

Н. В. Курилко; Р. М. Федоришин, д-р тех. наук, доц.

ПОБУДОВА МАСШТАБОВАНОЇ МОДЕЛІ ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ДЛЯ ТЕСТУВАННЯ КОНТРОЛЕРА ВЕРХНЬОГО РІВНЯ

Запропоновано обчислювально ефективну багатотурбінну модель вітрової електростанції (ВЕС), призначену для відлагодження й тестування контролера електростанції у динамічних режимах. На відміну від наявних підходів, що використовують надмірно спрощені агреговані моделі або обчислювально затратні детальні моделі електромагнітних перехідних процесів, запропонована модель є проміжною. Вона зберігає індивідуальний опис кожної турбіни, достатній для тестування алгоритмів розподілу потужності, і водночас забезпечує можливість моделювання десятків турбін у реальному часі. Модель поєднує спрощений опис кожної турбіни зі статичними обмеженнями (крива потужності та PQ-межі), аперіодичними ланками першого порядку для активної і реактивної потужності та генератором вітрового поля. Окремо розглянуто режими роботи з активним зовнішнім обмеженням активної потужності, де команду контролера електростанції описано функцією обмеження швидкості зміни та аперіодичною ланкою. Новизна підходу полягає у поєднанні структурованих процедур ідентифікації часових сталих для необмеженого та обмеженого режимів, що забезпечує швидку параметризацію моделі за обмеженим обсягом експериментальних даних без потреби у детальних аеродинамічних чи електромеханічних параметрах турбіни. Така модель дає змогу оптимізувати алгоритми керування до їх впровадження на реальному об'єкті, покращуючи статичні й динамічні характеристики електростанції – точність відпрацювання заданої потужності, швидкодію реакції на команди оператора та стійкість роботи в умовах змінного вітрового навантаження. Наведено результати ідентифікації для різних середніх швидкостей вітру та інтенсивностей турбулентності. Показано, що оцінена стала T_r істотно залежить від робочої точки та рівня турбулентності, тому доцільне зональне/табличне задання параметрів; модель придатна для сценаріїв 5 – 30 хв із десятками турбін.

Ключові слова: вітрова електростанція, система керування, ідентифікація параметрів, динамічна модель, моделювання, багатооб'єктне керування, тестування контролера, стохастичні збурення.

Вступ

Розвиток вітроенергетики протягом останнього десятиліття суттєво змінив вимоги до моделювання великих вітрових електростанцій (ВЕС). Частка генерації на основі перетворювачів із силовою електронікою постійно зростає, що створює потребу в точних та масштабованих моделях, здатних відтворювати як роботу окремих вітрових турбін (ВТ), так і поведінку всієї електростанції у взаємодії з мережею [1]. Сучасні мережеві кодекси – зокрема європейський регламент ENTSO-E NC RfG (Network Code on Requirements for Generators) — висувають до ВЕС жорсткі вимоги: підтримання напруги в точці приєднання, керування активною та реактивною потужністю, участь у регулюванні частоти, а також здатність залишатися підключеною під час короткочасних аварій [2]. Контролер вітроелектростанції відіграє тут ключову роль: він координує роботу групи турбін, розподіляє потужність між ними, реалізує вимоги оператора системи передавання електроенергії та враховує обмеження, пов'язані з поточними режимами роботи.

Стандарт IEC 61400-27-1 [4] визначає базові моделі окремих ВТ, проте не регламентує побудову моделі електростанції як системи багатьох турбін із керуванням на рівні всієї станції. У науковій літературі та інженерній практиці досі бракує універсальної моделі ВЕС, яка б поєднувала такі властивості: можливість моделювати десятки турбін як окремі об'єкти керування; можливість тестувати механізми диспетчеризації потужності між турбінами; можливість врахувати відмови окремих агрегатів та динамічну реакцію контролера електростанції на такі зміни [3]. Модель повинна бути обчислювально ефективною для

моделювання тривалих сценаріїв тривалістю від 5 до 30 хвилин [5]. Наявні підходи або надмірно спрощують опис електростанції до одного агрегованого генератора, втрачаючи можливість керування окремими турбінами, або є обчислювально затратними для багатотурбінного моделювання в реальному часі.

Аналіз наявних підходів до моделювання вітрових електростанцій

Моделювання вітрових електростанцій є важливим елементом аналізу стійкості електроенергетичних систем та основою для розроблення і тестування контролерів. Стандарт ІЕС 61400-27-1 визначає ключові підходи до моделювання окремих турбін, однак питання багатотурбінного моделювання та придатності різних методів для тестування контролера ВЕС у динамічних режимах потребують детального аналізу.

Цей міжнародний стандарт визначає узагальнені моделі вітрових турбін у представленні позитивної послідовності – фазорному представленні – для дослідження короткострокових перехідних процесів електроенергетичної системи [4]. Моделі побудовані так, щоб коректно передавати динаміку електро механічної частини та системи керування, водночас уникаючи необхідності враховувати високочастотні явища. Стандарт описує чотири основні типи вітрових турбін:

Тип 1 – асинхронний генератор зі сталою швидкістю;

Тип 2 – асинхронний генератор зі змінним опором ротора;

Тип 3 – турбіна з генератором подвійного живлення та частковим перетворювачем;

Тип 4 – турбіна з повнопотужним перетворювачем.

Найпоширенішими у сучасних ВЕС є турбіни Типу 3 та Типу 4 [9], які разом становлять переважну частку ринку. Для Типу 3 стандарт додатково розрізняє підтипи 3А та 3В залежно від наявності шунтувальної системи захисту ротора. Моделі цього типу охоплюють регулятори швидкості обертання, активної та реактивної потужності, механічну модель двох мас, а також механізми поведінки під час зниження напруги [10]. Валідацію таких моделей для режимів безперервної роботи під час аварій підтверджено для турбін різних виробників [12]. ІЕС 61400-27-1 задає уніфіковану структуру моделей окремих вітрових турбін, але не визначає способу побудови моделі ВЕС як системи багатьох турбін із керуванням на рівні електростанції.

У літературі та промислових інструментах використовують три основні підходи до моделювання ВЕС, які суттєво відрізняються рівнем деталізації та обчислювальною складністю.

Агреговані моделі представляють всю електростанцію як один еквівалентний генератор із сумарними активною та реактивною потужностями [6]. Підхід базується на об'єднанні турбін, що працюють в однакових умовах, в одну модель із перемасштабованою номінальною потужністю. Математично для системи з N турбінами, де кожна описується M диференціальними рівняннями, агрегована модель зменшує порядок системи з $N \times M$ до M . Це забезпечує високу обчислювальну ефективність для великомасштабного аналізу стійкості електроенергетичної системи. Водночас для тестування контролерів ВЕС агреговані моделі непридатні: вони не дають змоги надсилати команди окремим турбінам та не містять інформації про індивідуальні обмеження і стани турбін. Це унеможливує перевірку алгоритмів розподілу потужності між турбінами та призводить до неадекватного відтворення реакції ВЕС на часткові відключення – як планові, так і аварійні.

Детальні моделі електромагнітних перехідних процесів (ЕМП) відтворюють роботу силової електроніки та електричних компонентів із мікросекундним кроком інтегрування [7]. Такі моделі дають змогу точно враховувати гармонічні складові, резонансні явища, субсинхронні коливання, перехідні процеси в перетворювачах та взаємодію елементів із високою частотою перемикавання. ЕМП-моделювання залишається незамінним у задачах аналізу нестабільностей силової електроніки, дослідження роботи у слабких мережах та валідації алгоритмів на рівні перетворювачів. У контексті моделювання великих ВЕС та

тестування контролерів ЕМП має суттєві обмеження: обчислювальна складність ЕМП-моделей є надмірно високою – навіть моделювання тривалістю кілька секунд для турбін, під'єднаних до великої електроенергетичної системи, може тривати години [13]. Проблемою є і масштабованість: моделювання навіть 10 турбін із генераторами подвійного живлення вимагає спеціалізованих багатопроекторних імітаторів реального часу та методів фізичної агрегації [7]. ЕМП-моделі є непрактичними для сценаріїв тривалістю 5 – 30 хв: контролери працюють із кроком мілісекунд, тоді як ЕМП-моделювання вимагає кроку в десятки мікросекунд.

Багатотурбінні фазорні моделі займають проміжне місце між двома попередніми підходами [8]. Вони працюють у представленні позитивної послідовності з кроком інтегрування 1 – 10 мс, зберігають структуру окремої турбіни згідно з ІЕС 61400-27-1 та адекватно описують низькочастотні електромеханічні процеси й динаміку систем керування. Фазорні моделі представляють синусоїдальні напруги та струми як комплексні числа на основній частоті (50/60 Гц), використовуючи той самий математичний апарат, що й програми аналізу усталених режимів, але з урахуванням динаміки в часовій області. Практика підтверджує придатність таких моделей для моделювання десятків турбін. Компанія Hydro-Québec успішно моделювала ВЕС із 70 – 100 турбінами для валідації методів агрегації [13]. Водночас опубліковані реалізації фазорних моделей мають прогалини у функціональності, необхідній для тестування контролерів ВЕС [9,11]. Зокрема, бракує механізмів моделювання відмов окремих турбін, спостерігається неповна підтримка режимів керування (P , Q , V , $\cos\phi$), відсутні алгоритми розподілу потужності між турбінами, не враховуються діаграми робочих режимів турбін, а інтерфейс взаємодії з контролером ВЕС залишається обмеженим.

Аналіз літератури виявляє розрив між доступними підходами до моделювання: агреговані моделі забезпечують високу обчислювальну ефективність, але не відтворюють індивідуальну поведінку турбін; ЕМП-моделі є надто обчислювально затратними для багатотурбінного моделювання; а наявним реалізаціям фазорних моделей бракує повного набору функцій для тестування контролерів ВЕС [9,11].

Постановка задачі

Для ефективного тестування контролерів вітрових електростанцій потрібна спеціалізована багатотурбінна модель із чітко визначеними характеристиками. Модель повинна відповідати структурі типових моделей для турбін Типу 3 (з генератором подвійного живлення) та Типу 4 (з повнопотужним перетворювачем), які становлять переважну більшість сучасних ВЕС [11,12]. Модель має допускати швидку параметризацію за експериментальними даними – зокрема за знятими статичними характеристиками та перехідними процесами – без потреби у детальних аеродинамічних чи електромеханічних параметрах турбіни. Кількість параметрів для ідентифікації має бути мінімальною, а процедура їх визначення – простою та відтворюваною. Модель має відтворювати роботу окремих турбін з індивідуальними обмеженнями та станами, підтримувати основні режими керування – за активною та реактивною потужністю, а також забезпечувати можливість моделювання режимів обмеження потужності [10, 12]. Необхідна обчислювальна ефективність для тривалого моделювання десятків турбін та інтерфейс взаємодії з контролером ВЕС для передавання команд керування та отримання вимірювань. Така модель є основою для тестування й валідації алгоритмів керування ВЕС без використання дорогих програмно-апаратних комплексів реального часу та без спрощення функціональності контролера.

Моделювання вітрової турбіни

У моделі вітрової електростанції кожна вітрова турбіна представлена окремим модулем, що описує зв'язок між локальним вітровим режимом, командами контролера електростанції щодо активної та реактивної потужності й реакцією турбіни в точці приєднання (P , Q ,
Наукові праці ВНТУ, 2025, №4

станкерування). Модуль турбіни реалізовано як спрощену модель відповідно до структури стандарту ІЕС 61400-27-1: статична поведінка задається кривою потужності та PQ-обмеженнями, а динаміка активної й реактивної потужності апроксимується аперіодичними ланками першого порядку. Такий рівень деталізації є достатнім для тестування контролера електростанції на горизонтах 5 – 30 хв без надмірної обчислювальної складності.

Для вітрової турбіни з індексом i модель використовує такі вхідні сигнали:

v_i	середня швидкість вітру на рівні ротора, м/с;
P_{limi}	обмеження активної потужності від контролера вітроелектростанції;
Q_{spi}	задана реактивна потужність від контролера вітроелектростанції;
$Stop_i$	логічна команда зупинки вітрової турбіни

Вихідні сигнали моделі:

$P_{model,i}$	виміряна активна потужність;
$Q_{model,i}$	виміряна реактивна потужність;

Надалі, для спрощення викладу, індекс i для позначення окремої вітрової турбіни опускаємо, якщо інше не зазначено.

Моделювання динаміки активної потужності вітрової турбіни

Статична характеристика турбіни за активною потужністю задається експлуатаційною кривою потужності у вигляді табличної залежності:

$$P_{pc}(v) = \text{interp}(V_{curve}, P_{curve}, v), \quad (1)$$

де V_{curve} та P_{curve} – масиви значень швидкості вітру та відповідної активної потужності, взяті з технічних даних виробника або апроксимовані за експлуатаційними вимірюваннями [19], а v – миттєве значення швидкості вітру на рівні ротора (зазвичай усереднене на короткому часовому інтервалі), м/с. interp – функція лінійної інтерполяції.

У моделі доступна активна потужність окремої турбіни P_{avail} визначається з урахуванням як вітрових умов, так і логічної команди зупинки. Якщо для турбіни подано команду $Stop=1$ або швидкість вітру виходить за межі робочого діапазону $[v_{cut-in}, v_{cut-out}]$, турбіна вважається недоступною для генерування і її доступна потужність дорівнює нулю. В інших режимах P_{avail} задається мінімумом між значенням кривої потужності $P_{pc}(v)$ за поточної швидкості вітру та номінальною потужністю P_{rated} , що гарантує невихід моделі за конструктивні обмеження турбіни [15]:

$$P_{avail} = \begin{cases} 0, \text{ якщо } Stop = 1 \text{ або } v < v_{cut-in} \text{ або } v > v_{cut-out} \\ \min(P_{pc}(v), P_{rated}), \text{ інакше} \end{cases} \quad (2)$$

Щоб врахувати інерційність турбіни та перетворювача, доступна потужність проходить через аперіодичну ланку першого порядку зі сталою часу T_p . У необмеженому режимі вихід моделі активної потужності позначимо як P_{model} .

$$T_p \frac{dP_{model}}{dt} + P_{model} = P_{avail} \quad (3)$$

На Рис. 1 наведено спрощену структуру моделі, в якій не враховано умови v_{cut-in} , $v_{cut-out}$ та команду зупинки $Stop$.

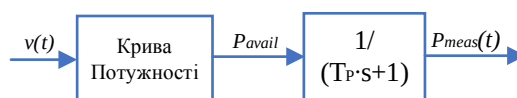


Рис. 1. Модель динаміки активної потужності вітрової турбіни в необмеженому режимі

У режимі зовнішнього обмеження сигнал від контролера ВЕС P_{lim} не застосовується миттєво, а проходить через функцію обмеження швидкості наростання, яка обмежує швидкість зміни потужності до $\dot{P}_{max}$. На виході формується обмежене за швидкістю значення:

$$P_{lim,r} = \text{ramp}(P_{lim}, \dot{P}_{max}). \quad (4)$$

Якщо обмеження є активним $P_{lim} < P_{avail}$, тоді саме $P_{lim,r}$ подається на аперіодичну ланку першого порядку, і вихідна активна потужність визначається рівнянням:

$$T_{PL} \frac{dP_{model}}{dt} + P_{model} = P_{lim,r} \quad (5)$$

Якщо ж $P_{lim} \geq P_{avail}$, то обмеження не впливає, і турбіна працює за необмеженою моделлю (рис. 1).

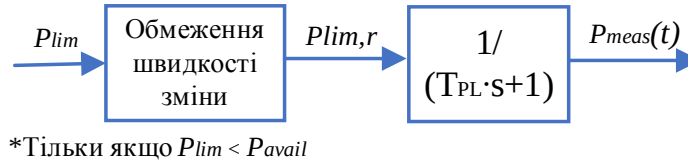


Рис. 2. Модель динаміки активної потужності вітрової турбіни з урахуванням зовнішнього обмеження

Отже, запропонована спрощена модель динаміки активної потужності вітрової турбіни базується на двох підмоделях: для необмеженого режиму та для обмеженого режиму, і описує реакцію турбіни на вітер і зовнішні обмеження за допомогою обмеженого набору параметрів: кривої потужності $P_{pc}(v)$, P_{rated} , v_{cut-in} , $v_{cut-out}$, сталої часу T_P , T_{PL} та максимальної швидкості зміни потужності $\dot{P}_{max}$. При цьому T_P та T_{PL} не обов'язково є сталими і в загальному випадку можуть задаватися як набір значень для різних сценаріїв роботи. Усі ці параметри можна безпосередньо взяти з технічної документації або ідентифіковані за перехідними процесами, що суттєво спрощує параметризацію моделі порівняно з детальними аеродинамічними й електромеханічними моделями.

Модельовання динаміки реактивної потужності вітрової турбіни

Реактивна потужність окремої турбіни моделюється з урахуванням її PQ-здатності, визначеної номінальною повною потужністю генератора та мінімально допустимим коефіцієнтом потужності [22]. Для турбіни номінальна повна потужність визначається як:

$$S_{rated,i} = \frac{P_{rated,i}}{\cos\varphi_{min,i}} \quad (6)$$

де $P_{rated,i}$ – номінальна активна потужність турбіни, а $\cos\varphi_{min,i}$ – мінімально допустиме значення коефіцієнта потужності за модулем.

Для поточного значення активної потужності $P_{model,i}$ максимально допустиме значення реактивної потужності за модулем обчислюється за колом потужності:

$$Q_{max}(P_{model,i}) = \sqrt{\max(S_{rated,i}^2 - P_{model,i}^2, 0)}, Q_{min}(P_{model,i}) = -Q_{max}(P_{model,i}) \quad (7)$$

На основі цього визначається цільова реактивна потужність турбіни як насичена команда від контролера ВЕС:

$$Q_{tgt,i}(t) = \min(\max(Q_{sp,i}(t), Q_{min}(P_{model,i}(t))), Q_{max}(P_{model,i}(t))) \quad (8)$$

де $Q_{sp,i}$ – задана реактивна потужність від контролера ВЕС. Таким чином, модель гарантує, що реактивна потужність не виходить за межі допустимої PQ-діаграми турбіни для поточного рівня активної потужності [22].

Далі (як на схемі) цільова реактивна потужність проходить через обмежувач швидкості зміни dQ/dt , причому швидкості наростання та спаду можуть відрізнятися:

$$Q_{tgt,r,i}(t) = \text{ramp}(Q_{tgt,i}(t), Q_{max}^{\uparrow}, Q_{max}^{\downarrow}) \quad (9)$$

Динаміка реактивної потужності апроксимується аперіодичною ланкою першого порядку,

аналогічним до активної потужності. Перехід від обмеженого за швидкістю цільового значення до фактичної реактивної потужності $Q_{meas,i}$ описується рівнянням:

$$T_Q \frac{dQ_{model,i}}{dt} + Q_{model,i} = Q_{tgt,r,i}(t) \quad (10)$$

де T_Q – ефективна часова стала реактивного контуру, яка агрегує динаміку перетворювача, системи керування напругою за обмежень по струму. Такий підхід відповідає спрощеним динамічним моделям керування реактивною потужністю, які застосовуються в універсальних моделях вітрових турбін і ВЕС [23].

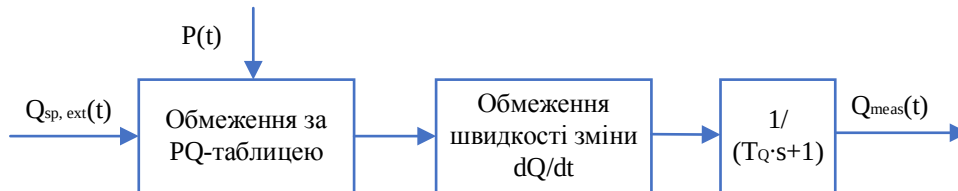


Рис. 3. Спрощена модель динаміки реактивної потужності вітрової турбіни

Знаючи PQ-характеристику турбіни (номінальну повну потужність та допустимий діапазон коефіцієнта потужності) параметри обмеження швидкості зміни $Q_{\max}^{\uparrow}, Q_{\max}^{\downarrow}$ і часову сталу реактивного контуру T_Q , запропонована модель дає змогу відтворити як статичні обмеження реактивної потужності, так і динамічну реакцію $Q_{model,i}(t)$ на команди $Q_{sp,i}(t)$ за заданого рівня активної потужності.

Моделювання точки загального приєднання

На рівні моделі вітрової електростанції точка загального приєднання (ТЗП) розглядається як вузол, у який підсумовується потужність усіх вітрових турбін і через який ВЕС взаємодіє з еквівалентом електричної мережі [24]. Нехай N – кількість турбін у моделі, тоді сумарні активна та реактивна потужності ВЕС визначаються як:

$$P_{farm} = \sum_{i=1}^N P_{meas,i}; \quad (11)$$

$$Q_{farm} = \sum_{i=1}^N Q_{meas,i} \quad (12)$$

де $P_{meas,i}$ та $Q_{meas,i}$ – активна та реактивна потужність окремої турбіни.

З боку мережі точка загального приєднання описується як еквівалент жорсткої або “майже жорсткої” шини з напругою та частотою, які задаються сценаріями моделювання. У базовому варіанті, орієнтованому на тестування алгоритмів контролера ВЕС, використовується еквівалент нескінченної шини [13]:

$$V_{PCC} = V_{grid}, \quad f_{PCC} = f_{grid}, \quad (13)$$

де V_{grid} та f_{grid} задаються як зовнішні профілі напруги та частоти (наприклад, сталий номінальний режим, напругові провали для сценаріїв безперервної роботи під час аварій або відхилення частоти). У цьому варіанті сумарні P_{farm} та Q_{farm} не впливають назад на напругу й частоту, що відповідає припущенню сильної мережі та великого синхронного генератора “за” шиною точки загального приєднання.

У базовій постановці цієї роботи з’єднання між ВЕС та мережею моделюється без втрат (ідеальне з’єднання з нескінченною шиною), що є стандартним припущенням для досліджень алгоритмів контролера верхнього рівня [24]. За потреби вплив втрат у колекторній мережі та трансформаторі можна врахувати шляхом введення між вузлом ВЕС та ТЗП еквівалентної послідовної гілки з комплексним опором $Z_{eq} = R_{eq} + jX_{eq}$, параметри якої визначаються на основі детальної схеми колекторної системи або за методиками еквівалентування [13].

Таке моделювання точки загального приєднання, за потреби доповнене еквівалентною гілкою втрат, дає змогу відтворити узгоджену з літературою поведінку ВЕС в ТЗП (P_{farm} , Q_{farm} та V_{PCC}), зосереджуючись на тестуванні алгоритмів контролера ВЕС без необхідності деталізувати повну схему електричної мережі [24]

Моделювання вітрового поля

Для кожної вітрової турбіни швидкість вітру на рівні ротора описується як сума повільної компоненти та турбулентного відхилення:

$$v_i = v_{mean,i} + \Delta v_i \quad (14)$$

Повільна складова $v_{mean,i}$ відображає зміну середньої швидкості вітру в часі та просторову неоднорідність між різними частинами ВЕС. У цій роботі її представлено у вигляді масштабованої опорної швидкості v_{ref} :

$$v_{mean,i} = \alpha_{ci} v_{ref}, \quad (15)$$

де ci – індекс кластера (ряду або сектора), до якого належить турбіна i , $\alpha_{ci} \leq 1$ – безрозмірний коефіцієнт, що враховує середнє зниження швидкості вітру в цьому кластері (ефект аеродинамічного сліду, орографія тощо) [20].

Турбулентна складова $\Delta v_i(t)$ моделюється як стаціонарний випадковий процес із нульовим середнім, що задовольняє рівняння першого порядку типу Орнштейна-Уленбека:

$$T_{v,ci} \frac{d\Delta v_i(t)}{dt} = -\Delta v_i(t) + \sigma_{v,ci}(t) \xi_i(t) \quad (16)$$

де $T_{v,ci}$ – ефективна часова стала турбулентності для кластера, $\sigma_{v,ci}(t)$ – миттєве стандартне відхилення швидкості вітру, а $\xi_i(t)$ – нормований випадковий процес з нульовим середнім і одиничною дисперсією [20]. Відповідно до ІЕС 61400-1 інтенсивність турбулентності визначається як TI_{ci} , тому:

$$\sigma_{v,ci}(t) = TI_{ci} v_{mean,i}(t), \quad (17)$$

що забезпечує узгодження статистик $\Delta v_i(t)$ з класом вітрового району [15].

Просторова кореляція турбулентності між турбінами враховується через розкладання збурення $\xi_i(t)$ на спільну кластерну та локальну складові:

$$\xi_i(t) = \sqrt{\rho_{ci}} \zeta_{ci}(t) + \sqrt{1 - \rho_{ci}} \varepsilon_i(t) \quad (18)$$

де $\xi_i(t)$ – випадковий процес, спільний для всіх турбін кластера ci , $\varepsilon_i(t)$ – незалежні реалізації шуму для окремих турбін, а $\rho_{ci} \in [0,1]$ – коефіцієнт внутрішньо кластерної кореляції. Значення TI_{ci} , $T_{v,ci}$, ρ_{ci} задаються як параметри моделі і калібруються за стандартом ІЕС 61400-1 або за експлуатаційними даними, що дає змогу гнучко налаштовувати просторову неоднорідність і ступінь кореляції поривів у різних частинах ВЕС [16, 20].

Запропонована стохастична модель вітрового поля базується на поєднанні спрощеного кластерного опису середньої швидкості вітру та моделі Орнштейна-Уленбека турбулентної складової з параметрами, узгодженими зі стандартом ІЕС 61400-1 [15]. Використання інтенсивності турбулентності TI_{ci} та її пропорційності середній швидкості відповідає нормованим підходам до опису вітрових умов, тоді як процес Орнштейна-Уленбека з кінцевою часовою сталою $T_{v,ci}$ дає змогу адекватно відтворити часову кореляцію, що підтверджено численними роботами зі стохастичного моделювання швидкості вітру [20]. Просторова кореляція враховується через кластерні шумові компоненти, що є спрощенням рекомендованих ІЕС спектральних моделей Kaimal/Mann, але зберігає ключові властивості когерентності турбулентності для інженерних задач аналізу динаміки вітрових електростанцій [15].

Для ілюстрації роботи стохастичної моделі вітрового поля на рис. 4 наведено приклад змодельованих часових рядів швидкості вітру для одного кластера вітрових турбін. У

прикладі використано такі параметри моделі: $v_{\text{ref}}=10$ м/с, $\alpha_c=1.0$, $T_{I_c}=0.10$, $T_{v,c}=30$ с, $\rho_c=0.7$, $\Delta t=0.5$ с, тривалість моделювання $T_{\text{sim}} = 900$ с.

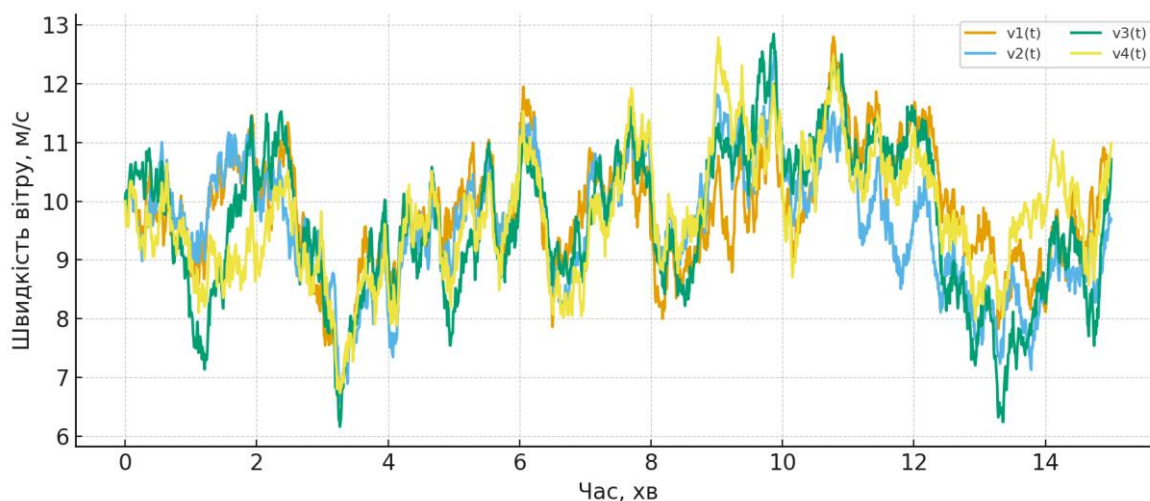


Рис. 4. Корельовані часові ряди швидкості вітру $v_i(t)$ для чотирьох вітрових турбін одного кластера

Валідація моделі

Запропонована в роботі спрощена модель вітрової турбіни використовується як будівельний блок для моделювання вітрової електростанції (ВЕС) у задачах тестування контролера ВЕС. Кожна турбіна описується агрегованими залежностями активної та реактивної потужності від швидкості вітру, обмеженням активної потужності та завданням щодо реактивної потужності, після чого ці потоки потужності сумуються для отримання повної активної та реактивної потужності ВЕС.

Тому ключове питання валідації формулюється так: чи є запропонована спрощена модель достатньо точною, щоб відтворювати динаміку активної та реактивної потужності в масштабі, необхідному для коректного тестування контролера ВЕС?

Еталонна модель

Щоб уникнути ситуації, коли валідація виконується щодо суто «віртуальної» або нереалістичної моделі, у роботі як еталон використано детальну модель вітрової турбіни, побудовану на основі еталонної вітрової турбіни NREL потужністю 5 МВт [19]. У цій моделі геометричні, інерційні та електромеханічні параметри (радіус ротора, номінальна потужність, діапазон робочих швидкостей обертання, моменти інерції, жорсткість приводу тощо) запозичено з відкрито опублікованого технічного звіту, де наведено повні характеристики турбіни NREL 5 MW [19].

Аеродинамічний блок реалізовано у вигляді функції коефіцієнта потужності $C_p = C_p(\lambda, \beta)$, параметри якої підбрано так, щоб оптимальне відношення швидкостей $\lambda_{\text{opt}} \approx 8.1$ та максимальний коефіцієнт потужності $C_{p,\text{max}} \approx 0.48$ відповідали характеристикам ротора NREL 5 MW.

Динаміка механічного приводу, контуру керування електромагнітним моментом генератора та регулятора кута встановлення лопатей відтворює типовий для вітрових турбін типу 3 характер реакції (двомасова модель приводу, режим відстеження максимальної потужності в зоні нижче номінальної швидкості вітру, керування кутом лопатей у зоні вище номінальної) відповідно до підходів, закладених у типових моделях стандарту IEC 61400-27-1 [4]. Через відсутність повної табличної поверхні $C_p(\lambda, \beta)$ у відкритих джерелах щодо турбіни NREL 5 MW, аеродинамічну характеристику в моделі реалізовано в аналітичній формі. Такий підхід забезпечує фізично коректну динаміку та реалістичну статичну криву потужності, навіть якщо вона не є цілком ідентичною до експлуатаційної

(паспортної) кривої потужності реальної установки. Таким чином, часові масштаби та форми перехідних процесів у моделі узгоджуються з очікуваною поведінкою реальної турбіни, тоді як статична залежність «потужність–швидкість вітру» може дещо відрізнятись.

Таблиця 1

Основні параметри детальної моделі вітрової турбіни (на основі NREL 5 MW [19])

Опис	Значення
Радіус ротора	$R = 63.0$ м
Номінальна активна потужність	$P_{rated} = 5.0$ МВт
Номінальна кутова швидкість ротора	$\omega_{rated} = 1.267$ рад/с
Оптимальне відношення швидкостей	$\lambda_{opt} = 8.1$
Максимальний коефіцієнт потужності	$C_{p,max} = 0.48$
Момент інерції ротора	$J_r = 3.88 \cdot 10^7$ кг·м ²
Момент інерції генератора (приведений до ротора)	$J_g = 5.03 \cdot 10^6$ кг·м ²
Крутильна жорсткість приводу (валу)	$K_{shaft} = 8.68 \cdot 10^8$ Н·м/рад
Максимальна швидкість зміни кута лопатей	$\dot{\beta}_m = 8.0$ град/с
Максимальна швидкість зміни заданої потужності	$\dot{P}_{max} = 0.4$ МВт/с

На рис. 5 наведено статичні та динамічні характеристики детальної моделі вітрової турбіни, яка використовується як еталонна для валідації спрощеного агрегованого опису. У верхньому ряду показано статичну криву потужності $P(v)$, отриману шляхом квазістатичного моделювання: для набору значень швидкості вітру модель запускалася до усталеного режиму при фіксованому куті лопатей $\beta = 0^\circ$, після чого зчитувалась активна потужність генератора P_{gen} . На цьому ж рисунку наведено сімейство кривих коефіцієнта потужності ротора $C_{p(\lambda, \beta)}$, обчислених за аналітичною залежністю $C_{p(\lambda, \beta)}$, параметри якої підібрано так, щоб оптимальне відношення швидкостей λ_{opt} та максимальний коефіцієнт потужності $C_{p,max}$ узгоджувалися з опублікованими даними для еталонної турбіни NREL 5 MW. Це дає змогу відтворити реалістичну статичну характеристику «потужність–швидкість вітру» навіть за відсутності повної табличної поверхні $C_{p(\lambda, \beta)}$ у вихідних даних.

Два нижні ряди відображають динамічну реакцію детальної моделі на ступінчасту зміну швидкості вітру від субномінального значення $v = 6$ м/с до наближеного до номінального $v = 11$ м/с. Наведені часові залежності швидкості вітру $v(t)$, кутових швидкостей ротора та генератора $\omega_r(t)$, $\omega_g(t)$ у відносних одиницях, активної потужності генератора $P_{gen(t)}$ та кута встановлення лопатей $\beta(t)$. Отримані перехідні процеси демонструють узгоджену роботу двомасової механічної моделі приводу, контуру керування електромагнітним моментом та регулятора кута лопатей: за збільшення швидкості вітру ω_r та ω_g плавно виходять на номінальний рівень без значних коливань, активна потужність зростає до значення, близького до P_{rated} , тоді як кут лопатей залишається близьким до нуля в зоні нижче номінальної швидкості. Таким чином, поєднання статичних і динамічних характеристик на одному рисунку підтверджує, що детальна модель є фізично узгодженою та придатною як еталон для подальшої валідації спрощеної моделі вітрової електростанції.

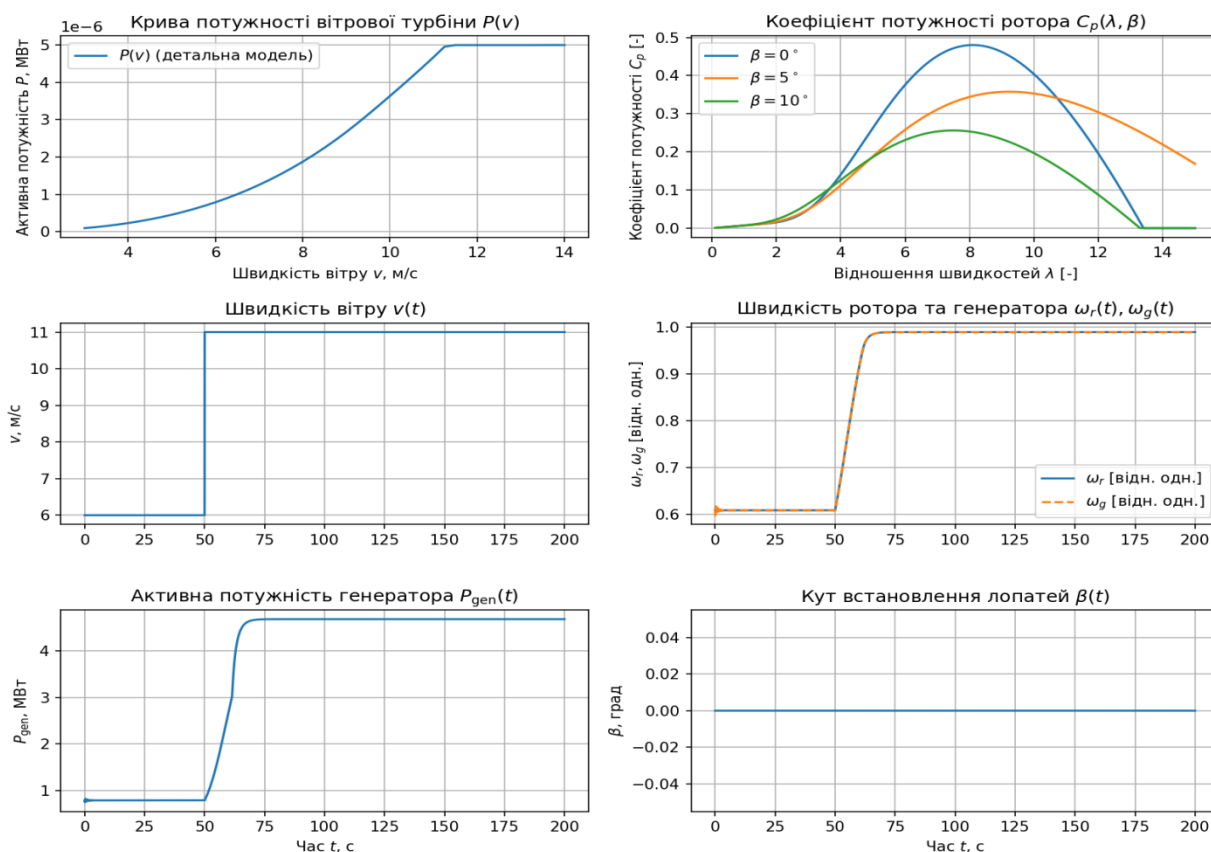


Рис. 5. Статичні та динамічні характеристики детальної моделі вітрової турбіни (крива потужності, C_p та перехідний процес за ступінчастої зміни вітру)

Ідентифікація динаміки активної потужності вітрової турбіни

Ідентифікація виконується для визначення параметрів спрощеної моделі активної потужності, зокрема часових сталих T_p (необмежений режим, рівняння (3)) та T_{pL} (обмежений режим, рівняння (5)). Процедура базується на порівнянні виходу спрощеної моделі з еталонним сигналом активної потужності, отриманим із детальної моделі (або з експлуатаційних вимірювань). Для точної ідентифікації обирають інтервали з достатньою динамікою вхідного сигналу – наприклад, турбулентний вітер із суттєвими коливаннями $v(t)$ або виражений перехідний процес за зміни обмеження.

Ідентифікація T_p на турбулентному вітрі (необмежений режим, рівняння (3))

Як збуджувальний вплив використовується турбулентний вітер $v(t)$, з різними середніми швидкостями та турбулентністю у діапазоні від мінімально робочих значень до значень, за яких турбіна наближається до максимальної потужності. Вихід спрощеної моделі $P_{\text{model}}[k; T_p]$ формується згідно з рівнянням (3) (аперіодична ланка першого порядку з часовою сталою T_p), а еталонний сигнал $P[k]$ береться з детальної моделі вітрової турбіни. Оцінювання виконано для сценаріїв зі середньою швидкістю $\bar{v}(t) = 4 \dots 14$ м/с при двох рівнях турбулентності $TI=0.10$ та $TI=0.18$. До ідентифікації включалися лише інтервали необмеженого режиму, щоб оцінка T_p відповідала рівнянню (3).

Як базовий критерій мінімізації може використовуватися середньоквадратична похибка (СКП) в абсолютних одиницях (МВт). Водночас для коректного порівняння сценаріїв із різними рівнями потужності доцільно застосувати нормований безрозмірний критерій, наприклад нормування на номінальну потужність P_{rated} (у МВт):

$$J(T_P) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left(\frac{P_k - P_{\text{model},k}(T_P)}{P_{\text{rated}}} \right)^2 \quad (19)$$

де N – кількість відліків на інтервалі ідентифікації. Тоді $\sqrt{J}$ є нормованою кореневою середньоквадратичною похибкою (НКСКП) у відносних одиницях, а $100\sqrt{J}$ – НКСКП у % від P_{rated} .

Оцінка параметра визначається розв'язанням задачі одновимірної мінімізації:

$$T_P^* = \arg \min_{T_P \in [T_{\min}, T_{\max}]} J(T_P), \quad (20)$$

де $[T_{\min}, T_{\max}]$ – наперед задані межі пошуку, що відповідають фізично прийнятному діапазону інерційності моделі.

За даними таблиці 2 (див. також рис. 6) отримано чітку тенденцію: із зростанням середньої швидкості вітру оцінка T_P зменшується. Для помірної турбулентності ($TI = 0,10$) T_P змінюється від 17,4 с при 4 м/с до приблизно 1,7 – 2,3 с у діапазоні 10 – 14 м/с. Для підвищеної турбулентності ($TI = 0,18$) значення T_P у зоні малих швидкостей є близькими до випадку $TI = 0,10$, однак у діапазоні 8 – 14 м/с оцінки T_P здебільшого більші (порядку 2,3 – 3,5 с), а похибка узгодження зростає: НКСКП збільшується з десятих часток відсотка до 2,5 – 4,2 %. Така залежність свідчить, що T_P є ефективним параметром, який узагальнює сукупність процесів і може змінюватися між робочими режимами. Отже, один фіксований параметр T_P не забезпечує однакової точності в усьому діапазоні робочих умов, і для підвищення достовірності моделі доцільно застосовувати зональне задання T_P або принаймні окремі значення для різних рівнів турбулентності.

Таблиця 2

Результати ідентифікації часової сталої T_P редукованої моделі активної потужності для різних середніх швидкостей вітру $\bar{v}$ та рівнів турбулентності TI

$\bar{v}(t), \text{ м/с}$	$T_P, \text{ с}$	НКСКП, %	$T_P, \text{ с}$	НКСКП, %
	$TI=0,10$		$TI=0,18$	
4,0	17,408	0,078	17,787	0,336
5,0	13,218	0,151	11,875	0,458
6,0	10,510	0,218	9,816	0,801
7,0	9,434	0,280	9,086	1,180
8,0	7,725	0,934	6,112	3,455
9,0	4,824	2,268	5,109	4,132
10,0	2,292	1,875	—	4,181
11,0	2,056	1,353	3,071	3,512
12,0	1,890	1,219	3,029	3,481
13,0	1,693	1,331	3,515	3,096
14,0	1,709	1,508	2,327	2,548

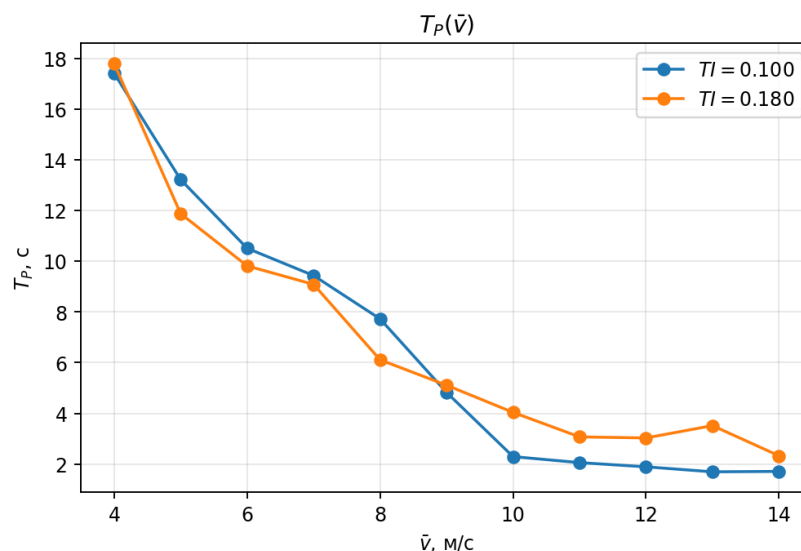


Рис. 6. Залежність оціненого параметра T_P від середньої швидкості вітру $\bar{v}$ для різних рівнів турбулентності σ . (за даними Табл. 2)

Рис. 7 ілюструє узгодження еталонного сигналу активної потужності $P(t)$ з виходом спрощеної моделі $P_{\text{model}}(t)$ у необмеженому режимі за турбулентного вітру з $\bar{v}=5$ м/с та $TI=0.1$. Накладення $v(t)$ показує, що спрощена модель відтворює коливання потужності з характерним інерційним запізненням, зумовленим сталою часу T_P^* . Рис. 8 показує залежність значення критерію якості $\sqrt{J}$ (НКСКП) від T_P для цього ж сценарію: крива має виражений мінімум, що відповідає оптимальній оцінці $T_P^*=13,22$ с. Таким чином, параметр T_P визначається як аргумент мінімуму $\sqrt{J}$, а отримане значення забезпечує найкраще узгодження $P_{\text{model}}(t)$ з еталонним $P(t)$ у межах заданого інтервалу ідентифікації.

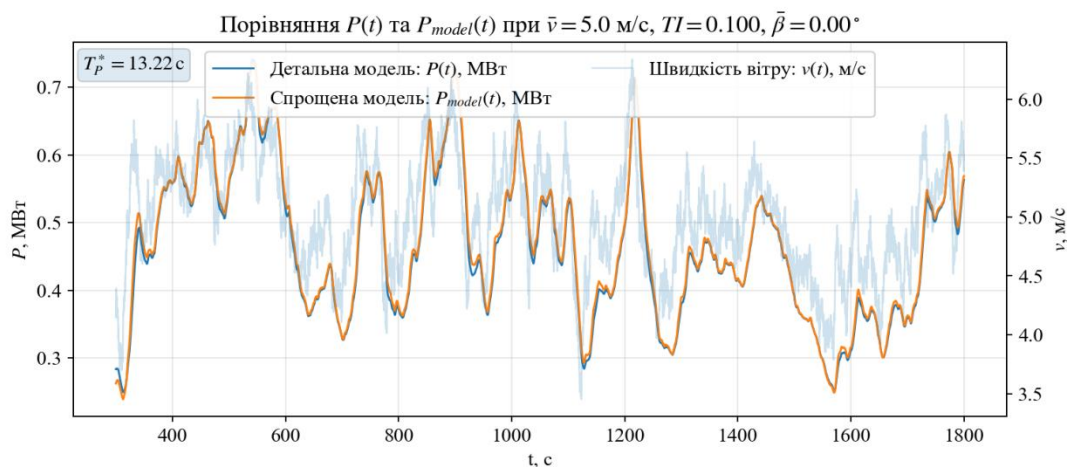


Рис. 7. Порівняння еталонного сигналу активної потужності $P(t)$ та виходу спрощеної моделі $P_{\text{model}}(t)$ у необмеженому режимі для турбулентного вітру $\bar{v}(t) = 5$ м/с

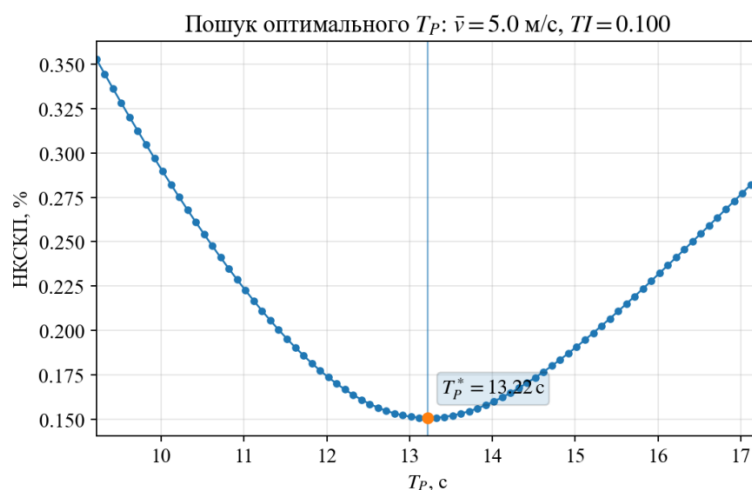


Рис. 8. Залежність значення критерію якості $\sqrt{J}$ від часової сталої T_P для одного сценарію турбулентного вітру; мінімум відповідає точці T_P^*

Ідентифікація при обмеженні активної потужності (обмежений режим, рівняння (5), параметр T_{PL})

Для ідентифікації динаміки активної потужності в обмеженому режимі виконують керований експеримент зі ступінчастою зміною зовнішнього обмеження P_{lim} за умов, коли доступна активна потужність вітрової турбіни перевищує задане обмеження, а регулятор кута лопатей увімкнений. Робочий режим доцільно обрати за сталою вітру в зоні достатньої доступної потужності (наприклад, 12 – 13 м/с), щоб на інтервалі ідентифікації виконувалося $P_{avail} > P_{lim}$ і фактична потужність визначалася саме зовнішнім обмеженням активної потужності. Оскільки в реальних системах керування зміна обмеження/завдання на потужність не передається на турбіну як ідеальний стрибок, а проходить через обмежувач швидкості зміни, у моделі вводять згладжене обмеження $P_{lim,r}$, який формується з P_{lim} за заданої максимальної швидкості зміни $\dot{P}_{max}$ (у МВт/с або у.о./с). Значення $\dot{P}_{max}$ визначають не шляхом підбору в ідентифікації, а як відомий параметр керування, який береться з налаштувань контролера ВЕС/турбіни або з експериментальних даних: у записі перехідного процесу $\dot{P}_{max}$ оцінюють як кутовий коефіцієнт лінійної ділянки наростання/спадання, тобто $\dot{P}_{max} \approx \Delta P / \Delta t$, де Δt – час, за який обмеження змінюється між двома заданими рівнями. У цій роботі як типові значення використано $\dot{P}_{max} = 0.4$ МВт/с, і саме за цієї відомої швидкості зміни виконано ідентифікацію параметра T_{PL} редукованої моделі в обмеженому режимі. Параметр T_{PL} підбирають методом найменших квадратів на інтервалі, де обмеження залишається активним і порівняння з еталонним сигналом є коректним:

$$J(T_{PL}) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left(\frac{P[k] - P_{model}[k; T_{PL}]}{\Delta P} \right)^2 \quad (21)$$

де $P[k]$ – еталонний сигнал (повна модель або вимірювання), $P_{model}[k; T_{PL}]$ – вихід редукованої моделі, N – кількість відліків на інтервалі ідентифікації, ΔP – амплітуда переходу.

На рис. 9 показано часові залежності активної потужності еталонної (повної) моделі $P(t)$ та виходу спрощеної моделі $P_{model}(t)$ під час зниження обмеження активної потужності в обмеженому режимі. За результатами мінімізації критерію (21) отримано оцінку параметра $T_{PL} = 0.32$ с, при цьому нормована квадратична похибка становить НКСКП = 0,02 %, що свідчить про практично повне узгодження спрощеної моделі з еталонним відгуком на вибраному інтервалі. Отримане значення T_{PL} використовується надалі як параметр обмеженого режиму для відтворення перехідних процесів активної потужності під дією обмеження з відомою швидкістю зміни.

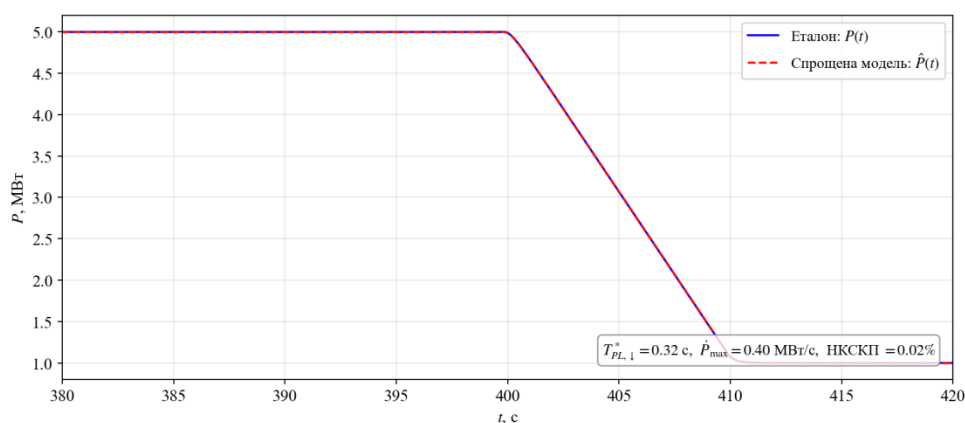


Рис. 9. Відгук активної потужності повної та редукованої моделей при зниженні ліміту (рампи 0,4 МВт/с) на інтервалі ідентифікації

В реальних процесах відгук $P(t)$ рідко має ідеально лінійний або строго монотонний вигляд навіть за фіксованого значення $\dot{P}_{\max}$, оскільки на нього впливають турбулентність вітру, інерція ротора, взаємодія контурів моменту/швидкості/кута лопатей, обмеження швидкості повороту лопатей і нелінійності регуляторів, а також шум і фільтрація вимірювань. Перехідні процеси при зниженні та підвищенні потужності мають різну природу, тому їх аналізують окремо. При зниженні потужності домінує зовнішнє обмеження, і модель першого порядку забезпечує високу точність апроксимації. При підвищенні потужності обмеження може втрачати активність, після чого динаміка визначається внутрішніми контурами турбіни. Це призводить до асиметрії відгуку і може потребувати застосування моделі другого порядку для відтворення перехідних коливань.

Ідентифікація динаміки реактивної потужності вітрової турбіни

Оскільки PQ-крива вітрової турбіни (межі $Q_{\min}(P)$ та $Q_{\max}(P)$) зазвичай задається виробником у технічних характеристиках, у моделі її доцільно вводити як відоме статичне обмеження. Зовнішнє завдання реактивної потужності спочатку насичується за PQ-кривою, після чого проходить через функцію обмежувач швидкості зміни, а вже далі проходить через динамічний елемент – аперіодичну ланку першого порядку. Застосування функції обмеження швидкості зміни дає змогу уникнути нереалістично різких стрибків реактивної потужності в моделі та відтворює типову практику обмеження швидкості зміни реактивної потужності (dQ/dt) у системах керування перетворювачем.

Така структура прямо відповідає підходам типових моделей, де контур керування реактивною потужністю та контур обмеження реактивної потужності виділені як окремі підмоделі для вітрової турбіни (ВТ) [26]. На практиці динаміку реактивного каналу зручно апроксимувати аперіодичною ланкою 1-го порядку зі сталою часу T_Q (еквівалент фільтра/затримки вимірювання або реакції перетворювача), що узгоджується з описами параметрів типових моделей ВТ, де явно присутні часові сталі ланок та фільтрів і обмеження $Q_{\min}$ та $Q_{\max}$ [25], а також часова стала фільтрації (аперіодичної ланки) для каналу реактивної потужності в описі типових моделей відновлюваних джерел енергії та вітрових турбін [28].

Ідентифікацію виконують лише для T_Q (PQ-крива вважається заданою, параметри функція обмеження швидкості наростання – відомі або задаються окремо). Для цього обирають робочу точку з майже сталою активною потужністю P і практично сталою напругою на клемі ВТ і задають невеликі ступінчасті зміни $Q_{sp,ext}$ так, щоб команда залишалась із запасом усередині PQ-меж (без насичення). Далі T_Q оцінюють підбором параметра аперіодичної ланки, мінімізуючи різницю між виміряним $Q_{model}(t)$ та моделлю аперіодичної ланки першого порядку; ділянки, де спрацьовує обмеження $Q_{\min}$ та $Q_{\max}$, виключають з процедури ідентифікації, бо вони відображають не динаміку, а статику. Оцінювання T_Q

виконують методом найменших квадратів для часової відповіді $Q_{model}(t)$ на ступінчасту зміну $Q_{sp,ext}$. Якщо функція обмеження швидкості зміни невідома, її швидкість зміни можна оцінити окремо за лінійною ділянкою реакції $Q_{model}(t)$ на зміну завдання, використовуючи лише інтервали без насичення за PQ-кривою.

Окремий “доказовий” числовий експеримент у статті не наведено, оскільки ефективність і придатність такої структури (із поділом на підмоделі керування та обмеження та валідацією реакцій) уже підтверджена у відкритих роботах з валідацією ІЕС-типових моделей за польовими даними [12] та порівняннями реалізацій/реакцій типових моделей у різних середовищах моделювання [26].

Висновки

У роботі запропоновано масштабовану багатотурбінну модель ВЕС, орієнтовану на відлагодження та тестування контролера ВЕС у тривалих часових сценаріях. Модель поєднує індивідуальний опис кожної вітрової турбіни (статична крива потужності та PQ-обмеження) з простими аперіодичними ланками першого порядку й обмеженнями швидкості зміни команд, а також зі стохастичним генератором скорельованого вітрового поля.

Запропоновано відтворювані процедури ідентифікації часових сталих T_p для необмеженого режиму на турбулентному вітрі та T_{PL} для перехідних процесів за зміни зовнішнього обмеження активної потужності; для реактивного каналу доцільно застосовувати апроксимацію першого порядку з ефективною сталою T_Q за ступінчастими змінами завдання без насичення PQ-кривою.

Результати ідентифікації показують, що стала часу T_p істотно залежить від робочої точки та рівня турбулентності, тому для підвищення точності доцільне зональне або табличне задання параметрів як функції середньої швидкості вітру.

Запропонована структура забезпечує низьку обчислювальну складність і дає змогу моделювати десятки турбін у сценаріях тривалістю 5 – 30 хв, зберігаючи ключові ефекти, необхідні для перевірки алгоритмів диспетчеризації та реакції ВЕС на команди оператора.

Подальшу роботу доцільно спрямувати на систематичну валідацію моделі ВЕС за стандартом ІЕС 61400-27-2 та, за потреби, на уточнення моделі точки загального приєднання через мережевий еквівалент для задач аналізу напруги й частоти.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Kheirabadi A. C., Nagamune R. A quantitative review of wind farm control with the objective of wind farm power maximization. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2019. Vol. 192. P. 45–73. DOI: 10.1016/j.jweia.2019.06.015.
2. Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators. *Official Journal of the European Union*. 2016. L112. P. 1–68. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj> (дата звернення: 22.12.2025).
3. Wind farm control – Part I: A review on control system concepts and structures / L. E. Andersson et al. *IET Renewable Power Generation*. 2021. Vol. 15, № 10. P. 2085–2108. DOI: 10.1049/rpg2.12160.
4. IEC 61400-27-1:2020. Wind energy generation systems – Part 27-1: Electrical simulation models – Generic models. Geneva: International Electrotechnical Commission. 2020. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/64467> (дата звернення: 22.12.2025).
5. Wind farm flow control: prospects and challenges / J. Meyers et al. *Wind Energy Science*. 2022. Vol. 7, № 6. P. 2271–2306. DOI: 10.5194/wes-7-2271-2022.
6. Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds / L. M. Fernández et al. *Energy Conversion and Management*. 2009. Vol. 50, № 3. P. 691–704. DOI: 10.1016/j.enconman.2008.10.005.
7. Zou M., Zhao C., Xu J. Modeling for Large-Scale Offshore Wind Farm Using Multi-Thread Parallel Computing. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2023. Vol. 148. Art. 108928. DOI: 10.1016/j.ijepes.2022.108928.
8. Das K., Hansen A. D., Sørensen P. E. Understanding IEC Standard Wind Turbine Models Using Sim Power Systems. *Wind Engineering*. 2016. Vol. 40, № 3. P. 212–227. DOI: 10.1177/0309524X16642058.
9. Generic Dynamic Wind Turbine Models for Power System Stability Analysis: A Comprehensive Review / A. Honrubia-Escribano et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 81. P. 1939–1952. DOI: 10.1016/j.rser.2017.06.005.

10. Generic Type 3 Wind Turbine Model Based on IEC 61400-27-1: Parameter Analysis and Transient Response under Voltage Dips / A. Lorenzo-Bonache et al. 2017. Vol. 10, № 9. Art. 1441. DOI: 10.3390/en10091441.
11. Extensive Model Validation for Generic IEC 61400-27-1 Wind Turbine Models / R. Villena-Ruiz et al. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022. Vol. 134. Art. 107331. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.107331.
12. Fault-Ride Through Validation of IEC 61400-27-1 Type 3 and Type 4 Models of Different Wind Turbine Manufacturers / A. Honrubia-Escribano et al. *Energies*. 2019. Vol. 12, № 16. Art. 3039. DOI: 10.3390/en12163039.
13. Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant: technical report NREL/CP-500-38940. / Muljadi E., Butterfield C. P., Parsons B., Ellis A. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2006. 8 p. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy06osti/38940.pdf> (дата звернення: 22.12.2025).
14. WECC Wind Generator Modeling Group. WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide. Salt Lake City: Western Electricity Coordinating Council, 2010. 117 p.
15. IEC 61400-1:2019. Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2019. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/64648> (дата звернення: 22.12.2025).
16. Mann J. Wind field simulation. *Probabilistic Engineering Mechanics*. 1998. Vol. 13, № 4. P. 269–282. DOI: 10.1016/S0266-8920(97)00036-2.
17. Kelley N. D., Jonkman B. J. Overview of the TurbSim Stochastic Inflow Turbulence Simulator: technical report NREL/TP-500-36971. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2005. 24 p. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy05osti/36971.pdf> (дата звернення: 22.12.2025).
18. Stochastic wind speed modelling for estimation of expected wind power output / A. Loukatou et al. *Applied Energy*. 2018. Vol. 228. P. 1328–1340. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.06.117.
19. Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development: technical report NREL/TP-500-38060 / Jonkman J., Butterfield S., Musial W., Scott G. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2009. 75 p. DOI: 10.2172/947422. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf> (дата звернення: 22.12.2025).
20. Arenas-López J. P., Badaoui M. Stochastic modelling of wind speeds based on turbulence intensity. *Renewable Energy*. 2020. Vol. 155. P. 10–22. DOI: 10.1016/j.renene.2020.03.104.
21. Benth F. E., Šaltytė-Benth J. Stochastic Modelling of Temperature Variations with a View Towards Weather Derivatives. *Applied Mathematical Finance*. 2005. Vol. 12, № 1. P. 53–85. DOI: 10.1080/1350486042000271638.
22. Reactive power capability model of wind power plant using aggregated wind power collection system / M. Sarkar et al. *Renewable Energy*. 2019. Vol. 130. P. 477–491. DOI: 10.1016/j.renene.2018.06.082.
23. Singh M., Santoso S. Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants: technical report NREL/SR-5500-52780. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2011. 115 p. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy12osti/52780.pdf> (дата звернення: 22.12.2025).
24. A Fuzzy Clustering Algorithm-Based Dynamic Equivalent Modeling Method for Wind Farm With DFIG / J. Zou et al. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 2015. Vol. 30, № 4. P. 1329–1337. DOI: 10.1109/TEC.2015.2431258.
25. Western Electricity Coordinating Council (WECC). *WECC Second Generation Wind Turbine Models*: technical report. – Salt Lake City: WECC, 2014. – 36 p.
26. Implementation of IEC 61400-27-1 Type 3 Model: Performance Analysis under Different Modeling Approaches / R. Villena-Ruiz et al. *Energies*. 2019. Vol. 12, № 14. Art. 2690. DOI: 10.3390/en12142690.
27. IEC 61400-27-2:2020. Wind energy generation systems – Part 27-2: Electrical simulation models – Model validation. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2020. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/34543> (дата звернення: 22.12.2025).
28. Electric Power Research Institute (EPRI). Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models: technical update (№ 3002006525). – Palo Alto, CA: EPRI, 2015. – 74 p.

Стаття надійшла до редакції 26.12.2025.

Стаття пройшла рецензування 28.12.2025.

Курилко Назарій Васильович – аспірант кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій Інституту енергетики та систем керування, e-mail: nazarii.v.kurylko@lpnu.ua.

Федоришин Роман Миронович – доктор технічних наук, доцент кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій Інституту енергетики та систем керування. Національний університет «Львівська політехніка».