

ВІРТУАЛЬНА НАУКОВА ЛАБОРАТОРІЯ «АЕРОДИНАМІЧНА ТРУБА» ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ВТОМНОЇ ДОВГОВІЧНОСТІ КОРЕНІВ ЛОПАТЕЙ ВІТРОВИХ ТУРБІН

Олександр Басалкевич¹, Денис Рудавський²

^{1,2} Національний університет «Львівська політехніка»,

кафедра автоматизованих систем управління, Львів, Україна

¹ E-mail: oleksandr.a.basalkevych@lpnu.ua, ORCID: 0009-0001-3049-9901

² E-mail: denys.v.rudavskiy@lpnu.ua, ORCID: 0000-0001-5541-3003

© Басалкевич О.А., Рудавський Д.В., 2025

Через швидке виснаження запасів вичерпних енергоресурсів та загострення екологічних криз, спричинених глобальним потеплінням, людство активно шукає альтернативи у вигляді відновлюваних джерел енергії. Вони не лише стають невід'ємною частиною сучасної енергетичної галузі, але й виступають основою для побудови стійкого майбутнього. Серед цих джерел особливу увагу привертає енергія вітру, яка є однією з найперспективніших як для держав із розвинутою економікою, так і для приватних інвесторів, зацікавлених у довготривалих "зелених" проєктах. Сучасні вітрогенератори стрімко зростають у розмірах, що дозволяє підвищити їхню ефективність. Проте це також створює нові виклики. Лопаті, які є основними компонентами для перетворення енергії вітру в електричну, зазнають постійних циклічних, тобто змінних у часі, механічних навантажень та перебувають під впливом агресивного зовнішнього середовища. Надійність та ефективність роботи вітрових турбін значною мірою залежить від неперервного моніторингу та аналізу їхнього стану, а також прогнозування втомної довговічності компонентів, які є найбільш критичними та зазнають найбільших навантажень. У статті досліджено процеси підготовки вхідних даних для програмних продуктів симулятор турбулентного вітру та відкрите програмне забезпечення для моделювання втоми матеріалів, аеродинаміки, конструкцій та турбулентності, які використовуються в моделі прогнозування втомної довговічності коренів лопатей вітрової турбіни, що використовує метод дощового потоку та гіпотезу лінійного накопичення пошкоджень Пальмгрена-Майнера. Запропоновано метод та програмну модель автоматизації створення конфігураційних файлів для забезпечення точності та коректності моделювання при мінімізації впливу людського фактору на підготовку вхідних даних. Логіку її роботи проілюстровано за допомогою UML-діаграми послідовності. Результати мають високу практичну цінність, оскільки запропонований метод дозволяє зменшити часові затрати та підвищити точність моделювання.

Ключові слова: вітрова турбіна, втомна довговічність, автоматизація процесів підготовки вхідних даних, симулятор турбулентного вітру, відкрите програмне забезпечення для моделювання втоми матеріалів, аеродинаміки, конструкцій та турбулентності, UML.

Постановка проблеми

Станом на сьогодні вітрова енергетика є одним із найважливіших та найперспективніших джерел відновлювальної енергії. Потреба в екологічно чистій енергії, що невпинно зростає, боротьба зі змінами клімату та прагнення до енергетичної незалежності спонукають країни інвес-

тувати у відповідні технології. Вітрові електростанції стають дедалі поширенішими як на суходолі, так і на морі, адже вони можуть забезпечити значні обсяги електроенергії без викидів вуглекислого газу.

Близько 20 % аварій електрогенераторів припадають на лопаті, які є ключовим елементом для перетворення кінетичної енергії повітряних мас в електричну (Wang, Xue, He, & Zhao, 2022).

Важливим трендом у вітроенергетиці є збільшення розміру вітрогенераторів. Збільшення радіуса лопатей призводить до швидшого зростання об'єму загального виробництва електроенергії турбіною за весь період її експлуатації порівняно зі збільшенням вартості турбіни. Таким чином, зі збільшенням вітрогенераторів загальна вартість виробництва енергії за весь час експлуатації зменшується. Однак, коли значення довжини лопаті заходить за позначку у 60 метрів, вартість ротора починає стрімко зростати, головним чином через збільшення ваги лопатей та інших компонентів. Це нівелює вищезазначену перевагу великогабаритних турбін та збільшує імовірність аварії. Один зі способів розв'язання цієї проблеми полягає у тому, щоб мінімізувати вагу й навантаження на лопаті та турбіну в цілому. Оптимізація конструкції, зокрема використання легких композитних матеріалів, мають позитивний ефект, однак вимагають регулярного моніторингу стану вітрової турбіни (Richard & Vesel, 2012; Locke & Valencia, 2003).

Для ефективного моніторингу стану сучасних вітрогенераторів та, зокрема, їхніх лопатей, необхідно використовувати інформаційні технології, які дозволяють точно та своєчасно виявляти потенційні несправності й оптимізувати процеси технічного обслуговування (Basalkevych & Rudavsky, 2023).

Аналіз останніх досліджень та публікацій

У роботі K. Chandrasekhar, N. Stevanovic, E. J. Cross, N. Dervilis & K. Worden (2021) запропоновано підхід до неперервного моніторингу пошкодженості лопатей вітрових турбін, що базується на використанні методу машинного навчання на основі Гаусівських процесів для прогнозування власних частот коливань однієї лопаті за статистичними даними розподілу власних частот коливання сусідніх лопатей та температури навколишнього середовища. Загалом, основою для даного підходу є зміна власних частот коливання лопатей вітрових турбін при утворенні дефекту, зокрема, тріщини. Результати випробувань продемонстрували успішність впровадження даного методу. За його допомогою були виявлені критичні пошкодження лопатей, що запобігло аварійним ситуаціям. На рис. 1 наведено загальну схему даної моделі.

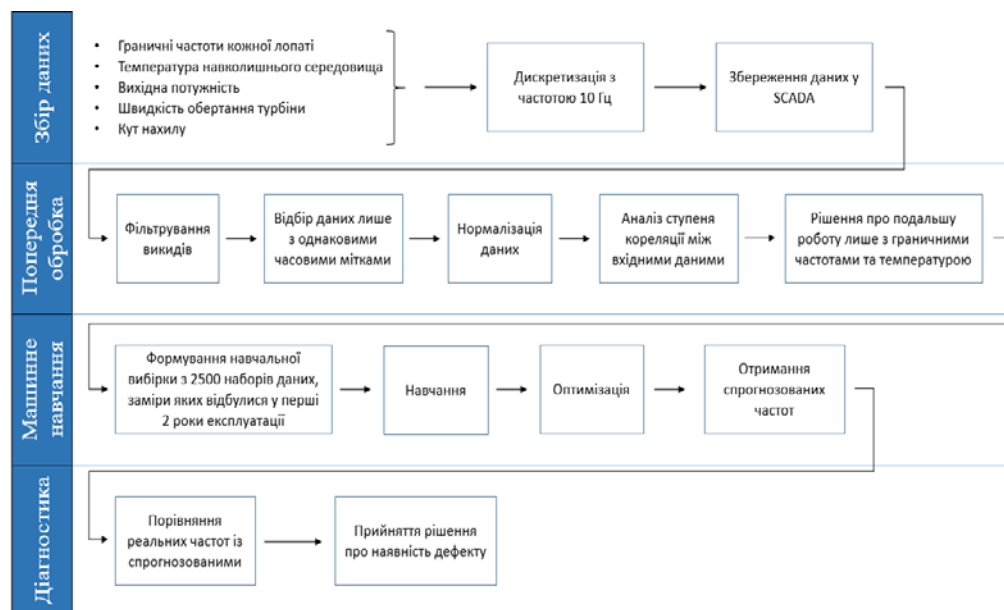


Рис. 1. Загальна схема моделі моніторингу пошкодженості лопатей вітрових турбін із використанням машинного навчання

Дослідниками M. Sirigu, E. Faraggiana, A. Ghigo, E. Petracca, G. Mattiazzo & G. Bracco (2022) запропоновано три моделі, що здатні спрогнозувати втомну довговічність кореня лопаті вітрової турбіни. Їхньою перевагою є простота та швидкість отримання результату. Однак запропонований підхід показав дуже низьку точність. Трьома представленими моделями спрогнозовано втомну довговічність від 581 до 1215 років (див. табл. 1) при середньостатистичному значенні у 20-25 років (Majewski, Florin, Jit, & Stewart, 2022).

Таблиця 1

Порівняння термінів служби лопатей турбіни

Назва моделі	Термін служби, роки
MOST	591
FAST (simplified)	581
FAST (complete)	1215

У статті О. А. Basalkevych & D. V. Rudavskyu (2025) представлено вдосконалену модель зі спрогнозованим значенням у 164.08 років, що є більш ніж у 3.5 разів ближчим до середньостатистичного значення, порівняно з результатом найкращої зі вищезгаданих моделей. У першу чергу це пов'язано з тим, що в даній роботі пропонується розв'язання проблеми обрахунків великих обсягів даних за допомогою програмного рішення із використанням паралельних обчислень, а не шляхом спрощення математичної моделі процесів втомного руйнування.

Формулювання цілі статті

Модель, представлена О. А. Basalkevych & D. V. Rudavskyu (2025), передбачає ручну підготовку вхідних даних для програмних продуктів TurbSim та OpenFAST. Зважаючи на тривалість, рутинність та циклічність даного процесу, існує висока імовірність внесення помилкових параметрів у конфігураційні файли через так званий людський фактор. Випадкове введення неправильних значень, пропуск окремих параметрів або невідповідність одиниць виміру можуть призвести до аварійного завершення процесу виконання програмних компонентів або до спотворення експерименту. Особливо небезпечним є отримання некоректних фінальних результатів, оскільки їх може бути прийнято за достовірні, що надалі негативно вплине на рішення, засновані на цих даних.

Ручна підготовка конфігураційних файлів для програмних продуктів симулятор турбулентного вітру (TurbSim) та Відкрите програмне забезпечення для моделювання втоми матеріалів, аеродинаміки, конструкцій та турбулентності (OpenFAST) несе у собі значні ризики. Накопичення навіть найдрібніших помилок може призвести до аварійного завершення обчислень або отримання некоректних результатів. Це обумовлює необхідність автоматизації процесу підготовки даних та зменшення впливу людського фактора для підвищення загальної надійності обчислень.

Об'єкт дослідження – процеси підготовки вхідних даних для програмних продуктів TurbSim та OpenFAST, які є частиною моделі прогнозування втомної довговічності коренів лопатей вітрової турбіни, що була сформована у роботі О. А. Basalkevych & D. V. Rudavskyu (2025).

Предмет дослідження – методи та засоби автоматизації процесів підготовки конфігураційних файлів для моделі прогнозування втомної довговічності коренів лопатей вітрової турбіни з метою зменшення впливу людського фактора на точність та коректність результатів моделювання.

Метою роботи є обґрунтування доцільності та розроблення програмної моделі процесів підготовки вхідних даних для процедур прогнозування втомної довговічності коренів лопатей вітрової турбіни.

Наукова новизна полягає у систематизації типових помилок, що виникають в процесах ручної підготовки конфігураційних файлів у роботі О. А. Basalkevych & D. V. Rudavskyu (2025), а також у розробці відповідного методу підготовки вхідних даних.

Практична цінність роботи полягає у зменшенні часових затрат та усуненні помилок, що викликані впливом людського фактора в процесах підготовки конфігураційних файлів для моделі О. А. Basalkevych & D. V. Rudavskyu (2025).

Виклад основного матеріалу

Для мінімізації впливу людського фактора на процес генерування вхідних файлів для пакетів TurbSim та OpenFAST розроблено програмні агенти (TurbSim-агент та OpenFAST-агент), що автоматизовано модифікують конфігураційні файли та подають їх на вхід відповідним програмним модулям. Даний процес складається з двох основних етапів:

- внесення змін у конфігураційний файл TurbSim.inp та запуск процесу генерування випадкових полів швидкостей вітру із заданим середнім значенням;
- внесення змін у конфігураційні файли пакету OpenFAST та запуск процесу визначення силових параметрів експлуатаційного навантаження коренів лопатей вітрової турбіни.

Вхідні дані для агентів. Задачею оператора є підготовка єдиного вхідного файлу (winds_avg_velocity.dat), що містить N рядків даних, кожен з яких представлено у форматі:

avg_wind_speed: simulation_time,

де *avg_wind_speed* – середня швидкість вітру (у метрах на секунду); *simulation_time* – час симулювання (у хвиликах).

TurbSim-агент. Першою задачею TurbSim-агента є вчитка файлу winds_avg_velocity.dat та створення N копій базової інсталяції пакета TurbSim. Кожна з них відповідає окремому значенню середньої швидкості вітру, заданої оператором у вищезазначеному файлі. Такий підхід використано для забезпечення можливості паралельного виконання процесів генерування вихідних файлів TurbSim. Для кожної створеної інсталяції TurbSim-агенту необхідно внести зміни у відповідний конфігураційний файл TurbSim.inp.

Конфігураційні файли пакетів TurbSim та OpenFAST є структурою, що складається з трьох колонок. Перша колонка відповідає за значення змінної, друга – за її назву, а третя містить коментар із коротким описом призначення даного параметра. Для зручності викладення подальшого матеріалу буде використано синтаксис:

file_name::var_name = value,

що означає запис значення *value* у змінну *var_name* файлу *file_name*.

Таким чином, наступною задачею TurbSim-агента є внесення зміни:

TurbSim.inp::URef = avg_wind_speed_i,

де i – порядковий номер рядка у файлі winds_avg_velocity.dat (а отже, i номер копії базової інсталяції пакета); *URef* – змінна, яка відповідає за значення середньої швидкості вітру у конфігураційному файлі (згідно з J. Jonkman, 2009).

Незважаючи на наявність параметра *TurbSim.inp::AnalysisTime*, що конфігурує час генерування випадкових полів швидкостей вітру, виконувати зміну *TurbSim.inp::AnalysisTime = simulation_time_i* не рекомендується. Використання малого кроку генерування *TurbSim.inp::TimeStep*, значення якого прийнято рівним 0.5 секунди у моделі О. А. Basalkevych & D. V. Rudavskyu (2025), разом із великим реальним значенням *TurbSim.inp::AnalysisTime* призводять до лінійного збільшення часу генерування даних пакетом TurbSim та погіршенню продуктивності програмного агента. Оптимальнішим підходом є генерування випадкових полів швидкостей вітру впродовж короткого періоду t та дублювання зазначених даних *simulation_time_i / t* разів.

Усі інші параметри файлу TurbSim.inp не потребують динамічної зміни та налаштовуються одноразово оператором перед запуском агента.

Результатом роботи TurbSim-агента є згенеровані N вихідних файлів TurbSim.bts. Останнім кроком, який реалізує агент, є додавання суфікса до назви кожного файлу, що визначає середню швидкість вітру, на основі якої він був згенерований. Наприклад, файл TurbSim.bts, що містить випадкові поля швидкостей вітру із середнім значенням 6.5 м/с, буде перейменовано у TurbSim6_5.bts. Усі ці файли стають вхідними для OpenFAST-агента.

OpenFAST-агент. На початку своєї роботи OpenFAST-агент створює N копій базової інсталяції пакета OpenFAST. Як і в попередньому випадку, кожна тека відповідає окремій середній швидкості вітру за зазначений період часу. Після цього у кожену копію інсталяції переміщується відповідний файл *TurbSim*.bts*, де символ «*» відповідає суфіксу. На його основі для кожної теки визначається середня швидкість вітру, для якої виконуватимуться подальші обчислення.

Наступним кроком є оновлення значень у конфігураційних файлах OpenFAST.

У змінній *5MW_Land_DLL_WTurb.fst::InflowFile* міститься шлях до файлу, з якого буде вчитано конфігурацію параметрів припливного вітру. Однією зі змінних в *InflowFile* є *FileName_BTS*, яка повинна містити шлях до бінарного файлу, попередньо згенерованого пакетом TurbSim. Таким чином, у файлі *5MW_Land_DLL_WTurb.fst::InflowFile* змінній *FileName_BTS* необхідно присвоїти значення *TurbSim*.bts*:

5MW_Land_DLL_WTurb.fst::InflowFile::FileName_BTS = TurbSim.bts*

На другому етапі необхідно задати деякі вихідні умови для запуску турбіни, які містяться у файлі *NRELOffshrBslne5MW_Onshore_ElastoDyn.dat*, що є вхідним для модуля *ElastoDyn* пакета OpenFAST. Згідно з J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, & G. Scott (2009), значення параметрів *BlPitch(1)*, *BlPitch(2)*, *BlPitch(3)* (кути атаки лопатей 1, 2 та 3 відповідно), *RotSpeed* (швидкість обертання ротора), *OoPDefl* (початкове позаплощинне зміщення кінчика лопаті), *IPDefl* (початковий площинний прогин кінчика лопаті), *TTDspFA* (початкове поздовжнє зміщення верхівки башти) та *TTDspSS* (початкове поперечне зміщення верхівки башти) потребують ініціалізації значеннями, які залежні від швидкості вітру (див. рис. 2). Експериментально визначено, що встановлення некоректних значень для даних змінних призводить до виникнення помилок під час генерування силових параметрів експлуатаційного навантаження або до аварійного завершення роботи пакета OpenFAST.

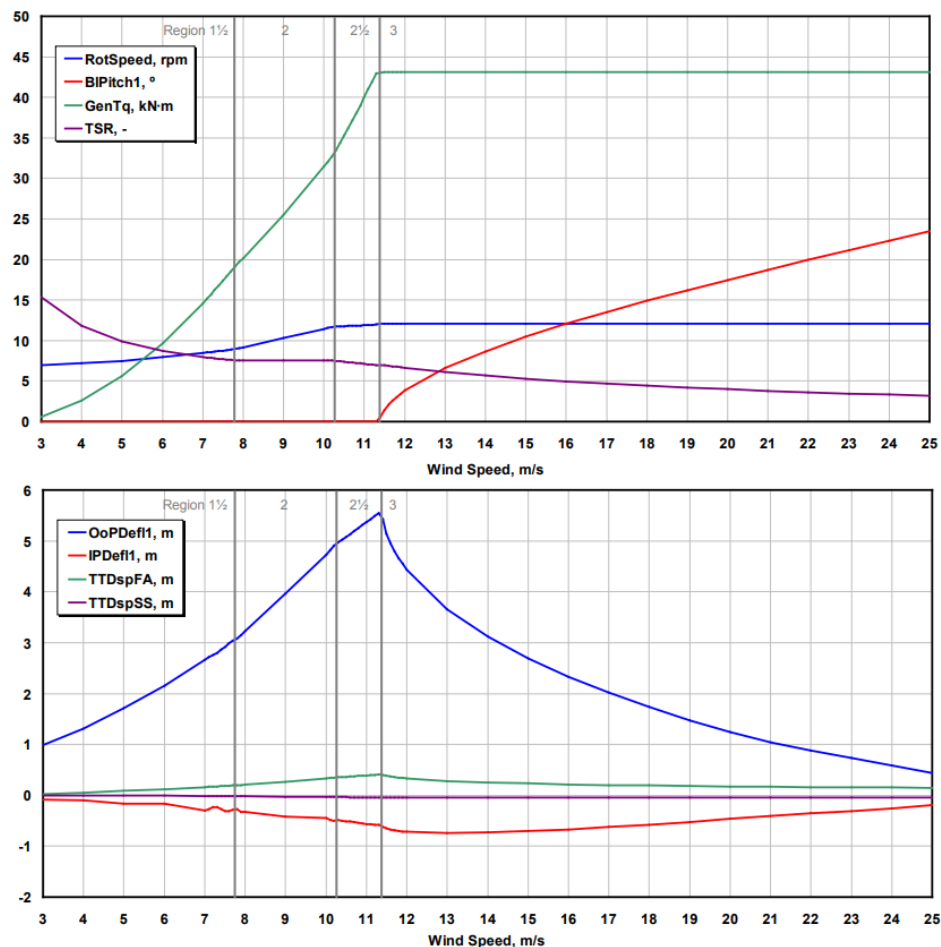


Рис. 2. Відповіді у стаціонарному стані як функція швидкості вітру

Для можливості подальшої програмної обробки, графічно задані функції переведено у табличний вигляд з кроком зміни незалежної змінної, що дорівнює 0.5. Таким чином, OpenFAST-агент здійснює зміни:

$NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::BlPitch(1) = fPitch(avg_wind_speed_i)$
 $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::BlPitch(2) = fPitch(avg_wind_speed_i)$
 $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::BlPitch(3) = fPitch(avg_wind_speed_i)$
 $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::RotSpeed = fRotSpeed(avg_wind_speed_i)$
 $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::OopDefl = fOopDefl1(avg_wind_speed_i)$
 $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::IPDefl = fIPDefl1(avg_wind_speed_i)$
 $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::TTDspFA = fTTDspFA(avg_wind_speed_i)$
 $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::TTDspSS = fTTDspSS(avg_wind_speed_i)$,

де $fPitch$, $fRotSpeed$, $fOopDefl1$, $fIPDefl1$, $fTTDspFA$ та $TTDspSS$ – відповідні функції, що отримані з графічного представлення на рис. 2.

Результатом роботи OpenFAST-агента є згенеровані N вихідних файлів $5MW_Land_DLL_WTurb.out$. До назви кожного файлу додається суфікс, що визначає середню швидкість вітру, на основі якої він був згенерований. Останнім кроком, який реалізує агент, є копіювання усіх отриманих файлів із розширенням out у спільну теку. Вона й слугуватиме вхідними даними для моделі О. А. Basalkevych & D. V. Rudavskyy (2025).

Підсумовуючи вищевикладене, у табл. 2 наведено кроки розробленого методу.

Таблиця 2

Кроки розробленого методу підготовки конфігураційних файлів

Номер кроку	Виконавець	Дія
1	Оператор	Підготовка вхідного файлу з даними про середні швидкості вітру
2	TurbSim-агент	Створення копій пакета інсталяції TurbSim
3	TurbSim-агент	$TurbSim*.inp_i::URef = avg_wind_speed_i$
4	TurbSim-агент	Запуск $TurbSim_i$
5	TurbSim	Генерування $TurbSim.bts_i$
6	TurbSim-агент	Передача згенерованого файлу $TurbSim.bts_i$ OpenFAST-агенту
7	OpenFAST-агент	Створення копій пакета інсталяції OpenFAST
8	OpenFAST-агент	Переміщення отриманого файлу $TurbSim.bts_i$ у відповідну копію пакета OpenFAST
9	OpenFAST-агент	$5MW_Land_DLL_WTurb.fst_i::InflowFile::FileName_BTS = TurbSim*.bts$
10	OpenFAST-агент	$NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::BlPitch(1) = fPitch(avg_wind_speed_i)$ $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::BlPitch(2) = fPitch(avg_wind_speed_i)$ $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::BlPitch(3) = fPitch(avg_wind_speed_i)$ $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::RotSpeed = fRotSpeed(avg_wind_speed_i)$ $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::OopDefl = fOopDefl1(avg_wind_speed_i)$ $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::IPDefl = fIPDefl1(avg_wind_speed_i)$ $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::TTDspFA = fTTDspFA(avg_wind_speed_i)$ $NRELOffshrBsline5MW_Onshore_ElastoDyn.dat::TTDspSS = fTTDspSS(avg_wind_speed_i)$
11	OpenFAST-агент	Запуск $OpenFAST_i$
12	OpenFAST	Генерування $5MW_Land_DLL_WTurb.out_i$
13	OpenFAST-агент	Збір усіх згенерованих $5MW_Land_DLL_WTurb.out_i$
14	OpenFAST	Передача усіх згенерованих $5MW_Land_DLL_WTurb.out_i$ оператору

Агенти реалізовано мовою Python. Розроблену програмну модель процесів підготовки вхідних даних для процедур прогнозування втомної довговічності коренів лопатей вітрової турбіни представлено за допомогою UML-діаграми послідовності (див. рис. 3).

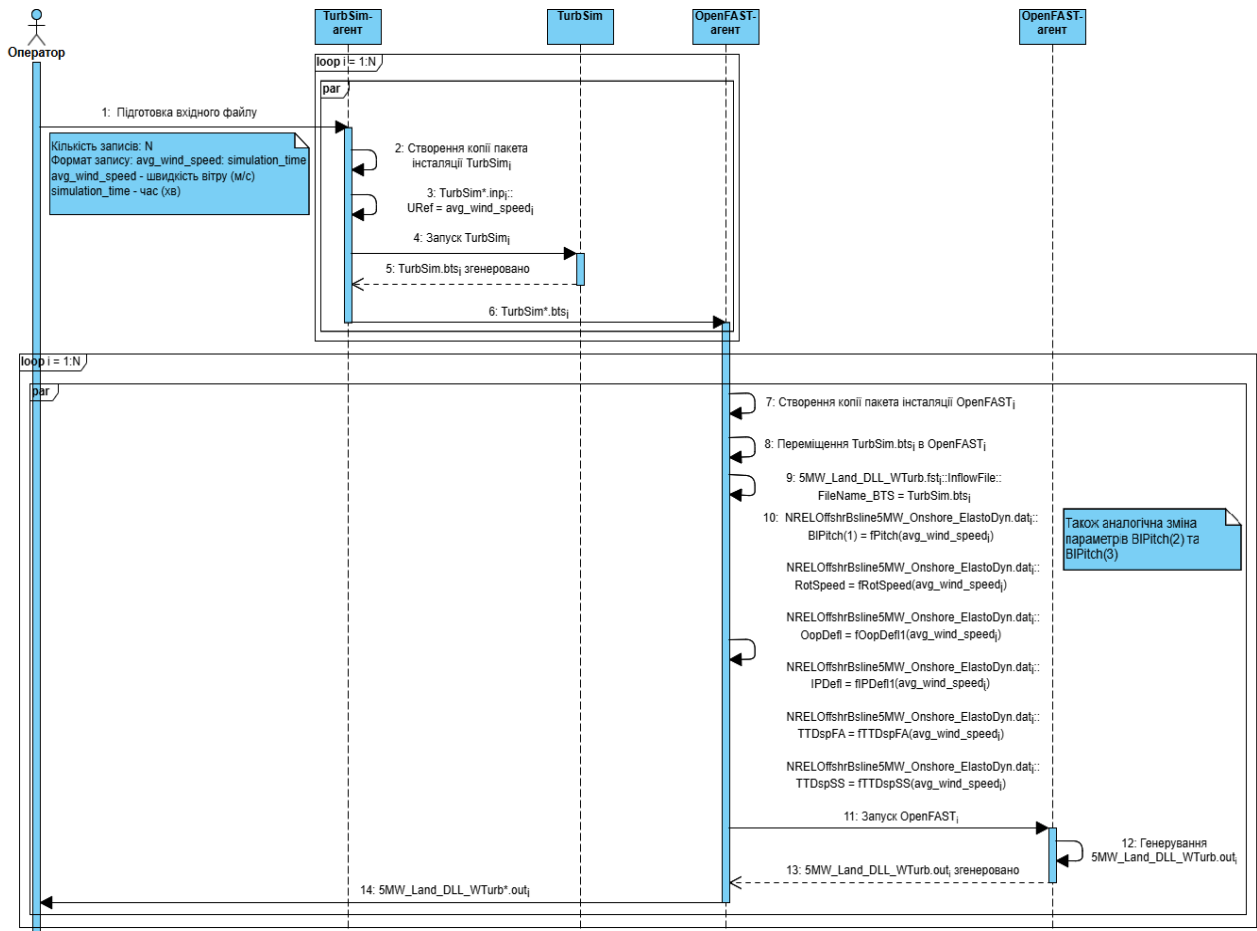


Рис. 3. UML-діаграма послідовності процесів підготовки вхідних даних для процедур прогнозування втомної довговічності коренів лопатей вітрової турбіни

Файли, отримані за допомогою даного методу, передано на вхід моделі О. А. Basalkevych & D. V. Rudavskyy (2025). У результаті її роботи обчислено прогнозований ресурс кореня лопаті, що склав 164.08 років. Цей результат є ідентичним до того, який було отримано при ручній підготовці вхідних файлів. Таким чином, розроблений метод автоматизації процесів підготовки конфігураційних файлів для вищезазначеної моделі продемонстрував свою коректність.

Висновки

Систематизовано типові помилки, що формуються в процесах ручної підготовки конфігураційних файлів для моделі прогнозування втомної довговічності коренів лопатей вітрових турбін, що використовує програмні пакети TurbSim та OpenFAST.

З метою зменшення впливу людського фактора на точність та коректність результатів моделювання, а також зменшення часових затрат на підготовку конфігураційних файлів, розроблено метод та програмну модель для автоматизації даного процесу. Задачею оператора є підготовка лише одного вхідного файлу, що містить масив даних, кожен елемент якого є парою із середньої

швидкості вітру та часу симулювання (тривалості). Таким чином, особливістю запропонованого методу є мінімізація взаємодії користувача із конфігураційними файлами моделі, а отже, і зменшення імовірності внесення помилкових даних на підготовчому етапі.

Результатом вдосконалення моделі О. А. Basalkevych & D. V. Rudavskyy (2025) є програмний пакет із можливістю подальшого розширення, який є віртуальною науковою лабораторією типу «Аеродинамічна труба», що дозволяє вивчати та аналізувати навантаження, які виникають на коренях лопатей вітрової турбіни, а також прогнозувати їхню довговічність.

REFERENCES

- Basalkevych, O. A., & Rudavskyy, D. V. (2023). The modern state of approaches to monitoring the technical condition of wind turbine blades using information technologies. *Ukrainian Journal of Information Technologies*, 2023, 5(2), 79-87 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.23939/jit2023.02.079>.
- Basalkevych O. A., & Rudavskyy D. V. (2025). Model and software module for calculating fatigue damage accumulation in the wind turbine blade root. *Ukrainian Journal of Information Technologies*, 2025, 7(1), 45-51 [in Ukrainian].
- Chandrasekhar, K., Stevanovic, N., Cross, E. J., Dervilis, N., & Worden, K. (2021). Damage detection in operational wind turbine blades using a new approach based on machine learning. *Renewable energy*, 168, 1249–1264. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.119>.
- Jonkman, J. (2009). TurbSim User's Guide: Version 1.50. Technical Report NREL/TP-500-46198 September 2009, National Renewable Energy Laboratory 1617 Cole Boulevard, Golden, Colorado 80401-3393. <https://docs.nrel.gov/docs/fy09osti/46198.pdf>
- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., & Scott, G. (2009). Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development, Technical Report NREL/TP-500-38060 February 2009, National Renewable Energy Laboratory 1617 Cole Boulevard, Golden, Colorado 80401-3393.
- Locke, J., & Valencia, U. (2003). Design Studies for Twist-Coupled Wind Turbine Blades. ASME 2003 Wind Energy Symposium, WIND2003-1043, 324-331. <https://doi.org/10.1115/WIND2003-1043>.
- Majewski, P., Florin, N., Jit, J., & Stewart, R. A. (2022). End-of-life policy considerations for wind turbine blades. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 164. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112538>.
- Richard, W., & Vesel, Jr. (2012). Aero-structural optimization of a 5 MV wind turbine rotor. Graduate School of The Ohio State University. URL: https://etd.ohiolink.edu/acprod/odb_etd/ws/send_file/send?accession=osu1331134966&disposition=attachment
- Sirigu, M., Faraggiana, E., Ghigo, A., Petracca, E., Mattiazzo, G., & Bracco G. (2022). Development of a simplified blade root fatigue analysis for floating offshore wind turbines. *Trends in Renewable Energies Offshore*, 2022, 935-941. <https://doi.org/10.1201/9781003360773-103>.
- Wang, W., Xue, Y., He, C., & Zhao, Y. (2022). Review of the Typical Damage and Damage-Detection Methods of Large Wind Turbine Blades. *Energies* 2022, 15(15), 5672. <https://doi.org/10.3390/en15155672>

**VIRTUAL SCIENTIFIC LABORATORY «WIND TUNNEL»
FOR INVESTIGATING THE FATIGUE DURABILITY
OF WIND TURBINE BLADE ROOTS**

Oleksandr Basalkevych¹, Denys Rudavskyy²

^{1,2} Lviv Polytechnic National University,

Automated Control Systems Department, 12, S. Bandera str., Lviv, Ukrain

¹ E-mail: oleksandr.a.basalkevych@lpnu.ua, ORCID: 0009-0001-3049-9901

² E-mail: denys.v.rudavskyy@lpnu.ua, ORCID: 0000-0001-5541-3003

© Basalkevych O., Rudavskyy D., 2025

Due to the rapid depletion of non-renewable energy resources and the exacerbation of environmental crises caused by global warming, humanity is actively seeking alternatives in the form of renewable energy sources. These sources are not only becoming an integral part of the modern energy sector but also serve as a foundation for building a sustainable future. Among these sources, wind energy stands out, being one of the most promising options for both developed economies and private investors interested in long-term "green" projects. Modern wind turbines are rapidly increasing in size, which allows for enhanced efficiency. However, this also creates new challenges. The blades, which are the primary components for converting wind energy into electrical energy, are subjected to constant cyclical, i.e., time-varying, mechanical loads and are exposed to aggressive external environments. The reliability and efficiency of wind turbine operation significantly depend on the continuous monitoring and analysis of their condition, as well as on the forecasting of fatigue longevity of the components that are most critical and subject to the highest loads. The article investigates the processes for preparing input data for the software products TurbSim and OpenFAST, which are utilized in the model for predicting the fatigue longevity of wind turbine blade roots, employing the rainflow counting method and the Palmgren-Miner linear damage accumulation hypothesis. A method and software model for automating the generation of configuration files have been proposed to ensure the accuracy and correctness of modeling while minimizing the impact of human factors on the preparation of input data. The logic of its operation is illustrated using a UML sequence diagram. The results have high practical value, as the proposed method allows for a reduction in time costs and an increase in modeling accuracy.

Keywords: wind turbine, fatigue longevity, automation of input data preparation processes, TurbSim, OpenFAST, UML.