

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**Система інтелектуального керування  
відбором потужності вітроустановки**

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТс-41  
спеціальності 141 – Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

(підпис)

Богач А. Я.

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Наконечний М.С.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Мовчан Л. Т.

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

(підпис)

Коваль В. П.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

Дідич І. С.

(прізвище та ініціали)

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В. П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« »

20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

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

1. Тема роботи Система інтелектуального керування відбором потужності вітроустановки

Керівник роботи Наконечний Мирослав Степанович, кандидат технічних наук, доцент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «31» грудня 2025 року № 4/7-1164

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2026 року

3. Вихідні дані до роботи Існуючі види схем видачі потужності

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

1 Аналітичний розділ

2 Розрахунково-дослідницький розділ

3 Проектно-конструкторський розділ

4 Безпека життєдіяльності, основи охорони праці

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



## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс–41 - Т. ТНТУ, 2026.

Стор. 69; рис. 44; табл. 3; джерел 14.

Дипломна робота присвячена комплексному дослідженню та комп'ютерному моделюванню інтелектуальної системи видачі потужності вітроелектростанцій для гарантування їхньої надійної паралельної роботи з Об'єднаною енергосистемою. У дослідженні детально проаналізовано жорсткі нормативні вимоги до об'єктів розподіленої генерації також існуючі схеми підключення та специфічні виклики, пов'язані зі зворотними перетоками енергії. Технічно обґрунтовано доцільність масового впровадження синхронних генераторів на постійних магнітах разом із застосуванням бездатчикових екстремальних алгоритмів пошуку максимальної потужності. Головним практичним здобутком є створена в середовищі PSCAD комплексна імітаційна модель електростанції із вбудованим алгоритмом динамічного масштабування. Проведена верифікація показала, що розроблена система гарантує точність відтворення перехідних процесів під час інтенсивних флуктуацій вітру або трифазних коротких замикань. Водночас вона здійснює математичні розрахунки рівно у сім разів швидше, ніж базова спрощена версія програми.

Ключові слова:

РОЗПОДІЛЕНА ГЕНЕРАЦІЯ, ПЕРЕХІДНИЙ ПРОЦЕС, АЛГОРИТМ МРРТ, ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Вимоги до об'єктів розподіленої генерації.....	8
1.2 Існуючі види схем видачі потужності, об'єктів розподіленої генерації.	12
1.3 Існуючі типи схем подачі потужності великих електростанцій .....	16
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	20
2.1 Конструкції генераторів у складі ВЕС.....	20
2.2 Вибір алгоритму управління вітроустановками .....	23
2.3 Вибір програмного продукту для моделювання.....	32
3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ .....	35
3.1 Моделювання інтелектуальної системи видачі потужності вітроелектростанцією .....	35
3.2 Інтелектуальна модель ВЕС у програмному комплексі PSCAD .....	36
3.3 Імітаційні моделі електричних компонентів системи видачі потужності .....	42
3.4 Імітаційне моделювання режимів роботи ВЕС та оцінка адекватності розробленої моделі.....	55
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ .....	62
4.1 Загальні положення з охорони праці під час монтажу вітроустановки .	62
4.2 Заходи безпеки при проектуванні енергоустановок .....	64
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	67
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	68

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Сучасний вектор розвитку світової та вітчизняної електроенергетики характеризується стрімким зростанням частки відновлюваних джерел енергії та масштабним впровадженням об'єктів розподіленої генерації. Важливе місце в цьому глобальному процесі декарбонізації посідає вітроенергетика. Проте інтеграція потужних вітроелектростанцій до складу Об'єднаної енергосистеми породжує низку складних технічних викликів. Традиційні схеми видачі потужності і класичні електричні машини безпосереднього мережевого підключення часто не здатні гарантувати необхідну динамічну стійкість системи за умов непередбачуваної природи вітрового потоку. Це провокує виникнення небезпечних реверсивних перетоків потужності, непрогнозовану зміну рівнів ударних струмів короткого замикання (КЗ) та суттєві труднощі із забезпеченням локального балансу реактивної потужності й напруги.

Вирішення цих проблем полягає у переході до сучасних топологій ВЕС, де застосовуються синхронні генератори на постійних магнітах у поєднанні з потужними дволанковими перетворювачами частоти. Розробка інтелектуальних бездатчикових систем автоматичного керування дозволяє нівелювати вплив поривів вітру та стабілізувати передачу енергії. Отже, розробка, оптимізація та глибоке комп'ютерне моделювання інтелектуальної системи видачі потужності вітроелектростанції для аналізу її поведінки як у нормальних експлуатаційних, так і в жорстких післяаварійних режимах є актуальним інженерним завданням. Для його реалізації необхідним є застосування спеціалізованих програмних комплексів моделювання в реальному часі.

**Мета роботи** полягає у розробці, моделюванні та системній верифікації інтелектуальної схеми видачі потужності потужної вітроелектростанції, що дозволить забезпечити її стійку паралельну роботу з Об'єднаною

енергосистемою за умов значних флуктуацій вітрових навантажень та аварійних мережєвих збурень.

Завдання дослідження:

1. Проаналізувати чинні нормативні вимоги та недоліки існуючих типових схем видачі потужності для об'єктів розподіленої генерації і великих вузлових електростанцій.

2. Виконати порівняльний технічний аналіз конструкцій генераторів і алгоритмів електронного керування вітроустановками (зокрема екстремальних методів MPPT).

3. Створити комплексну імітаційну модель інтелектуальної ВЕС у PSCAD, об'єднавши механічну аеродинамічну частину, систему незв'язного векторного керування інверторами. Запропонувати алгоритм динамічного масштабування еквівалентного вітрогенератора для коректного відтворення роботи станції.

# 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Вимоги до об'єктів розподіленої генерації

Поширення об'єктів розподіленої генерації (РГ) змушує фахівців детальніше аналізувати технічні аспекти їхнього функціонування в межах Об'єднаної енергосистеми. Ключовим викликом при цьому є забезпечення експлуатаційної надійності мережі під час інтеграції нових потужностей. Також прискіплива увага приділяється процедурам технологічного приєднання об'єктів РГ, організації оперативного-диспетчерського керування ними та побудові стабільного електропостачання споживачів на основі децентралізованих джерел [1-3].

Нижче наведено основні нормативні вимоги до об'єктів РГ залежно від їхнього масштабу:

При встановленій потужності до 5 МВт: генеруюча компанія не зобов'язана погоджувати технічні умови (ТУ) на підключення із Системним оператором (СО ЄЕС). Проте це суттєво підвищує ризик отримання відмови у технологічному приєднанні.

При встановленій потужності від 5 до 25 МВт: виробник електричної енергії має обов'язково пройти процедуру узгодження з СО ЄЕС та отримати відповідні ТУ.

При встановленій потужності понад 25 МВт: такі електростанції стають повноцінними учасниками оптового ринку електроенергії та балансуєвих потужностей. Це вимагає виконання масштабного комплексу організаційно-технічних заходів як на етапі інтеграції, так і під час подальшої експлуатації.

Варто додати, що згідно з чинним регламентом укладання договорів, пряме підключення генеруючих об'єктів зазвичай передбачене для класу напруги 220 кВ. Винятком є випадки, коли електростанція безпосередньо забезпечує живлення інфраструктури, споруд та засобів зв'язку.

Інтеграція об'єктів РГ в існуючу мережу може здійснюватися за різними схемами, які відображено на рисунку 1.1:

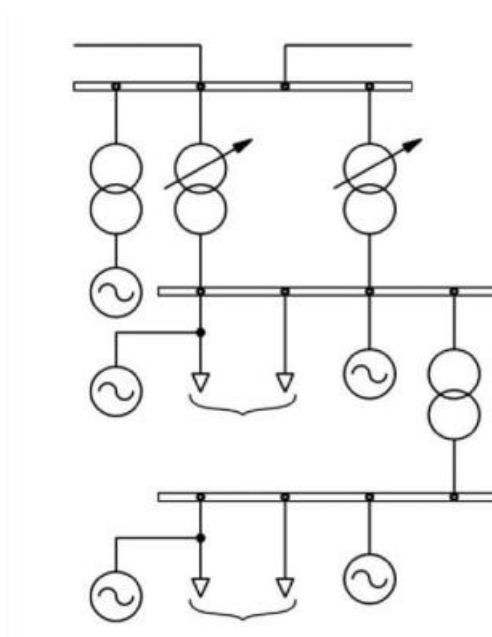


Рисунок 1.1 – Варіанти підключення джерел розподіленої генерації до мережі

- Безпосереднє приєднання до шин підстанції;
- Підключення до розподільних фідерів.

Кожна з конфігурацій має свої плюси та мінуси. При підключенні до шин ПС базові принципи побудови релейного захисту та автоматики (РЗА) у суміжній мережі залишаються незмінними, оскільки не змінюються напрямки перетоків потужності: живлення споживачів лініями, що відходять, відбувається за класичним принципом «від шин в лінію». З іншого боку, погіршується надійність електропостачання під час аварій на самих шинах підстанції, оскільки в такому разі одночасно знеструмлюються і генерація, і всі споживачі.

Серед ключових особливостей такого способу інтеграції об'єктів РГ слід виділити:

1. Виникнення реверсивних (зворотних) перетоків потужності. Вони можуть перевантажувати обладнання (особливо трансформатори) під час звичайної роботи, ремонтів чи після аварій. Наприклад, енергія може почати

циркулювати між обмотками нижчої напруги (НН) трансформатора з розщепленою обмоткою (рисунок 1.2).

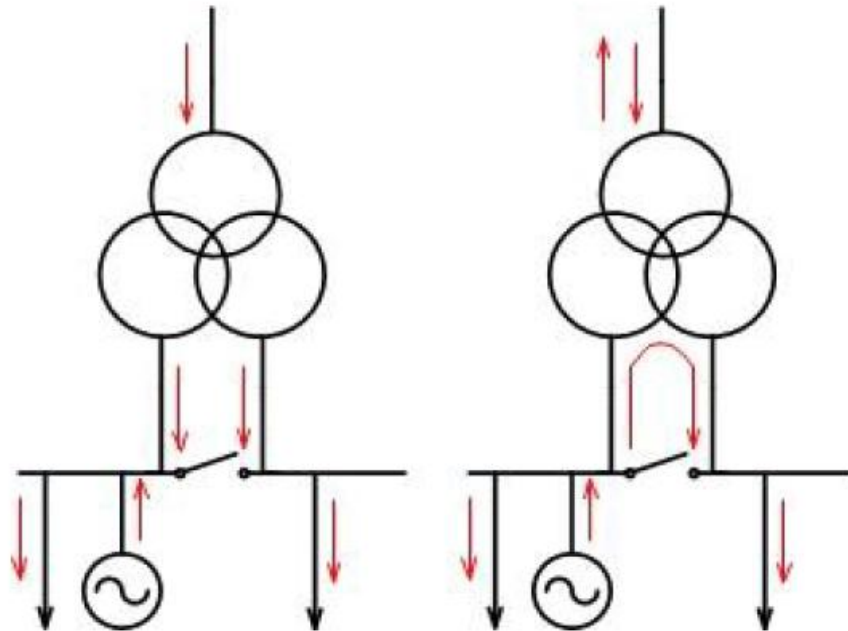


Рисунок 1.2 – Передача енергії між двома обмотками НН трансформатора з розщепленою обмоткою

## 2. Вплив на динамічну стійкість енергосистеми

Цей вплив залежить від того, яку частку займає розподілена генерація (РГ) у загальній потужності енергорайону. Звичайні аварійні збурення в мережі можуть призвести до:

- Відключення генераторів із малою інерцією.
- Механічних поломок генераторних установок (через різкий удар електромагнітного моменту).
- Асинхронної роботи генераторів (втрати синхронізму).
- спрацьовування захисту від зниження напруги, який відключає генерацію під час коротких замикань (КЗ) у мережах 110–220 кВ або на лініях 6 кВ цієї ж підстанції.

Різкі коливання навантаження або скидання потужності при переході об'єкта РГ на ізольовану роботу (за наявності значного дефіциту чи профіциту енергії) можуть порушити допустимі режими роботи технологічного устаткування ТЕС/СЕС/ВЕС.

### 3. Зростання струмів короткого замикання (КЗ)

Приєднання джерел РГ до мереж 6(10) кВ збільшує періодичну складову та ударний струм під час трифазних КЗ. Це підвищує ризик руйнування високовольтного обладнання (рис. 1.3).

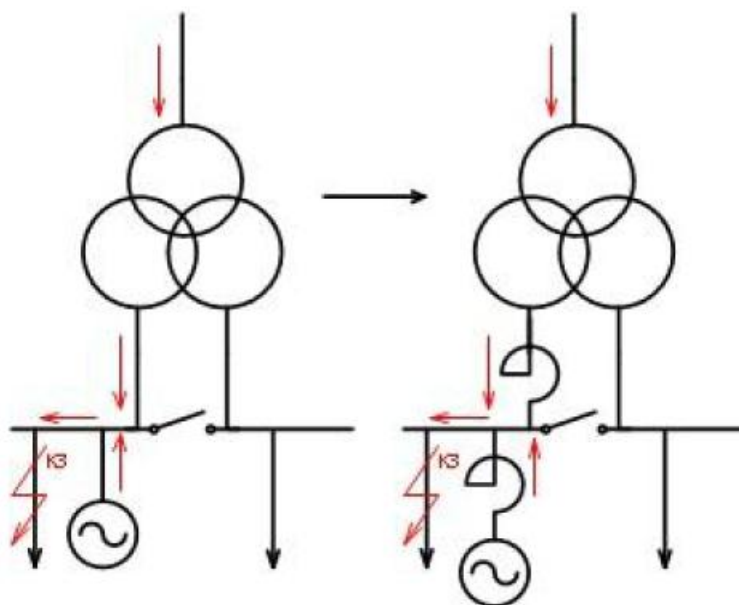


Рисунок 1.3 – Варіант підключення розподіленої генерації до мереж 6(10) кВ

4. Проблеми автоматизації та реверсу. Нова генерація в районі зумовлює зворотні потоки потужності. Виникає ризик несинхронного увімкнення при діях АПВ (внаслідок зсуву вектора напруги в прилеглий мережі) під час короткочасного ослаблення зв'язку з системою або локалізації в автономний режим. Часто ГУ не мають належної автоматики пуску та засобів реалізації керуючих впливів від зовнішніх пристроїв протиаварійної автоматики (ПА).

Для ліквідації асинхронних режимів на об'єктах РГ використовують специфічні підходи. По-перше, обов'язковим є встановлення частотної ділильної автоматики (ЧДА). По-друге, необхідне чітке узгодження між уставками ЧДА та технологічними захистами самих генераторів, оскільки узгодженість дій тут є поширеною проблемою. По-третє, потрібно координувати роботу ЧДА та систем автоматичного частотного розвантаження (АЧР) для захисту генераторного обладнання, де захист зазвичай налаштований на критичні 47,5 Гц. Налаштування захистів має гарантувати живучість та стійку роботу генераторів при падінні частоти в системі:

до рівня 46,0 Гц – щонайменше 1 с;

до рівня 47,0 Гц – щонайменше 40 с.

## **1.2 Існуючі види схем видачі потужності, об'єктів розподіленої генерації**

Для забезпечення стабільної роботи об'єктів розподіленої генерації (РГ) та розподільних електричних мереж потрібне детальне проектування комплексу технічних і схемних рішень. Вони мають враховувати специфіку експлуатації генеруючих установок (ГУ) невеликої потужності та особливості конфігурації розподільних мереж. Зазначені заходи доцільно реалізовувати на передпроектному етапі — під час розробки схеми видачі потужності (СВП) електростанції.

Сьогодні інженери-проектувальники стикаються з низкою труднощів у процесі створення СВП для об'єктів РГ. Головною причиною є недосконалість нормативно-технічної бази: наразі відсутні єдині затверджені стандарти щодо проектування схем видачі потужності для децентралізованих джерел, а також чіткі технічні вимоги до самого генеруючого обладнання. Через це формування СВП для об'єктів РГ має специфічні особливості майже на кожній стадії розробки.

Нижче наведено та проаналізовано базові варіанти існуючих схем видачі потужності від об'єкта РГ.

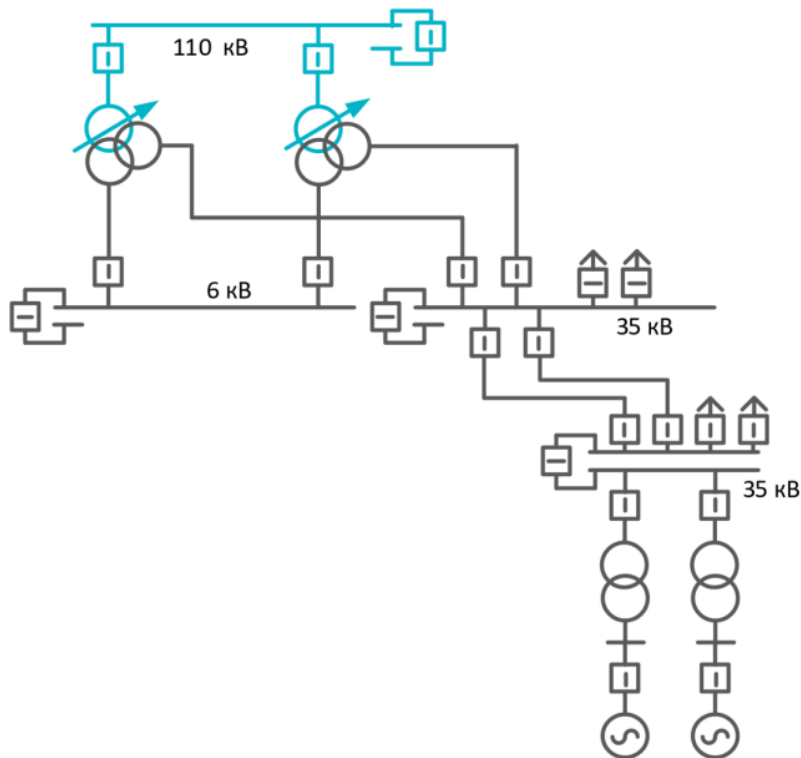


Рисунок 1.4 – Схема видачі електричної потужності №1

В першому варіанті (рисунок 1.4) генеруючі установки підключені за блоковим принципом «генератор — трансформатор» до розподільного пристрою (РП) 35 кВ через підвищувальні трансформатори 6/35 кВ. У такій конфігурації мережа функціонує в режимі з ізольованою (або компенсованою) нейтраллю. Це означає, що при однофазному короткому замиканні на землю система може залишатися в роботі досить довго. Проте тривале замикання загрожує виникненням небезпечних резонансних і ферорезонансних процесів в конденсаторах та індуктивних елементах мережі, які зв'язані з землею. Крім того, для цієї, як і для інших схем РГ, характерною є поява реверсивних перетоків потужності, які здатні перевантажувати силове обладнання та провокувати хибні спрацьовування пристроїв релейного захисту.

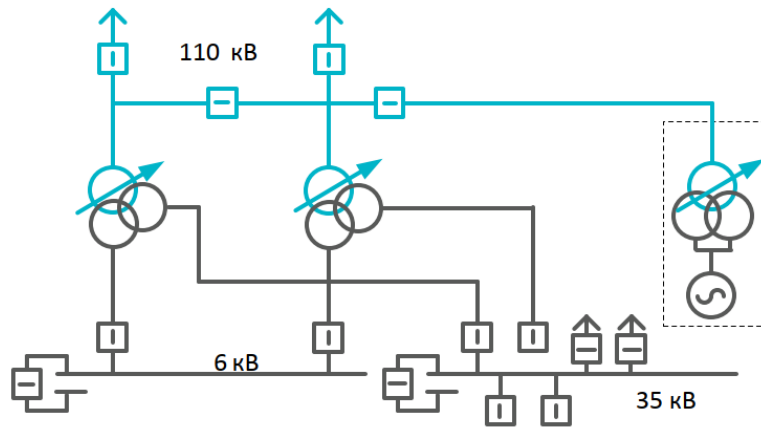


Рисунок 1.5 – Існуюча схема видачі електричної потужності №2

Схема видачі потужності №2, (рисунок 1.5) подібно до попереднього варіанта, базується на блоковому принципі, але тут застосовано підвищувальний трансформатор із розщепленою обмоткою нижчої напруги (НН). Експлуатаційна надійність цієї конфігурації є досить низькою. У разі виникнення короткого замикання в точці інтеграції блоку «генератор — трансформатор — лінія» (ГТЛ), диференційований захист повністю знеструмить усі вимикачі у своїй зоні дії. Додатковим недоліком є нерівномірний розподіл навантаження на силове обладнання, оскільки секційний вимикач 110 кВ за умов нормального режиму зазвичай є вимкненим.

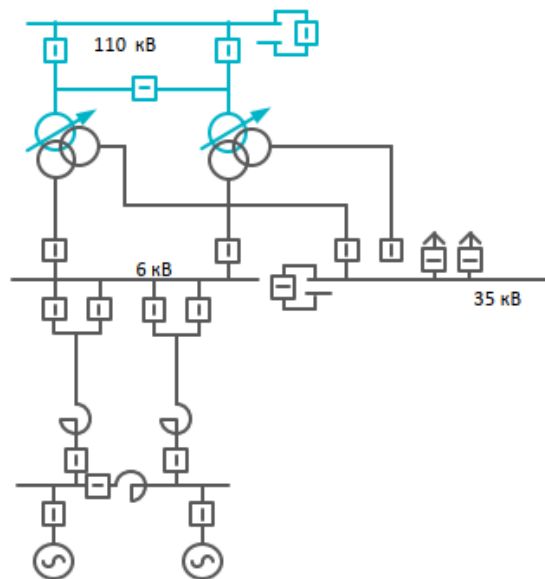


Рисунок 1.6 – Варіант схема видачі потужності №3

Використання лінійних реакторів (ЛР) у цій схемі обумовлене високими рівнями струмів короткого замикання, що також свідчить про невисоку надійність структури. Аварійне вимкнення або виведення в ремонт силового вимикача обов'язково призведе до струмового перевантаження іншого. Це змусить обмежити видачу потужності від ГУ, що, у свою чергу, загрожує порушенням стійкості та випадінням генераторів із синхронізму. Також слабким місцем схеми є висока ймовірність відключення електростанції під час виконання планових оперативних перемикачів у мережі.

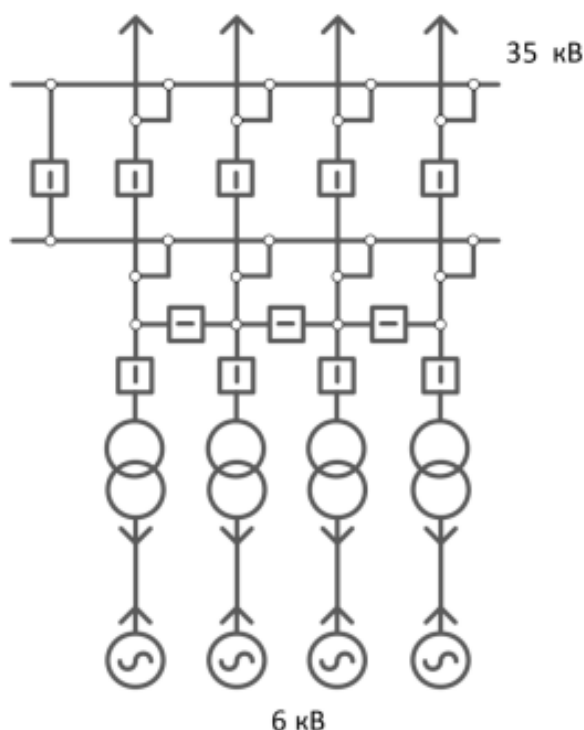


Рисунок 1.7 – Існуюча схема видачі електричної потужності №4

На рисунку 1.7 зображено принципову однолінійну схему мережі 35 кВ газотурбінної електростанції (ГТЕС-48). Цей варіант є найбільш надійним та технічно ефективним з усіх п'яти представлених конфігурацій СВП для об'єктів розподіленої генерації. Схема є доволі специфічною, оскільки передбачає встановлення 11 вимикачів на стороні високої напруги трансформаторів 6/35 кВ. Така кількість комутаційних апаратів необхідна для забезпечення гнучкого й оперативного керування режимами роботи

енергоблоків, зокрема для їхнього паралельного увімкнення, точної синхронізації з енергосистемою та переведення на живлення власних потреб.

### **1.3 Існуючі типи схем подачі потужності великих електростанцій**

Схеми видачі потужності (СВП) електростанцій безпосередньо залежать від топології та параметрів електричної мережі енергосистеми в районі розміщення об'єкта і, зі свого боку, суттєво визначають вектор подальшого розвитку цієї мережі. Інтеграція потужних електростанцій до вузлових підстанцій (ПС) магістральної мережі за умов нормального режиму й базової конфігурації системи має гарантувати повну видачу наявної генерації (за вирахуванням локального споживання розподільної мережі та витрат на власні потреби) на кожному етапі введення об'єкта в експлуатацію (пуск окремого енергоблока чи черги). Зокрема, схема приєднання АЕС на всіх етапах нарощування потужності повинна забезпечувати транзит усієї генерованої енергії (за вирахуванням навантаження РМ та ВП) у будь-який період доби чи року. Ця умова має виконуватися як за повної схеми комутації мережі, так і в разі виведення з ладу будь-якої ПЛ чи міжсистемного трансформатора зв'язку шин без залучення автоматики обмеження потужності АЕС.

Для схем підключення до енергомережі потужних ГЕС та КЕС, які працюють на викопному паливі, на всіх етапах розширення рекомендується створювати технічну можливість видачі повного обсягу наявної потужності (за вирахуванням споживання місцевого району та власних потреб) у будь-який сезон чи час доби. Зазначений режим має підтримуватися як за умови роботи всіх відхідних ліній, так і при аварійному чи плановому вимкненні однієї з них.

Критерії формування головних схем електричних з'єднань електростанцій чітко регламентуються галузевими нормами технологічного проектування [4-7] для АЕС, КЕС та ГЕС відповідно. Нижче наведено й проаналізовано базові конфігурації головних схем електричних з'єднань об'єктів генерації для класів напруги 330–750 кВ.

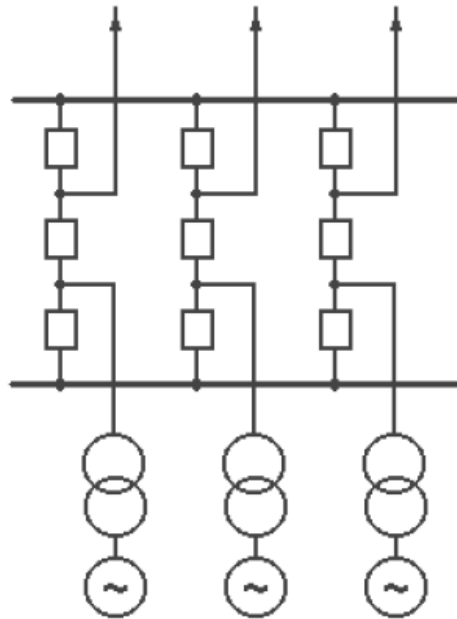


Рисунок 1.8 – Дві системи шин із трьома вимикачами на два контури (схема 3/2)

Переваги: під час проведення технічного обслуговування чи ремонту будь-якого комутаційного апарата всі приєднання залишаються під напругою та в роботі. Іншим важливим плюсом півторарної схеми є її підвищена живучість: енергоблоки та лінії продовжують функціонувати навіть у разі пошкодження чи виведення в ремонт системи збірних шин.

Недоліки: ліквідація короткого замикання (КЗ) на лінії вимагає одночасного спрацьовування двох вимикачів, що збільшує міжремонтний знос обладнання та частоту його ревізій. Спостерігається здорожчання конструкції розподільного пристрою (РП) за наявності непарної кількості приєднань, оскільки одне коло доводиться підключати через два вимикачі. Надійність структури знижується, якщо кількість ЛЕП не збігається з кількістю трансформаторних одиниць. У такому випадку до однієї півторарної комірки з трьох вимикачів підключають два однойменні елементи, через що виникає загроза синхронного аварійного відключення відразу двох ліній. Крім того, суттєво ускладнюються кола релейного захисту та автоматики (РЗА) і збільшується загальна кількість високовольтних вимикачів у схемі.

У практиці проектування великих енергооб'єктів поширення набули й інші варіанти побудови електричних з'єднань.

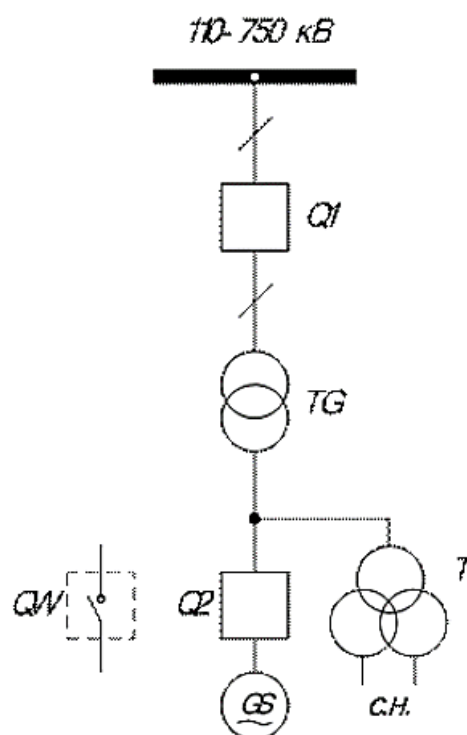


Рисунок 1.9 – Блокові схеми «генератор – трансформатор – лінія» (ГТЛ) — РУ понижувальної ПС відповідної напруги

На рисунку 1.9 показано конфігурацію «генератор - трансформатор - лінія» (ГТЛ), що підключаються безпосередньо до розподільного пристрою вищої напруги опорної підстанції району, дає змогу кардинально спростити структуру комутаційного майданчика на самій електростанції. За умови підключення всіх енергоблоків безпосередньо до вузлової ПС власне розподільний пристрій високої напруги на станції стає непотрібним. Таке рішення забезпечує зниження рівнів струмів КЗ, оскільки їхні значення додатково обмежуються великим опором ліній електропередачі. Водночас схема має суттєвий недолік: будь-яке пошкодження лінії призводить до аваційного зупину та простою всього енергоблока на весь період проведення лінійно-ремонтних робіт.

## **Висновки до розділу**

1. Інтеграція розподіленої генерації в Об'єднану енергосистему супроводжується жорсткими нормативними вимогами, що залежать від встановленої потужності об'єктів. Основним викликом при цьому є необхідність компенсації реверсивних перетоків потужності, зростання струмів КЗ та зниження динамічної стійкості мережі. Це вимагає впровадження специфічних комплексів протиаварійної автоматики, зокрема ЧДА та її координації з АЧР, для забезпечення живучості як самого генеруючого обладнання, так і суміжного енергорайону.

2. Аналіз існуючих схем видачі потужності об'єктів РГ виявив, що більшість базових рішень мають низьку експлуатаційну надійність через ризик повного знеструмлення генерації при локальних аваріях. Найбільш ефективним та гнучким підходом є впровадження багатовимикачевих схем на стороні вищої напруги (як у випадку ГТЕС-48), що дозволяє оперативно керувати режимами роботи енергоблоків, їх синхронізацією та надійно виділяти станцію на живлення власних потреб.

3. Схеми видачі потужності об'єктів великої генерації (АЕС, КЕС, ГЕС) проектуються з урахуванням жорсткого критерію забезпечення повного транзиту енергії в магістральну мережу за будь-яких ремонтних чи післяаварійних режимів. Вибір між складними багатовимикачевими структурами, які гарантують високу живучість при пошкодженні шин, та спрощеними блоковими схемами ГТЛ, що знижують струми КЗ, але залежать від надійності ПЛ, визначається вимогами до безперебійності роботи конкретного типу станції та топологією опорної енергосистеми.

**Equation Chapter (Next) Section 2**

## 2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Конструкції генераторів у складі ВЕС

Принципову схему будови сучасного вітрогенератора наведено на рисунку 2.1. До базової структури вітроелектричної установки (ВЕУ) входить генератор, кінематично з'єднаний через елементи трансмісії з вітротурбіною.

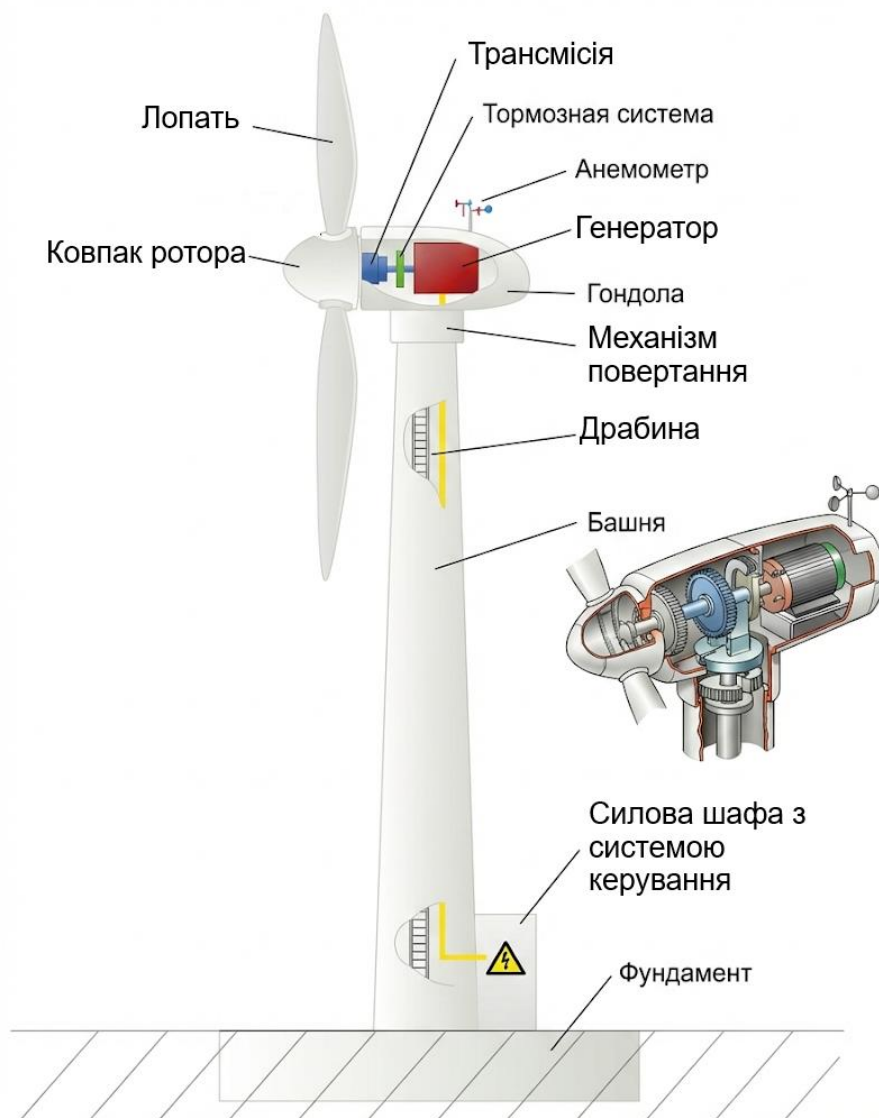


Рисунок 2.1 – Конструкція вітрогенератора

У сучасних ВЕУ застосовуються різноманітні типи електричних машин. Загальну класифікацію генераторів, що використовуються у вітроенергетиці, представлено на рисунку 2.2.

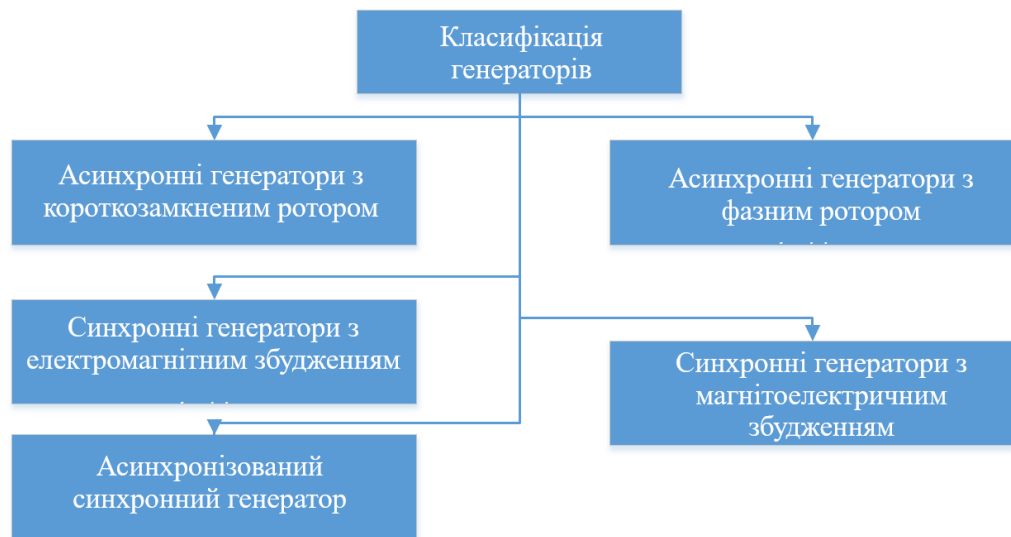


Рисунок 2.2 – Класифікація генераторів, що застосовуються у ВУ

Для інтеграції до складу великих вітроелектростанцій, що працюють паралельно з об'єднаною енергосистемою, розглядаються кілька базових типів електричних машин. Кожен із них має унікальні техніко-економічні характеристики, які визначають доцільність їхнього застосування.

Асинхронні генератори з короткозамкнутим ротором приваблюють проектувальників своєю конструктивною простотою, високою надійністю та низькими витратами на поточне обслуговування. За умов нестабільного вітрового потоку вони забезпечують мінімальні коливання електромагнітного моменту. Багатополусне виконання таких машин дозволяє повністю відмовитися від редукторів, що спрощує механічну частину ВЕУ.

До основних недоліків асинхронних генераторів можна віднести: відсутність можливості прямого регулювання режимних параметрів та жорстка залежність від потужних зовнішніх джерел реактивної потужності для створення магнітного поля. Крім того, вони мають низькі динамічні властивості під час збурень у мережі та можуть спотворювати синусоїдальність напруги через специфіку перетворювального обладнання.

Альтернативою є асинхронні генератори з фазним ротором (зокрема, машини подвійного живлення). Вони демонструють відмінну здатність

мінімізувати коливання потужності при різких поривах вітру та пропонують оптимальне співвідношення вартості й функціональності.

З іншої сторони в таких машинах існує потреба у встановленні мультиплікатора (редуктора) та висока складність алгоритмів керування роторним перетворювачем. Наявність рухомого щітково-колекторного вузла суттєво знижує загальну надійність агрегату й вимагає регулярного сервісного догляду.

Синхронні концепції з магнітоелектричним збудженням. Група синхронних генераторів на постійних магнітах (як класичного, так і спеціального виконання) вирізняється повною відсутністю ковзних контактів. Це забезпечує їм максимальну експлуатаційну надійність, високі показники ККД та тривалий міжремонтний ресурс, що є важливим для офшорних (морських) ВЕС.

Головні обмеженнями даних генераторів є; висока ринкова вартість, зумовлена використанням дорогих рідкоземельних матеріалів. Оскільки магнітний потік таких машин є сталим, пряме регулювання збудження стає неможливим без залучення складних і потужних мережевих інверторів.

Синхронні генератори з електромагнітним збудженням забезпечують найвищу якість вихідної напруги з мінімальним рівнем вищих гармонік. Вони дозволяють здійснювати точне та пряме керування балансом реактивної потужності в точці підключення.

Серед недоліків таких машин є: наявність щіткового апарату що знижує загальну живучість установки, а система збудження потребує окремого джерела постійного струму. Такі машини є складними в керуванні та мають обмежене застосування в регіонах із різкими, імпульсними перепадами швидкості вітру.

Найбільш технологічно досконалими є асинхронізовані синхронні генератори, які вдало поєднують у собі кращі властивості обох класів машин. Вони гарантують найвищу статичну та динамічну стійкість під час системних аварій в ЕЕС.

Недоліки: архітектура системи керування їхнім збудженням є багато в чому складною, а в деяких режимах роботи виникає серйозний ризик генерації небезпечних субгармонійних коливань та пульсацій напруги.

Результати порівняльного аналізу, свідчать, що для інтеграції у структуру потужних ВЕС, які працюють паралельно з енергосистемою, класичні синхронні машини залишаються одними з найбільш ефективних завдяки здатності генерувати значні обсяги потужності. Водночас суттєвим недоліком таких генераторів є висока ймовірність порушення динамічної стійкості під час паралельної роботи в умовах різких флуктуацій вітрового навантаження. Для нівелювання цього негативного фактора в наступних розділах будуть детально розглянуті спеціалізовані алгоритми автоматичного керування та інтелектуальні системи видачі потужності сучасних вітроустановок.

## 2.2 Вибір алгоритму управління вітроустановками

Найбільш простою архітектурою системи керування вітроелектричною установкою (ВЕУ) є структура з проміжним накопичувачем енергії на основі акумуляторної батареї. Оскільки швидкість вітрового потоку постійно змінюється, амплітуда змінної напруги на виході генератора ВЕУ перебуває у прямій залежності від цього параметра. Генератор підключається до накопичувача через випрямний міст, забезпечуючи його заряджання. Базову блок-схему функціонування такого спрощеного алгоритму наведено на рисунку 2.3.



Рисунок 2.3 – Блок-схема алгоритму з генератором, що обертається з постійною частотою

Інтенсифікація обертання вітротурбіни викликає зростання зарядного струму накопичувача, що, відповідно призводить до збільшення гальмівного електромагнітного моменту машини. Це природно обмежує подальший розгін ротора ВЕУ. І навпаки, при зниженні швидкості вітру зарядний струм зменшується, електромагнітний момент падає, що дозволяє системі підтримувати квазістабільну частоту обертання вітроколеса.

Отже, при реалізації такої концепції система демонструє властивість самостабілізації навіть за відсутності зовнішніх керуючих впливів. Очевидна простота практичної реалізації та мінімальна кількість апаратних компонентів свідчать про високу надійність схеми. Проте її впровадження вимагає встановлення додаткових захисних обмежень для запобігання тривалій роботі ВЕУ в неномінальних та аварійних режимах.

Більш гнучким варіантом є алгоритм, який передбачає можливість комутації обмоток статора генератора для реалізації ступінчастого регулювання генерованої потужності залежно від поточної швидкості вітру. Блок-схему цього підходу наведено на рисунку 2.4.

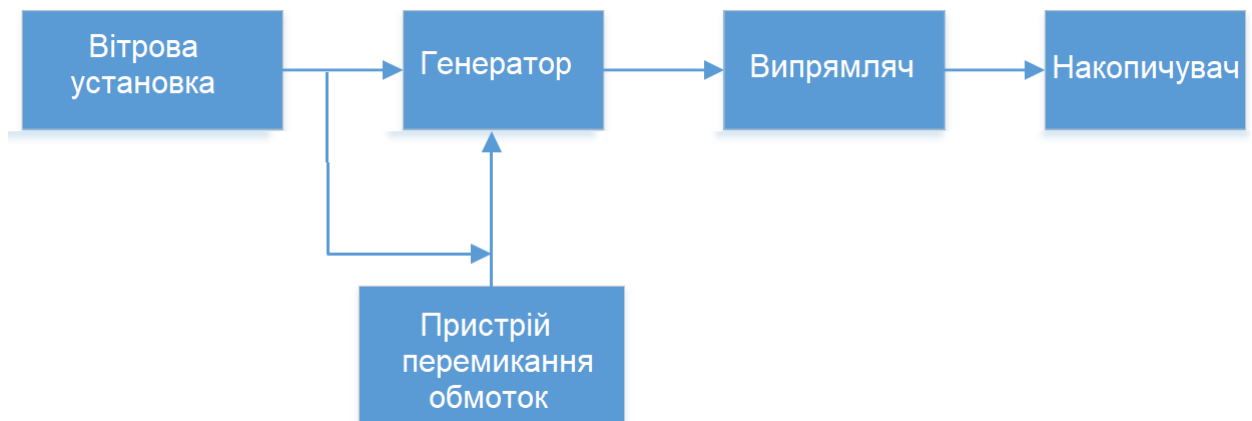


Рисунок 2.4 – Блок-схема алгоритму з перемиканням обмоток генератора за допомогою електромеханічних пристроїв

Із підвищенням частоти обертання зростає відцентрова сила, що дозволяє застосовувати механічні автоматичні пристрої для прямого перемикання обмоток. Крім того, можливе впровадження анемометрів, які

дозволяють задавати в контролері точки комутації обмоток за чітко визначених рівнів швидкості вітру.

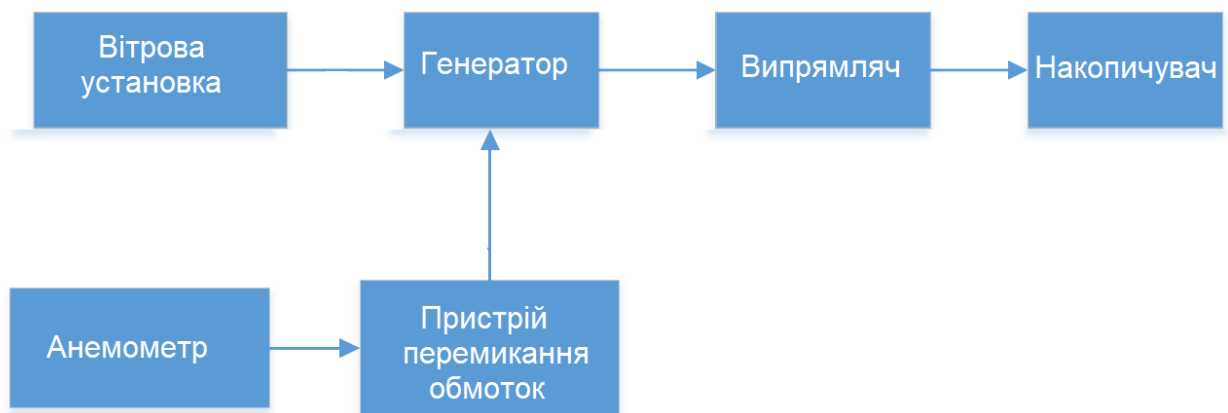


Рисунок 2.5 – Блок-схема алгоритму з перемиканням обмоток генератора за допомогою анемометра

Залучення додаткових компонентів дещо знижує загальну надійність системи, проте така схема є більш поширеною порівняно з базовим варіантом (рис. 2.5).

Іншим різновидом систем зі ступінчастим регулюванням є інтеграція механічного проміжного пристрою передачі моменту від вітротурбіни до вала генератора (редуктора або мультиплікатора). Функціональну блок-схему такої системи наведено на рисунку 2.6. Ключовим недоліком зазначеного підходу є виникнення додаткових механічних втрат енергії в редукторі.

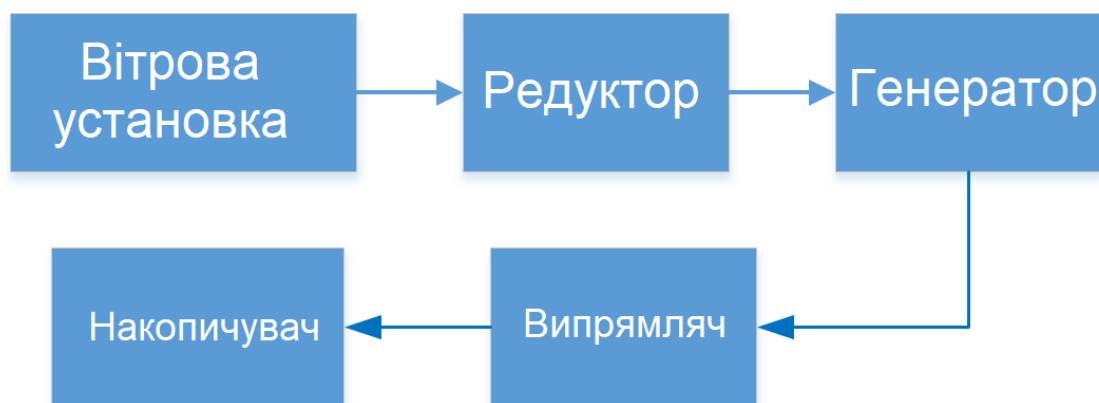


Рисунок 2.6 – Блок-схема алгоритму з редуктором

Альтернативним методом керування ВЕУ є безпосереднє регулювання її аеродинамічних характеристик. Цей процес здійснюється шляхом зміни кута встановлення лопатей або інших геометричних параметрів, що впливають на частоту обертання вітроколеса. Цей алгоритм також має недоліки, пов'язані з необхідністю використання складних механічних вузлів повороту лопатей. Проте його перевагою є забезпечення високої точності та плавності регулювання вихідної потужності установки. Блок-схему реалізації аеродинамічного керування наведено на рисунку 2.7.

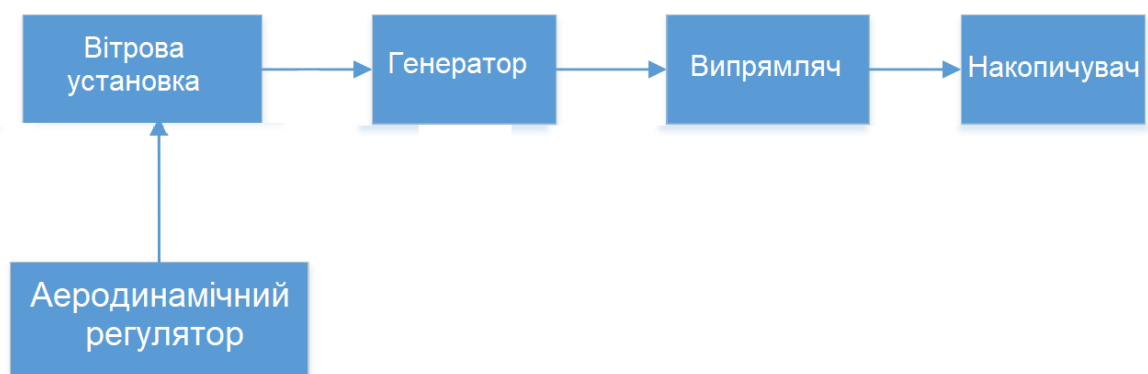


Рисунок 2.7 – Блок-схема алгоритму з аеродинамічним регулятором

Водночас інтеграція таких механізмів суттєво ускладнює конструкцію вітроколеса, знижує надійність та підвищує капітальні витрати. Додатково виникає потреба в точному визначенні нелінійної залежності потужності від кута повороту лопатей. Суттєвим обмеженням є і вузький діапазон дієвості: при штормових швидкостях вітру потрібна значна жорсткість утримуючих пружин, яка, проте, при критичних поривах може завадити повному флюгуванню лопатей та аварійному гальмуванню турбіни.

Найбільш ефективними та поширеними на сьогодні є ВЕУ, що працюють зі змінною частотою обертання та оснащені силовим напівпровідниковим перетворювачем. Його наявність дозволяє здійснювати всебічне керування режимами без допоміжних механічних вузлів, хоча електромеханічні гальма часто залишають як дублюючий аварійний захист.

Таке електронне регулювання є високоплавним та ефективним у всьому діапазоні швидкостей вітру. З іншого боку, з'являється жорстка вимога до надійності та якості елементної бази самого перетворювача. Структурну схему такої системи представлено на рисунку 2.8.

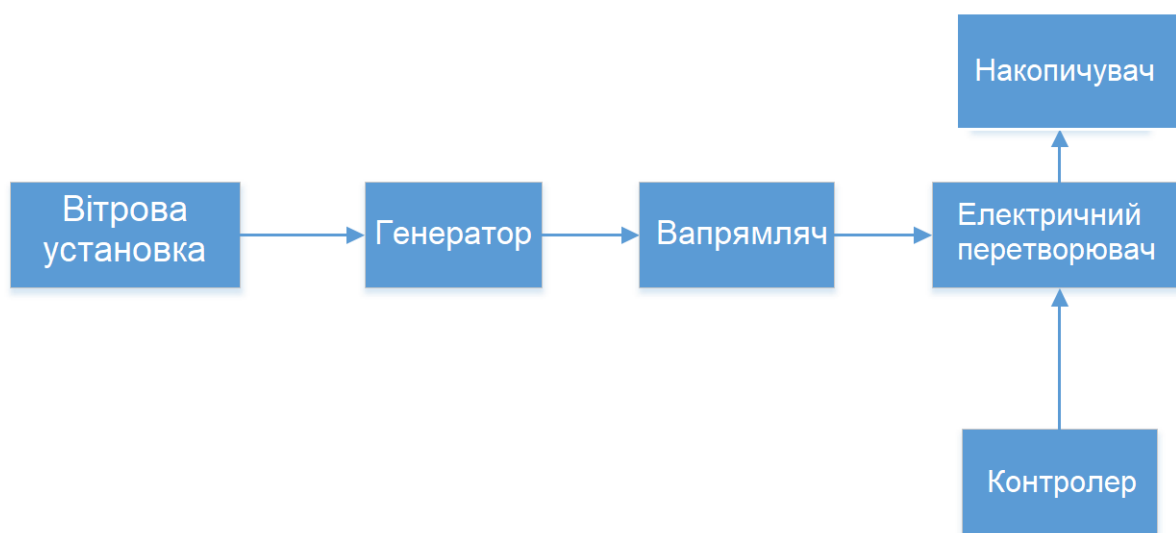


Рисунок 2.8 – Блок-схема алгоритму з електричним регулюванням

В таких комплексах як генератор зазвичай виступає синхронна машина з постійними магнітами (СГПМ), а роль регулятора виконує ШІМ-інвертор на IGBT-транзисторах. Керування перетворювачем здійснює мікропроцесорний контролер, який на основі зворотних зв'язків за струмом та напругою змінює коефіцієнт заповнення ШІМ, забезпечуючи вихід системи на точку з оптимальною генерацією.

Екстремуму робочої характеристики фотоелектричної системи відповідає точка максимальної потужності (ТМП / МРРТ), як показано на рисунку 2.9.

Існуючі алгоритми пошуку ТМП можна розділити на дві основні групи:

З використанням механічних датчиків (наприклад, системи трекінгу за сонцем).

Безмеханічні (аналітичні/електронні) — працюють виключно на основі аналізу електричних параметрів струму та напруги.

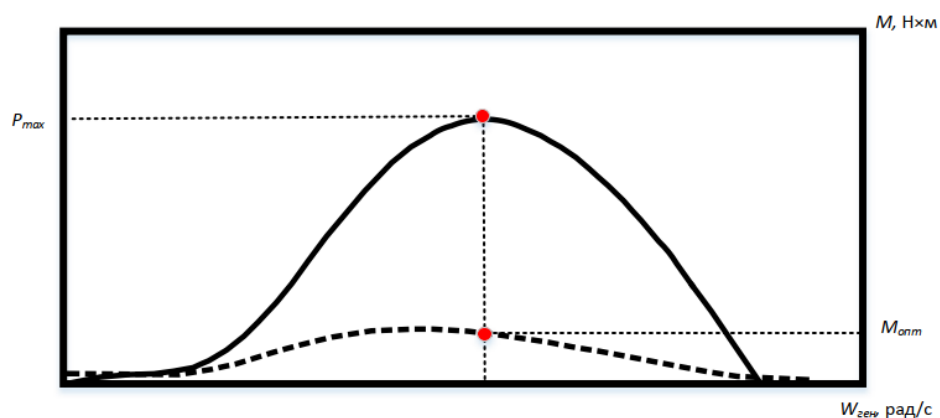


Рисунок 2.9 – Ілюстрація пошуку точки максимальної потужності генератора

В першу групу входять метод контролю оптимальної швидкохідності. Він безпосередньо коригує частоту обертання або момент вітроколеса для підтримання оптимального коефіцієнта швидкохідності шляхом безперервного вимірювання кутової швидкості ротора і швидкості вітру (рисунок 2.10). На схемі прийнято позначення:  $\omega_G$  — частота генератора;  $v$  — швидкість набігаючого вітрового потоку.

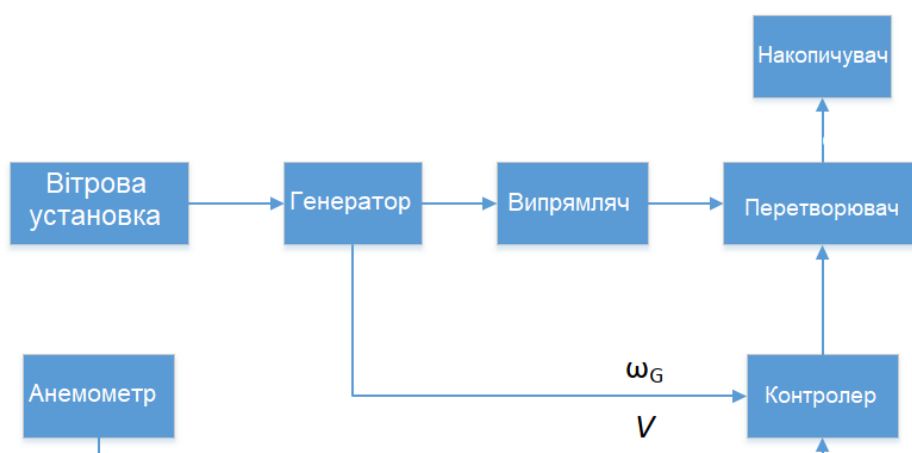


Рисунок 2.10 – Блок-схема алгоритму відбору максимальної потужності (MPPT) з використанням анемометра



(екстремальне керування). Для кожної швидкості вітру існує унікальна швидкість обертання, за якої потужність досягає піку. Тобто функція  $P = f(\omega)$  має один глобальний екстремум. Математичною умовою перебування в ТМП є рівність нулю похідної механічної потужності ВЕУ  $P_{BY}$  за часом або за швидкістю обертання:

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

Ця закономірність покладена в основу всіх бездатчикових алгоритмів. Один із них використовує принцип пошуку, запам'ятовування та повторного використання (алгоритми на базі таблиць з самонавчанням). Спочатку контролер не має інформації про параметри ВЕУ. У процесі роботи алгоритм фіксує екстремуми для різних режимів вітру за умовою рівності похідної нулю та заносить їх до матриці пам'яті. Процес триває до накопичення репрезентативної бази даних, після чого керування стає оптимізованим. Недоліком методу є низька ефективність на етапі первинного «навчання» та високі вимоги до обчислювальної потужності мікроконтролера.

Інший поширений метод базується на прямому збуренні коефіцієнта заповнення ШІМ (алгоритм збурення та спостереження) на основі порівняння поточного значення електричної потужності з попереднім. Коефіцієнт заповнення описується виразом:

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

де  $D$  - коефіцієнт заповнення ШІМ;  $\tau$  - час імпульсу, с;  $T$  - період циклу регулювання, с.

Зміна коефіцієнта заповнення безпосередньо коригує вихідну напругу перетворювача і, як наслідок, струм навантаження. Попри те, що швидкість вітру може змінюватися стрибкоподібно, механічна потужність на валу через значний момент інерції вітроколеса є відносно плавною функцією. Тоді алгоритм розрахунку кроку заповнення набуває вигляду:

$$D_k = D_{k-1} + \Delta P \cdot \text{sign}(\Delta P) \cdot k_{step} \quad (2.3)$$

де  $D_k$ ,  $D_{k-1}$  - коефіцієнти заповнення на поточному та попередньому кроці розрахунку відповідно;  $\Delta P_{k-1}$  - зміна потужності між кроками, Вт;  $\Delta D$  - напрямок попереднього збурення;  $k_{step}$  - крок інтегрування (коефіцієнт пропорційності), 1/Вт.

Окремим різновидом є метод пошуку екстремуму на основі граничного циклу. Тут відстеження ТМП реалізовано за допомогою інтегральної ланки, що керує струмом перетворювача, підключеного до мережі, через стабілізацію напруги в ланці постійного струму. Опорне значення струму збільшується, поки виконується умова зростання потужності. Якщо струм продовжує зростати за межею ТМП, баланс потужності порушується, і напруга в ланці постійного струму починає стрімко падати. При перетині нижнього порогового рівня інтегратор змінює знак керування, зменшуючи опорний струм. У системі виникають автоколивання навколо ТМП — граничний цикл. Завдяки цьому система автоматично утримує режим максимуму без використання конструктивних параметрів генератора чи вітротурбіни.

Перспективним напрямком є алгоритми із змінним кроком пошуку. Замість фіксованого приросту швидкості обертання використовується крок, пропорційний градієнту потужності:

$$\Delta \omega_k = K \frac{\Delta P}{\Delta \omega} \quad (2.4)$$

де  $K$  - емпіричний коефіцієнт пропорційності;

$\Delta \omega$  - міна частоти обертання на попередньому кроці, рад/с;

$\Delta \omega_k$  - новий крок зміни частоти обертання, рад/с;

$\Delta P$  - зміна потужності, Вт.

Це дозволяє системі швидко змінювати швидкість обертання при значному відхиленні від ТМП і плавно сповільнювати пошук у безпосередній близькості до екстремуму, мінімізуючи пульсації в усталеному режимі.

Також існує метод, де вхідним параметром є обчислена потужність, а керованою величиною — електромагнітний момент. Оптимальний момент закладається в контур регулювання моменту СГПМ, що виключає потребу в датчиках швидкості вітру.

Для підвищення динамічних властивостей розробляють комбіновані алгоритми. Один із них поєднує контроль швидкохідності та пошук екстремуму. На перехідному етапі ТМП грубо відстежується за усередненим коефіцієнтом швидкохідності. При стабілізації вітрового потоку вмикається точний бездатчиковий пошук екстремуму. Після досягнення істинного піку оптимальні координати заносяться в пам'ять, коригуючи базову характеристику швидкохідності для наступних циклів. Це усуває потребу в точному заводському тестуванні вітроколеса, проте зберігає недоліки, пов'язані з інерційністю датчиків вітру.

Інший гібридний метод синтезує переваги керування за характеристикою «потужність — швидкість обертання» та методу збурення і спостереження. Алгоритм безперервно вимірює дійсну частоту обертання ротора та розраховує оптимальний момент  $M_{opt}$ , порівнюючи його з реальним моментом  $M_{дійсн}$ . У нормальних режимах, коли неузгодженість  $\Delta M = M_{opt} - M_{дійсн}$  є незначною, система працює за класичним методом збурення та спостереження, ігноруючи статичні криві. Якщо ж через різкі пориви вітру або збої датчиків похибка  $\Delta M$  перевищує допустиму межу, контролер миттєво переводить перетворювач у режим прямого керування за жорсткою характеристикою  $M = f(\omega)$  для відновлення стійкості установки.

### 2.3 Вибір програмного продукту для моделювання

Початковим етапом розробки імітаційної моделі інтелектуальної системи видачі потужності є обґрунтований вибір спеціалізованого програмного забезпечення. Програмний продукт має відповідати критеріям інтуїтивності інтерфейсу, наочності представлення розрахункових схем, а

також гарантувати високу достовірність отриманих результатів і адекватність застосовуваних математичних моделей.

Серед усього спектра сучасного інженерного софту найбільше поширення у світовій практиці здобули два програмні комплекси: MATLAB/Simulink із розширенням SimPowerSystems (Simscape Electrical) та PSCAD.

Програмний комплекс MATLAB/Simulink у поєднанні з бібліотекою SimPowerSystems надає інструментарій для проектування та аналізу динамічних режимів і алгоритмів керування різноманітними об'єктами електроенергетичної галузі. Це стосується як силової високовольтної частини, так і інформаційних контурів систем автоматичного регулювання. MATLAB/Simulink дозволяє інтегрувати в межах однієї моделі не лише електричні процеси, а й механічні зусилля, термодинамічні явища тощо. Водночас така багатофункціональність обумовлює застосування узагальнених чисельних методів розрахунку, що суттєво знижує швидкість симуляції порівняно зі спеціалізованими програмними пакетами.

Для порівняльного аналізу з MATLAB/Simulink було обрано PSCAD — профільний програмний комплекс, орієнтований на дослідження електроенергетичних систем. Цей програмний продукт розроблений безпосередньо для вирішення електроенергетичних завдань і призначений для високоточного відтворення електромагнітних перехідних процесів, аналізу усталених режимів роботи мереж, моделювання аварійних ситуацій та оцінювання реакції пристроїв протиаварійної автоматики і РЗА на різноманітні внутрішні й зовнішні збурення.

Для розробки інтелектуальної системи керування вітроустановкою (ВЕУ) у межах кваліфікаційної роботи пропонується використовувати програмний комплекс PSCAD. Його вбудована бібліотека містить уже верифіковані математичні моделі обладнання, що значно спрощує побудову власної моделі. При цьому новий алгоритм керування можна безпосередньо інтегрувати з базовою моделлю вітрогенератора, що полегшує її налагодження

та тестування. Ключовою перевагою PSCAD у цьому контексті є можливість гнучко налаштувати розрахункові сценарії. Це дозволяє детально дослідити поведінку децентралізованої генерації з інтелектуальним керуванням, а також оцінити її вплив на параметри енергосистеми під час складних аварійних процесів або планових перемикань.

### **Висновки до розділу**

1. Проведений порівняльний аналіз електричних машин свідчить, що вибір типу генератора для потужних ВЕС є компромісом між конструктивною надійністю та гнучкістю керування. Незважаючи на високу ефективність та потужність класичних синхронних генераторів, їхнім головним недоліком у складі ВЕС є схильність до втрати синхронізму при різких флуктуаціях вітрового потоку. Це обґрунтовує необхідність розробки інтелектуальних систем керування для стабілізації їхньої паралельної роботи з енергосистемою.

2. Розвиток систем керування ВЕУ продемонструвала перехід від жорстких механічних та аеродинамічних методів регулювання до високоефективних електронних систем на базі ШІМ-інверторів. Найбільш перспективними для потужних ВЕС є бездатчикові (екстремальні) методи та їхні комбіновані модифікації. Вони дозволяють мінімізувати апаратну залежність від механічних датчиків вітру, підвищити динамічну стійкість установки при поривах вітру та оптимізувати відбір енергії в усталених і перехідних режимах.

3. На основі зіставлення функціональних можливостей MATLAB/Simulink та PSCAD для реалізації імітаційної моделі інтелектуальної системи відбору потужності було обрано комплекс PSCAD. PSCAD забезпечує вищу швидкість та точність симуляцій, а наявність верифікованих моделей вітроустановок та гнучких інструментів створення сценаріїв дозволяє детально дослідити поведінку розроблених алгоритмів під час системних аварій та режимних перемикань.

## **3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ**

### **3.1 Моделювання інтелектуальної системи видачі потужності вітроелектростанцією**

Для дослідження запропонованих рішень передбачено створення комп'ютерної моделі ВЕУ в сучасному програмному середовищі. На її основі буде проаналізовано роботу установки за різних швидкостей вітру та режимів зовнішньої мережі. З огляду на стохастичний характер вітрового потоку доцільним є використання накопичувача енергії.

За таких умов застосування класичного синхронного генератора у ВЕУ великої потужності є малоефективним. Його технічні обмеження ускладнюють забезпечення динамічної стійкості при різких змінах швидкості вітру та режимів енергосистеми, спричинених нерівномірністю електроспоживання. Для підтримання синхронізму з мережею необхідні складні системи автоматичного регулювання, реалізація яких на великих ВЕС із численними потужними генераторами є суттєво ускладненою.

Зазвичай у конфігураціях автономних вітроелектростанцій роль первинного силового перетворювача виконує активний випрямляч. Його функція полягає в інвертуванні змінної напруги генератора в постійну для подальшого заряджання буферної акумуляторної батареї.

Непостійний характер відновлюваного джерела змушує акумулювати надлишки енергії в накопичувачі. Проте при повному заряді батареї процес відбору потужності від вітротурбіни вимушено припиняється. Для вирішення цієї проблеми пропонується синтезувати систему групового керування на основі локальних контролерів. Це дозволить динамічно перерозподіляти потоки потужності між окремими блоками в такий спосіб, щоб уникнути надлишкового перезарядження акумуляторів, забезпечуючи прямий транзит усієї генерованої енергії безпосередньо до споживачів.

З метою всебічної перевірки методу групового керування в імітаційній моделі необхідно алгоритмічно реалізувати базові технологічні функції

автоматики, зокрема режими автоматичного пуску, планового розвантаження (плавної зупинки) та екстреного гальмування (аварійної зупинки) установки.

### 3.2 Інтелектуальна модель ВЕС у програмному комплексі PSCAD

На рисунку 3.1 представлено загальну структуру розробленої імітаційної моделі вітроелектростанції, яка функціонально поділяється на дві ключові підсистеми:

- Механічну частину;
- Електричну частину.

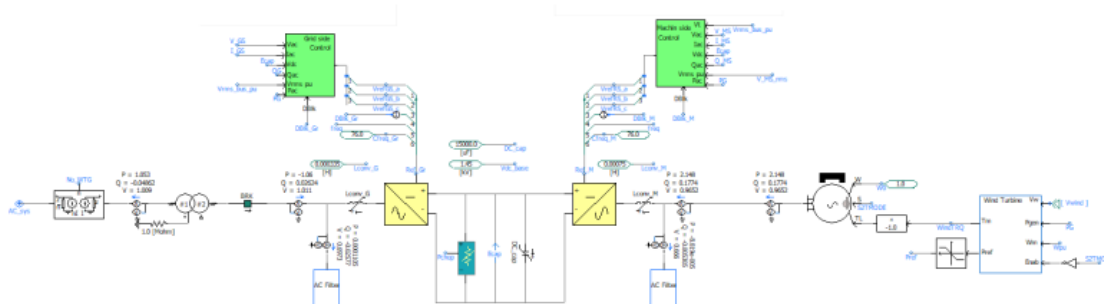


Рисунок 3/1 – Загальний вигляд моделі вітроелектростанції

Механічна підсистема моделі забезпечує відтворення процесу генерації механічної потужності, обумовленої поточними параметрами вітрового навантаження. Вихідним вектором цієї системи є обертовий механічний момент на валу турбіни.

Електрична підсистема відповідає за трансформацію механічної енергії в електричну. Цю функцію безпосередньо виконує блок електричної машини. У створеній комп'ютерній моделі застосовано модель синхронного генератора з постійними магнітами (СПМ), детальний теоретичний аналіз якої було проведено у другому розділі.

Деталізована архітектура механічної частини моделі, реалізованої в середовищі PSCAD, містить такі компоненти:

1. Вітротурбіну;

2. Контролер кута встановлення (нахилу) лопатей вітротурбіни (питч-регулятор).

Своєю чергою, модель електричної частини складається з:

1. Вузла інтеграції та моніторингу параметрів електричної мережі;
  2. Блока контролю режимних параметрів генератора;
  3. Системи захисту ланки постійного струму із конвертером;
  4. Низькочастотного фільтра (згладжуючого фільтра вищих гармонік);
  5. Підвищувального силового трансформатора;
3. Блока масштабування, що забезпечує пропорційне збільшення потужності від одиничного вітрогенератора до сумарного рівня всієї вітроелектростанції.

На рисунку 3.2 показано загальну топологію змодельованої ділянки електроенергетичної системи.

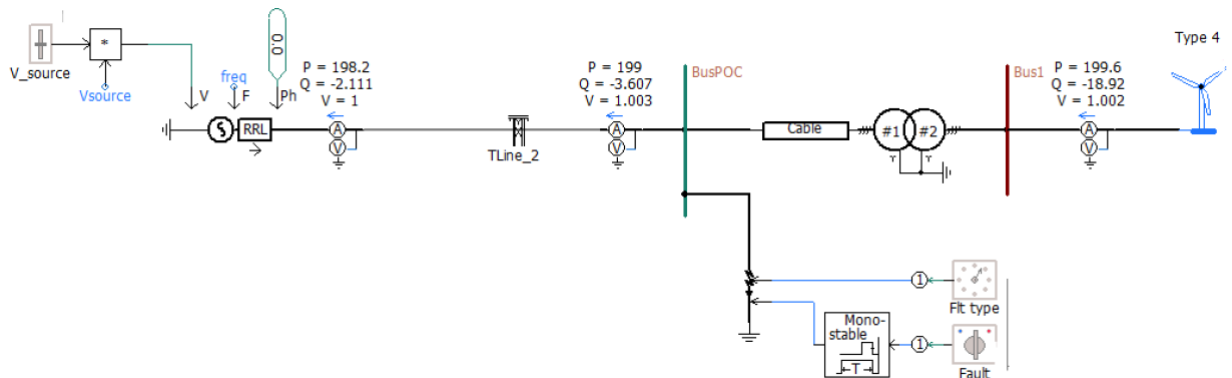


Рисунок 3.2 – Модель ділянки електросистеми

У цій схемі модель ВЕС підключена до шин нескінченної потужності через лінію електропередачі. Шини імітують приєднання до енергосистеми з кратністю струму короткого замикання, що дорівнює 10, що характеризує мережу як жорстку, стабільну та стійку. Водночас при підключенні ВЕС до енерговузла з меншою кратністю струмів КЗ можливий перехід установки в нестійкий аперіодичний режим.

Основні параметри імітаційної моделі одиничного вітрогенератора наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри імітаційної моделі вітрогенератора

Позначення параметра	Параметр	Одиниця	Значення
Dbk	Увімкнення/вимкнення вітротурбіни	-	Dbk
Vtrf_HV	Номінальна напруга обмотки ВН трансформатора	кВ	Vbase
No_WTG	Загальна кількість вітрогенераторів		UN
Sbase	Встановлена потужність однієї установки	MBA	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

Схема контролера кута лопатей, наведено на рисунку 3.3.

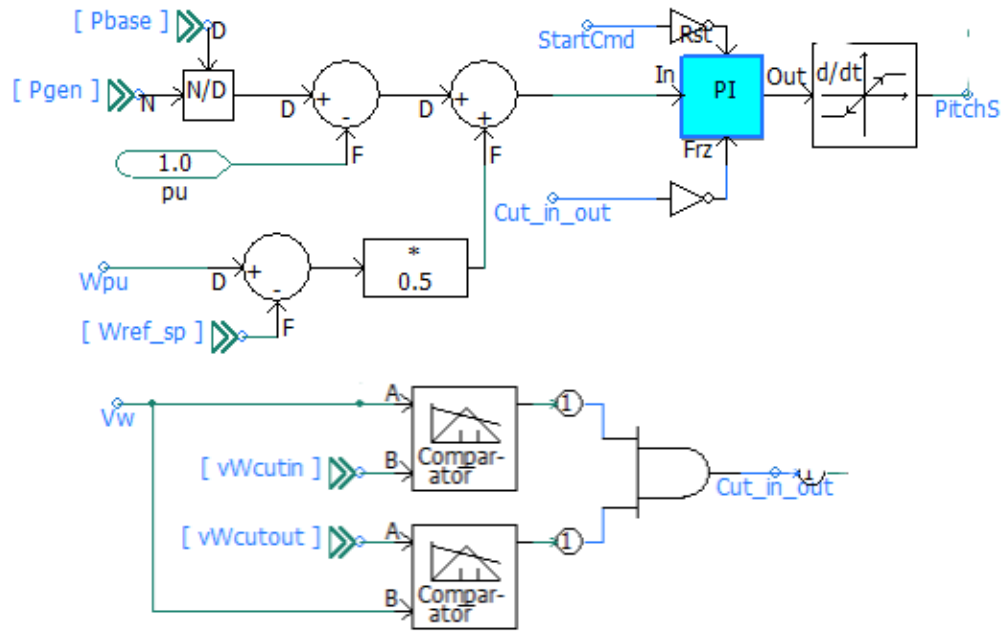


Рисунок 3.3 – Структурна схема системи керування кутом повороту лопатей

Регулятор функціонує за принципом мінімізації неузгодженості (помилки) за частотою обертання та активною потужністю. Важливими константами моделі є початкова швидкість вітротурбіни та її критичний штормовий поріг, на основі яких здійснюється внутрішнє ранжування вітрових режимів. Для досліджуваної моделі нижня межа становить 3 м/с, а верхня безпечна — 25 м/с. Ці величини обрані відповідно до технічних специфікацій реальних промислових ВЕУ мегаватного класу фірми General Electric.

Механічна потужність, яка відбирається лопатями від набігаючого повітряного потоку, описується відомим аналітичним виразом:

$$P = \frac{\rho}{2} A_r \cdot V_m^3 \cdot C_p(\lambda, \theta), \quad (2.5)$$

де  $\rho$  - густина атмосферного повітря, кг/м<sup>3</sup>;  $A_r$  - площа, що охоплюється вітроколесом, м<sup>2</sup>;  $V_m$  - швидкість вітрового потоку, м/с;  $\lambda$  - коефіцієнт швидкості турбіни;  $\theta$  - кут встановлення (нахилу) лопатей;  $C_p$  -

коефіцієнт використання потужності вітру, що є нелінійною функцією від швидкохідності та кута повороту лопатей.

Коефіцієнт  $C_p$  належить до ключових паспортних характеристик аеродинамічного профілю і надається заводами-виробниками для кожної серії турбін у формі таблиць або сімейства кривих. Характерний вигляд робочих залежностей коефіцієнта потужності для ВЕУ General Electric потужністю 1.5 МВт представлено на рисунку 3.4.

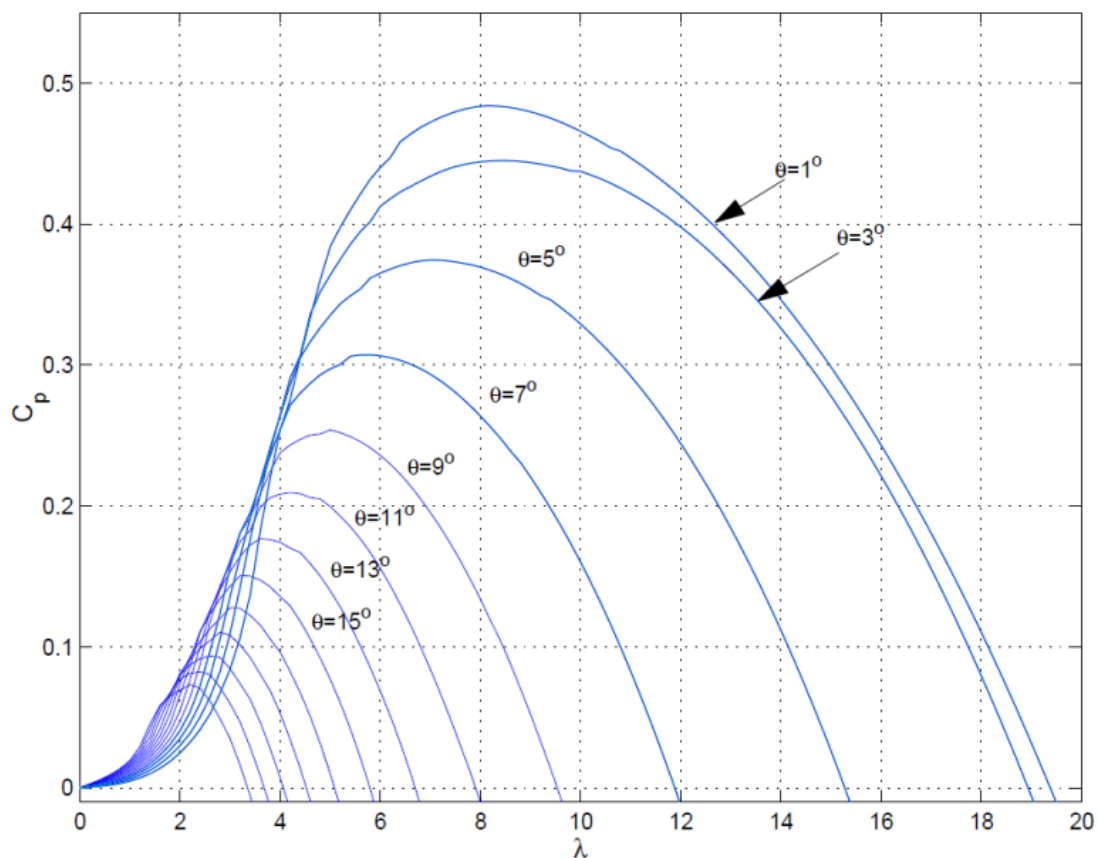


Рисунок 3.4 – Сімейство кривих коефіцієнта потужності вітрогенератора  $C_p(\lambda, \theta)$

Для усталеного режиму роботи вітроустановки математичний вираз для розрахунку коефіцієнта швидкохідності має вигляд:

$$\lambda = \frac{2\pi \cdot n_{BV} \cdot R}{V_w} \quad (2.6)$$

де,  $R$  - радіус робочого колеса,  $n_{BV}$  - частота обертання.

Реалізація цього алгоритму розрахунку швидкохідності за допомогою стандартних математичних блоків середовища PSCAD показана на рисунку 3.5.

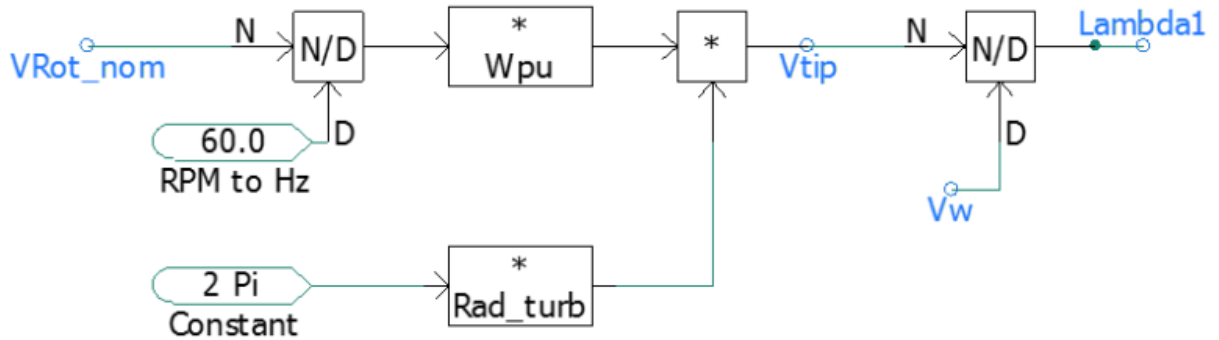


Рисунок 3.5 – Структурна схема блоку обчислення швидкохідності вітротурбіни

Розрахунок коефіцієнта використання потужності вітру  $C_p$  в імітаційній моделі апроксимовано за допомогою двовимірного полінома четвертого порядку:

$$C_p(\lambda, \theta) = \sum_{i=0}^4 \sum_{j=0}^4 (a_{i,j} \cdot \theta^i \cdot \lambda^j) \quad (2.7)$$

Отримана за допомогою цього рівняння крива забезпечує високу точність відтворення аеродинаміки при значеннях швидкохідності в діапазоні  $3 \leq \lambda \leq 15$ . При цьому для запобігання чисельній нестійкості від'ємні значення коефіцієнта  $C_p$  примусово обмежені знизу рівнем -0.05. Відповідно до структури полінома, параметри  $a_{i,j}$  задаються у формі матриці розміром  $5 \times 5$  кількістю коефіцієнтів рівною 25.

### 3.3 Імітаційні моделі електричних компонентів системи видачі потужності

Дана підсистема вітроустановки в імітаційній моделі містить синхронний генератор із постійними магнітами та дволанковий перетворювач частоти типу «AC – DC – AC» (випрямляч – ланка постійного струму – інвертор). На рисунку 3.6 показано графічне відображення моделі СГПМ у середовищі PSCAD.

На схемі показано керуючі входи блока генератора, де:  $W$  — поточна кутова швидкість ротора у відносних одиницях (в.о.). При функціонуванні моделі в режимі контролю швидкості початкове розгін машини починається з уставки  $W_0$ .  $S$  — логічний перемикач контурів керування (перемикання між режимами стабілізації швидкості та регулювання електромагнітного моменту).

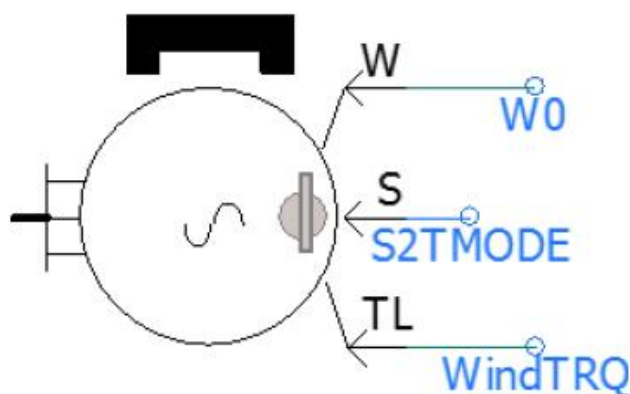


Рисунок 3.6 – Графічне представлення блоку моделі СГПМ у середовищі PSCAD

Вважаємо, що в режимі контроль швидкості сигнал  $S = 1$ , а для переходу на керування моментом —  $S = 0$ . Вхід  $TL$  задає значення навантажувального моменту (в.о.). Коли модель переводиться в режим контролю моменту, кутова швидкість ротора розраховується динамічно на основі інтегрування рівняння руху, що враховує сумарний коефіцієнт інерції агрегату, коефіцієнт в'язкого

демпфування, та баланс між вхідним механічним та вихідним електромагнітним моментами.

Конфігурацію дволанкового конвертера «АС – DC – АС» показано на рисунку 3.7.

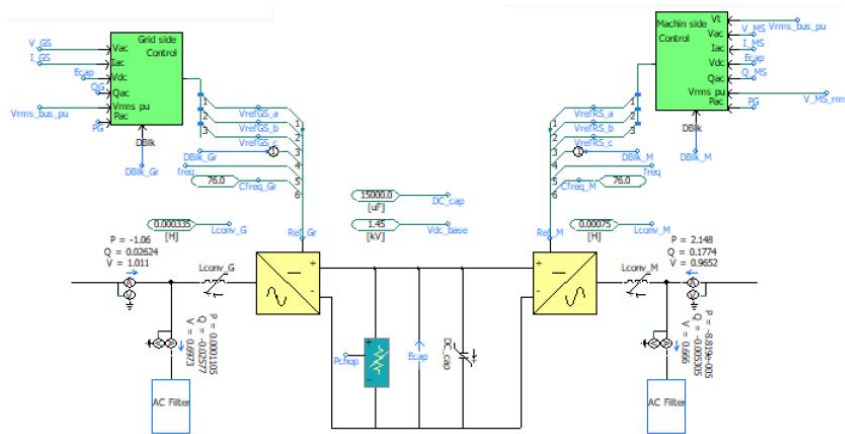


Рисунок 3.7 – Структурна схема імітаційної моделі перетворювача напруги

Інвертор та його система керування забезпечують жорстку стабілізацію напруги на конденсаторах в ланці постійного струму. Разом з тим перетворювач із боку машини спільно з контролером генератора здійснюють регулювання активної потужності вітротурбіни. В імітаційній моделі обидва силові блоки реалізовані як джерела напруги, що керуються струмом (джерела напруги, векторизовані за ШІМ). Для захисту буферного конденсатора ланки постійного струму від небезпечної перенапруги інтегровано гальмівний переривач (чопер). На виході інвертора встановлено низькочастотний силовий фільтр, необхідний для згладжування високочастотних гармонік, зумовлених комутацією ключів силового перетворювача.

Мережевий конвертер і його контролер, зображені на схемі, призначені для незалежного регулювання параметрів постійної напруги в проміжній ланці та підтримки заданого рівня напруги на шинах змінного струму. Базове інтегральне значення напруги мережі прийнято рівним 1.0 в.о.

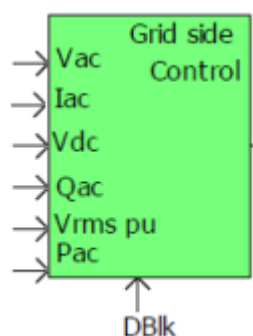


Рисунок 3.8 – Перетворювач і контролер мережі

Основні налаштування та константи блока мережевого перетворювача зведено в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Параметри блока мережевого перетворювача та контролера

Позначення параметра	Параметр	Тип змінної	Одиниця вимірювання	Значення
$I_{lim}Priority$	Пріоритет d або q координати: 0-q, 1-d	Integer	-	0
Sbase	Встановлена потужність	Real	МВА	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	В	Vdc_base
Lconv	Індуктивність перетворювача напруги	Real	<u>Гн</u>	Lconv_G
I <sub>max</sub> _pinteger	Максимальне значення струму	Real	в.о.	1,1

Блоки первинної ініціалізації відносних одиниць та математичного перетворення вимірних векторів струму й напруги проілюстровано на рисунках 3.9 та 3.10. В вимірювальних колах постійного струму застосовано аперіодичні фільтри з частотою зрізу 360 Гц, які мінімізують вплив комутаційних пульсацій силового інвертора. Розрахунок базових параметрів для відносних одиниць контролера виконується на основі повної номінальної потужності ( $S_{base}$ ) та амплітудного значення фазної змінної напруги ( $V_{acbase}$ ).

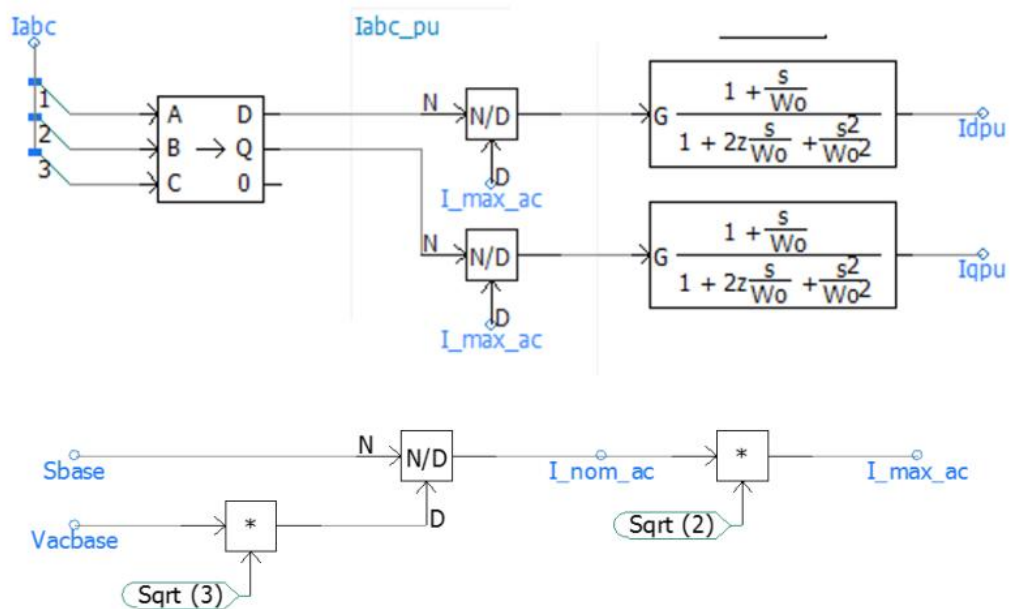


Рисунок 3.9 – Структурна схема блоку приведення струму до відносних одиниць та виконання координатного перетворення  $ABC \rightarrow dq$

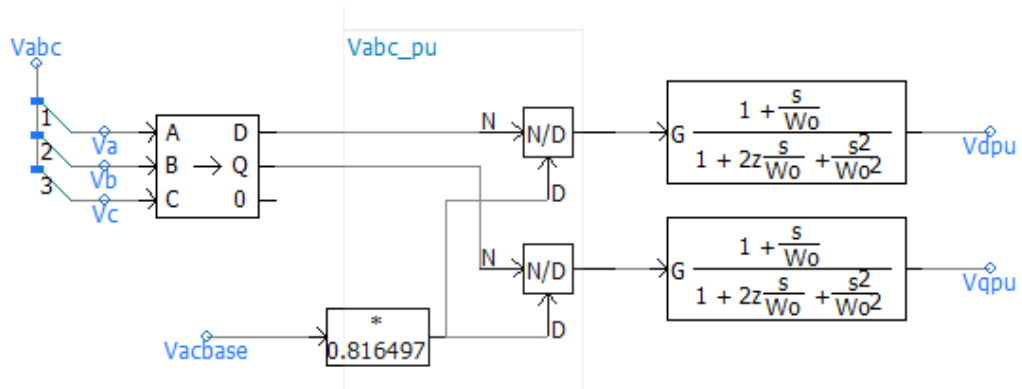


Рисунок 3.10 – Структурна схема блоку приведення напруги до відносних одиниць та виконання координатного перетворення  $ABC \rightarrow dq$

На рисунках 3.11, 3.12 показано регулятор напруги для ланки постійного струму, каскадного контролера змінної напруги і контур керування реактивною потужністю. Зазначена система регулювання формує еталонні завдання для струмів за поздовжньою  $d$  та поперечною  $q$  осями, реалізуючи принцип векторного орієнтування. Для оперативного коригування пропорційного  $K_p$  та інтегрального  $T_i$  коефіцієнтів ПІ-регуляторів у структурі моделі передбачено графічні слайдери. Застосовані ПІ-блокові структури оснащені алгоритмом антинасичення інтегратора. Каскадні контури за напругою та реактивною потужністю мають функцію форсування видачі реактивного струму в мережу під час глибоких посадок напруги, викликаних КЗ. Зміна опорного сигналу струму відбувається через детектором відхилення напруги.

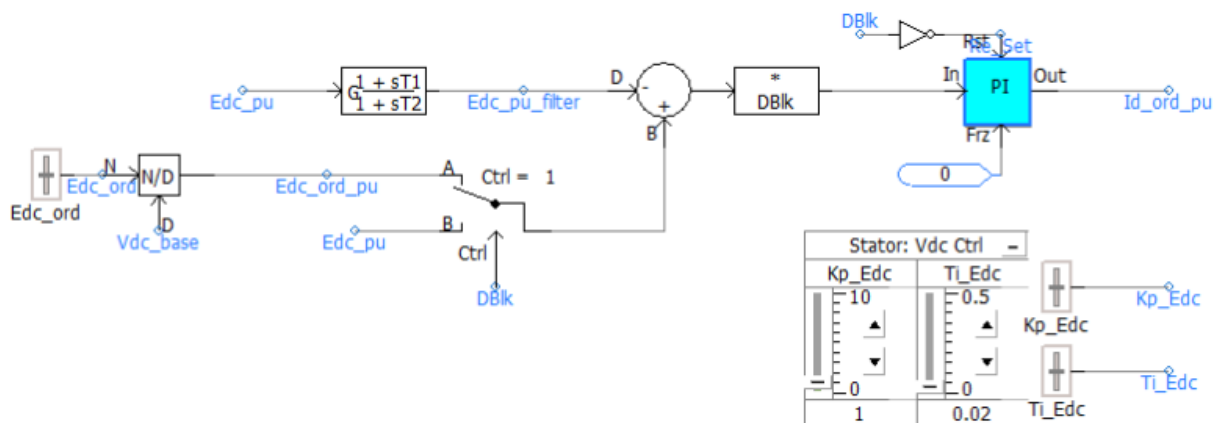


Рисунок 3.11 – Структурна схема імітаційної моделі регулятора постійної напруги середовищі PSCAD

Пріоритет обмеження для вибраного перетворювача по замовчуванню встановлено для поперечної осі  $q$  (таблиця 3.2 параметр пріоритету дорівнює 0), що оптимізує поведінку системи при динамічних коливаннях напруги в мережі. Система незв'язаного (роздільного) регулювання струмів, зображена на рисунку 3.13, трансформує вихідні сигнали регуляторів у базові опорні напруги  $v_{d1ref}$  та  $v_{q1ref}$ .

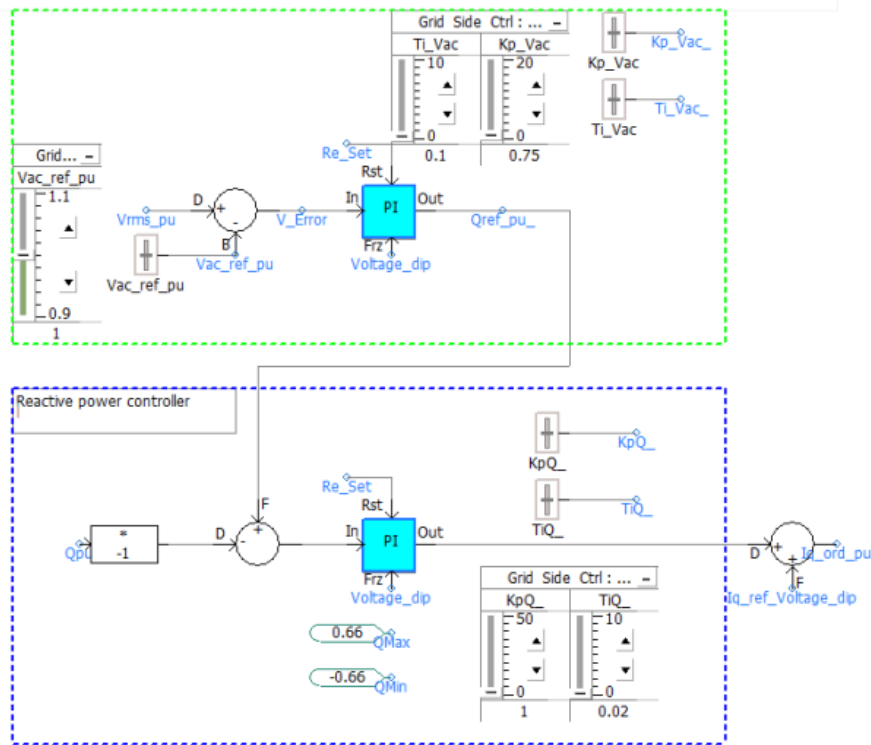


Рисунок 3.12 – Структурна схема каскадного регулятора реактивної потужності та змінної напруги

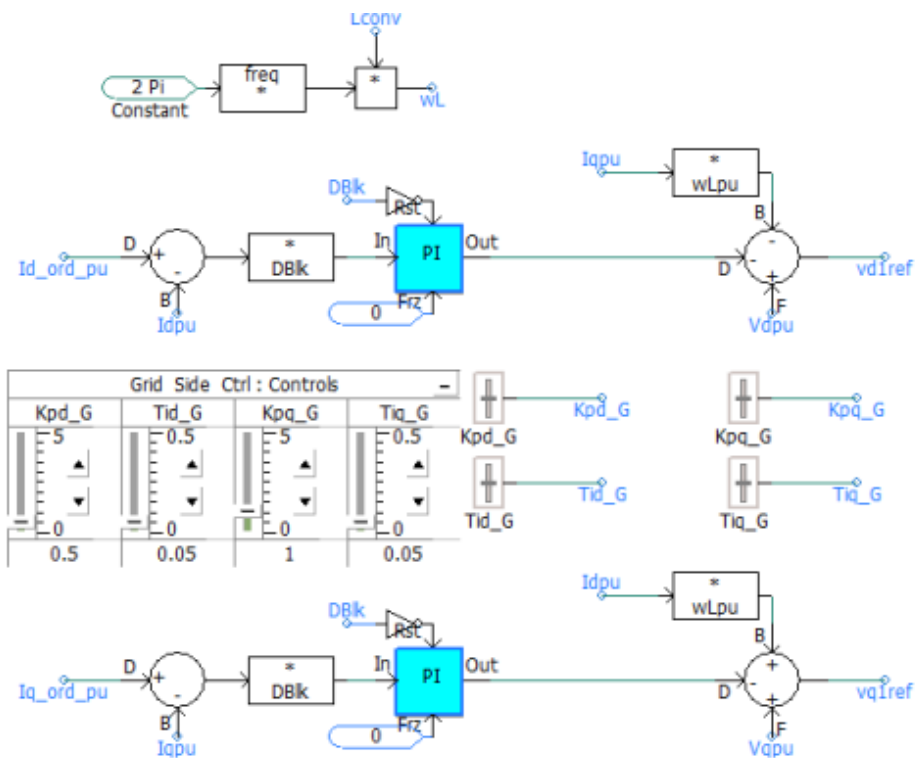


Рисунок 3.13 – Структурна схема контролера незв'язного (роздільного) регулювання в осях  $d$  та  $q$  для формування опорних напруг.

Для повної компенсації перехресних зв'язків між осями  $d$  та  $q$ , що виникають через індуктивний опір, у контур регулювання введено перехресні зв'язки з відніманням та додаванням відповідних компенсаційних напруг:  $I_{qri} \cdot \omega L_{pi}$  та  $I_{dri} \cdot \omega L_{pi}$ .

Як показано на рисунку 3.14, сформовані опорні напруги  $v_{d1ref}$  та  $v_{q1ref}$  переводяться з прямокутної системи координат у полярну, причому результуючий коефіцієнт модуляції  $M$  жорстко обмежений зверху рівнем 1.15 в.о. Еталонна трифазна синусоида напруги для ШІМ отримується шляхом зворотного координатного перетворення  $dq \rightarrow ABC$  з використанням опорного кута  $\theta_{PLL}$ , який генерується системою фазової автопідстройки частоти (ФАПЧ / PLL).

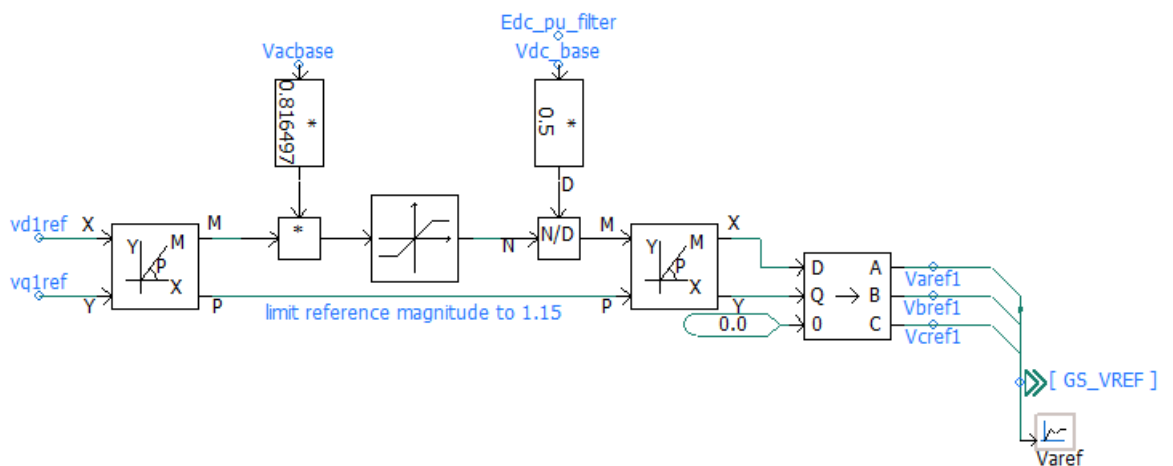


Рисунок 3.14 – Структурна схема блоку формування базових напруг мережевого перетворювача

Головне завдання контролера з боку машини полягає в точному регулюванні активної потужності з підтримкою номінального рівня напруги на виводах статора СГПМ. Загальний вигляд цієї підсистеми із зазначенням вхідних координат наведено на рисунку 3.15.

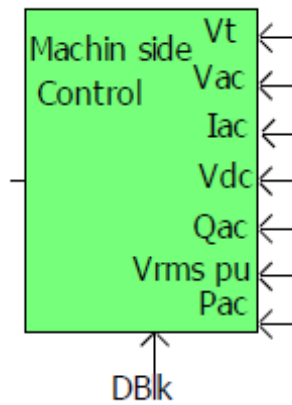


Рисунок 3.15 – Графічне представлення блоку керування генератором та його вхідних сигналів

Технічні параметри контролера машинного боку зведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри контролера вітрогенератора

Позначення параметра	Параметр	Тип змінної	Одиниці	Значення
ILimPriority	Визначення пріоритету d або q координати: 0-q, 1-d	Integer	-	0
Pref	Значення активної потужності	Real	в.о.	Pref
Q_ord	Значення реактивної потужності	Real	Мвар	0
Sbase	Базова потужність	Real	МВА	Sbase
freq	Частота системи	Real	Гц	freq_PM
Vacbase	Базове значення змінної напруги системи	Real	кВ	Vrated_P M
Vdc_base	Базове значення постійної напруги	Real		Vdc_base
Lconv	Індуктивність перетворювача напруги	Real	Гн	Lconv_G
I <sub>max_pu</sub>	Максимальний струм	Real	в.о.	1.1

Контур автоматичного регулювання активної потужності зі стороги статора генератора показано на рисунку 3.16.

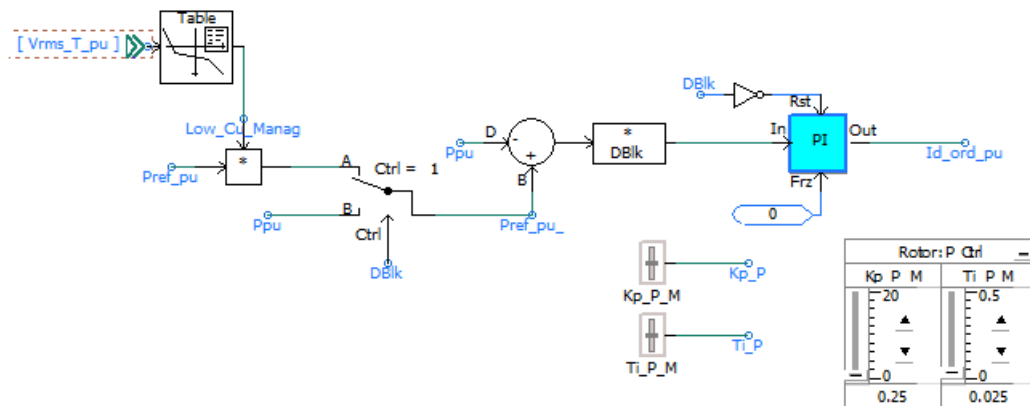


Рисунок 3.16 – Графічне представлення контуру регулювання активної потужності СГПМ

Алгоритм контролю потужності машини передбачає автоматичне зниження уставки генерації відповідно до спеціальної табличної залежності при глибоких падіннях напруги в мережі. Таке рішення запобігає розгону ротора турбіни й суттєво підвищує стійкість ВЕС під час мережових КЗ. Контролер напруги генератора (рис. 3.17) налаштований на підтримку базового рівня 1.0 в.о.

Процедура блоку Coupled-регулювання (отримання опорних напруг) для машинного перетворювача повністю аналогічна вищеприписаному алгоритму для мережевого інвертора.

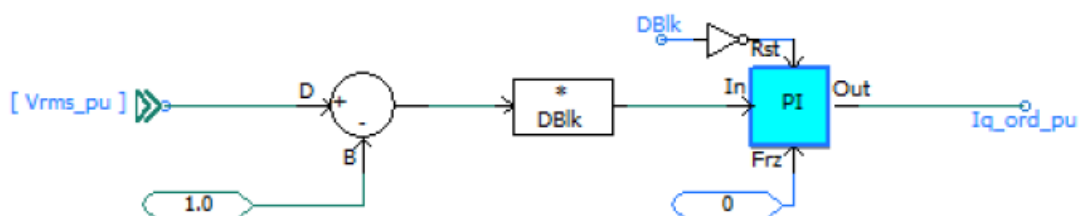


Рисунок 3.17 – Графічне представлення регулятора напруги з боку СГПМ

Щоб запобігти пошкодженню силових конденсаторів ланки постійного струму від перенапруг при аварійних скиданнях потужності в моделі передбачено активний захист. Він реалізований на базі гальмівного чопера, де скидання надлишкової енергії здійснюється на резистор через регульований IGBT-ключ. Логіка роботи та схемна реалізація блока захисту наведені на рисунку 3.18.

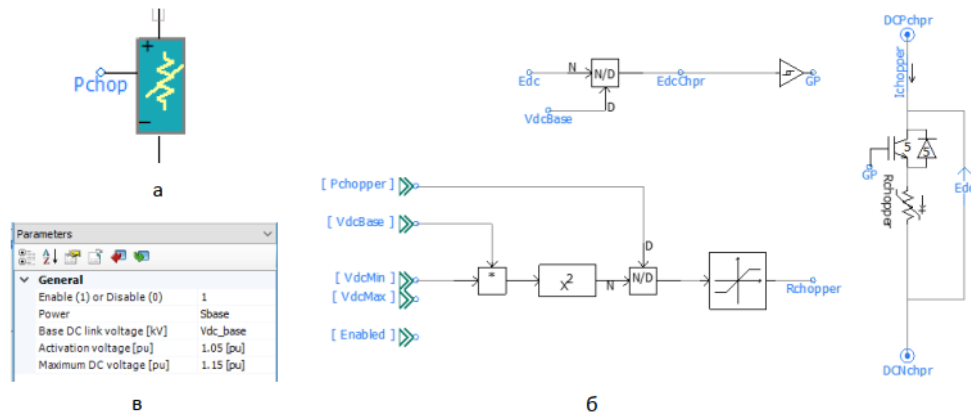


Рисунок 3.18 – Блок перетворювача постійного струму (гальмівного чопера): а – загальна структура блоку; б – принципова електрична схема та алгоритм формування затримок; в – конфігурація входних параметрів

Для мінімізації вищих гармонік, що генеруються напівпровідниковими ключами перетворювача, на виході в мережу інтегровано силовий Т-подібний фільтр, структуру якого наведено на рисунку 3.19.

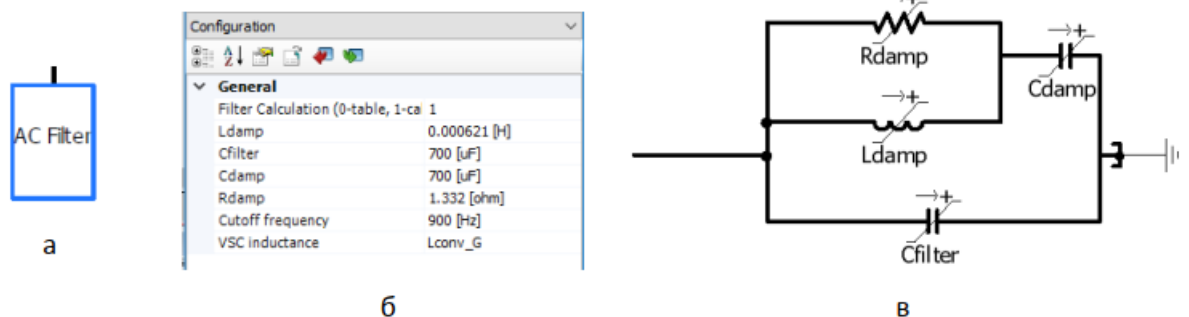


Рисунок 3.19 – Силовий фільтр вищих гармонік струму: а – загальна структура блоку; б – панель конфігурації параметрів; в – принципова електрична схема

Виконаємо аналітичний розрахунок параметрів елементів фільтра для придушення вищих гармонік. Розрахункова частота комутації ключів визначається виразом:

$$f_{\text{відк}} = \frac{U_{DC}}{8I_{\text{ПТ}} \cdot L} \quad (2.8)$$

тут,  $U_{DC}$  - напруга ланки постійної напруги,  $L$  - величина індуктивності перетворювача,  $I_{\text{ПТ}}$  - подвоєна амплітуда пульсацій струму, яку приймають на рівні 20% від номінального амплітудного значення:

$$I_{\text{max AC}} = \sqrt{2}I_{\text{nom AC}} \quad (2.9)$$

Номінальний діючий струм інвертора  $I_{\text{max AC}}$  дорівнює:

$$I_{\text{nom AC}} = \frac{P_{\text{conv}}}{\sqrt{3}U_{\phi}} \quad (2.10)$$

тут,  $P_{\text{conv}}$  - потужність конвертора.

Підставивши числові значення у вирази 3.5 та 3.6 отримаємо:

$$I_{\text{nim AC}} = \frac{2.14}{\sqrt{3} \cdot 0.96} 1.79 \text{ кА}$$

$$I_{\text{max AC}} = \sqrt{2} \cdot 1.79 = 2.54 \text{ кА}$$

Пульсуючий струму  $I_{\text{ПТ}}$  становить:

$$I_{\text{ПТ}} = \frac{20}{100} 2.54 = 0.508 \text{ кА}$$

Розрахуємо частоту відключення:

$$f_{\text{відк}} = \frac{1.45}{8 \cdot 0.508 \cdot 10.6 \cdot 10^{-5}} = 3369 \text{ Гц}$$

Несучу частоту визначимо через базову частоту в мережі:

$$C_{f_{\text{нес}}} = \frac{f_{\text{відк}}}{f_{\text{мер}}} = \frac{3369}{50} = 66,38$$

Для розрахунку фільтра виберемо частоту зрізу  $f_{\text{зрвіз}}$  рівну 200 Гц.

Необхідна ємність конденсаторів фільтра для забезпечення цієї частоти розраховується за формулою:

$$C_{filter} = \frac{1}{(2\pi f_{зріз})^2 \cdot L} \quad (2.11)$$

Підставивши чисельні значення, отримаємо:

$$C_{filter} = \frac{1}{(2 \cdot 3.14 \cdot 200)^2 \cdot 10.6 \cdot 10^{-5}} = 5974 \text{ мкФ}$$

Для демпфування резонансних коливань у фільтрі передбачено послідовну R-L гілку. Індуктивність демпфуючого ланцюга приймається рівною половині індуктивності перетворювача:

$$L_{demp} = 5L \quad (2.12)$$

Для моделі розрахуємо значення:

$$L_{demp} = 5 \cdot 10.6 \cdot 10^{-5} = 5.3 \cdot 10^{-4} \text{ Гн}$$

Величину демпфуючого опору визначимо через ємність демпфуючої ланки:

$$R_{demp} = \sqrt{\frac{L_{demp}}{C_{demp}}} \quad (2.13)$$

де  $C_{demp}$  - ємність ланки демпфування:

$$C_{demp} = \frac{C_{filter}}{2} \quad (2.14)$$

Підставивши чисельні значення, отримаємо:

$$C_{demp} = \frac{5974}{2} = 2987 \text{ мкФ}$$

$$R_{demp} = \sqrt{\frac{5.3 \cdot 10^{-4}}{2987 \cdot 10^{-3}}} = 0.42 \text{ Ом}$$

Внутрішню структуру розробленого блока масштабування, призначеного для відтворення сумарної потужності ВЕС, показано на рисунку 3.20. Моделювання одного генератора та турбіни з подальшим розрахунковим масштабуванням дозволяє коректно оцінити поведінку всієї станції, оскільки великі ВЕС зазвичай комплектуються однотипними агрегатами. Для даного проекту кількість ВЕУ прийнята рівною 100 шт. Алгоритм роботи блока

масштабування реалізує множення вихідного струму одиночної моделі на коефіцієнт  $N=100$  та його інжекцію в загальну мережу за допомогою керованих джерел струму. Масштабування також динамічно враховує поточний баланс реактивної потужності. Блок реалізовано як еквівалент довгої лінії (TLine) з фіксованим кроком затримки розрахунку ( $dt$ ).

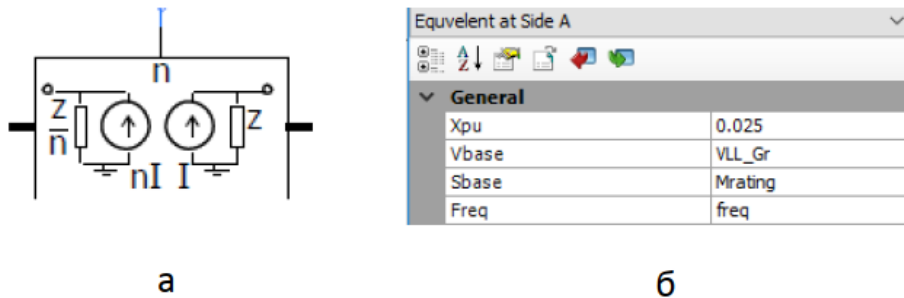


Рисунок 3.20 – Блок динамічного масштабування потужності ВЕС: а – загальна структура макроблоку; б – вікно налаштування параметрів

Ємність для блоку масштабування розраховується через крок інтегрування  $dt$  та хвильовий опір  $Z_c$  за виразом:

$$C = \frac{dt}{Z_c} \quad (2.15)$$

При цьому хвильовий опір дорівнює:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.16)$$

Для виключення негативного впливу послідовної індуктивності блоку масштабування в розрахунках частково задіяно опір розсіювання блочного трансформатора або параметри вихідної кабельної лінії станції. Паралельно блоку масштабування інтегровано високоомний демпфуючий резистор, що забезпечує математичну стійкість чисельних методів розв'язання рівнянь моделі в PSCAD.

### **3.4 Імітаційне моделювання режимів роботи ВЕС та оцінка адекватності розробленої моделі**

Щоб оцінити адекватності та точності розробленої інтелектуальної моделі виконано порівняльний аналіз отриманих результатів із показниками базової (спрощеної) моделі ВЕС. Стандартна бібліотека PSCAD має спрощений варіант вітроустановки, який зазвичай застосовують для узагальненого моделювання. Проте ця спрощена модель має суттєві обмеження: вона не підтримує функцію динамічного масштабування кількості агрегатів і оперує параметрами лише одного еквівалентного генератора. Натомість запропонована повна модель є гнучкою та універсальною, оскільки дозволяє оперативно змінювати конфігурацію, структуру й технічні характеристики силового обладнання, зокрема замінювати типи застосовуваних генераторів на альтернативні варіанти з інтегрованих баз даних PSCAD.

З метою верифікації проведено зіставлення перехідних процесів у спрощеній та повній моделях. На рисунках 3.21 та 3.22 показано динамічні характеристики обох систем при ідентичних за часом та амплітудою флуктуаціях швидкості вітрового потоку.

Показані часові діаграми відображають результати симуляції перехідних процесів у спрощеній (рисунок 3.21) та повній (рисунок 3.22) моделях вітроелектростанції в часовому діапазоні від 5.0 до 40.0 с. Дослідження проведені для верифікації роботи контурів регулювання в умовах динамічної зміни швидкості вітру.

Криві сумарної потужності в точці підключення до системи P<sub>POC</sub> та вихідної потужності еквівалентного вітрогенератора P<sub>WTG</sub> змінюються синхронно, відповідно до алгоритму відстеження точки максимальної потужності (ТМП). При номінальному вітрі генерація становить близько 200 МВт.

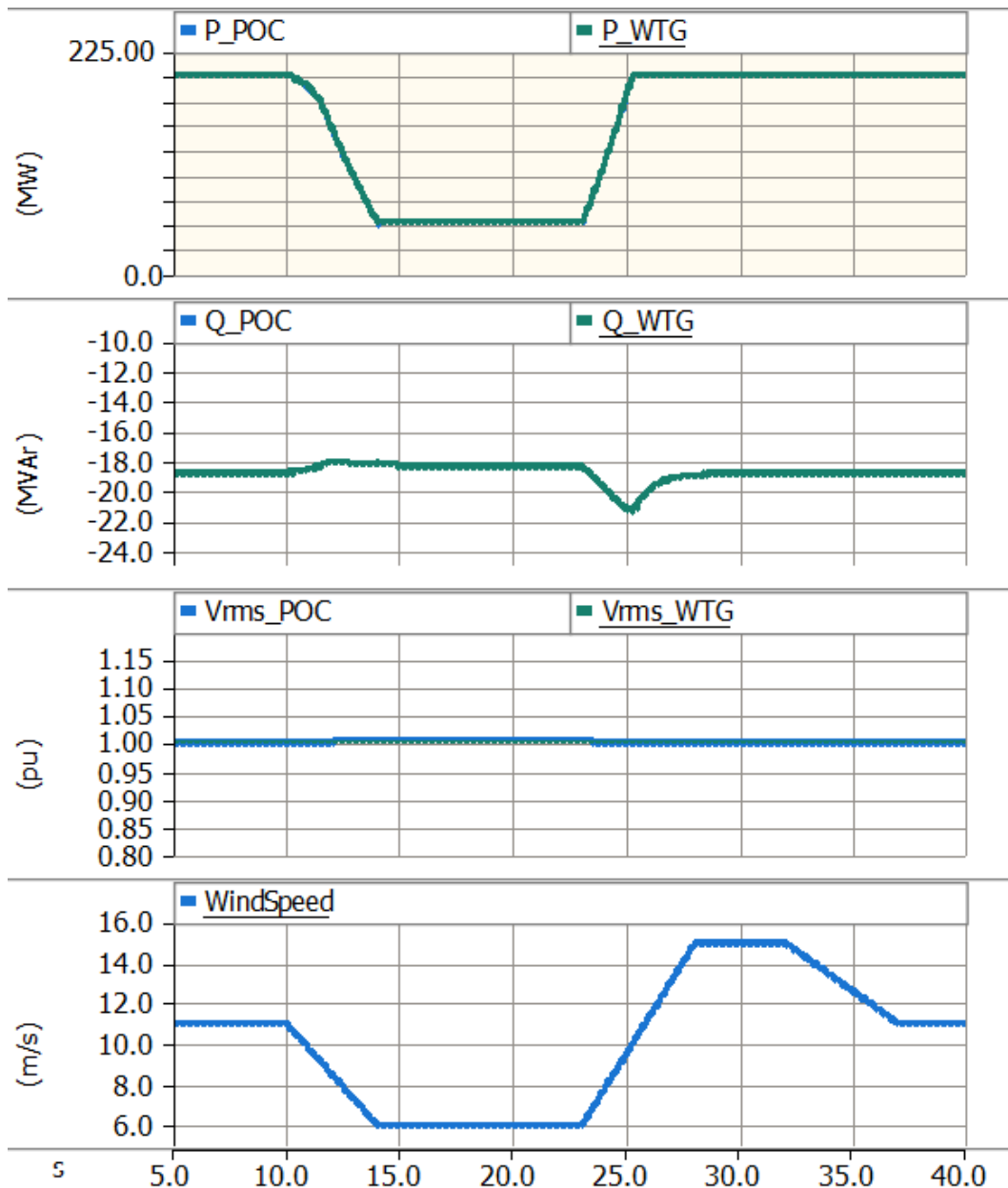


Рисунок 3.21 – Осцилограми перехідних процесів, отримані за допомогою спрощеної моделі ВЕС

Зниження швидкості вітру викликає закономірний спад активної потужності до мінімального базового рівня приблизно 50 МВт. Під час пориву вітру (23.0 -28.0 с) потужність стрімко зростає, але завдяки роботі питч-регулятора (системи обмеження кута нахилу лопатей) вона жорстко затискається на номінальному плато близько 210 ... 215\ МВт, що виключає ризик перевантаження силових перетворювачів.

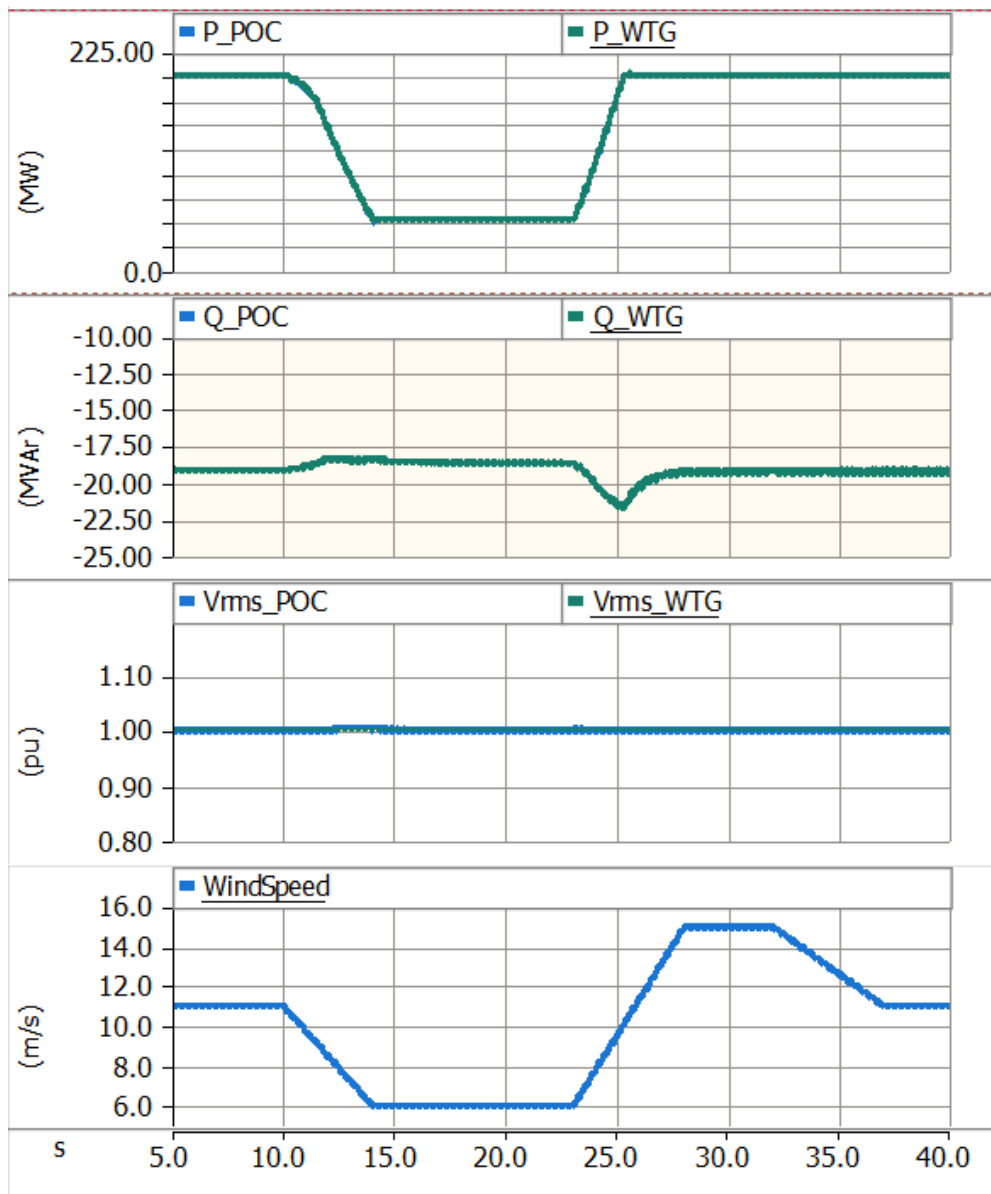


Рисунок 3.22 – Осцилограми перехідних процесів, отримані за допомогою повної моделі ВЕС

Обидві моделі демонструють роботу ВЕС у режимі стабільного споживання реактивної потужності з мережі (значення перебувають у від'ємній зоні в межах -18.0 ... -21.0 Мвар) для забезпечення балансу напруги в точці інтеграції. У моменти динамічних змін швидкості вітру (особливо при різкому накиді навантаження на 25.0...26.0 с) зафіксовано короткочасний сплеск споживання реактивної потужності до -21.5 Мвар із подальшим швидким затуханням і поверненням до усталеного значення -19.0 Мвар. Це

підтверджує ефективність контуру незв'язного регулювання струмів за осями  $d$  та  $q$ .

Напруга на виводах генераторів  $V_{rms\_WTG}$  та на шинах зв'язку з енергосистемою ( $V_{rms\_POC}$ ) залишається практично незмінною протягом усього перехідного процесу і чітко утримується на рівні 1.0 в.о. Відхилення координати не перевищують сотих одиниці, що свідчить про високу стійкість системи регулювання напруги мережевого інвертора та достатню жорсткість зовнішньої мережі.

Повний візуальний та чисельний збіг амплітудно-часових характеристик на обох рисунках підтверджує високу точність математичного опису розробленої повної моделі ВЕС. Інтегрований у неї блок масштабування струму забезпечує ідентичне відображення фізичних процесів, але при цьому дозволяє суттєво оптимізувати швидкість чисельного інтегрування в ПК PSCAD.

Для оцінювання поведінки розробленої системи в екстремальних умовах виконано симуляцію поведінки системи при симетричному трифазному короткому замиканню на землю. Відповідно до сценарію, аварія виникає на шинах інтеграції в енергосистему на 7-й секунді. Результати цього експерименту відображено на часових діаграмах (рисунок 3.23 та рисунок 3.24).

З осцилограми потужності бачимо, що до початку КЗ активна потужність стабільно тримається на рівні 200 МВт. У момент 7.0 с відбувається різке падіння генерації практично до 0 МВт. Після усунення замикання потужність відновлюється до початкових 200 МВт (приблизно до 7.4 с) із короткочасним перерегулюванням до  $\sim 210$  МВт

Швидкість вітру (WindSpeed): Залишається незмінною та становить 10.0 м/с протягом усього досліджуваного інтервалу, не впливаючи на перехідний процес.

У доаварійному режимі ВЕС споживає реактивну потужність близько - 18 МВАр. Під час посадки напруги система різко починає генерувати

реактивну потужність, досягаючи піку майже у +20 МВАр наприкінці аварійного режиму, після чого плавно повертається до початкового споживання із затухаючими коливаннями

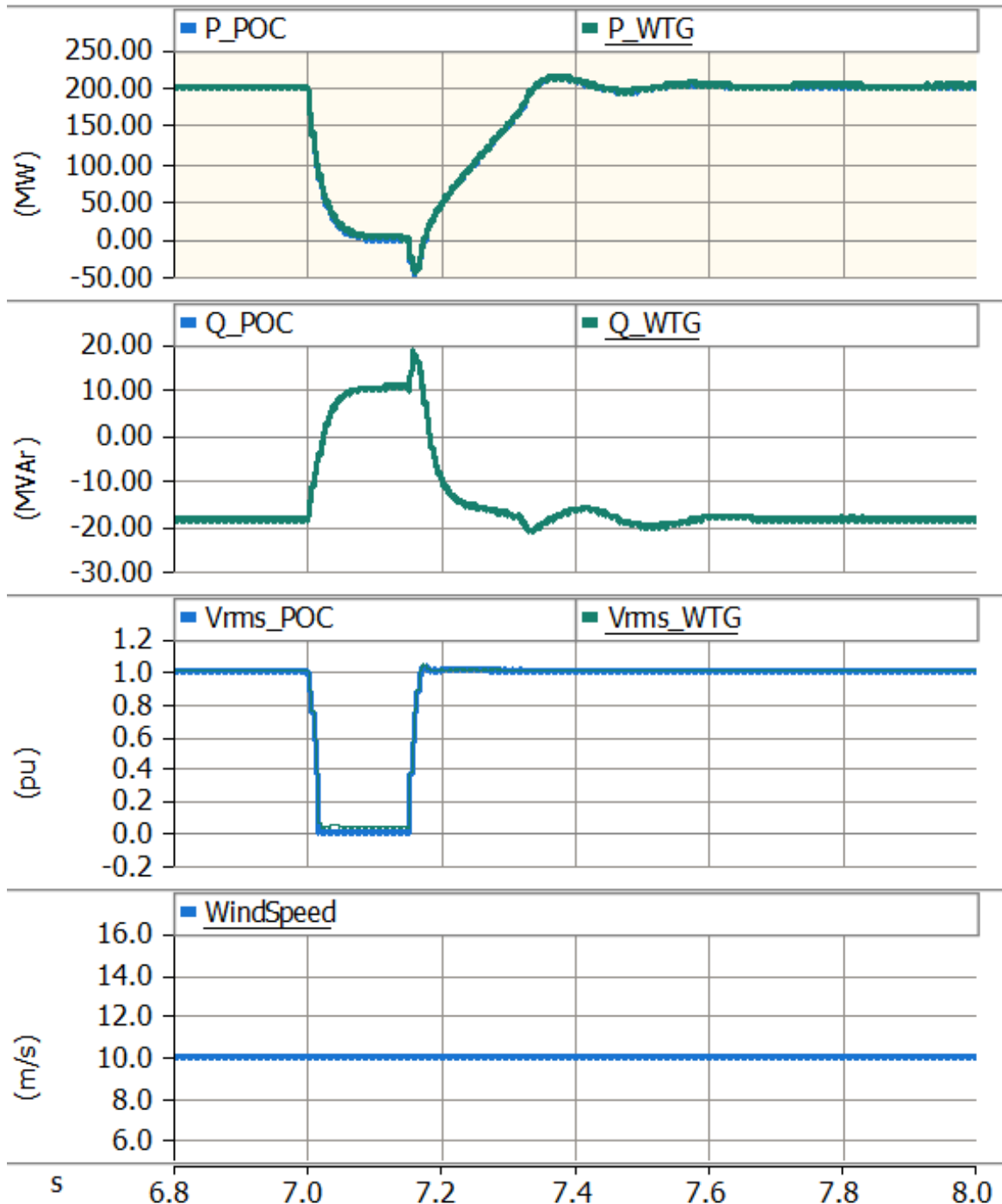


Рисунок 3.23 – Осцилограми перехідних процесів спрощеної моделі ВЕС при трифазному короткому замиканні ( $t = 7$  с)

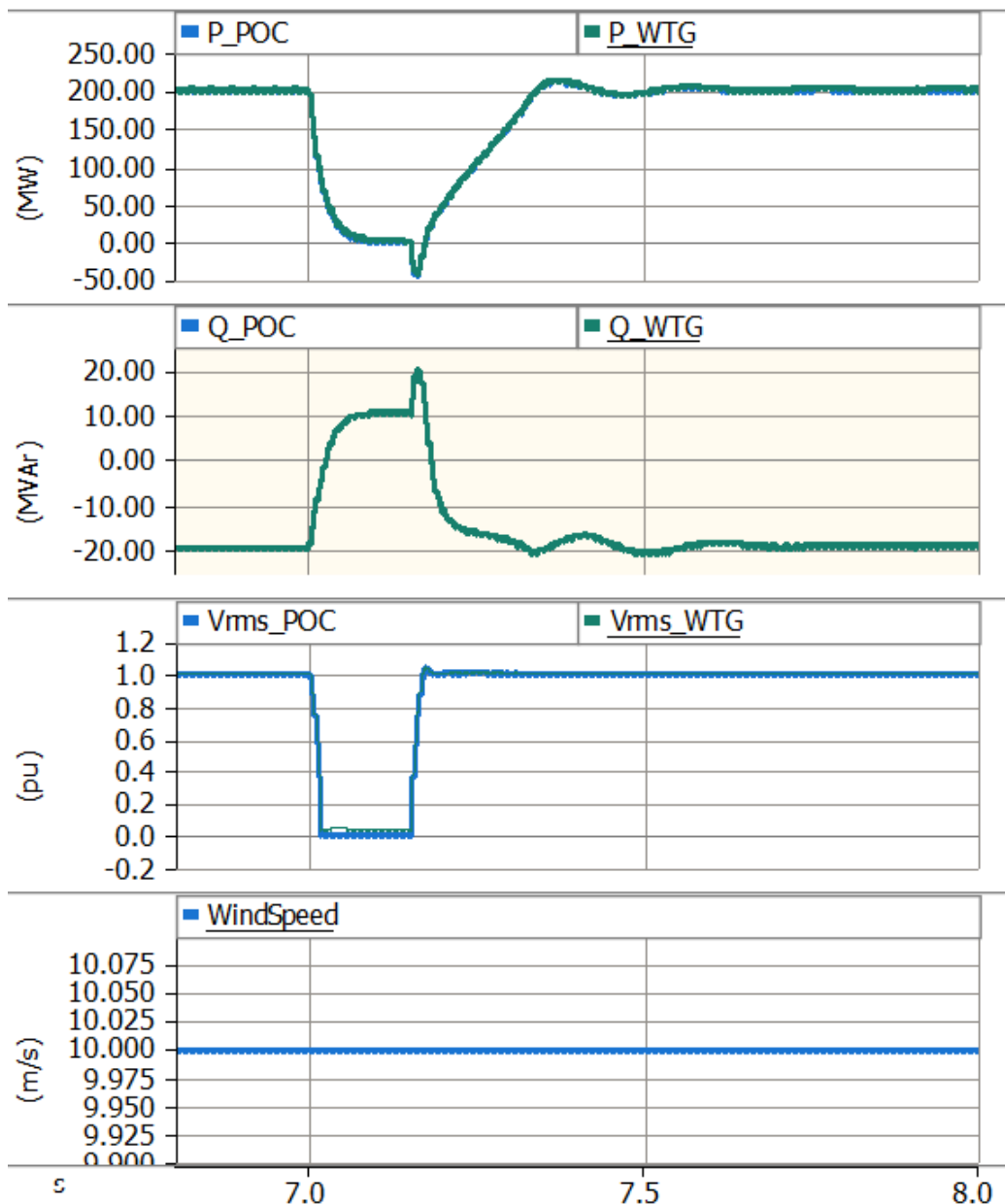


Рисунок 3.24 – Осцилограми перехідних процесів для повної моделі ВЕС при трифазному короткому замиканні ( $t = 7$  с)

Доаварійний рівень напруги становить 1.0 в.о. Під час замикання фіксується глибока посадка напруги до 0 в.о. У момент відключення пошкодження (близько 7.15 с) напруга миттєво відновлюється до 1.0 в.о.

Аналіз осцилограм показує, що характер перехідних процесів для напруги в ланці постійного струму, активна та реактивна потужність, а також швидкісних показників є повністю ідентичним в обох випадках. При цьому швидкість вітру була зафіксована на номінальному рівні 10 м/с, визначеному

під час попередніх розрахункових етапів. Важливим результатом моделювання є те, що за ідентичної точності відтворення фізичних процесів швидкість чисельного розрахунку повної інтелектуальної моделі перевершує швидкість симуляції спрощеної моделі у сім разів за рахунок оптимізації математичних блоків та алгоритму масштабування струму.

### **Висновки до розділу**

1. Створено комплексну імітаційну модель інтелектуальної вітроелектростанції у середовищі PSCAD, яка об'єднує аеродинамічний контур вітроколеса, синхронний генератор на постійних магнітах та систему дволанкових перетворювачів із гібридним бездатчиковим алгоритмом MPPT.

2. Реалізовано деталізовану електричну підсистему генерації та захисту, до складу якої увійшли гальмівний чопер (DC-DC перетворювач) для стабілізації напруги постійного струму та силовий T-подібний L-C-R фільтр. Розраховані параметри фільтра (ємність 158.3 мкФ, індуктивність 0.5 мГн, опір 1.67 Ом) гарантують ефективне придушення вищих гармонік на частоті комутації 1800 Гц.

3. Розроблено та інтегровано блок динамічного масштабування потужності. Це технічне рішення дозволило коректно моделювати роботу багатоагрегатної станції (еквівалент 100 вітроустановок) на основі обчислювального ядра єдиного базового генератора без втрати деталізації перехідних процесів.

4. Здійснено успішну верифікацію розробленої системи шляхом порівняльного моделювання з базовою спрощеною моделлю. Аналіз осцилограм при флуктуаціях швидкості вітру (6–15 м/с) та симетричних коротких замиканнях у мережі (в момент часу 7 с) підтвердив високу точність повної моделі при одночасному прискоренні чисельних розрахунків рівно у 7 разів.

## **4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ**

### **4.1 Загальні положення з охорони праці під час монтажу вітроустановки**

Процес експлуатації вітроенергетичної установки вимагає уважного і відповідального ставлення. Пристрої, що входять до її складу можуть представляти при неправильній експлуатації або у важких погодних умовах джерело підвищеної небезпеки.

Регулярно проводите технічне обслуговування обладнання.

Не намагайтеся виконувати ремонт або обслуговування вітроенергетичної установки самостійно. Дані роботи повинен виконувати професійний персонал.

Перевірте стан основних вузлів устаткування при його отриманні.

Не допускайте до експлуатації вітроенергетичної установки осіб, які не одержали необхідні інструкції.

Не допускайте дітей до компонентів вітроенергетичної установки, незалежно від стану системи.

Перед початком експлуатації необхідно ретельно оглянути вітрогенератор, переконатися в надійності кріплення лопатей, щогли, і всіх фланцевих з'єднань.

Перевірити, чи немає пошкоджень ізоляція проводів;

Під час роботи вітрогенератора не допускається торкатися до проводів, і робочої турбіни.

Запуск вітрогенератора повинен проводитися без підключеного навантаження.

Потужність передбачуваного навантаження не повинна перевищувати потужність підключеного до системи інвертора.

#### **2) Електрична безпека**

Вітрогенератор обладнаний складними електронними пристроями, при розробці яких забезпечувався захист від електричних джерел небезпеки,

пов'язаних з високими струмами. При підключенні цих та будь-яких інших електротехнічних пристроїв потрібно пам'ятати, що існують ризики, що створюються для людей протіканням електричного струму. Виділення тепла в електротехнічних системах часто є результатом протіканням надмірного струму по проводах з недостатнім перетином або через погані контакти. Акумулятори можуть викидати струми небезпечної величини. У разі короткого замикання в проводах, що йдуть від акумулятора, може виникнути пожежа. Щоб усунути цей ризик, необхідно встановити в ланцюгах, що підключаються до акумулятора, плавкі запобіжники або автоматичні вимикачі відповідного номіналу .

Не доторкатися до оголених електричних проводів і під'єднаних роз'ємів.

Не торкатися компонентів ВЕУ, вологими руками.

Не допускати попадання на компоненти ВЕУ (за винятком вітрогенератора і щогли) рідини і не ставити їх на вологу поверхню.

Стежити за тим, щоб електричні проводи і роз'єми були в справному стані.

Не використовуйте обладнання що перебуває в несправному стані: це може привести до аварії і ураження електричним струмом.

Не використовуйте ВЕУ до інших джерелом електричного живлення, наприклад, до місцевої електромережі. У тих випадках, коли передбачено резервне підключення іншого джерела, воно повинно виконуватися кваліфікованим персоналом з урахуванням особливостей роботи обладнання.

Підключення до розподільних мереж об'єкта має проводитися при монтажі вітроенергетичної установки кваліфікованим персоналом в суворій відповідності з нормами і правилами улаштування електроустановок.

Тримати будь легкозаймисті та вибухонебезпечне речовина (бензин, масло, ганчір'я тощо) далеко від компонентів ВЕУ.

Забороняється експлуатувати компоненти ВЕУ у вибухонебезпечному середовищі, так як в її електричних частинах можливе іскріння.

Механічна безпека

Обертаються лопаті є, велику небезпеку. Лопаті ротора вітрогенератора виготовлені з дуже міцного матеріалу.

Швидкість руху лопатей по зовнішньому діаметру обертання може перевершувати. При такій швидкості лопаті можуть нанести серйозну травму. Ні в якому разі не слід встановлювати турбіну в таких місцях, де можливий контакт людини з рухомими лопатями ротора

Не можна встановлювати турбіну таким чином, що б хто-небудь міг опинитися на шляху руху лопатей.

Забороняється зупиняти вітроколесо при роботі віротурбіни, це дуже небезпечно.

Необхідно проводити всі роботи по обслуговуванню вітрогенератора тільки при повній зупинці вітроколеса і в безвітряну погоду.

#### **4.2 Заходи безпеки при проектуванні енергоустановок**

Проектування сучасних енергетичних установок є складним інженерним процесом, базовим пріоритетом якого є забезпечення експлуатаційної надійності, мінімізація ризиків виробничого травматизму та запобігання виникненню аварійних ситуацій. На етапі розробки проектної документації закладається комплекс технічних рішень та організаційних заходів, які регулюються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), Державними будівельними нормами (ДБН) та чинними стандартами безпеки праці.

Основним завданням під час розробки електричної частини проекту є унеможливлення випадкового або прямого контакту людини зі струмовідними частинами під напругою. Для цього застосовують багаторівневу систему захисту. Першим рубежем захисту є створення надійного контуру захисного заземлення та проектування системи занулення, які у випадку пробоя ізоляції забезпечують швидке зниження напруги дотику та активацію автоматичного вимкнення живлення.

Усі кабельні лінії, шинопроводи та внутрішні вузли апаратів забезпечуються подвійною або посиленою електричною ізоляцією. Фізичний доступ до обладнання обмежується шляхом його розміщення у закритих шафах, пультах чи камерах із відповідним індексом пиловологозахисту (IP). Додатково навколо обладнання високої напруги передбачають встановлення стаціонарних бар'єрів, захисних екранів та сітчастих огорожень.

#### *Пожежна та вибухобезпека об'єктів*

Енергоустановки є об'єктами підвищеної пожежної небезпеки через високу концентрацію теплової та електричної енергії. Для запобігання займанню у проектах обов'язково закладаються пристрої автоматичного захисту: мікропроцесорні пристрої релейного захисту, автоматичні вимикачі та пристрої захисного вимкнення (ПЗВ), які миттєво знеструмлюють мережу у разі перевантажень, коротких замикань або витоків струму.

При виборі матеріалів перевага віддається вогнестійким кабелям, лоткам та конструкціям, що не підтримують і не поширюють горіння. Простір енергооб'єкта розділяється на протипожежні зони за допомогою спеціальних перегородок та стін, особливо у місцях встановлення силових трансформаторів чи маслонаповненого обладнання. Також у проект інтегрують системи автоматичної пожежної сигналізації, датчики диму та локальні установки пожежогасіння. Якщо установка проектується для роботи у специфічних умовах (наприклад, хімічна промисловість чи шахти), використовується обладнання виключно у вибухозахищеному виконанні.

#### *Ергономіка та просторове планування*

Безпека експлуатації напряму залежить від просторової організації об'єкта. При компонуванні обладнання суворо витримуються нормативні геометричні відстані між струмовідними частинами та елементами будівель. Ширина проходів для обслуговування розраховується таким чином, щоб персонал міг вільно пересуватися та здійснювати оперативні перемикання, а в разі нештатної ситуації — швидко евакуюватися.

Обов'язковим елементом проекту є автономне аварійне та евакуаційне освітлення, яке запускається автоматично від акумуляторних батарей або дизель-генераторів при повному знеструмленні об'єкта. Для запобігання перегріву силової апаратури та накопичення шкідливих газів розробляються системи примусової вентиляції, кондиціонування та клімат-контролю.

*Автоматизація, блокування та індикація*

Сучасне проектування передбачає максимальне усунення людського фактора з небезпечних технологічних процесів. Системи дистанційного керування дозволяють операторам контролювати роботу установок із безпечних, ізольованих приміщень.

Для виключення помилкових дій персоналу під час ремонтних чи перемикальних робіт впроваджуються системи механічного, електричного та електромагнітного блокування (наприклад, блокування, що забороняє відключення роз'єднувача під навантаженням). Візуальний контроль за станом комутаційних апаратів забезпечується за рахунок світлової індикації, цифрових мнемосхем та чіткого маркування, що відображають поточний режим роботи всієї енергосистеми.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Аналіз нормативних вимог до об'єктів розподіленої генерації понад 25 МВт та існуючих схем видачі потужності показав, що пряме підключення класичних синхронних машин не забезпечує достатньої динамічної стійкості при зміні швидкості вітру від мінімальних 3 м/с до 25 м/с. Обґрунтовано перехід до використання синхронних генераторів на постійних магнітах у зв'язці з дволанковими напівпровідниковими перетворювачами «АС-DC-АС».

2. Встановлено, що класичні методи регулювання за допомогою механічних анемометрів знижують загальну надійність ВЕУ та мають значну інерційність. Для реалізації в інтелектуальній системі обрано гібридний алгоритм пошуку точки максимальної потужності, який поєднує метод збурення і спостереження з жорстким регулюванням крутного моменту при глибоких провалах напруги мережі. Це дозволяє стабілізувати видачу активної потужності ВЕУ з похибкою не більше 1–2% в усталеному режимі без використання датчиків вітру.

3. Розроблена математична модель включає аеродинамічний контур вітроколеса, систему незв'язного векторного керування в осях d-q, блок активного захисту ланки постійного струму та силовий T-подібний L-C-R фільтр.

4. Розроблено та верифіковано алгоритм динамічного масштабування еквівалентного вітрогенератора, що дозволяє моделювати роботу багатоагрегатних станцій. Порівняльне моделювання режимів симетричного трифазного короткого замикання (тривалістю понад 0.5 с) та флуктуацій вітру (від 6 до 15 м/с) показало адекватність повної моделі ВЕС.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. 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.
2. Мазур М.П., Федоренко О.В. Сучасні стратегії керування вітровими електростанціями / М.П. Мазур, О.В. Федоренко – Львів: НУ «Львівська політехніка», 2023. – 15 с.
3. Касаткіна І.В. Інтелектуальні системи електропостачання: навчальний посібник / І.В. Касаткіна – Вінниця: ВНТУ, 2024. – 151 с.
4. Шелест В.О. Основи вітроенергетики: підручник / В.О. Шелест – Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2015. – 240 с.
5. 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.
6. 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.
7. Santos M.A., Silva J.P. Intelligent Control of an Experimental Small-Scale Wind Turbine / M.A. Santos, J.P. Silva – Madrid: MDPI Energies, 2024. – 18 p.
8. Brown T.R. Intelligent Wind Turbine Control System / T.R. Brown – New York: Scribd, 2023. – 45 p.
9. Петренко О.М., Сидоренко В.І. Розробка автоматизованої системи керування вітроенергетичними установками / О.М. Петренко, В.І. Сидоренко – Харків: ДБТУ, 2022. – 12 с.
10. Ali Sayigh. Comprehensive Renewable Energy. Volume One. Photovoltaic Solar Energy // Elsevier Ltd – 2012. – P. 746. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.sciencedirect.com.focus.lib.kth.se/>

11. PSCAD Cookbook: AC Fault, Load Flow and Machine Studies / A. Keri, A. Gole – Winnipeg: PSCAD Knowledge Base, 2022. – 120 p.
12. Filizadeh S. PSCAD Application Guide and Theory Workbook / S. Filizadeh – Winnipeg: Manitoba Hydro International Ltd, 2022. – 180 p.
13. Тарасенко М.Г., Коваль В.П., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с.
14. Методичні вказівки для написання розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього рівня „бакалавр”. Для студентів всіх форм навчання рівень вищої освіти перший ( бакалаврський ) / укл. : О. Я. Гурик , І. Б. Окіпний. – Тернопіль : ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. - 20 с.