Деяке застосування отримали й інші головні схеми електричних з'єднань електростанцій.

Схема блоків генератор – трансформатор – лінія (ГТЛ), підключених до розподільчого пристрою (РП) підвищеної напруги районної підстанції, значно спрощує конструкцію РП на електростанції: фактично таке РП відсутнє, якщо всі блоки підключаються до підстанції.

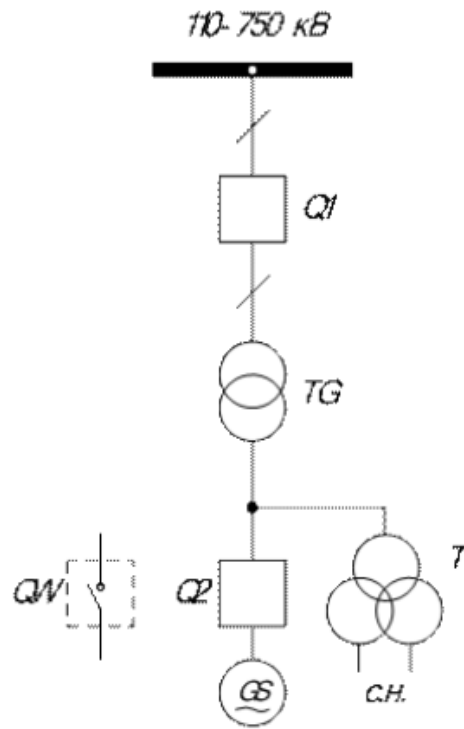


Рисунок 1.11 – Блочні схеми генератор – трансформатор – лінія (ГТЛ) – розподільчий пристрій (РП) понижуючої підстанції відповідної напруги

Зниження значення струмів короткого замикання (КЗ) досягається завдяки їх обмеженню опором ліній. Однак схема має недолік: у разі пошкодження лінії енергоблок відключається на весь час її ремонту. Усунути цей недолік можна, використовуючи схему з урівноважувально-обхідним багатокутником.

Сучасні великі електростанції зводяться без РП генераторної напруги.

Аналіз схем видачі потужності (СВП) побудованих за останні роки або тих, що будуються електростанцій, показує, що приблизно однакова кількість електростанцій зводиться з одним або двома РП. У разі наявності двох РП, одне з них, як правило, має напругу 220 або 330 кВ.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

1. Встановлено, що на даний момент процедура технологічного приєднання об'єктів розподіленої генерації не відрізняється від процедури приєднання звичайного споживача через відсутність законодавчого розділення. У зв'язку з цим об'єкти часто встановлюються без розробки схеми видачі потужності, що призводить до не врахованих схемно-режимних ситуацій, за яких стійка робота об'єкта розподіленої генерації неможлива.

2. Виявлено, що об'єкти генерації встановлюються без погодження із мережевими організаціями та системним оператором. Схема та програма розвитку енергорайонів (розвиток електричних мереж напругою 35 кВ і нижче) в принципі не передбачає врахування нових генеруючих потужностей на напругу 35 кВ і нижче. З цієї причини з'являються не враховані генеруючі потужності об'єктів розподіленої генерації.

3. Встановлено, що відсутність нормативно-технічної документації та нормативно-правових актів, які регламентували б технічні вимоги до об'єктів розподіленої генерації (з урахуванням їх типології та особливостей підключення до складу ОЕС України), створює значні проблеми при технологічному приєднанні об'єктів РГ.

4. Виявлено, що розвиток енергосистеми загалом проєктується без врахування особливостей функціонування об'єктів розподіленої генерації. Наприклад, дія автоматики виділення на збалансований район без врахування об'єкта розподіленої генерації може призвести до каскадного відключення споживачів через некоректне визначення району виділення генерації на збалансоване навантаження. Технологічне приєднання об'єктів генерації електричної енергії здійснюється лише на напругу 110 кВ і вище.

5. Виявлено, що розвиток систем управління вітрогенераторами залежить від великої кількості найважливіших факторів, таких як тип генеруючого пристрою, режим роботи вітрогенератора, система регулювання кута повороту лопатей, вартість системи управління. Таким чином,

планується розробити систему управління, яка ефективно керуватиме вітроелектростанцією та діагностуватиме можливі несправності або відмови генератора.

6. Встановлено, що для аналізу режимів роботи вітроелектростанцій, які належать до об'єктів розподіленої генерації, необхідно створити комп'ютерну модель. Вона дозволить враховувати різну кількість генеруючих установок та алгоритми їх роботи, що дозволить виконувати аналіз режимів роботи електроенергосистеми та вплив на її параметри вітроелектростанцій.

РОЗДІЛ 2. ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ВІДБОРОМ ПОТУЖНОСТІ ВІТРОУСТАНОВКИ У СКЛАДІ ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

На сьогодні альтернативні джерела енергії стали популярними завдяки високій екологічності. Інноваційні вітрогенератори, що працюють на середній потужності, все ще мають низький коефіцієнт корисної дії. Для підвищення ефективності використовується перетворювач, підключений до вітрового генератора.

У складі сучасних вітроенергетичних установок застосовуються такі технічні досягнення:

- система динамічної зміни кута атаки: призначена для динамічного регулювання кута розташування лопатей вітроколеса, що забезпечує підтримання необхідної швидкості обертання.
- система динамічного регулювання швидкості обертання вітроколеса залежно від навантаження та швидкості вітру.
- система управління курсом — електронний флюгер: контролює положення гондоли відносно напрямку вітру.
- система регулювання магнітного ковзання для асинхронних двигунів.

Одним із останніх досягнень є встановлення синхронного генератора, у статорі якого розташовані кабельні обмотки, а ротор виконаний на постійних магнітах. Генератор працює без редуктора, тому що має низьку швидкість обертання. Такі установки придатні для вітроелектростанцій потужністю від 500 кВт до 5 МВт і більше.

За станом ВЕС та режимами її роботи слідкує контролер, який моніторить тимчасові перевищення напруги (наприклад, при коротких замиканнях, сильних поривах вітру чи різкій зміні навантаження).

У віротурбінах із регульованим кроком вихідна потужність підтримується зміною кута повороту лопаті турбіни.

Основні особливості вітрогенераторів:

- аеродинамічні характеристики ротора турбіни мають нелінійні залежності.
- діапазон зміни частоти обертання привода обмежений, а пропускна частотна смуга сигналу – незначна.

Головною метою управління є зменшення навантаження на турбіну, що допомагає мінімізувати пошкодження. Остання вимога додає нелінійності властивостям усієї системи управління, що має менший ефект при нормальних навантаженнях, але визначає її ефективність при екстремальних умовах, таких як сильні пориви вітру.

Основною проблемою роботи ВЕС великої потужності у складі централізованої енергосистеми є неможливість контролю швидкості вітру. Це може призводити до значних змін виданої потужності. При перевищенні номінальної швидкості необхідно відключати генератор від мережі, щоб уникнути пошкодження.

Для створення інтелектуальної системи управління потужністю необхідно:

1. Розглянути різні види вітротурбін, які застосовуються у великих ВЕС.
2. Вивчити типи електричних генераторів, використовуваних у складі великих вітроелектростанцій.
3. Проаналізувати існуючі алгоритми управління передачею потужності.

2.1 Існуючі конструкції вітротурбін

Усі конструкції вітротурбін можуть бути класифіковані, як показано на рис. 2.1.

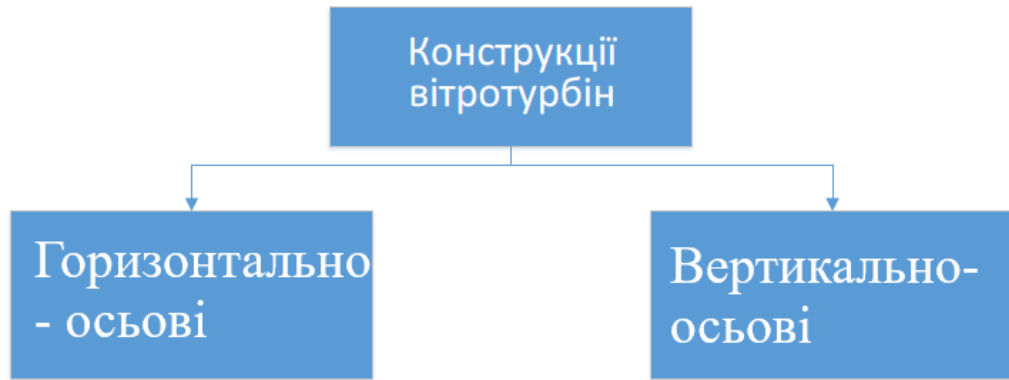


Рисунок 2.1 – Класифікація вітротурбін

Розглянемо кожну конструкцію вітротурбін у контексті їх можливостей застосування у складі потужних вітроелектроустановок

2.1.1 Вітротурбіни з горизонтальною віссю

Типи конструкцій вітротурбін з горизонтальною віссю (ГВ) представлені на рис. 2.2.

Розглядаючи різні конструкції вітротурбін, можна сказати, що різні модифікації ГВ-установок у своїй конструкції зазвичай мають від однієї до трьох лопатей, хоча трапляються і ГВ-установки з більшою кількістю лопатей.

Цей тип вітротурбін має такі переваги:

1. Високий коефіцієнт корисної дії (ККД). ККД таких вітроустановок досягає 40–50%.
2. Низькі масо-габаритні характеристики.
3. Можливість використання пристроїв регулювання кута атаки лопатей.
4. Висока інерційність.
5. Початок роботи навіть за низьких швидкостей вітру.

До недоліків ГВ-вітротурбін можна віднести: необхідність орієнтації за напрямком вітру, а постійна орієнтація знижує їх ефективність.

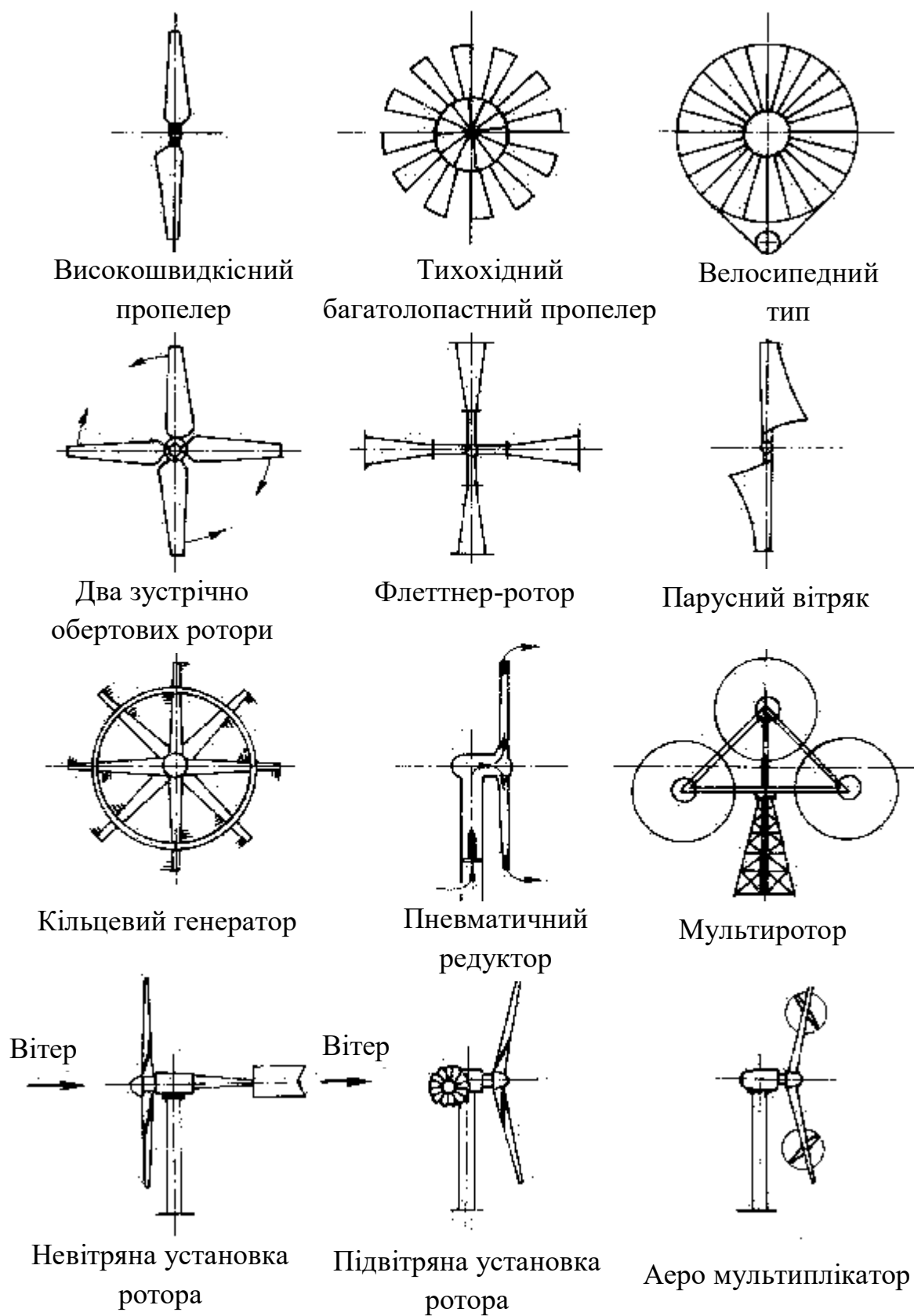


Рисунок 2.2 – Конструкції вітротурбін із горизонтальною віссю

На основі міжнародного досвіду використання вітротурбін у складі потужних вітроелектростанцій можна стверджувати, що потужність вітрогенераторів із горизонтально-осьовими турбінами може досягати 7 МВт. Це є значною перевагою їх використання в масштабах ВЕС, а не для побутових вітроенергетичних установок (ВЕУ).

2.1.2 Вітротурбіни з вертикальною віссю

Типи конструкцій вітротурбін із вертикальною віссю (ВВ) представлені на рис. 2.3.

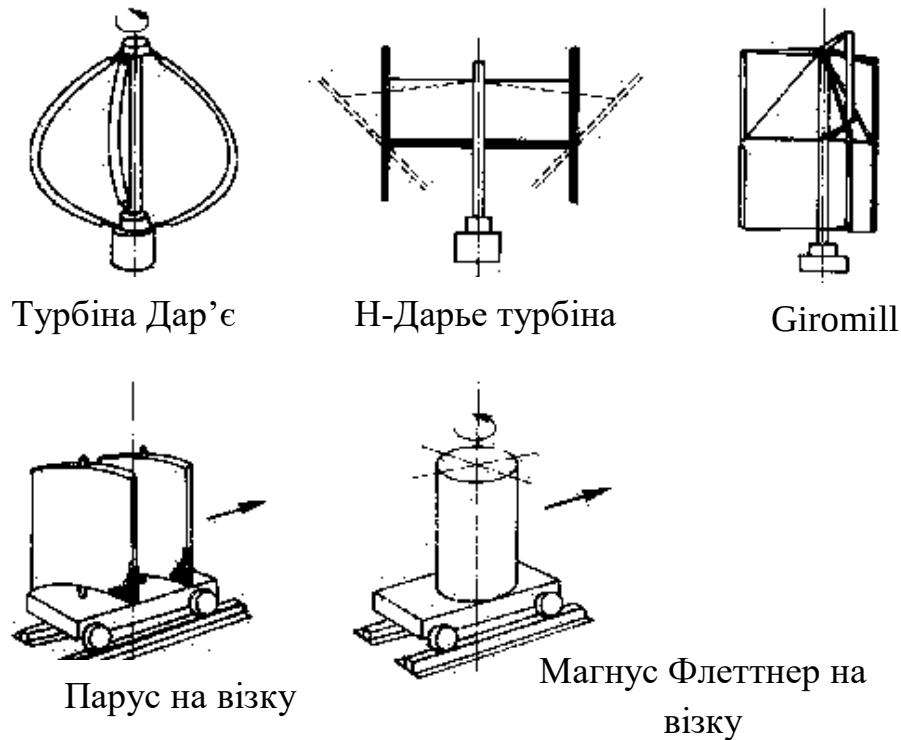


Рисунок 2.3 – Конструкції вітротурбін із вертикальною віссю

У порівнянні з установками із горизонтальною віссю, установки із вертикальною віссю мають нижчу ефективність і застосовуються переважно у побутових та малопотужних вітроенергетичних установках (ВЕУ), що є їх основним недоліком.

Причини нижчої ефективності установок із ВВ:

1. Високий опір лопатей: Лопаті ВВ-установки при обертанні стикаються з більшим опором, оскільки частина циклу обертання лопатей повинна рухатися у напрямку, протилежному до потоку вітру.

2. Низька висота установок: Турбіни із ВВ встановлюються на значно меншій висоті порівняно з ГВ-турбінами, через що швидкість вітру на висоті їх розташування є набагато нижчою.

3. Збільшена вібрація та шум: Через сильну турбулентність повітряного потоку на невеликій висоті установки ВВ-турбіни виникає підвищена вібрація, що призводить до швидшого виходу з ладу опорних конструкцій.

Перераховані недоліки установок із ВВ свідчать про те, що їх використання у складі потужних вітроелектростанцій (ВЕС) не є обґрунтованим. Для великих і потужних ВЕС доцільно використовувати установки із горизонтальною віссю, оскільки їх ефективність значно вища. Висоту установки ГВ-турбіни варто визначати залежно від місцевості та регіону будівництва ВЕС.

2.2 Застосування генераторів різної конструкції у складі ВЕС

Схематично конструкцію вітрогенератора можна представити, як показано на рис. 2.4. До складу вітроустановки входить генератор, який з'єднаний через трансмісію з вітротурбіною типу ВВ.

У складі вітроустановки (ВУ) можуть застосовуватись різні типи генераторів. Класифікація різних генераторів, які використовуються у ВУ, представлена на рис. 2.5.

Як було сказано вище, аналізуючи конструкції вітротурбін, розглядається ВЕС великої потужності, призначена для роботи в енергосистемі. Виходячи з цієї вимоги, розглянемо різні конструкції генераторів.

Для порівняння різних типів генераторів складено табл. 2.1.

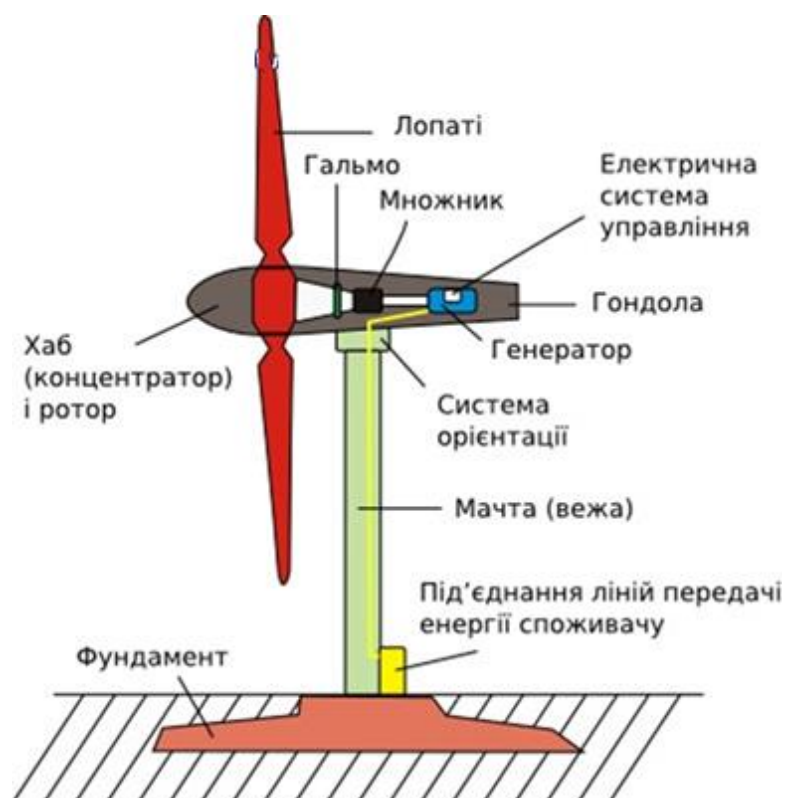


Рисунок 2.4 – Конструкція вітрогенератора



Рисунок 2.5 – Класифікація генераторів, які застосовуються у ВУ

Таблиця 2.1 – Порівняння різних типів генераторів

Тип генератора у складі великої ВЕС	Переваги використання генератора у складі великої ВЕС	Недоліки використання генератора у складі великої ВЕС
Асинхронний генератор із короткозамкненим ротором	Простота обслуговування та надійність роботи; Низькі коливання генерованої потужності та електромагнітного моменту при змінній швидкості вітру та паралельній роботі; Можливість застосування безредукторних схем; Широкий діапазон можливостей регулювання вихідної напруги та частоти.	Відсутня можливість управління режимними параметрами; Неможливість роботи в автономному режимі, оскільки потрібне джерело реактивної потужності; Низькі динамічні властивості; Викривлення синусоїдальності поданого напруження.
Синхронний генератор із магнітоелектричним збудженням	Відсутність ковзного контакту; Висока надійність роботи; Високе значення ККД (коефіцієнту корисної дії).	Використання дороговартісних постійних магнітів і, як наслідок, постійність магнітного потоку, що унеможлиблює його регулювання; Висока вартість установок.
Асинхронний генератор із фазним ротором	Можливе застосування в автономних системах; Простота обслуговування та надійність роботи; При змінній швидкості вітру мають низькі коливання генерованої потужності, електромагнітного моменту та струму при	Необхідність застосування редукторів; Відсутня можливість управління режимними параметрами; Неможливість роботи в автономному режимі, оскільки потрібне джерело реактивної потужності; Викривлення

	паралельній роботі.	синусоїдальності поданого напруження; Низька надійність роботи через наявність ковзного контакту.
Спеціальні синхронні генератори із магнітоелектричним збудженням	Відсутність ковзного контакту; Висока надійність роботи; Високе значення ККД; Тривалий термін служби.	Необхідність придбання дорогих постійних магнітів; Постійність магнітного потоку, тобто неможливість його регулювання; Висока вартість генераторів; Відсутність вітчизняної виробничої бази.
Синхронний генератор із електромагнітним збудженням	Низький рівень генерованих гармонік; Можливість управління поданою реактивною потужністю.	Наявність ковзного контакту та, як наслідок, зниження надійності всього агрегату; Необхідність застосування джерела постійного струму в системі збудження; Обмежене застосування в регіонах із різкими перепадами швидкості вітру; Складність системи управління.
Асинхронізований синхронний генератор.	Можливо використовувати в автономних ЕЕС; Висока статична та динамічна стійкість.	Складність системи управління збудженням; Можливий режим із високою генерацією субгармонік і пульсацій напруги.

Аналізуючи дані табл. 2.1, де проведено порівняння різних генераторів для використання у складі потужної ВЕС, що працює паралельно з мережею. Для використання у потужних ВЕС найбільш ефективним можна вважати використання синхронного генератора з класичною конструкцією. Перевагами є можливість видачі великої потужності. Недоліком же цього генератора є висока ймовірність виникнення нестійкої роботи в режимі паралельно з мережею при різких перепадах вітрового навантаження. Для компенсації цього недоліку будуть розглянуті різні алгоритми управління та інтелектуальні системи видачі потужності вітроустановки у складі потужної вітроелектростанції.

2.3 Алгоритми роботи інтелектуальної системи управління вітроустановкою у складі вітроелектростанції

На сьогодні існують різні алгоритми управління вітроустановками. Поряд із сонячними установками, ведеться обговорення різних варіантів використання алгоритму пошуку (відстеження) точки максимальної потужності (ВТМП, англ. maximum power point tracking, MPPT). Для розробки алгоритму роботи інтелектуальної системи управління вітроустановкою у складі вітроелектростанції розглянемо існуючі реалізації алгоритму ВТМП.

2.3.1 Аналіз існуючих алгоритмів управління вітроустановками

Найпростішим варіантом системи управління вітроустановкою є системи, в яких використовується проміжний накопичувач енергії (акумуляторна батарея). Оскільки швидкість вітру непостійна, змінна напруга, що подається генератором вітроустановки, буде залежати від цього показника. Генератор підключається через випрямляч до накопичувача

енергії та виконує його заряд. Блок-схема функціонування даного найпростішого алгоритму представлена на рис. 2.6.



Рисунок 2.6 – Блок-схема алгоритму з генератором, що обертається на постійній частоті

Збільшення швидкості обертання вітроустановки призводить до збільшення струму заряду накопичувача енергії і, як наслідок, до збільшення електромагнітного моменту, що обмежує збільшення швидкості обертання вітроустановки. Зменшення швидкості вітру, навпаки, призводить до зниження струму заряду накопичувача і, як наслідок, до зниження електромагнітного моменту, що дозволяє досягти стабільної частоти обертання вітроустановки.

Таким чином, при реалізації подібного алгоритму система автоматично прагне до стабілізації за відсутності зовнішнього управління. Простота реалізації даного алгоритму та відсутність великої кількості пристроїв свідчать про високу надійність його роботи. Однак застосування цього алгоритму вимагає встановлення додаткових обмежень на вітроустановки, спрямованих на їх захист від роботи в неномінальних режимах.

Більш складним варіантом реалізації алгоритму управління вітроустановкою є алгоритм, який включає можливість перемикання обмоток генератора, тобто реалізацію так званого ступінчастого регулювання поданої потужності залежно від швидкості вітру. Блок-схема реалізації цього алгоритму представлена на рис. 2.7.

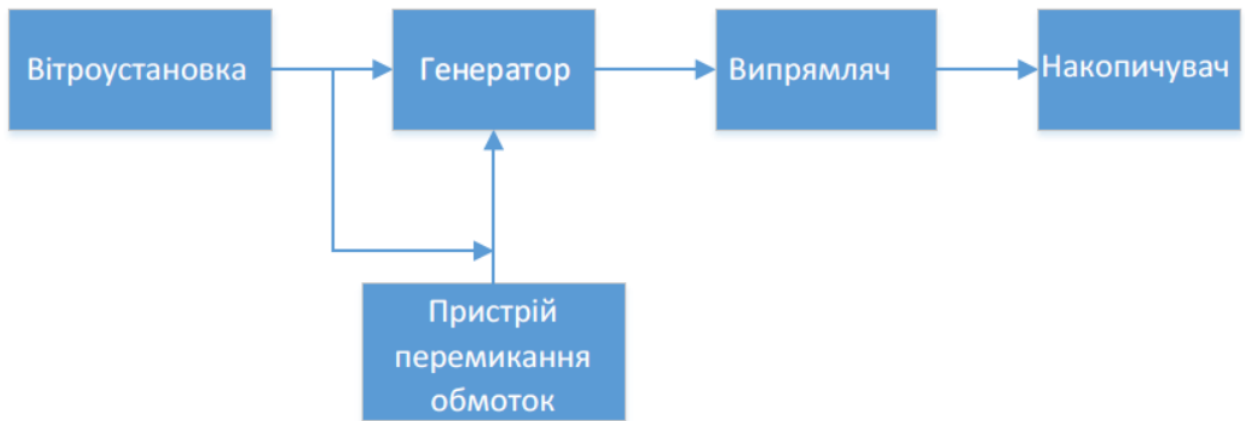


Рисунок 2.7 – Блок-схема алгоритму з перемиканням обмоток генератора із застосуванням електромеханічних пристроїв

Зі збільшенням обертів зростає відцентрова сила, що дозволяє використовувати механічні пристрої, які автоматично й напрямую перемикають обмотки. Аналогічно можливе застосування анемометрів, що дозволяють задати в системі параметри перемикання обмоток за певними значеннями швидкості вітру. Використання додаткових пристроїв призводить до зниження надійності цієї системи, однак вона є більш поширеною, ніж перший алгоритм (рис. 2.8).

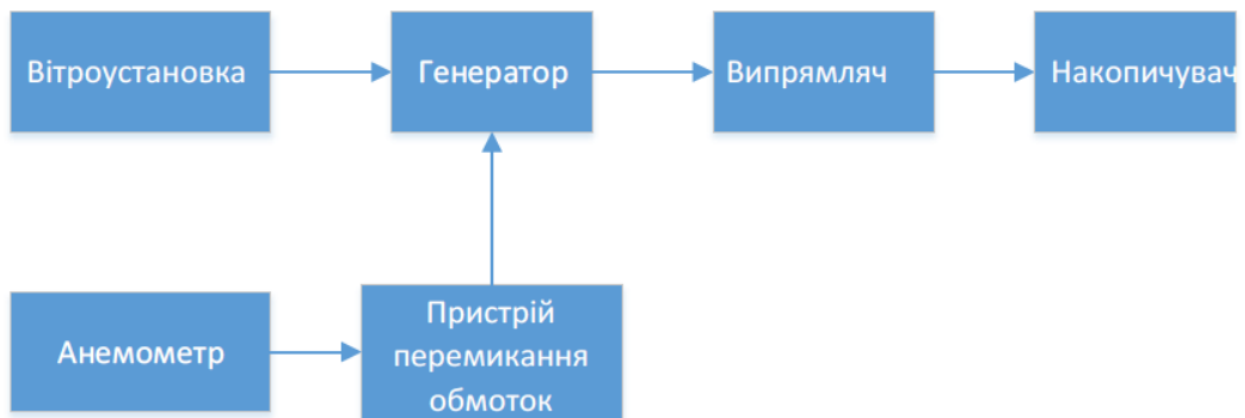


Рисунок 2.8 – Блок-схема алгоритму з перемиканням обмоток генератора із застосуванням анемометра

Ще однією варіацією алгоритму зі ступінчастим регулюванням є алгоритм із використанням проміжного пристрою передачі механічного

моменту від вітроустановки до генератора (коробка передач, редуктор). Функціональна блок-схема такого алгоритму представлена на рис. 2.9. Недоліком цього алгоритму є наявність додаткових механічних втрат у ланці «Редуктор».



Рисунок 2.9 – Блок-схема алгоритму з редуктором

Принципово іншим способом управління вітроустановкою є регулювання аеродинамічних характеристик. Регулювання може здійснюватися за рахунок зміни установчого кута лопатей вітроустановки або інших її геометричних характеристик, здатних вплинути на частоту обертання вітроколеса. При реалізації цього алгоритму також присутній ряд недоліків, характерних для попередніх алгоритмів: застосування додаткових механічних пристроїв, які здійснюють регулювання геометричних параметрів вітроколеса. Однак, розглядаючи цей спосіб регулювання, можна відзначити переваги, пов'язані з більш точним і плавним регулюванням поданої потужності вітроустановкою. Блок-схема реалізації цього алгоритму представлена на рис. 2.10.



Рисунок 2.10 – Блок-схема алгоритму з аеродинамічним регулятором

Проте використання механічних пристроїв призводить до значного ускладнення конструкції вітроколеса, суттєвого зниження надійності та підвищення вартості установки. Крім того, виникає необхідність отримання регульовальної залежності потужності вітроустановки від кута установки лопаті. Крім того, значним недоліком є також вузький діапазон регулювання: на великих швидкостях вітру необхідна досить велика жорсткість пружин, однак при високих швидкостях вітру занадто велика жорсткість пружин не дозволить здійснити складання лопатей і гальмування вітроколеса.

Найбільш ефективними та поширеними наразі системами є ВЕУ, які працюють на змінних швидкостях обертання і містять електричний перетворювач. Його застосування дозволяє здійснювати управління без будь-яких допоміжних механічних регуляторів, хоча часто використовуються механічні або електромеханічні пристрої, які виконують аварійне гальмування у разі необхідності. Водночас таке регулювання є досить плавним, щоб говорити про його високу ефективність на різних швидкостях вітру. З іншого боку, виникає потреба у використанні електричного перетворювача, виконаного з якісних і надійних елементів. Структурна схема такої системи представлена на рис. 2.11.

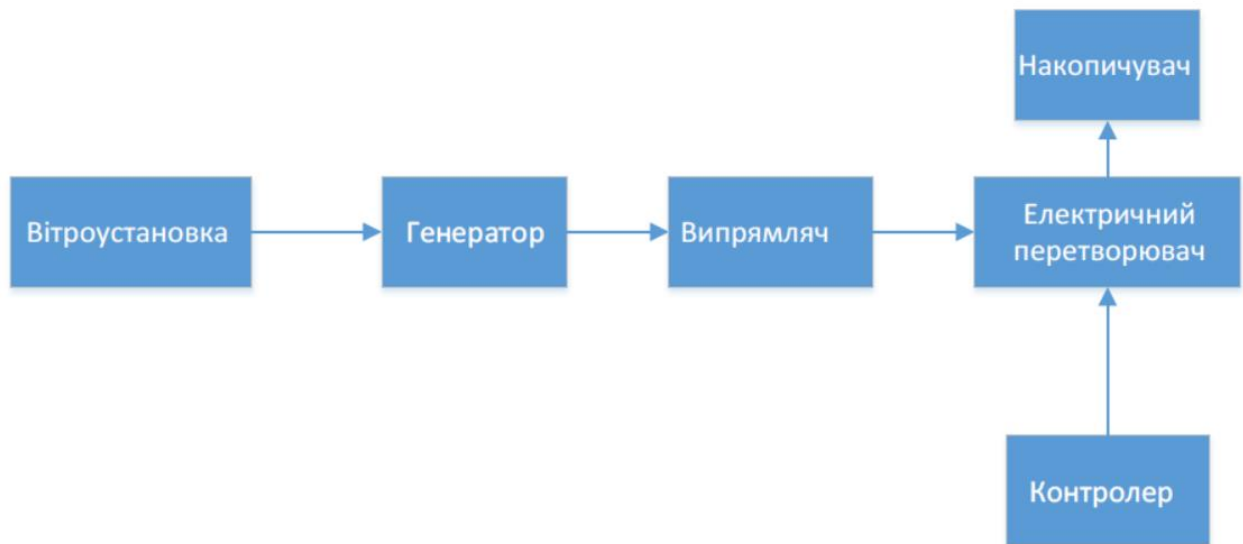


Рисунок 2.11 – Блок-схема алгоритму з електричним перетворювачем

У таких системах генератором може бути синхронний генератор на постійних магнітах, а перетворювачем – ШІМ-перетворювач на IGBT транзисторі, який продемонстрував свою високу ефективність у різних системах. ШІМ-перетворювачем керує контролер – окремий пристрій, що на основі вимірювань різних величин так чи інакше впливає на перетворювач (наприклад, змінюючи коефіцієнт заповнення ШІМ-перетворювача), намагаючись досягти оптимального режиму подачі потужності.

Поняття «максимальна потужність» відповідає точці максимальної потужності (рис. 2.12). Існує кілька способів відстеження точки максимальної потужності. Їх можна розділити на дві категорії – ті, що використовують механічні датчики, і ті, що їх не використовують.

До методів, що використовують механічні датчики, належить метод відстеження максимальної швидкохідності. Метод, що використовує відстеження швидкохідності, безпосередньо регулює швидкість обертання вітроколеса чи його момент, щоб підтримувати значення швидкохідності оптимальним, вимірюючи при цьому поточні швидкості вітру та вітроколеса (рис. 2.13). На рисунку позначено: ω_G – частота обертання.

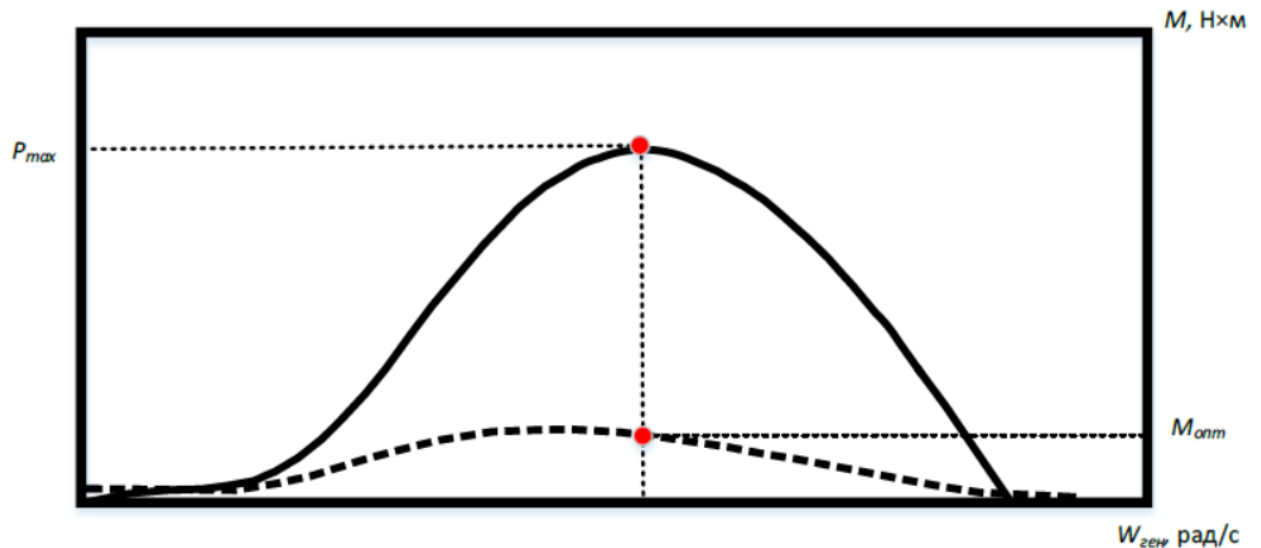


Рисунок 2.12 – Визначення точки максимальної потужності

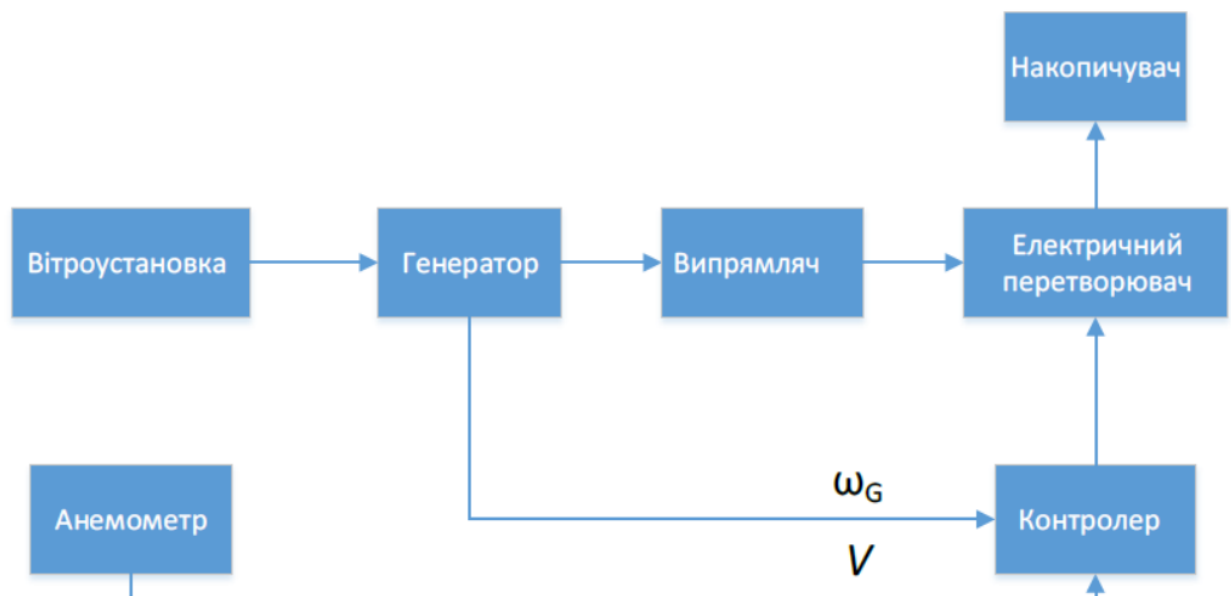


Рисунок 2.13 – Блок-схема алгоритму з контролем швидкохідності вітроустановки

Суттєвим недоліком методів контролю є необхідність використання анемометра, який має бути розташований на одній висоті з вітроколесом (щоб забезпечувати достатньо точні вимірювання вітру, оскільки вони різняться на різних висотах від рівня землі), але водночас – на певній відстані від нього, щоб збурення вітрового потоку, які виникають поряд із вітроколесом, не спотворювали результати вимірювань.

Крім того, встановлення додаткових пристроїв негативно позначається на надійності системи в цілому та її здорожчанні. Окрім цього, виникає проблема отримання залежності потужності від швидкості вітру і частоти обертання для різних типів вітроколес, а отже, таке рішення не буде універсальним.

Альтернативою методу контролю швидкохідності є метод зворотного зв'язку за потужністю. Цей метод передбачає отримання даних про поточну потужність і частоту обертання генератора. За заздалегідь заданою кривою, отриманою експериментально, математичним моделюванням або процесом «тренування» системи управління, обчислюється поточне відхилення між поточною і оптимальною потужністю. Далі це відхилення використовується для управління електричним перетворювачем (рис. 2.14).

Основним недоліком цього методу є те, що необхідно заздалегідь отримати криву потужності, що не завжди можливо з достатнім ступенем точності.

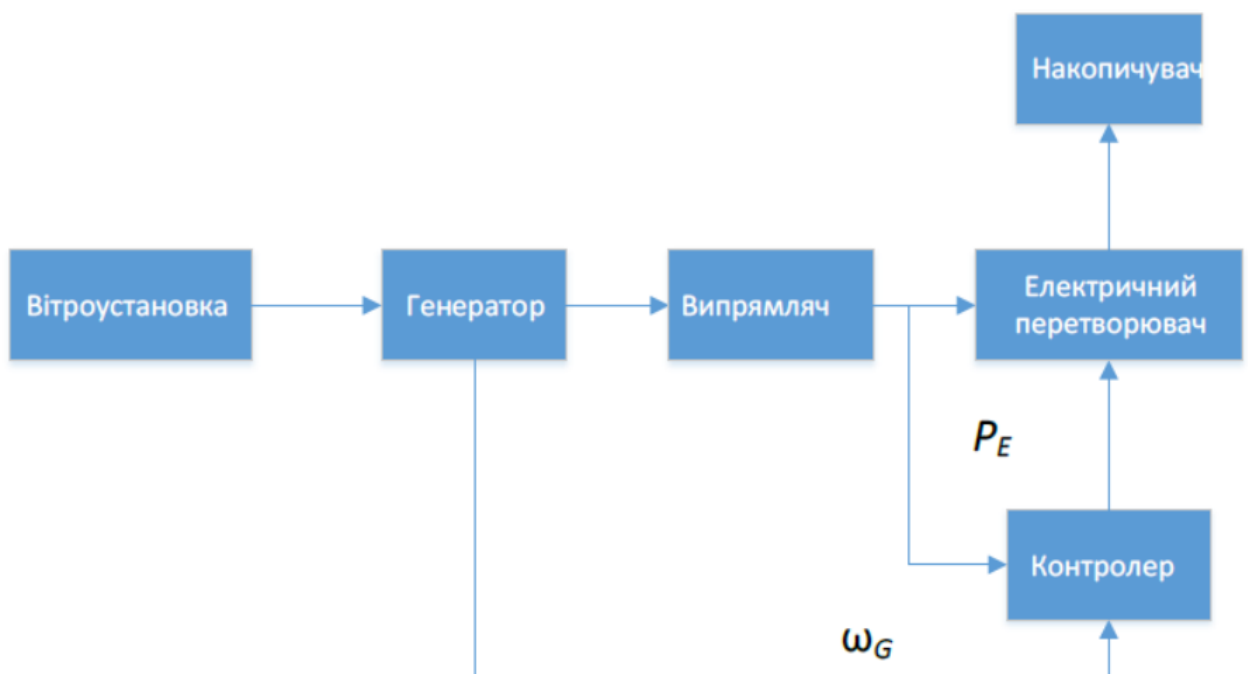


Рисунок 2.14 – Блок-схема алгоритму із зворотним зв'язком за потужністю

Іншими методами відстеження максимальної точки є методи, що не використовують механічні датчики. Їх також називають «методами пошуку максимуму». Для кожної певної швидкості вітру існує така оптимальна швидкість обертання вітроколеса, при якій потужність є максимальною. Це означає, що функція залежності потужності від швидкості обертання вітроколеса має одну точку максимуму.

Умова максимуму для цієї функції – це рівність нулю похідної механічної потужності обертання вітроустановки (P_{BY}) за часом.

$$\frac{dP_{BY}}{dt} = 0 \quad (2.1)$$

Цей факт використовується у всіх подібних алгоритмах. Один із таких алгоритмів управління використовує принцип пошуку, запам'ятовування та повторного використання. Алгоритм починає свою роботу без будь-якої інформації про об'єкт управління – систему ВЕУ. У процесі навчання алгоритм знаходить точки максимуму, відповідні різним швидкостям вітру, за умовою максимуму функції та зберігає їх параметри у пам'ять для подальшого використання. Це виконується до тих пір, поки не буде зібрано достатню кількість інформації про характеристики системи. Після цього процес отримання максимальної потужності стає оптимізованим. Такий процес тренування також називається навчанням напряду. До недоліків цього способу належить необхідність навчання, а отже, і неефективність роботи в цьому режимі, досить велика складність, що може бути важливим під час реалізації алгоритму на кінцевих пристроях контролерів.

Інший метод заснований на прямому регулюванні коефіцієнта заповнення ШІМ виходячи зі порівняння поточних вимірів електричної потужності генератора з попередніми. Коефіцієнт заповнення виражається таким чином:

$$D = \frac{\tau}{T}, \quad (2.2)$$

де D – коефіцієнт заповнення ШІМ; τ – час імпульсу, с; T – період циклу регулювання, с.

Регулюючи коефіцієнт заповнення, можна змінювати напругу на виході ШІМ-перетворювача, а отже, і струм навантаження. Незважаючи на те, що зміна швидкості вітру може відбуватися досить швидко і в широких межах, механічна потужність на валу вітроустановки змінюється досить повільно через велику механічну інерцію колеса вітроустановки. У цьому випадку коефіцієнт заповнення ШІМ визначатиметься виразом (2.3):

$$D_k = D_{k-1} + C_1 \frac{\Delta P_{k-1}}{\Delta D_{k-1}}, \quad (2.3)$$

де D_k , D_{k-1} – коефіцієнт заповнення у k -му відліку та попередній коефіцієнт заповнення відповідно; ΔP_{k-1} – зміна потужності між відліками, Вт; ΔD_{k-1} – зміна коефіцієнта заповнення між відліками; C_1 – крок зміни, (1/Вт).

Ще одним методом пошуку екстремуму є метод, заснований на граничному циклі. Пошук точки максимальної потужності здійснюється за допомогою інтегрального елемента, який керує струмом електричного перетворювача системи, підключеної до зовнішньої мережі, шляхом регулювання постійної напруги електричного перетворювача.

Опорний струм збільшується доти, доки виконується умова максимуму. Якщо він збільшується й надалі, постійна напруга електричного перетворювача не може залишатися постійною, оскільки умова балансу потужності в цьому випадку не виконується. Тому постійна напруга починає знижуватися, і якщо вона стає меншою за певне порогове значення, керуючий вплив інтегратора змінює знак, зменшуючи опорний струм.

У цьому випадку виникають нелінійні коливання навколо точки максимуму, які називають граничним циклом. Через ці коливання система автоматично прагне до точки максимуму, при цьому система управління не використовує жодних даних про генератор і вітроколесо.

Ще однією перспективною розробкою у сфері методів пошуку екстремуму функції потужності є застосування змінного кроку зміни швидкості обертання вітроколеса. Замість постійного кроку зміни використовується крок, пропорційний відношенню зміни потужності до зміни швидкості обертання:

$$\Delta\omega_k = K \cdot \frac{\Delta P_{k-1}}{\Delta\omega_{k-1}}, \quad (2.4)$$

де K — емпіричний коефіцієнт пропорційності; $\Delta\omega_{k-1}$ — зміна частоти обертання між поточним і попереднім відліком, рад/с; $\Delta\omega_k$ — нове значення зміни частоти обертання, рад/с; ΔP_{k-1} — зміна потужності між відліками, Вт.

Таким чином, частота обертання буде змінюватися швидше, якщо поточна потужність далека від точки максимальної потужності. Однак, чим ближче поточна потужність до екстремуму, тим повільніше відбуватимуться зміни.

Ще одним методом контролю точки максимальної потужності є метод, у якому як вхідний параметр використовується потужність, а як керований параметр — момент. Оптимальне значення моменту застосовується в контурі управління моментом у синхронних генераторах на постійних магнітах. У цьому випадку контролер не потребує додаткових даних про швидкість вітру.

Існують методи, які поєднують кілька різних підходів до пошуку максимальної потужності. Один із них — підхід, який комбінує контроль швидкохідності та пошук екстремуму функції потужності. На першому етапі точка максимуму відстежується за приблизною оптимальною швидкохідністю. Після стабілізації вимірюваної швидкості вітру дійсна точка

максимуму знаходиться класичним методом пошуку екстремуму. Коли досягнуто дійсний пік, у пам'ять записуються відповідні значення оптимальної швидкості генератора та швидкість вітру. Після цього коригується оптимальне значення швидкохідності.

Це скориговане значення використовується для подальших розрахунків після зміни швидкості вітру. Перевага такого методу — відсутність необхідності попередньо отримувати характеристики вітроколеса, хоча інші недоліки зберігаються.

Крім того, такі алгоритми демонструють гіршу ефективність, ніж класичні методи контролю швидкохідності.

Ще одним комбінованим методом є підхід, який об'єднує переваги двох алгоритмів: контролю точки максимуму за характеристикою «потужність – швидкість обертання» і метод пошуку екстремуму. Цей алгоритм вимірює швидкість обертання генератора та обчислює оптимальний крутний момент M_{ont} . Дійсне значення крутного моменту $M_{дійсн}$ також вимірюється.

У нормальних умовах, коли різниця ΔM між M_{ont} та $M_{дійсн}$ невелика, застосовується так званий метод збурень і спостережень, що ґрунтується на розрахунку потужності, ігноруючи характеристику $M - \omega$. Якщо різниця ΔM стала значною через певні причини (наприклад, різкі пориви вітру або помилкова ініціалізація програми через недостовірні дані датчиків), коефіцієнт заповнення виставляється відповідно до цієї характеристики.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

1. Розглянуто типову конструкцію вітроелектрогенератора, визначено основні складові частини вітроелектрогенератора.

2. Визначено основні конструкції вітротурбін, що використовуються у складі установок вітрогенераторів. Визначено основні переваги та недоліки кожного типу вітротурбіни.

3. Встановлено, що для розробки інтелектуальної системи видачі потужності вітроелектростанції доцільно для великих і потужних ВЕС використовувати горизонтально-осьові установки вітротурбін, оскільки їх ефективність набагато вища, ніж у установок із вертикально-осьовою конструкцією. Висота установки з горизонтально-осьовою турбіною може бути визначена залежно від місцевості та регіону будівництва вітроелектростанції.

4. Визначено, що для використання у потужних вітроелектростанціях найбільш ефективним є використання синхронного генератора класичної конструкції. Перевагами є можливість видачі великої потужності. Недоліком же цього генератора є висока ймовірність виникнення нестабільної роботи в режимі паралельно з мережею при різких перепадах вітрового навантаження.

5. Встановлено, що для компенсації недоліків використання синхронного генератора, у моделі інтелектуальної системи видачі потужності можливо розглянути застосування генератора на постійних магнітах, а також певну комбінацію з акумулюючою установкою.

6. Встановлено, що для управління видачею потужності великої вітроелектростанції доцільно використовувати алгоритм відстеження максимальної потужності у комбінації з методом пошуку екстремуму.

РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЮВАННЯ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Пропонується створити комп'ютерну модель вітроелектроустановки із використанням сучасного програмного продукту. На основі створеної моделі дослідити роботу вітроелектроустановки за різних режимів вітрового навантаження, а також різних режимів роботи зовнішньої розподільної мережі. Швидкість вітру нестабільна, тому пропонується використовувати додатковий накопичувач енергії.

При цьому стає неможливим використання синхронного генератора в складі ВЕУ великої потужності. Недоліки цього генератора, визначені раніше в розділі 2 магістерської роботи, не дозволяють досягти стабільної роботи за різких змін вітру, а також за різких змін режиму роботи системи, пов'язаних насамперед із добовими коливаннями навантаження.

Для підтримання синхронної роботи генераторного устаткування з мережею знадобиться використання автоматики, що важко реалізувати саме для великих ВЕС із великою кількістю генерувального обладнання та високими значеннями встановленої потужності. Пропонується використати інший підхід до управління видачею потужності, який буде розглянуто в третьому розділі магістерської дисертації.

Як правило, в автономній вітроелектростанції як електроенергетичний перетворювач використовують активний випрямляч, що випрямляє змінну напругу генератора для зарядки акумулятора. Швидкість вітру нестабільна, тому енергію доводиться зберігати в акумуляторі. Отже, коли батарея заряджена, перетворення енергії вітру зупиняється.

Пропонується створити групу контролерів вітру – це дозволить розподіляти потужність між блоками таким чином, щоб акумулятор не заряджався, а вся вироблена потужність передавалася споживачеві.

Для перевірки методу групового управління необхідно реалізувати метод технічної автоматики, такий як запуск, плавна зупинка, аварійна зупинка.

3.1 Вибір програмного продукту для моделювання

Першим етапом створення моделі інтелектуальної системи видачі потужності необхідно вибрати програмний продукт для її реалізації. Програмний продукт повинен мати такі переваги та властивості: простоту, наочність розроблюваних схем, достовірність отриманих результатів та використовуваних моделей.

На ринку програмних продуктів існує велика кількість різноманітних програмних комплексів, що дозволяють вирішувати завдання, поставлені у рамках виконання та підготовки магістерської дисертації. Серед усього різноманіття програмних продуктів можна виділити два, які отримали найбільше поширення: MATLAB/Simulink з використанням вбудованої бібліотеки SimPowerSystems та PSCAD.

Програмний комплекс MATLAB/Simulink з бібліотекою SimPowerSystems має великі можливості для створення та моделювання режимів і алгоритмів роботи різних пристроїв та об'єктів електроенергетичної галузі, включно з об'єктами силової (тобто високовольтної) частини, а також об'єктами управління. Головною перевагою програмного комплексу MATLAB/Simulink є його універсальність. Іншими словами, програмний комплекс MATLAB/Simulink можливо використовувати не тільки для моделювання електричних режимів, але й механічних зусиль, теплових процесів тощо. Це обумовлює універсальність використовуваних алгоритмів розрахунків у програмному комплексі MATLAB/Simulink, універсальність яких не дозволяє отримати високу швидкість моделювання порівняно з іншими, спеціалізованими програмними комплексами.

Для порівняння з програмним комплексом MATLAB/Simulink з бібліотекою SimPowerSystems обраний спеціалізований, для електроенергетичної галузі, програмний комплекс моделювання в реальному часі PSCAD. Цей програмний комплекс створений спеціально для вирішення завдань електроенергетики й призначений для моделювання перехідних процесів в електроенергетичних системах, ustalених режимів роботи електроенергетичних систем, аварійних ситуацій і реакції автоматики на різні зовнішні та внутрішні збурення.

Бібліотека стандартних елементів PSCAD містить велику кількість моделей, що спрощує створення власної моделі. Розроблена модель інтелектуальної системи управління вітроустановкою у складі вітроелектростанції може бути змодельована для управління стандартною моделлю вітрогенератора, що спрощує можливість складання та тестування алгоритму роботи інтелектуальної системи управління. Тому для реалізації інтелектуальної системи відбору потужності вітроустановки у складі вітроелектростанції, виконуваного у рамках дисертаційного дослідження, пропонується використовувати програмний комплекс PSCAD.

Перевагою програмного комплексу PSCAD є можливість створення сценаріїв, які дозволяють детально змодельовати різні режими роботи ВЕС з інтелектуальною системою управління і вплив інтелектуальної системи управління на режими видачі потужності в мережу при різних аварійних перехідних процесах або при режимних перемиканнях у системі.

3.2 Інтелектуальна модель ВЕС у програмному комплексі PSCAD

На рис. 3.1 представлена модель вітроелектростанції, яка складається з двох частин:

1. Механічна частина;
2. Електрична частина.

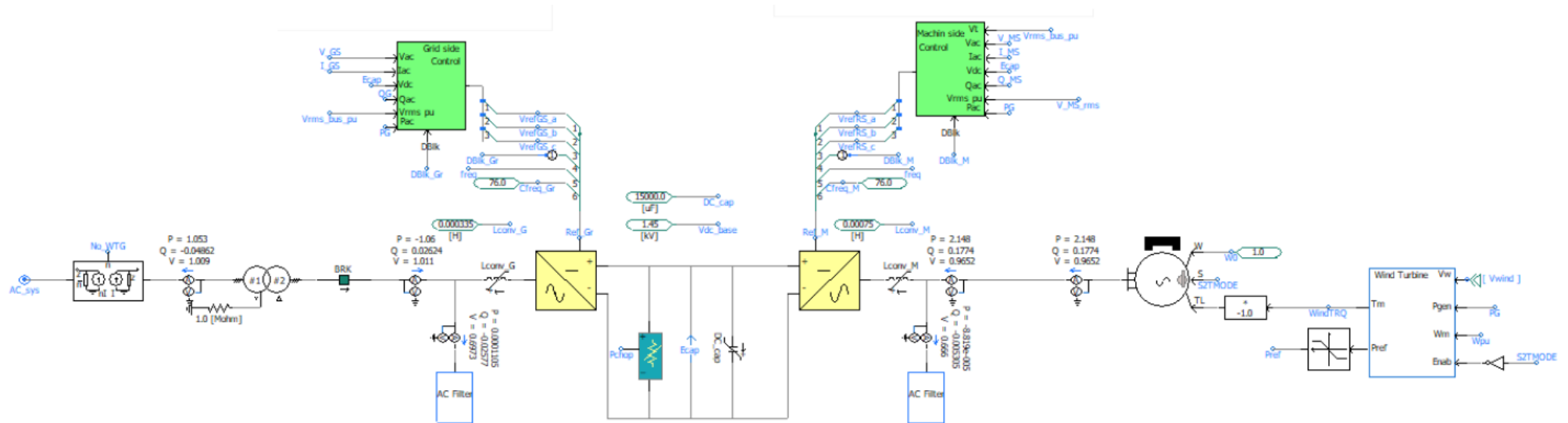


Рисунок 3.1 – Загальний вигляд моделі вітроелектростанції

Механічна частина моделі відповідає за створення механічної потужності, яка відповідає певним швидкостям вітру. Вихідним параметром механічної системи є механічний момент.

Електрична частина моделі відповідає за перетворення механічного моменту в електричний. За перетворення механічного моменту в електричний у моделі відповідає модель електричної машини. У комп'ютерній моделі використана модель електричної машини на постійних магнітах. Ця модель генератора, яка використовується у складі вітроелектростанцій, була розглянута в розділі 2.

Розглянемо склад механічної частини комп'ютерної моделі, виконаної у програмному комплексі PSCAD. Механічна частина складається з:

1. Вітротурбіни;
2. Контролера кута нахилу лопатей вітротурбіни;

Модель електричної частини складається з:

1. Вузол зв'язку і контролю параметрів мережі;
2. Вузол контролю параметрів генератора;
3. Захист вставки постійного струму з конвертером постійного струму;
4. Низькочастотний фільтр;
5. Трансформатор;

6. Блок масштабування, відповідальний за збільшення потужності, що видається з моделі вітрогенератора до моделі вітроелектростанції.

На рис. 3.1 представлено повний вигляд моделі ділянки електроенергетичної системи, у якій модель вітроелектростанції через лінію електропередачі підключена до джерела нескінченної потужності, яке моделює вихід в енергосистему з кратністю струму короткого замикання 10. Тобто система, змодельована цим виходом, є досить стабільною і стійкою. Модель вітроелектростанції може перейти в нестабільний режим, якщо підключення буде виконано до моделі енергосистеми з меншою кратністю струмів КЗ у точці підключення.

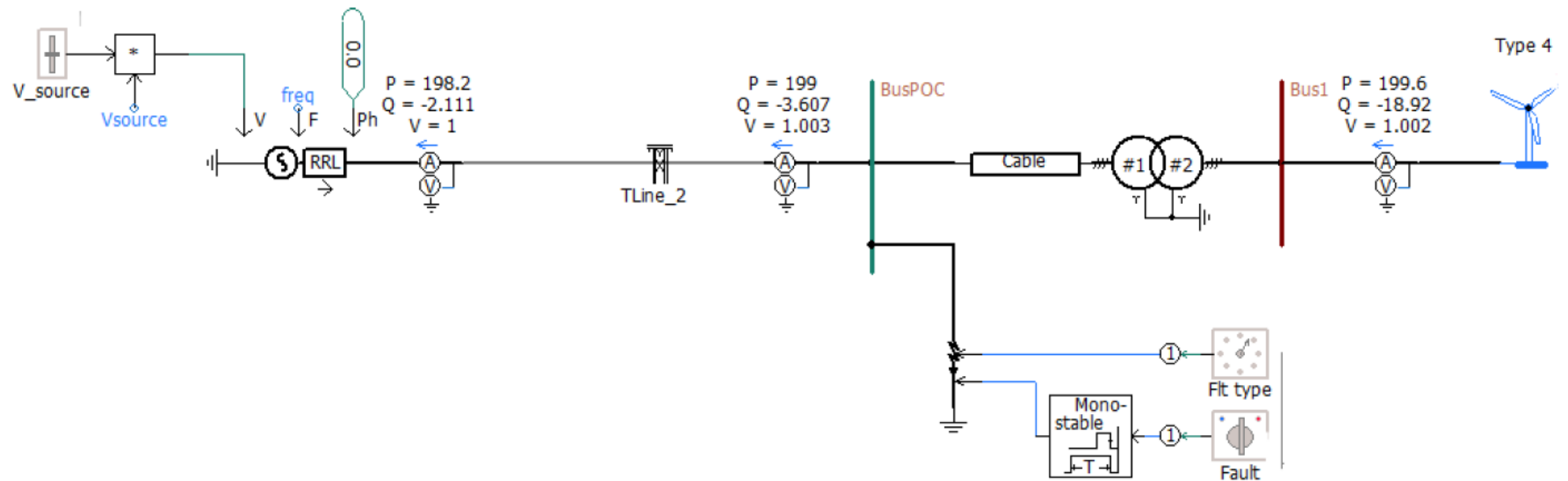


Рисунок 3.2 – Повний вигляд моделі ділянки електроенергетичної системи

У табл. 3.1 представлені параметри моделі вітрогенератора.

Таблиця 3.1 – Параметри моделі вітрогенератора

Позначення параметра	Параметр	Одиниця вимірювання	Значення
Dblk	Увімкнення/Вимкнення вітротурбіни	-	Dblk
Vtrf_HV	Номінальна напруга обмотки високої напруги трансформатора	кВ	Vbase
No_WTG	Загальна кількість вітрогенераторів	-	UN
Sbase	Встановлена потужність однієї установки	МВА	2
Vrated_PM	Встановлена потужність генератора на постійних магнітах	кВ	Vrated_PM
Vwind	Вхідне значення швидкості вітру	м/с	Vw
vWcutin	Швидкість вітру, при якій вітрогенератор може видавати потужність	м/с	3
vWcutout	Максимально допустима швидкість вітру для вітрогенератора	м/с	25
VRot_nom	Швидкість обертання вітротурбіни при номінальній швидкості обертання генератора	об/хв	12
freq	Номінальна частота системи	Гц	freq
freq_PM	Базова частота генератора	Гц	30

Розглянемо детальніше окремі частини моделі.

3.2.1 Механічна частина моделі

Модель вітротурбіни, показана на рисунку, призначена для моделювання механічної потужності та механічного моменту. Ці параметри передаються з контролера, який задає швидкість вітру та кут нахилу лопатей вітроколеса. Вхідні параметри цієї моделі наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Параметри моделі вітротурбіни

Позначення параметра	Параметр	Одиниця вимірювання	Значення
Rad_turb	Радіус вітроколеса турбіни	м	5
vWcutin	Початкова швидкість обертання вітроколеса	м/с	vWcutin
vWcutout	Мінімальний кут нахилу лопатей вітроколеса	м/с	vWcutout
VRot_nom	Швидкість обертання вітротурбіни при номінальній швидкості обертання генератора	об/хв	VRot_nom
Pitch_min	Мінімально допустимий кут нахилу лопатей вітроколеса	градус	0
Pitch_max	Максимальний кут нахилу лопатей вітроколеса	градус	28
Wref_sp	Точка встановлення розрахункової швидкості генератора	в.о.	W0
Pbase	Базова активна потужність	МВт	Sbase
Kp_Ptch	Регулятор підсилення	в.о.	Kp_Ptch
Ti_Ptch	Регулятор сталої часу	в.о.	Ti_Ptch

Контролер кута нахилу лопатей моделюється з використанням даних, вказаних у вашому тексті. Він порівнює помилки по потужності та швидкості, що забезпечує оптимальну роботу вітрогенератора. Основними параметрами є початкова швидкість вітру, за якої турбіна починає обертатися, а також критична швидкість, що є межею для турбіни.

Модель передбачає ранжування швидкостей вітру від мінімальної швидкості 3 м/с до максимальної 25 м/с, які базуються на стандартних характеристиках великих турбін від General Electric, встановлених на вітроелектростанціях.

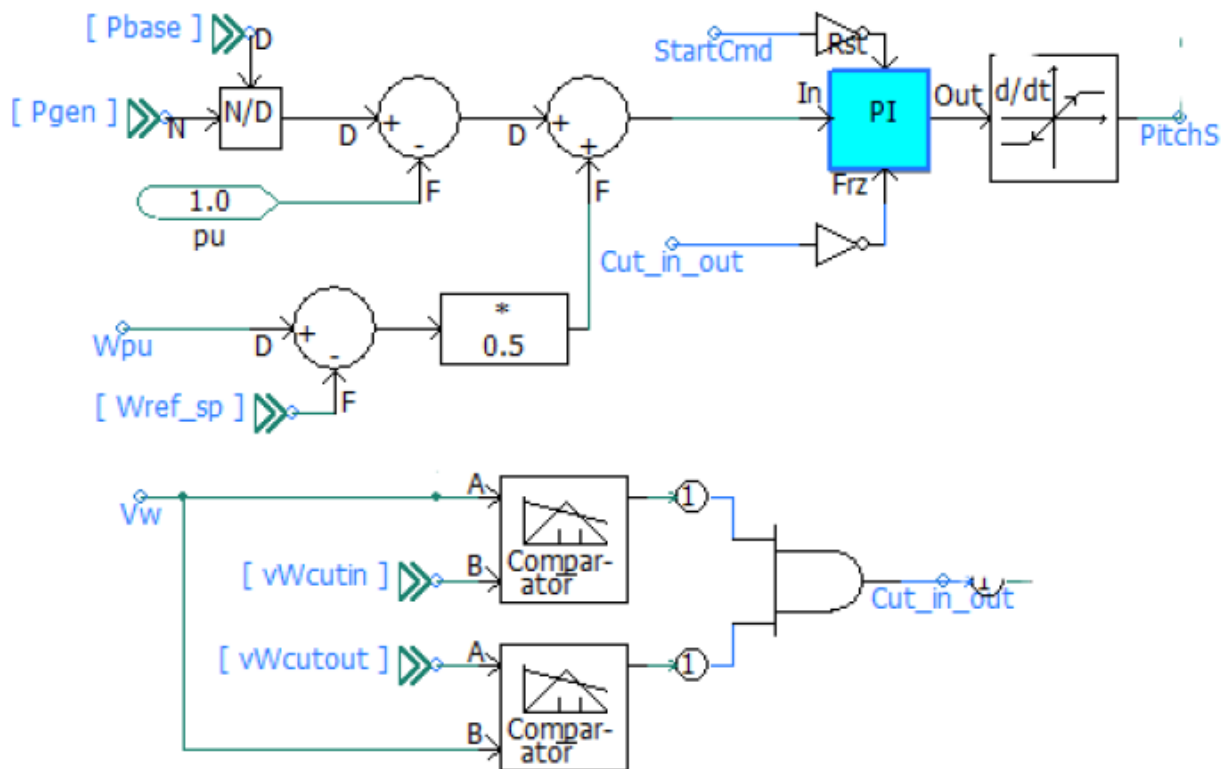


Рисунок 3.3 – Схема контролера кута нахилу

$$P = \frac{\rho}{2} A_r \cdot V_w^3 \cdot C_p(\lambda, \theta), \quad (3.1)$$

де ρ – густина повітря, кг/м³; A_r – площа, охоплювана лопатями вітроколеса, м²; V_w – швидкість вітру, м/с; λ – швидкохідність; θ – кут нахилу

лопатеї вітроколеса; C_p – коефіцієнт потужності, що є функцією швидкохідності вітроколеса та кута нахилу лопатеї.

Коефіцієнт C_p належить до паспортних параметрів вітротурбіни й надається виробником для кожного типу турбін у вигляді графіка або табличних значень. Вид кривих для коефіцієнта потужності турбін виробництва General Electric наведено на рис. 3.4.

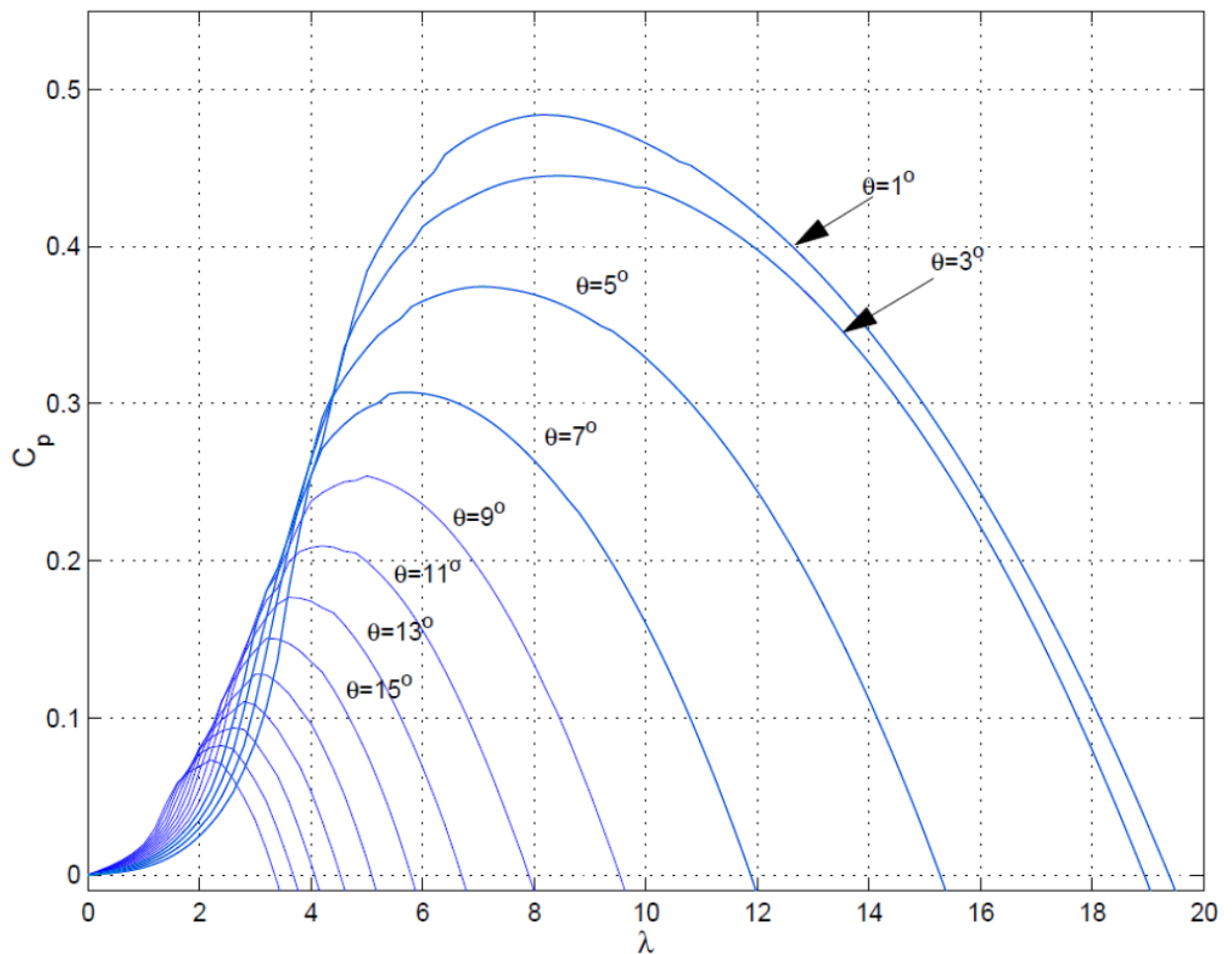


Рисунок 3.4 – Залежності коефіцієнта потужності вітротурбіни від різних значень кута нахилу та швидкохідності турбіни

Для усталеного режиму вираз для визначення швидкохідності набуде вигляду:

$$\lambda = \frac{W_{BY} \cdot R}{V_W} = \frac{2\pi \cdot n_{BY} \cdot R}{V_W}, \quad (3.2)$$

Реалізація виразу для швидкохідності в усталеному режимі за допомогою блоків програмного комплексу PSCAD представлена на рис. 3.5.

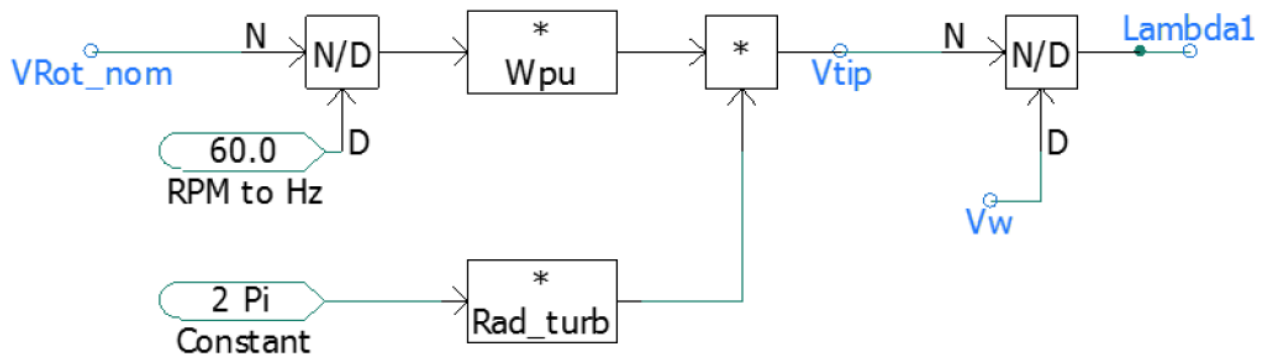


Рисунок 3.5 – Загальний вигляд моделі блоку розрахунку швидкохідності

Розрахунок коефіцієнта потужності C_p у моделі задано у вигляді полінома четвертого порядку згідно з виразом:

$$C_p(\theta, \lambda) = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 (a_{i,j} \cdot \theta^i \cdot \lambda^j). \quad (3.3)$$

Отримана крива за формулою (3.3) добре апроксимується для значень швидкохідності, що лежать у межах $3 < \lambda < 15$, а від'ємне значення p обмежене значенням -0,05. Для моделі відповідно до формули (3.3) параметр i, j задається матрицею розміром 5×5 із загальною кількістю коефіцієнтів 25.

3.2.2 Електричні компоненти моделі

В моделі електрична частина вітротурбіни складається з генератора на постійних магнітах та перетворювача напруги «Змінний струм – Постійний струм – Змінний струм». На рис. 3.6 представлено вигляд моделі генератора на постійних магнітах.

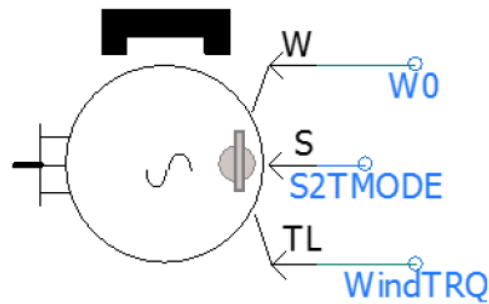


Рисунок 3.6 – Загальний вигляд моделі генератора на постійних магнітах

На рис. 3.6 показано входи моделі генератора, де: W – вхідна швидкість, в.о., при цьому, коли модель працює в режимі контролю швидкості, генератор починає обертання зі швидкості $W0$. S – параметр, що відповідає за перемикання між режимом контролю швидкості та режимом контролю моменту. Для режиму контролю швидкості $S=1$, для режиму контролю моменту $S=0$. T – вхідне значення моменту, в.о., якщо модель функціонує в режимі контролю моменту, тоді машина визначає швидкість, базуючись на коефіцієнті інерції, коефіцієнті демпфування, а також вхідному та вихідному значенням моменту.

Конвертор «Змінний струм – Постійний струм – Змінний струм» представлений на рис. 3.7.

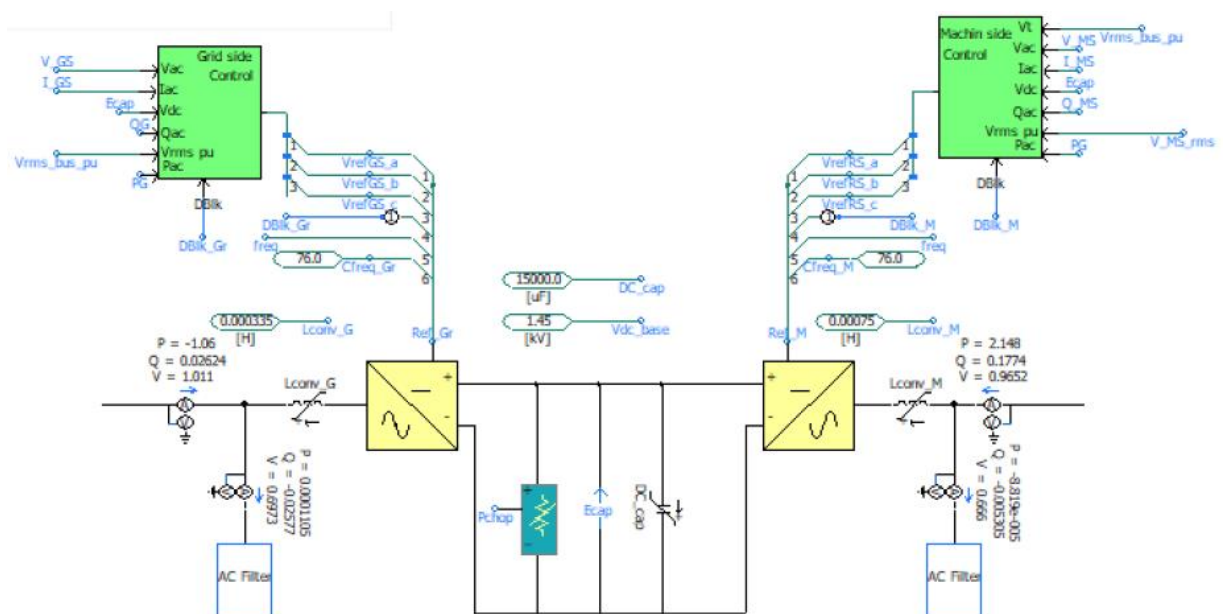


Рисунок 3.7 – Загальний вигляд моделі конвертера напруги

- 1) Перетворювач і контролер мережі;
- 2) Контролер і конвертер генератора;
- 3) Інвертор;
- 4) Фільтр низьких частот;
- 5) Підсилювач.

Перетворювач і контролер мережі контролює напругу на шинах постійного струму, тоді як контролер і конвертер генератора регулює активну потужність на віротурбіні. В моделі обидва контролери реалізовані як перетворювачі напруги. Інвертор застосовується для захисту шин постійного струму від перенапруги.

Фільтр низьких частот використовується з боку змінної напруги для усунення гармонійних спотворень, викликаних наявністю блоку перетворення «Змінний струм – Постійний струм – Змінний струм». Перетворювач і контролер мережі, показаний на рисунку, потрібний для регулювання напруги на шинах постійного і змінного струму. Значення змінної напруги встановлено на рівні 1 в.о.

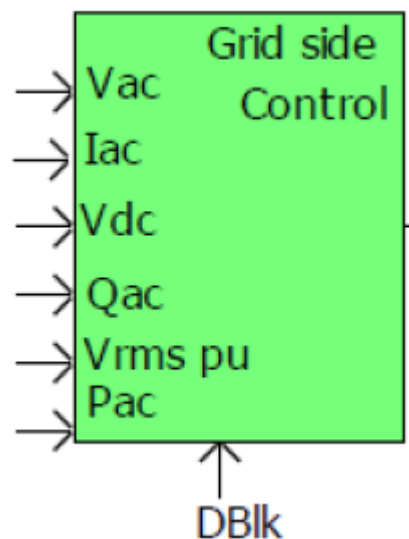


Рисунок 3.8 – Перетворювач і контролер мережі

Параметри блоку «Перетворювач і контролер мережі» представлені в табл. 3.3

Таблиця 3.3 – Параметри блоку «Перетворювач і контролер мережі»

Позначення параметра	Параметр	Тип змінної	Одиниця вимірювання	Значення
ILimPriority	Пріоритет d або q координати: 0-q, 1-d	Integer	-	0
Sbase	Встановлена потужність	Real	MVA	Sbase
freq	Частота в мережі змінного струму	Real	Гц	freq
Vacbase	Номінальне значення змінної напруги	Real	кВ	Vrated_PM
Vdc_base	Базове значення постійної напруги	Real	-	Vdc_base
Lconv	Індуктивність перетворювача напруги	Real	Гн	Lconv_G
I _{max_puinteger}	Максимальне значення струму	Real	в.о.	1,1

Ініціалізація у відносних одиницях і трансформація вимірювань струму та напруги представлені на рис. 3.9 і 3.10.

Фільтри з частотною характеристикою 360 Гц використовуються для підвищення якості значення постійного струму шляхом фільтрації вищих гармонік від силових перетворювачів.

Базові показники перетворювача, контролера мережі та перетворювача максимального струму розраховуються на основі встановленої потужності (Sbase) і діючого значення фазної базової змінної напруги (Vacbase).

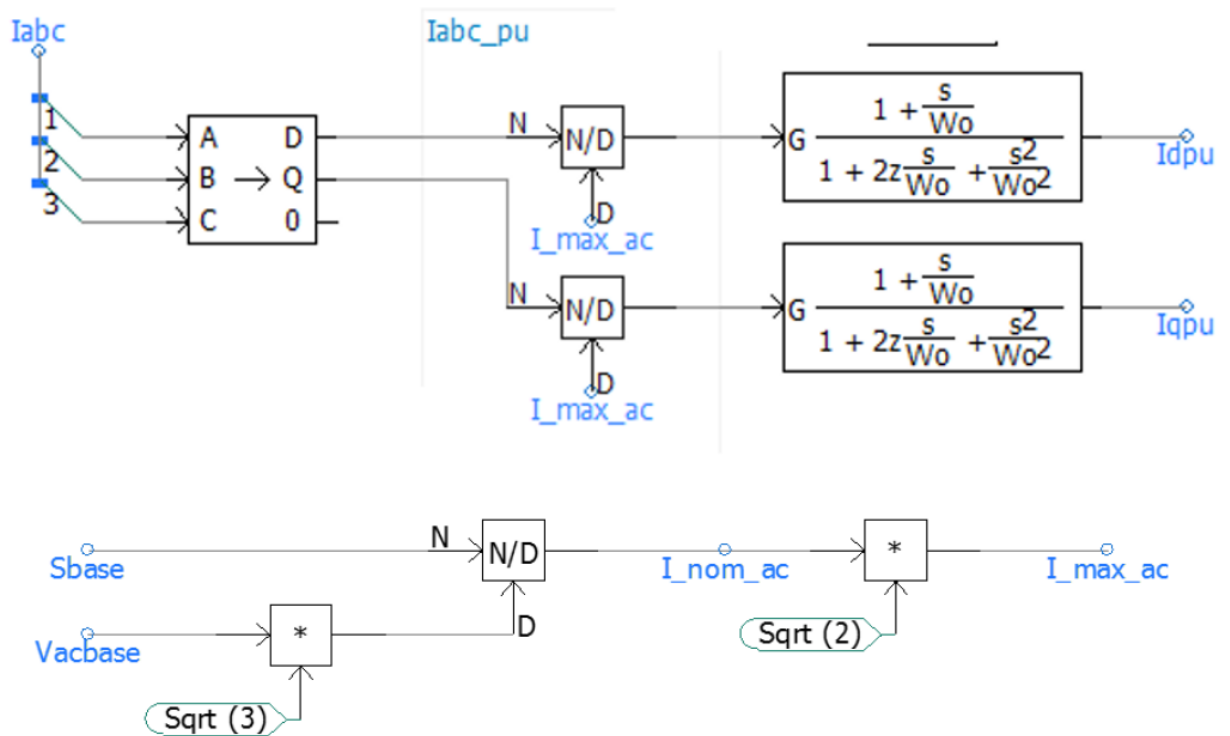


Рисунок 3.9 – Переведення у відносні одиниці та перетворення струму з фазних координат (ABC) у полярні (dq)

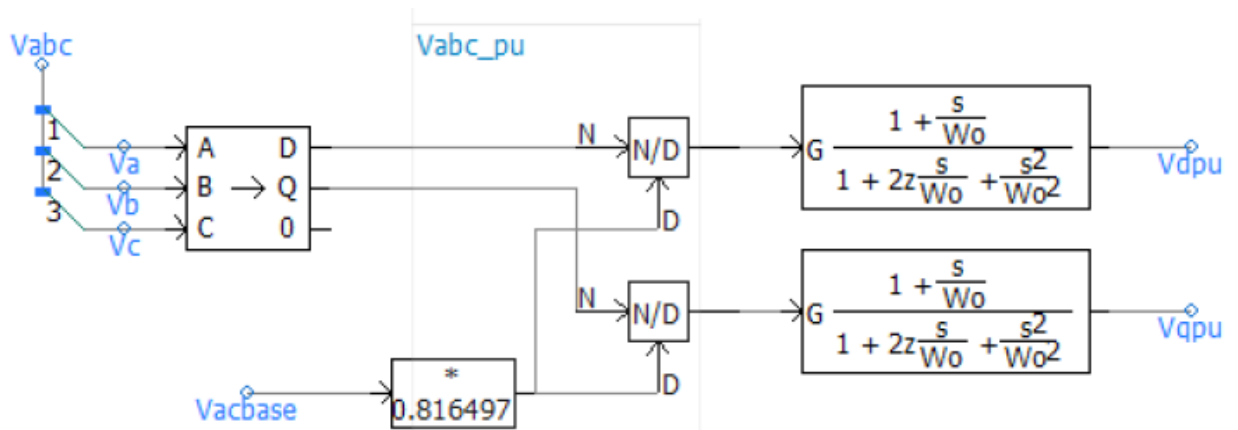


Рисунок 3.10 – Переведення у відносні одиниці та перетворення напруги з фазних координат (ABC) у полярні (dq)

Контролери постійної напруги, каскадний перетворювач змінної напруги та контролер реактивної потужності представлені на рис. 3.11 і 3.12.

Ці контролери потрібні для генерації порядку координат струму d і q з метою реалізації розв'язаного регулювання. Слайдери використовуються для зміни коефіцієнтів K_p і T_i у ПІ-регуляторі в разі необхідності його

налаштування. Використовуваний ПІ-регулятор захищений від інтегрального насичення.

Каскадний контролер змінної напруги та контролер реактивної потужності здатні вводити реактивну потужність у разі аварійних ситуацій, таких як короткі замикання. Контролер застосовується із детектором відхилення напруги для збільшення або зменшення струму сигнального значення.

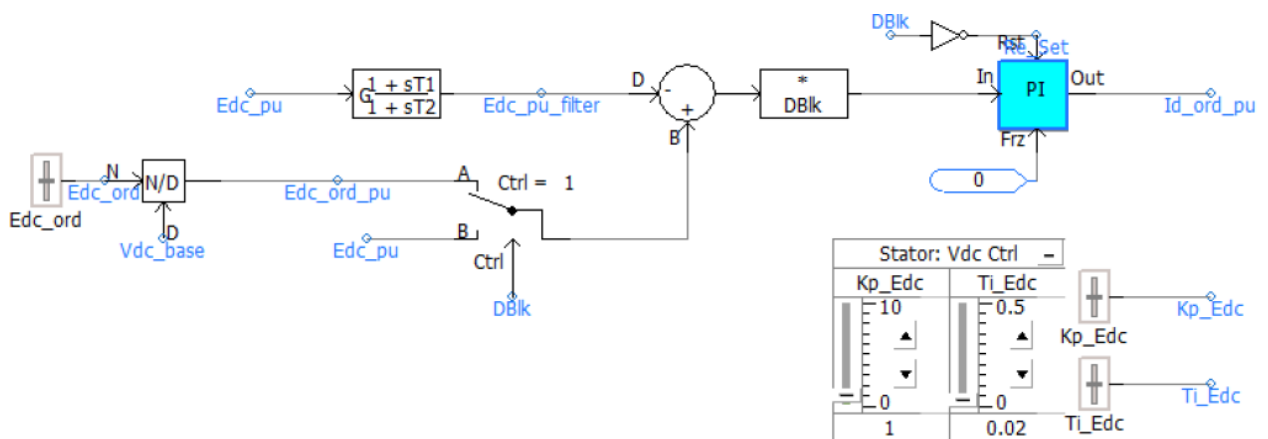


Рисунок 3.11 – Загальний вигляд моделі контролера постійної напруги

Для цього конвертера пріоритет за замовчуванням може бути встановлений на координату d або q , як показано в таблиці 5, сигнал пріоритету прийнятий рівним 0.

Система роздільного управління струмом, модель якої представлена на рис. 3.12, використовується для перетворення базових напруг, а саме напруг, що зберігаються у змінних $vd1ref$ і $vq1ref$.

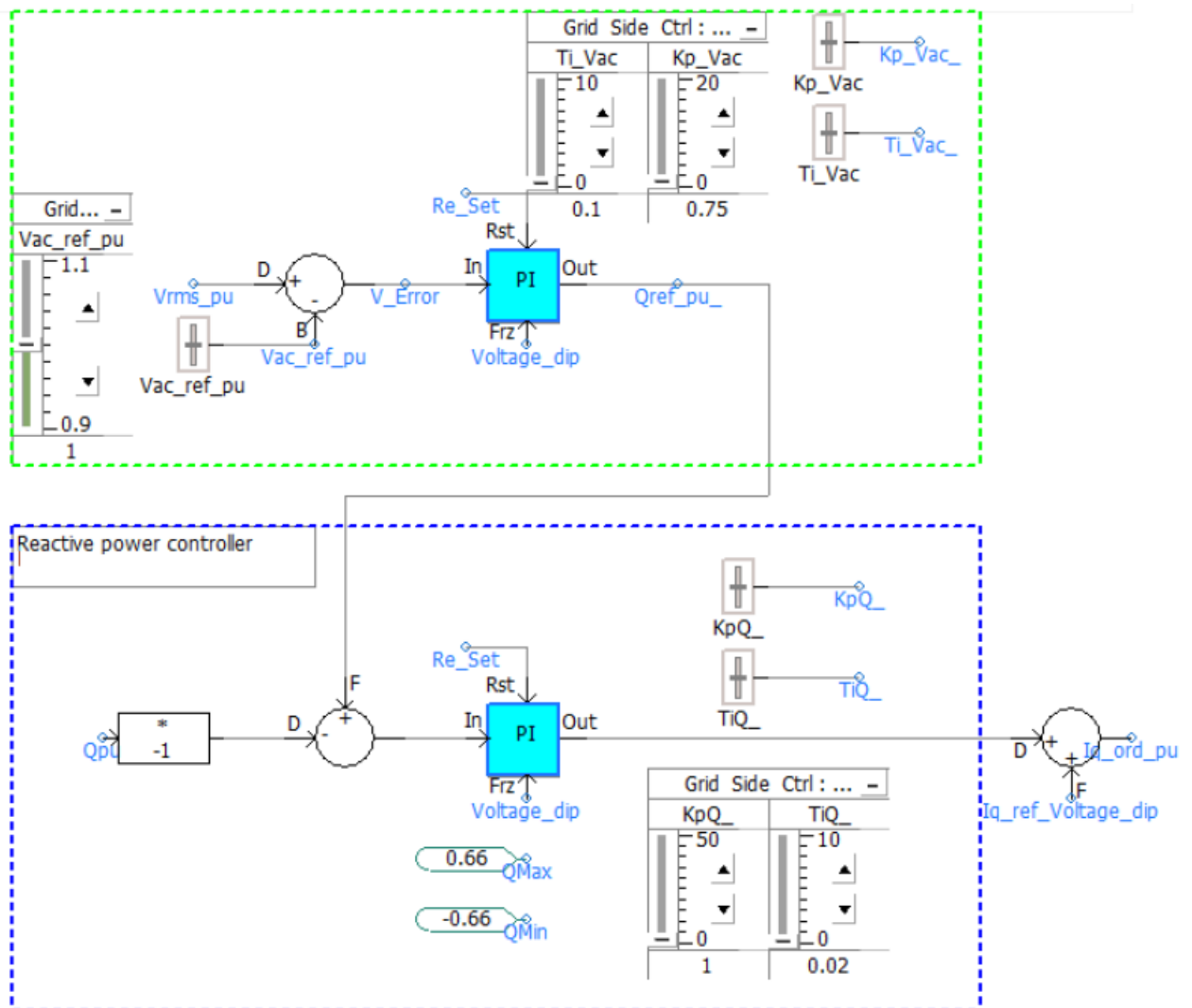


Рисунок 3.12 – Каскадний контролер реактивної потужності та змінної напруги

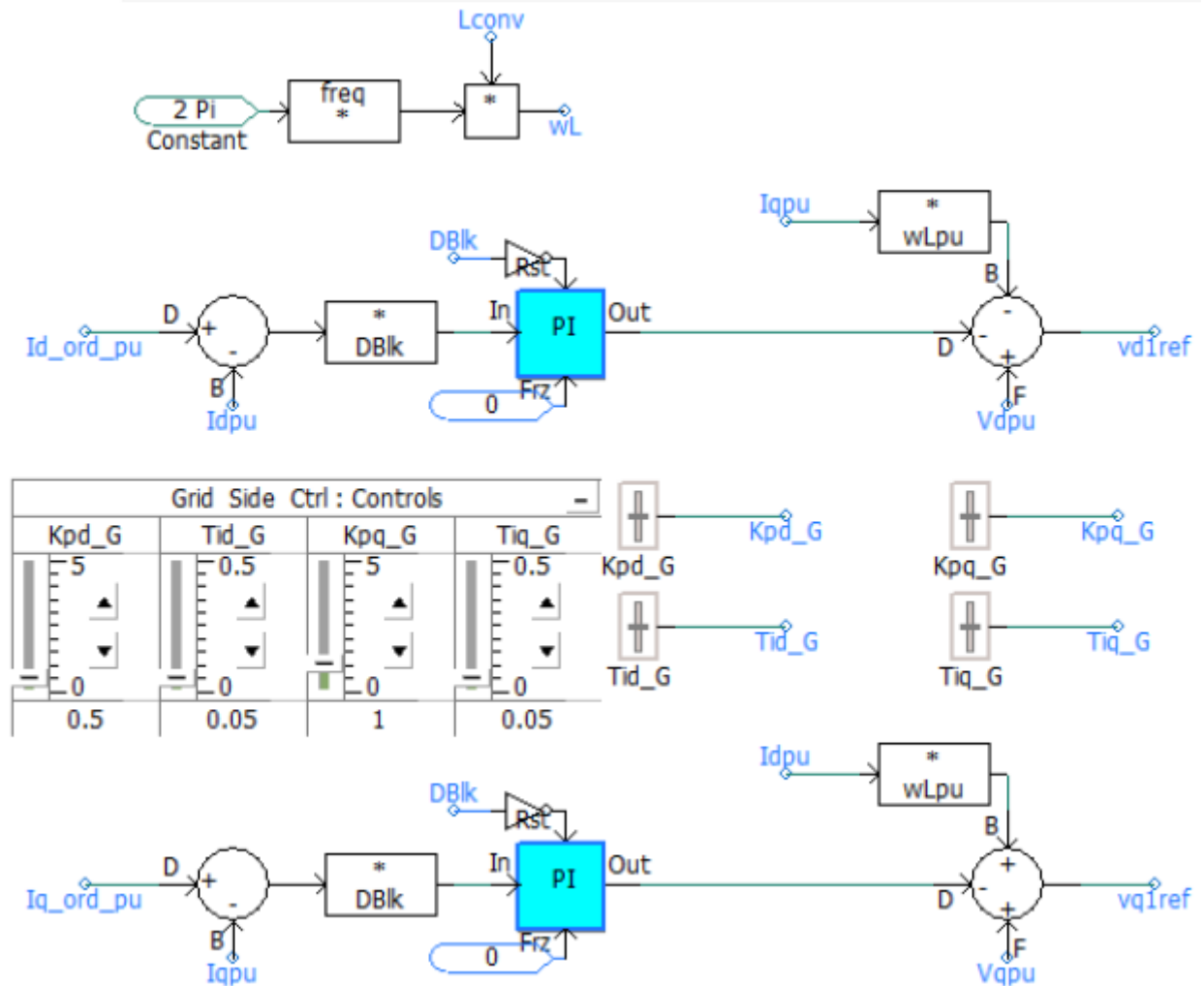


Рисунок 3.13 – Загальний вигляд моделі контролера розв'язаного регулювання координат d і q для отримання значень базових напруг

Для розділення, необхідного для виключення взаємного впливу координат d і q одна на одну, співвідношення $(I_{qpu} \cdot \omega L_{pu})$ і $(I_{dpu} \cdot \omega L_{pu})$ віднімаються та додаються до координат d і q відповідно.

Слайдери, що використовуються в моделі, представлений на рис. 3.12, потрібні для налаштування роботи контролера за необхідності.

Як показано на рис. 3.14, змінні з базовими напругами, а саме $vd1ref$ і $vq1ref$, перетворюються з прямокутних координат у полярні, а амплітуда M обмежена у відносних одиницях значенням 1,15. Синусоїда трифазної базової напруги створюється шляхом імпорту перетворення dq0 в ABC за допомогою $vd1ref$ і $vq1ref$ із використанням змінної θ_{PLL} – кута перетворення.

До цієї стадії базові синусоїди напруги розраховуються у відносних одиницях із використанням базового значення напруги, рівного піковому фазному значенню змінної напруги.

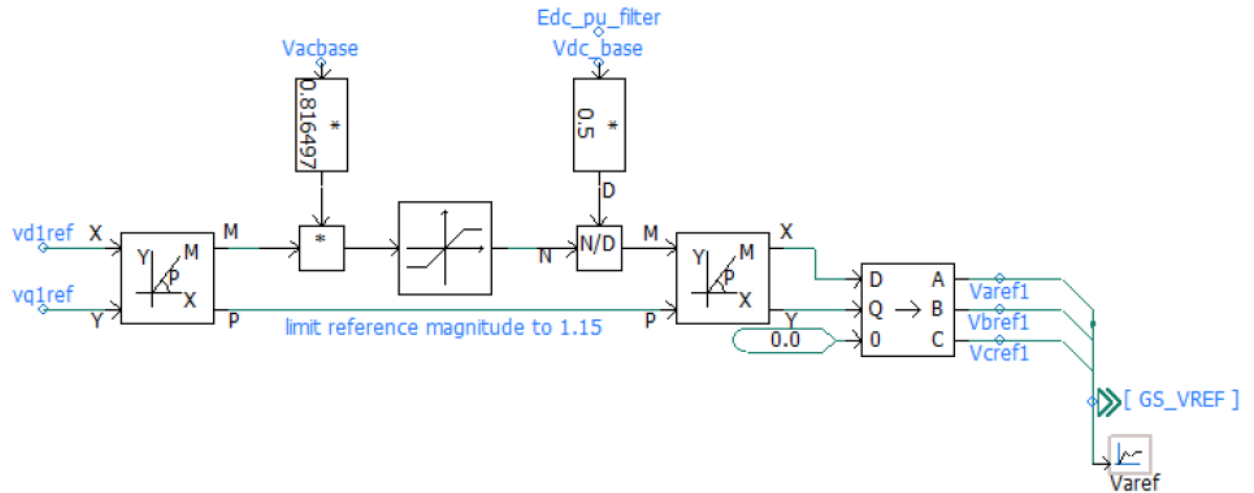


Рисунок 3.14 – Базові напруги, представлені контролером мережі

Призначення контролера генератора полягає в контролі активної потужності та змінної напруги на терміналі моделі генератора на постійних магнітах.

Контролер необхідний для отримання відповідних розрахункових параметрів у терміналі вітротурбіни. Загальний вигляд моделі контролера генератора представлений на рис. 3.15.

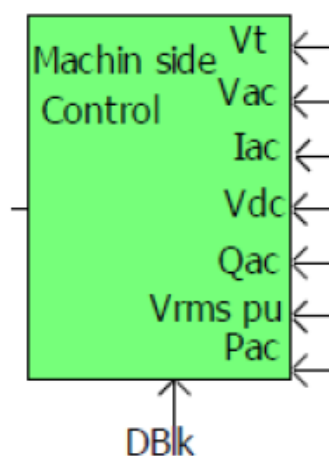


Рисунок 3.15 – Загальний вигляд моделі контролера генератора (показані вхідні змінні)

Контролер активної потужності з боку генератора представлений на рис. 3.16.

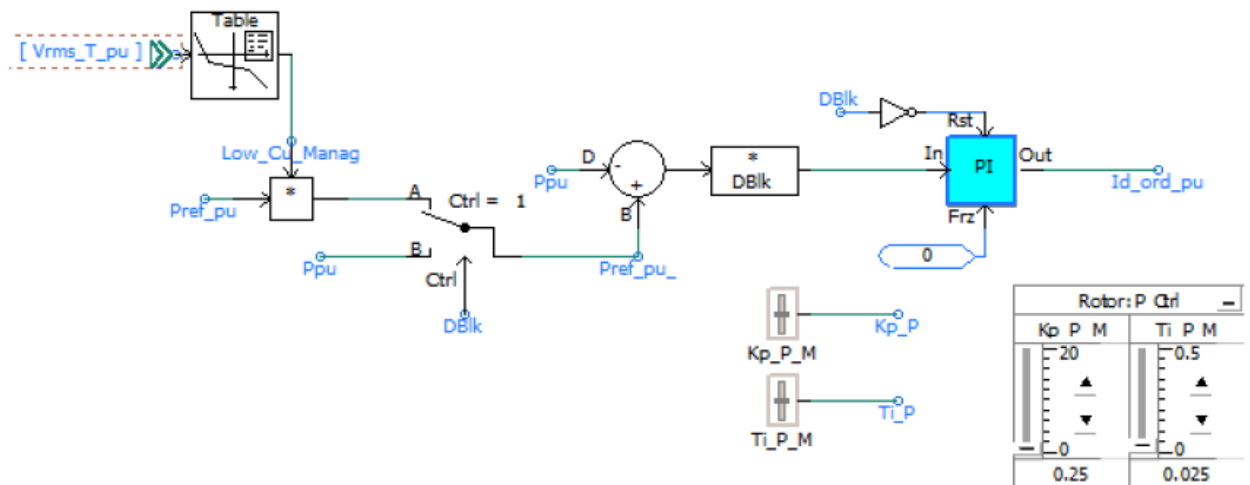


Рисунок 3.16 – Загальний вигляд моделі контролера потужності генератора

Контролер потужності генератора визначається за значеннями активної потужності згідно зі співвідношенням із таблицею під час низьких значень напруги.

Такий підхід дозволяє підвищити стійкість роботи моделі вітроелектростанції в аварійних ситуаціях, таких як короткі замикання. Контролер змінної напруги, показаний на рис. 3.17, налаштований на базове значення напруги, що дорівнює 1 у відносних одиницях.

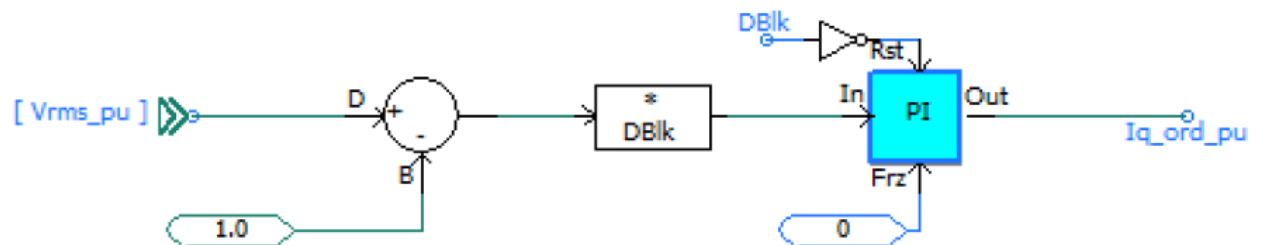


Рисунок 3.17 – Контролер напруги з боку генератора

Алгоритм роботи контролера напруги мережі та алгоритм отримання базових напруг схожий з алгоритмами контролера мережі, розглянутими раніше.

Допоміжний захист у разі аварійних ситуацій, таких як короткі замикання, необхідний для запобігання появі перенапруг на ємностях перетворювача постійного струму. Цей захист забезпечується блоком «Перетворювач постійного струму», який управляється опором біполярного транзистора з ізольованим затвором (БТІЗ), що гасить перенапруги.

Контроль затримки напруги використовується для генерації імпульсів відкривання транзисторів у перетворювачі постійного струму.

Логіка роботи блоку «Перетворювач постійного струму» ілюструється схемою, представленою на рис. 3.18.

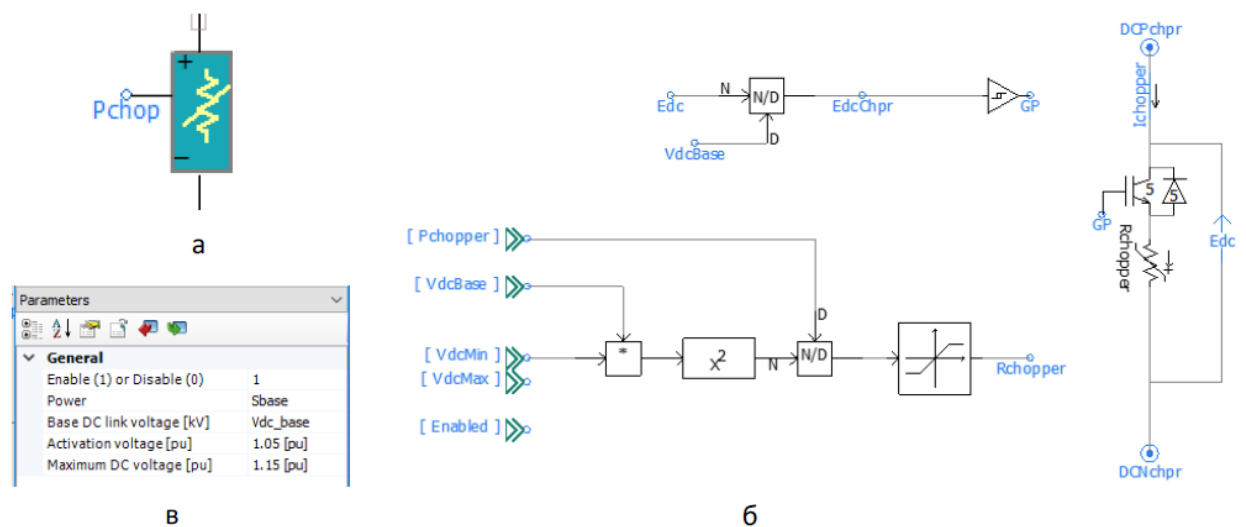


Рисунок 3.18 – Перетворювач постійного струму: а – загальний вигляд блока; б – електрична схема та контроль затримки; в – вхідні параметри блока

Конвертери, які містять у своєму складі велику кількість компонентів силової електроніки, під час роботи генерують багато вищих гармонік, які потрапляють у мережу.

Для зниження рівня вищих гармонік у зовнішній мережі використовується блок із фільтром. Структура фільтра вищих гармонік представлена на рис. 3.19.

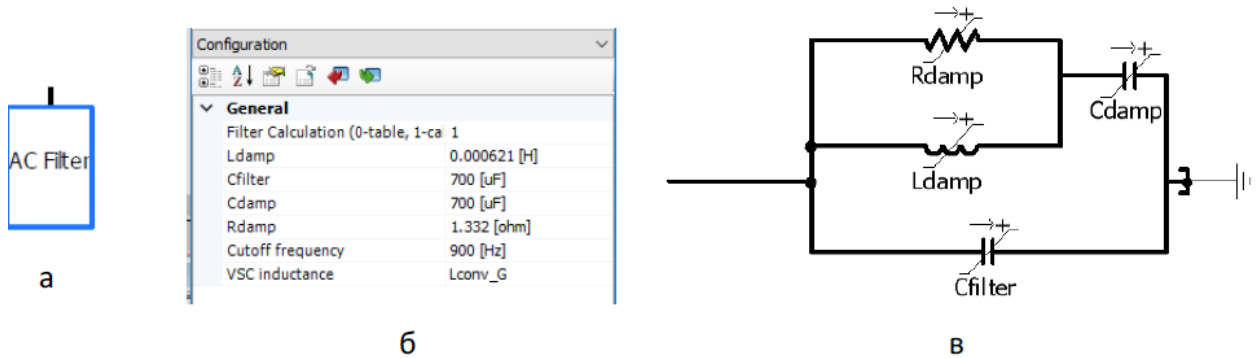


Рисунок 3.19 – Фільтр гармонік струму: а – вигляд блока фільтра; б – параметри блока; в – електрична схема фільтра.

3.3 Моделювання роботи моделі інтелектуальної ВЕС та верифікація результатів моделювання

Для перевірки адекватності моделі було проведено порівняння результатів моделювання зі спрощеною моделлю ВЕС. У програмному комплексі PSCAD представлена спрощена модель ВЕС. Ця модель дозволяє моделювати режими роботи енергосистем за наявності генерації на основі енергії вітру.

Однак, спрощена модель не підтримує масштабування блоків і містить лише один генератор. Запропонована модель — це повна модель, яка дозволяє змінювати параметри обладнання та саме обладнання, тобто генератори в моделі можуть бути замінені на генератори іншого типу. Модель блоків генераторів представлена у бібліотеці стандартних моделей програмного комплексу PSCAD.

Здійснимо порівняння результатів, отриманих за допомогою спрощеної та повної моделей. На рис. 20 та рис. 21 представлені динамічні характеристики спрощеної та повної моделей за змін у швидкостях вітру.

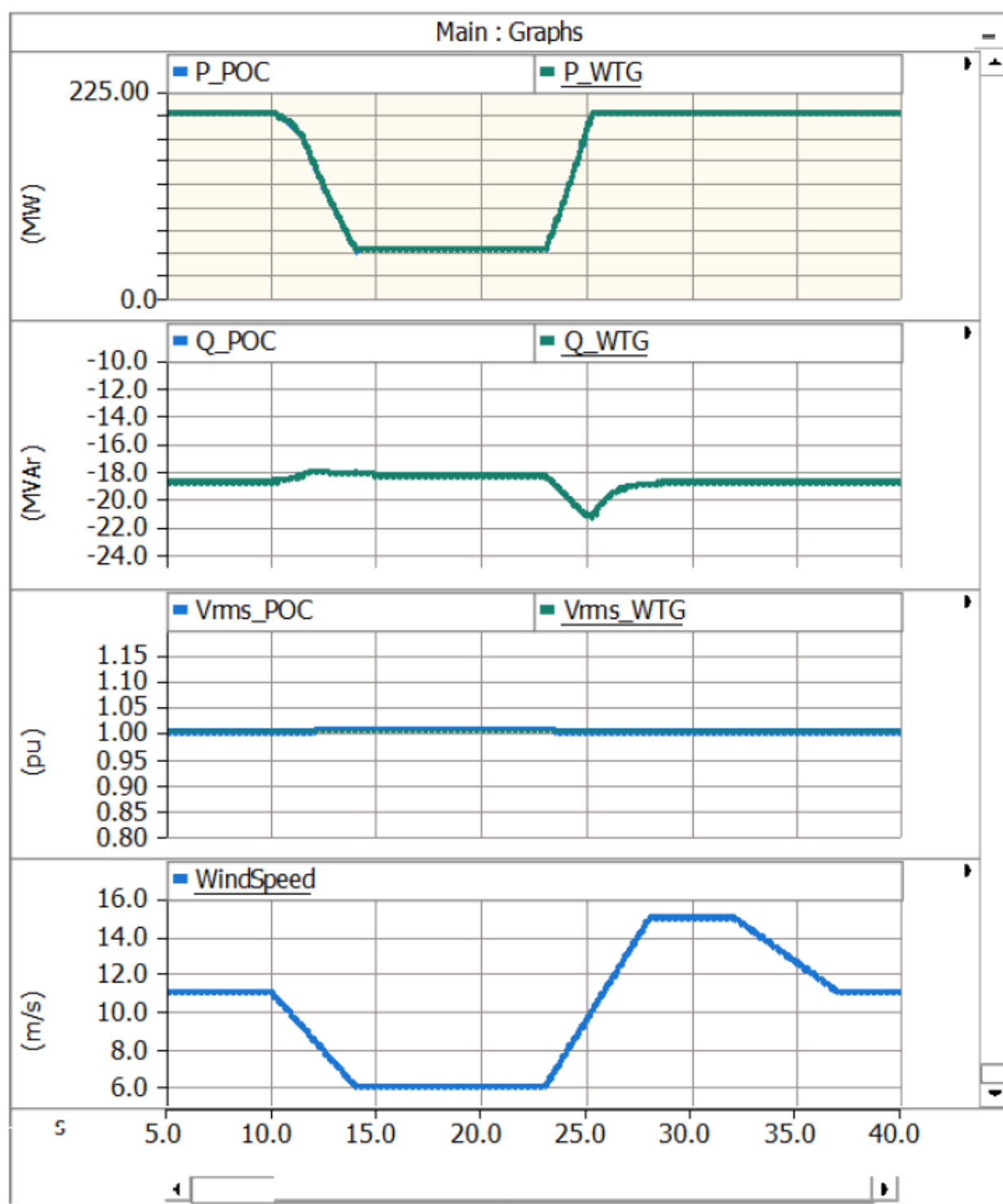


Рисунок 3.20 – Динамічні характеристики, отримані за допомогою спрощеної моделі

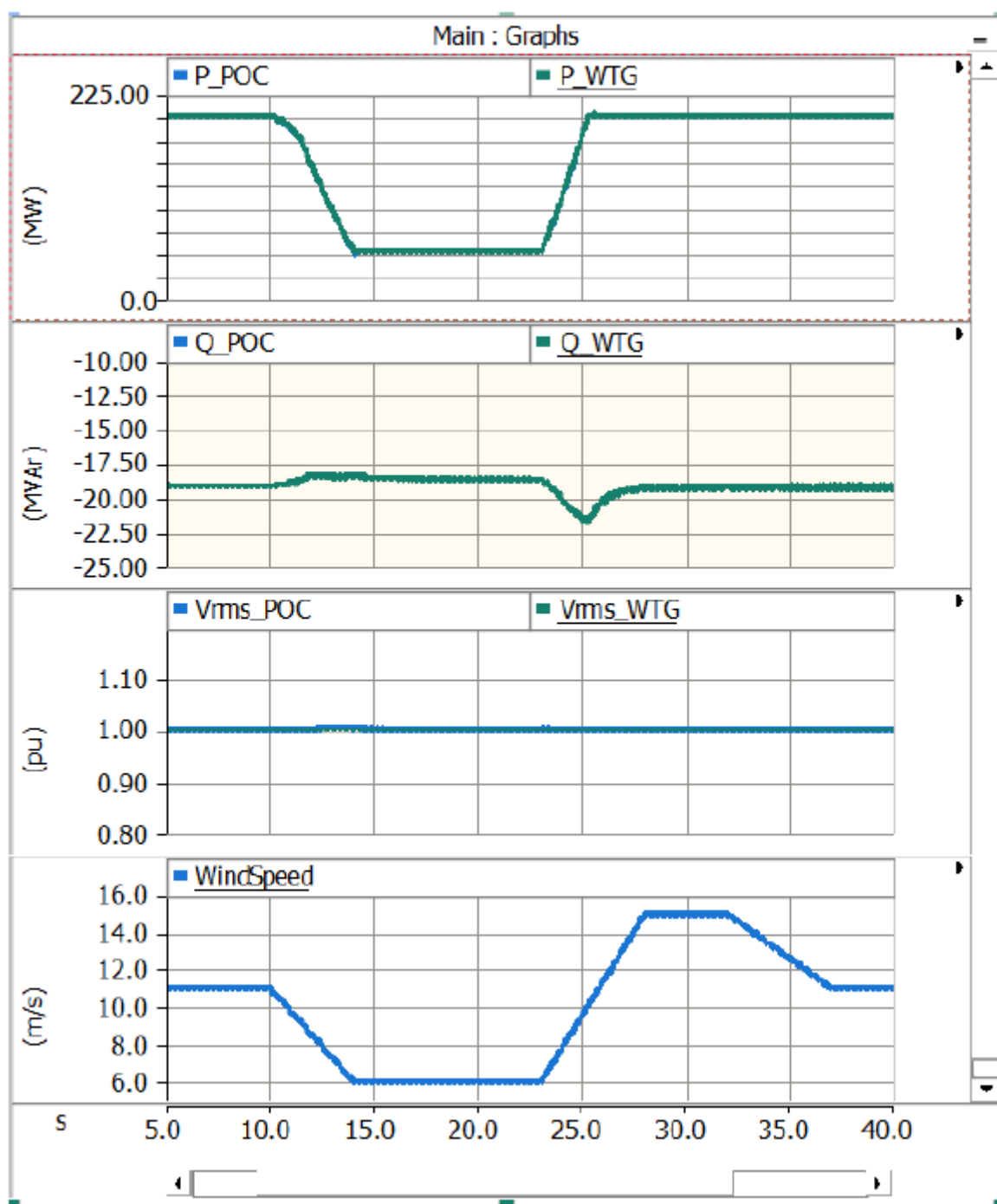


Рисунок 3.21 – Динамічні характеристики, отримані за допомогою повної моделі

На рис. 3.22 та рис. 3.23 представлені динамічні характеристики спрощеної та повної моделі під час моделювання трифазного короткого замикання на землю на шинах виходу в енергосистему, у момент часу 2 секунди від початку розрахунку.

Перехідні процеси для постійної напруги, активної та реактивної потужностей, а також швидкості вітру є однаковими. Швидкість вітру встановлена на номінальне значення 10 м/с, як було отримано у попередньому розрахунку. Результати моделювання показали, що швидкість розрахунку повної моделі перевищує у сім разів швидкість розрахунку спрощеної моделі.

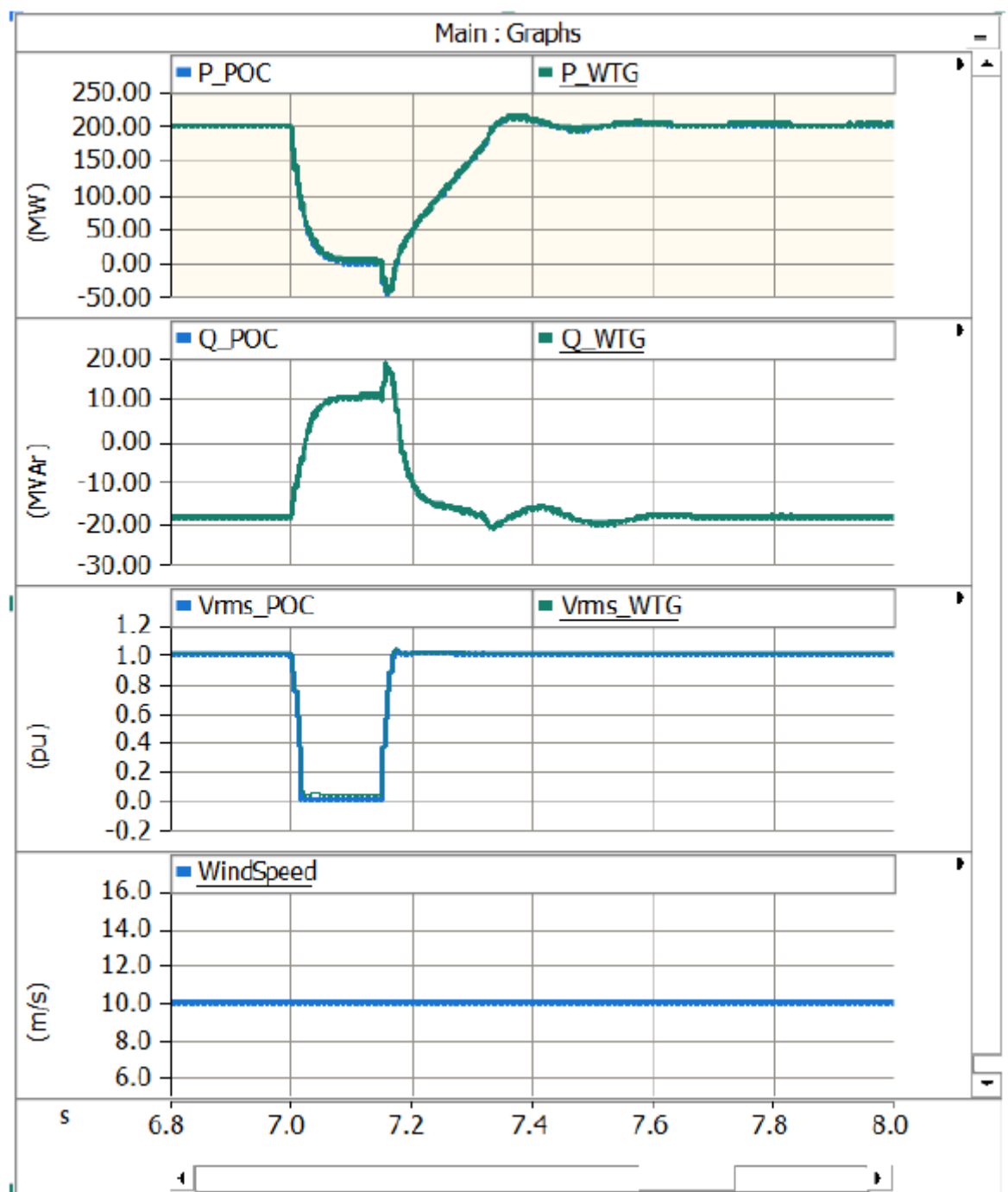


Рисунок 3.22 – Динамічні характеристики, отримані для спрощеної моделі під час короткого замикання на шинах енергосистеми в момент часу 7 секунд

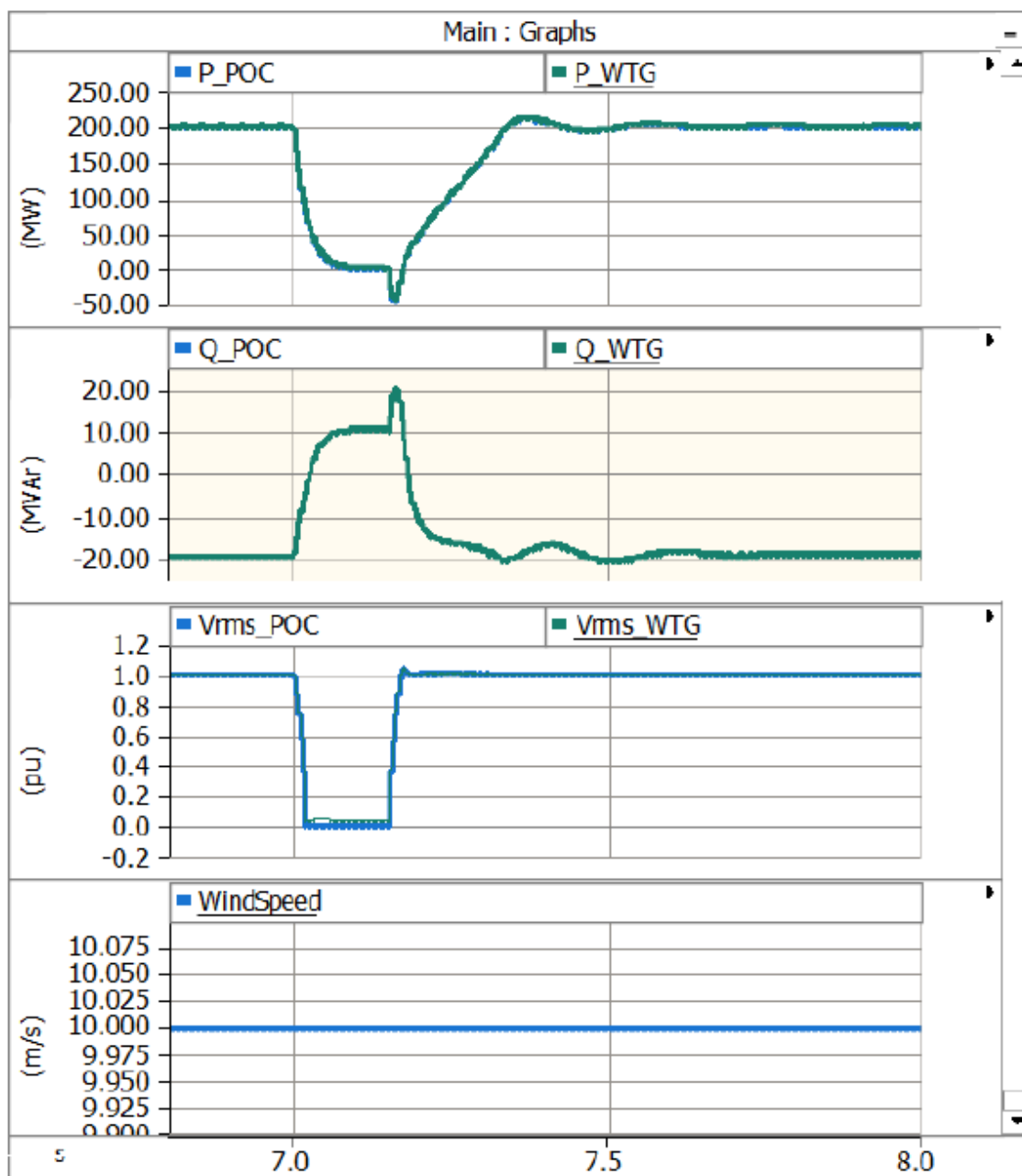


Рисунок 3.23 – Динамічні характеристики, отримані для повної моделі під час короткого замикання на шинах енергосистеми в момент часу 7 секунд

Адекватність розробленої моделі забезпечує її застосування для моделювання режимів роботи енергосистем за наявності генерації, заснованої на перетворенні енергії вітру. Завдання моделювання перехідних режимів для енергосистем із ВЕС дозволяють визначати необхідні параметри режимів енергосистем, виконувати розрахунок уставок релейного захисту і

режимної автоматики, що є необхідною вимогою для стійкого функціонування енергосистеми в цілому.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

1. Для створення моделі інтелектуальної системи видачі потужності вітроустановки у складі вітроелектростанції виконано аналіз програмних комплексів, визначено їхні переваги та недоліки при реалізації конкретно поставленого завдання розробки інтелектуальної системи видачі потужності.

2. Встановлено, що для розробки моделі інтелектуальної системи видачі потужності вітроустановки у складі вітроелектростанції найбільш підходящим програмним продуктом є програмний комплекс PSCAD.

3. Розроблено модель інтелектуальної системи видачі потужності вітроелектростанції у програмному комплексі PSCAD. Ця модель дозволяє моделювати різну кількість вітроустановок у складі вітроелектростанції та визначати режими функціонування вітроелектростанції, а також її вплив на режими роботи електроенергетичної системи.

4. Виконано моделювання та порівняння результатів зі стандартною моделлю вітроелектростанції. Отримані результати дозволяють стверджувати про адекватність моделі. Адекватність розробленої моделі забезпечує її використання для моделювання режимів роботи енергосистем за наявності генерації, заснованої на перетворенні енергії вітру. Завдання моделювання перехідних режимів для енергосистем із ВЕС дозволять визначати необхідні параметри режимів енергосистем, виконувати розрахунок уставок релейного захисту та режимної автоматики, що є необхідною вимогою для стійкого функціонування енергосистеми в цілому.

ВИСНОВКИ

1. Встановлено, що наразі процедура технологічного приєднання об'єктів розподіленої генерації не відрізняється від процедури приєднання звичайного споживача через відсутність законодавчого розмежування. Через це об'єкти часто встановлюються без ретельного опрацювання схеми видачі потужності, що призводить до виникнення непередбачених схемно-режимних ситуацій, де стійка робота об'єкта розподіленої генерації неможлива.

2. Установлено, що об'єкти генерації встановлюються без узгодження із мережевими організаціями та системним оператором. Схема і програма розвитку енергорайонів (розвиток електричних мереж напругою 35 кВ і нижче) не враховують нові генерувальні потужності на напругу 35 кВ і нижче, через що з'являються непередбачені генерувальні потужності об'єктів розподіленої генерації.

3. Виявлено, що відсутність нормативно-технічної документації та нормативно-правових актів, які регламентували б технічні вимоги до об'єктів розподіленої генерації (з урахуванням їх типології та особливостей підключення до ОЕС України), створюють значні проблеми при технологічному приєднанні об'єктів розподіленої генерації.

4. Встановлено, що розвиток систем управління вітрогенераторами залежить від великої кількості найважливіших факторів, таких як тип генерувального пристрою, режим роботи вітрогенератора, система регулювання кута повороту лопатей та вартість системи управління. На основі цього планується розробити систему управління, яка буде ефективно керувати вітроелектростанцією та діагностувати можливі несправності або відмови генератора.

5. Виявлено, що для аналізу режимів роботи вітроелектростанцій, що належать до об'єктів розподіленої генерації, необхідно створити комп'ютерну модель. Вона дозволить враховувати різну кількість генерувальних установок

та алгоритми їхньої роботи, що зробить можливим аналіз режимів роботи електроенергетичної системи та оцінку впливу вітроелектростанцій на її параметри.

6. Розглянуто типову конструкцію вітроелектрогенератора, визначено основні складові частини вітроелектрогенератора.

7. Встановлено основні конструкції віротурбін, які застосовуються у складі установок вітрогенераторів. Також визначено ключові переваги та недоліки кожного типу віротурбіни.

8. З'ясовано, що для розробки інтелектуальної системи видачі потужності вітроелектростанції доцільно використовувати горизонтально-осьові установки віротурбін для великих та потужних ВЕС. Їх ефективність значно перевищує ефективність установок із вертикально-осьовою конструкцією. Висота установки із горизонтально-осьовою турбіною може визначатися залежно від місцевості та регіону будівництва вітроелектростанції.

9. Встановлено, що для використання у потужних вітроелектростанціях найбільш ефективним є використання синхронного генератора з класичною конструкцією. Перевагами є можливість видачі великої потужності. Проте, недоліком є висока ймовірність нестійкої роботи у режимі паралельно з мережею при різких перепадах вітрового навантаження.

10. Виявлено, що для компенсації недоліків застосування синхронного генератора у моделі інтелектуальної системи видачі потужності можна розглянути використання генератора на постійних магнітах, а також певну комбінацію з акумулюючою установкою.

11. Встановлено, що для керування видачею потужності великої вітроелектростанції доцільно використовувати алгоритм відстеження максимальної потужності у комбінації з методом пошуку екстремуму.

12. Для створення моделі інтелектуальної системи видачі потужності вітроустановки у складі вітроелектростанції виконано аналіз програмних

комплексів, визначено їх переваги та недоліки при реалізації конкретного завдання розробки інтелектуальної системи видачі потужності.

13. Установлено, що для розробки моделі інтелектуальної системи видачі потужності вітроустановки у складі вітроелектростанції найбільш підходящим програмним продуктом є програмний комплекс PSCAD.

14. Розроблено модель інтелектуальної системи видачі потужності вітроелектростанції у програмному комплексі PSCAD. Ця модель дозволяє моделювати різну кількість вітроустановок у складі вітроелектростанції та визначати режими її функціонування, а також її вплив на режими роботи електроенергетичної системи.

15. Виконано моделювання та порівняння результатів зі стандартною моделлю вітроелектростанції. Отримані результати дозволяють стверджувати про адекватність моделі. Адекватність розробленої моделі забезпечує можливість її використання для моделювання режимів роботи енергосистем за наявності генерації, що базується на перетворенні енергії вітру.

Завдання моделювання перехідних режимів для енергосистем із ВЕС дозволяють визначати необхідні параметри режимів енергосистем, виконувати розрахунок уставок релейного захисту та режимної автоматики, що є необхідною умовою для стійкого функціонування енергосистеми в цілому.

У результаті виконання кваліфікаційної магістерської роботи поставлену мету досягнуто, а завдання, визначені у роботі, виконано. Отримані результати можуть бути використані на практиці, оскільки зараз в електроенергетичній системі України існує проблема оцінки потужності, яка може бути видана вітроелектростанціями. Не враховувати всі вітроелектростанції у загальному режимі є неприпустимим. Запропонована модель може позитивно вплинути на подальший розвиток вітроенергетики в Україні.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Koutroulis, E., Kalaitzakis, K. Design of a maximum power tracking system for wind-energy-conversion applications // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2006. – № 2. – С. 486–494.
2. Kwon, J.M., Kim, J.H., Kwak, S.H., Lee, H.H. Optimal power extraction algorithm for DTC in wind power generation systems // Proc. IEEE International Conference on Sustainable Energy Technology, (ICEST 2008), Singapour. – 2008. – № 11. – С. 639–643.
3. Matsui, M., Xu, D., Kang, L., Yang, Z. Limit Cycle Based Simple MPPT Control Scheme for a Small Sized Wind Turbine Generator System // Proc. of 4th International Power Electronics and Motion Control Conference, Xi'an. – 2004. – № 14. – С. 1746–1750.
4. Patsios, C., Chaniotis, A., Kladas, A. A Hybrid Maximum Power Point Tracking System for Grid-Connected Variable Speed Wind-Generators // IEEE PESC 2008, Rhodes. – 2008. – № 6. – P. 1749–1754.
5. Thongam, J.S., Ouhrouche, M. MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems // Fundamental and Advanced Topics in Wind Power. – 2011. – № 1. – С.339–360.
6. Wang, Q. An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems / Q. Wang, L. Chang // IEEE Trans. Power Electron. – 2004. – № 5. – С. 1242–1249.
7. Yaoqin, J. A new maximum power point tracking control scheme for wind generation / J. Yaoqin, Y. Zhongqing, C. Binggang // Proc. International Conference on Power System Technology. – 2002. – № 13. – С. 144–148.
8. Ackermann, Th. Distributed Generation: A Definition / Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder // Electric Power System Research. 2001. Vol. 57, N 4. c. 195-204.
9. Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder Distributed Generation: A Definition // Electric Power System Research. 2001. Vol. 57, N 4. c. 195-204.

10. Siegfried H. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons Ltd, 1998
11. Clark K., Miller N.W., Sanchez-Gasca J.J. Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies. Version 4.5, April 16, 2010
12. Кудря С.О., Репкін О.О., Яценко Л.В., Ткаленко М.Д., Шинкаренко Л.Я., Пепелов О.В. Напрями розвитку водневої енергетики та водневої економіки в Україні / Матеріали XX-ої міжнародної науковопрактичної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність XXI століття”, м. Київ, 15-16 травня 2019 р., С. 58-65.
13. Москальчук Н. М. Вітрова енергетика – особливості оцінки впливу на навколишнє середовище // Екологічна безпека та збалансоване ресурсовикористання : науково-технічний журнал. 2016. № 1(13). С. 130–135.
14. Арсеньєв В.М. Теплові насоси: основи теорії і розрахунку: навчальний посібник / В.М. Арсеньєв, С.С. Мелейчук. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 364 с
15. Величко С.А. Енергетика навколишнього середовища України (з електронними картами). Навчально-методичний посібник для магістрантів. – Харків: Харківський національний університет імені В.Н.Каразіна. - 2003. - 52с.– 2006. – 280 с.
16. Лежнюк П.Д. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія / П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, В.В. Кулик - Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.
17. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / Кудря С. О. – Підручник. – Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012.–495с.
18. Вишневська І. Біогаз: міфи та реальність. Аграрний тиждень. Україна. – 2016. – № 4. – С. 16–18.
19. Бацала Я. В. Удосконалення засобів контролю параметрів електроенергії відновлювальних джерел енергії / Я. В. Бацала, І. В. Гладь, О.

І. Кіянюк // Нафтогазова енергетика. – 2015. – № 1(23). – С. 52-60.

20. Ковальов І.О. Альтернативні джерела енергії України [Текст] : навч. посіб. / І.О.Ковальов, О.В. Ратушний. – Суми: Вид-во СумДУ, 2015. – 201с

21. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року. Розпорядженням КМУ від 21.04.2023. № 373-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/pro-skhvalennia-enerhetychnoi-stratehii-ukrainy-na-period-do-2050-roku-373r-210423>

22. Україна та європейський зелений курс. URL: <https://dixigroup.org/analytic/ukra%D1%97na-ta-%D1%94vropejskij-zelenij-kurs-5/>

23. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України: Закон України від 30.06.2023 № 3220-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20>

24. Про запровадження гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії. Постанова КМУ від 27.02.2024. № 227. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/227-2024-%D0%BF#Text>

25. Бюджетний кодекс України від 08.07.2010 № 2456-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2456-17#Text>

26. Безус В. Біоенергетичні кластери: рецепт сталого розвитку міст. Економічна правда. URL: <https://www.epravda.com.ua/columns/2023/01/25/696334/>

27. Миколіук О.А. Формування кластерних структур в умовах становлення енергетичної незалежності. Економічний аналіз. 2017. Том 27. № 3. С. 56-61.

28. Про альтернативні джерела енергії: Закон України від 20.02.2003 № 555-IV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>

29. Кузьміна М. Правове регулювання створення та функціонування енергетичних кооперативів. Підприємництво, господарство і право. 2019. № 9. С. 40-44.