

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Підвищення ефективності вітроелектростанцій шляхом
оптимізації компоновки енергетичного устаткування**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТс-41
спеціальнос
ті 141

електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Зиц В.В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Філюк Я.О.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Мовчан Л.Т

(прізвище та ініціали)

Завідувач
кафедри

(підпис)

Тарасенко М. Г.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

Шовкун О.П.

(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

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« 30 » січня 2023 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 Зицу Вячеславу Вікторивичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення ефективності вітроелектростанцій шляхом оптимізації компоновки енергетичного устаткування

Керівник роботи ... Філюк Ярослав Олександрович, к.т.н.

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

Затверджені наказом ректора від « 23 » січня 2023 року № 4/7-47

2. Термін подання студентом завершеної роботи 16 червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Реалізувати методику комплексної оптимізації компонування МВЕС, що забезпечує можливість одночасного пошуку оптимальної схеми розміщення ВЕУ та оптимізації електричної системи

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

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

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	Пилипець М.І., д.т.н., професор кафедри МТ		
Нормоконтроль	Мовчан Л.Т. к.т.н., доц. кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання 01 лютого 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	26.02.2023	
2	Аналітичний розділ	31.03.2023	
3	Проектно-конструкторський розділ	16.04.2023	
4	Розрахунковий розділ	30.04.2023	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	14.05.2023	
6	Висновки	31.05.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	03.06.2023	
8	Оформлення графічної частини	14.06.2023	

Студент

(підпис)

Зиц В.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Філюк Я.О.

(прізвище та ініціали)

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, 2023.

Стор.71; рис. 36; табл. 15; джерел 14; додатків 2.

Тема кваліфікаційної роботи бакалавра: «Підвищення ефективності вітроелектростанцій шляхом оптимізації компоновки енергетичного устаткування».

Мета кваліфікаційної роботи полягає у розробці ефективних алгоритмів, методів, методик і засобів для виконання комплексної оптимізації компонування енергетичного обладнання з метою досягнення максимальної ефективності МВЕС.

Проведено огляд проблем вітроенергетики та аналізу можливих способів підвищення ефективності морських вітроелектростанцій сформульовані завдання

Розроблено та протестовано модель оцінки техніко-економічних показників, інвестиційних витрат та продуктивності МВЕС різних конфігурацій з оцінкою впливу аеродинамічного ефекту та втрат потужності в компонентах електричної системи на основі даних про структуру, склад та тип обладнання з урахуванням факторів вітрового режиму та геотехнічних показників ділянки розміщення МВЕС.

Розроблено методику, яка дозволяє в процесі оптимізації виконувати одночасний пошук оптимального плану розміщення ВЕУ спільно побудовою топології кабельної системи МВЕС, що дозволяє знайти компромісне рішення з урахуванням взаємопов'язаних факторів: втрат потужності від аеродинамічного затінення вітроустановок, вартості витрат та втрат потужності в електричній системі.

Ключові слова: вітроелектро станція, комп'ютерне моделювання, вітроколесо.

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ	3
ЗМІСТ	4
ВСТУП	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Сучасні тенденції розвитку вітроенергетики	8
1.2 Конструктивні особливості обладнання систем морських вітроелектростанцій	11
1.2.1 Вітроенергетичні установки	12
1.2.2 Система збору потужності	14
1.2.3 Система електропередачі і інтеграції МВЕС з електричною мережею	17
1.3 Висновки до розділу	20
2. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	21
2.1 Методика оцінки техніко-економічних показників МВЕС	21
2.2 Методика розрахунку продуктивності ВЕС	23
2.2.1 Опис моделей аеродинамічного сліду	25
2.2.2 Оцінка сукупного взаємовпливу вітроустановок у вітропарку	31
2.2.3 Розрахунок річного вироблення електроенергії та електричних втрат	35
2.3 Тестування моделі оцінки техніко-економічних показників МВЕС	37
2.4 Висновки до розділу	42
3. РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	43
3.1 Методика комплексної оптимізації компонування енергетичного обладнання МВЕС	43
3.1.1 Загальний опис алгоритму оптимізації	43
3.1.2 Варіанти генерування симетричних схем розміщення ВЕУ	45
3.2 Тестування та оцінка ефективності методики комплексної оптимізації	50
3.3 Порівняння ефективності застосування спрощеної та комплексної методики оптимізації	59

3.4 Висновки до розділу	63
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	64
4.1 Підвищення стійкості функціонування організації в надзвичайних ситуаціях	65
4.2 Заходи з електробезпеки	66
4.3 Заходи протипожежної безпеки	67
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	69
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	70

ВСТУП

Актуальність роботи. Пріоритетним напрямком розвитку відновлюваної енергетики в Україні є інтеграція енергоустановок на їх основі в системи електропостачання споживачів у віддалених від енергосистеми регіонах. Одним із перспективних варіантів електропостачання споживачів може бути використання високопотенційного морського вітрового енергоресурсу шляхом розміщення вітроустановок у морських мілководних зонах. Згідно з попередніми оцінками, застосування подібних морських вітроелектростанцій (МВЕС) у південних регіонах може забезпечити 30-50% зниження потреб в органічному паливі, що дасть змогу підвищити енергобезпеку і сприятиме зниженню викидів парникових газів. Іншим потенційним сектором впровадження морської вітрогенерації є побудова великих мережевих МВЕС, що постачають електроенергію на оптовий ринок електричної енергії (ОРЕМ).

Система підтримки ВДЕ на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕМ) передбачає штрафи за відхилення від нормативного коефіцієнта використання встановленої потужності (КВВП). У зв'язку з цим, важливим є досягнення встановлених норм. Середньосвітовий КВВП таких вітроелектростанцій сягає 45%, що забезпечується високою швидкістю і стабільністю морського вітру. Проблемним фактором є економічний аспект, зумовлений великими капіталовкладеннями на такі проєкти, що спричиняє нестачу коштів.

Постає необхідність пошуку оптимальних проектних рішень, які забезпечують досягнення балансу між продуктивністю та інвестиційними витратами, що сприятиме зниженню собівартості електроенергії. Отже, питання підвищення ефективності ВЕС є актуальним завданням, вирішення якого необхідне для забезпечення сталого розвитку вітроенергетики в Україні.

Нині увага дослідників, які працюють у галузі проектування МВЕС, зосереджена зокрема на розробленні методик оптимізації, що дає змогу виконувати одночасний аналіз різних варіантів компонування МВЕС із погляду схем розміщення енергетичного устаткування і конфігурацій електричної системи з метою мінімізації втрат потужності та економічних витрат на будівництво. Існуюча тенденція до укрупнення МВЕС, безліч різних типів її конфігурацій,

технічні обмеження, стохастичний характер вітрового енергоресурсу та інші численні фактори, що потребують врахування, визначають надзвичайну складність цієї оптимізаційної задачі. Отже, розроблення універсальних і швидкодіючих методик пошуку оптимальних проектних рішень МВЕС є необхідним для забезпечення сталого розвитку морської вітроенергетики, зокрема в Україні.

Мета роботи є розробка ефективних алгоритмів, методів, методик і засобів для виконання комплексної оптимізації компоновки енергетичного обладнання з метою досягнення максимальної ефективності МВЕС.

Для досягнення поставленої мети в даній роботі необхідно було:

1. Провести аналіз сучасних методик, алгоритмів і моделей, які використовують у розв'язанні задач оптимізації компоновки МВЕС, і виявити недоліки, які потребують поліпшень.

2. Розробити методику моделювання швидкості та напрямку вітру з необхідною часовою дискретизацією, що забезпечує достовірне моделювання автокореляційної залежності, а також систематичних добових і сезонних флуктуацій.

3. Розробити модель техніко-економічного аналізу, що дає змогу виконувати оцінку продуктивності та інвестиційних витрат на обладнання МВЕС різних типів конфігурацій з урахуванням впливу аеродинамічного ефекту, електричних втрат, вітрового режиму і характеристик ділянки акваторії (батиметрії) за адекватний розрахунковий час.

4. Реалізувати методику побудови схем кабельних з'єднань електричної системи збору потужності та пошуку можливих шляхів прокладання експортних кабелів системи електропостачання.

5. Реалізувати методику комплексної оптимізації компоновки МВЕС, що забезпечує можливість одночасного пошуку оптимальної схеми розміщення ВЕУ та оптимізації електричної системи.

1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Сучасні тенденції розвитку вітроенергетики

Збільшення частки використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у світовому енергетичному балансі та їх інтеграція в енергосистеми є однією з основних траєкторій розвитку сучасної електроенергетики. Основними перевагами відновлюваної енергетики є екологічна чистота, невичерпність і повсюдна поширеність енергоресурсів. Стимулюючими факторами розвитку ВДЕ для більшості країн є необхідність забезпечення енергетичної безпеки в умовах залежності від імпорту енергоресурсів, а також зниження антропогенного впливу на довкілля, пов'язаного зі зростанням викидів парникових газів та шкідливих речовин паливно-спалювальними устаткуваннями в атмосферу [1].

Стрімкому впровадженню нових потужностей сприяють як технологічні вдосконалення, досягнуті в даній галузі, так і програми державного стимулювання, прийняті в багатьох розвинених країнах. Розвиток технологій і накопичений досвід дозволяють використовувати сучасні та більш ефективні й дешеві матеріали, що дає можливість використовувати можливість збільшення одиничної потужності генерувального обладнання, скорочення виробничих витрат і забезпечує конкурентоспроможність енергоустановок на основі ВДЕ порівняно з традиційними технологіями виробництва електроенергії.

За минулі десятиліття найвищі темпи розвитку демонструє вітроенергетика. Згідно з попередніми оцінками Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), 2020 року на ВДЕ припало майже 90% нових встановлених генерувальних потужностей у світі. Із 200 ГВт нових введених потужностей відновлюваної генерації 65 ГВт припало на вітроелектростанції, що на 8% більше, ніж 2019 року [2]. За оцінками Всесвітньої вітроенергетичної асоціації за підсумками 2020 року прогнозується новий глобальний рекорд введення вітроелектростанцій на рівні понад 90 ГВт, що на 50% більше потужностей, встановлених у 2019 році [3].

Останніми роками спостерігається тенденція переходу від наземного використання енергії вітру до побудови великих вітроенергетичних комплексів, розташованих на вільних ділянках морських акваторій. Згідно з даними Global

Offshore Wind Energy Council у 2020 році сукупна встановлена потужність морських ВЕС у глобальному масштабі досягла 35,5 ГВт [4].

Сукупна встановлена потужність електростанцій на основі ВДЕ різного типу, показана на рисунку 1.1.

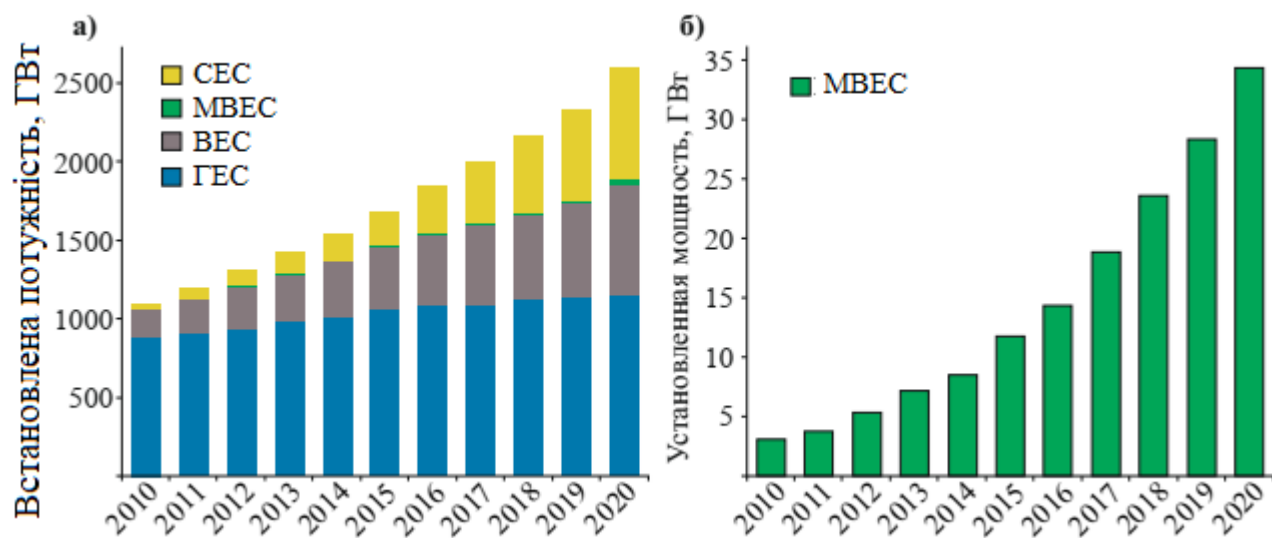


Рисунок 1.1 - Динаміка зростання встановленої потужності: а - електростанції на основі ВДЕ різного типу, б - морські вітроелектростанції [5].

Згідно з наведеними оцінками [6], потенціал морської вітроенергетики становить 420 000 ТВт·год/рік, що у 18 разів перевищує глобальне споживання електроенергії. За прогнозами МЕА морська вітроенергетика стане найбільшим виробником електрики в ЄС уже 2027 року.

Для більшості європейських країн, інтерес у використанні морської вітрової енергії полягає у високому ступені приватизації та вартості землі, а також екологічних обмеженнях. За рахунок високої щільності енергії та стабільності морського вітрового режиму, подібні вітроелектростанції мають більшу енергоефективність і дають змогу виробляти більше електроенергії за рахунок можливості використання великогабаритних ВЕУ, що допустимо з огляду на менші габаритні обмеження на розміщення енергетичного обладнання в морі [7].

Розміщення вітроустановок на прибережних ділянках морських акваторій вирішує суттєві проблеми, характерні для материкової вітрогенерації, до яких відносяться шумове забруднення, візуальна зміна ландшафту, а також ефект мерехтіння, який створюють відтінки тіні обертових лопатей вітроустановок, що відкидаються.

Близько 90% глобальної встановленої потужності морських ВЕС припадає на країни Європи (86%), серед яких провідні позиції займають: Великобританія (45%), Німеччина (33%) і Данія (9%). Більша частина європейських МВЕС розміщена в Північному морі, а також акваторіях Балтійського та Ірландського морів. Решта 14% встановленої потужності складають МВЕС, що експлуатуються в мілководних прибережних районах країн Азії та США[8].

Карту місць розташування європейських МВЕС і розподіл встановленої потужності за країнами та акваторіями зображено на рисунку 1.2.

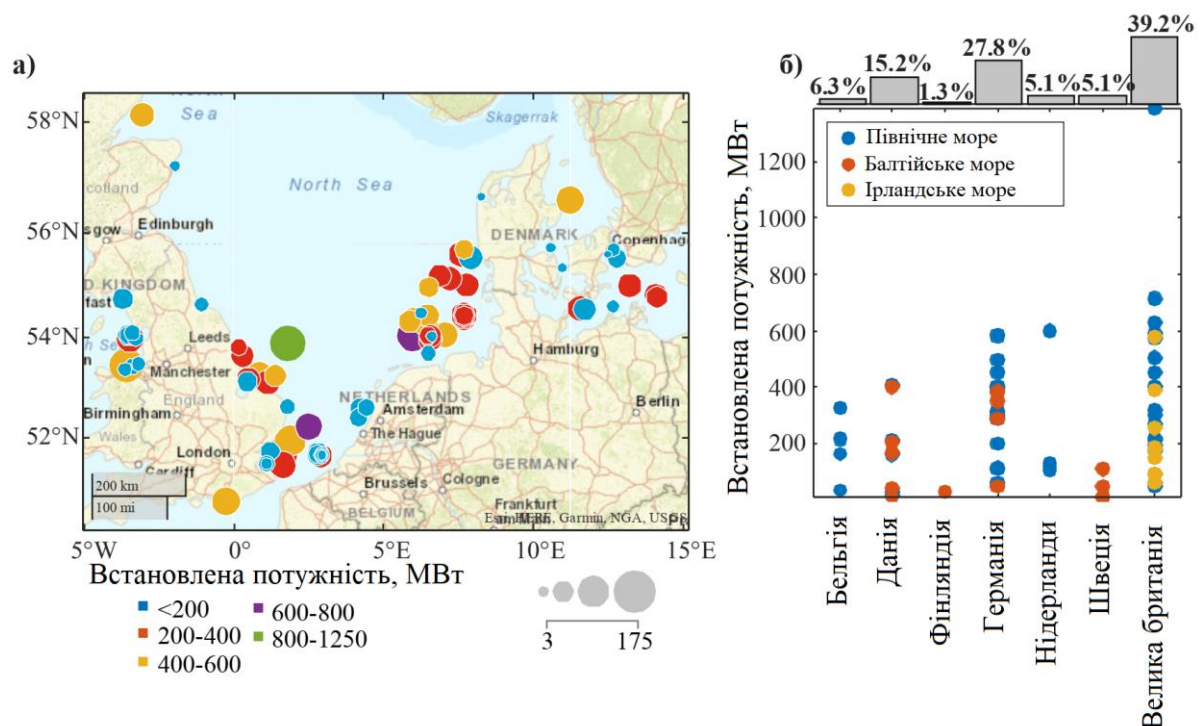


Рисунок 1.2 - Карта розміщення європейських МВЕС: а - географічне розташування МВЕС; б - гістограма розподілу встановленої потужності за країнами та акваторіями (за даними таблиці А.1 додатка А)

Велика Британія посідає лідируючу позицію в розвитку морської вітроенергетики, загальна встановлена потужність вітроелектростанцій якої становить близько 9,3 ГВт, за нею йдуть Німеччина (6,7 ГВт), Данія (1,7 ГВт), Нідерланди (1,1 ГВт), Бельгія (0,8 ГВт), Швеція (0,2 ГВт), Фінляндія (0,08 ГВт) та Ірландія (0,03 ГВт). Країною-лідером на азіатському континенті є Китай з 2,5 ГВт встановленої потужності. Діючі МВЕС є у В'єтнамі (0,2 ГВт), Японії (0,04 ГВт), Південній Кореї (0,04 ГВт) і Тайвані (0,008 ГВт). Крім того, у стадії проектування

і будівництва наразі перебувають 53 МВЕС, загальна встановлена потужність яких становить 16,7 ГВт [8].

1.2 Конструктивні особливості обладнання систем морських вітроелектростанцій

Морська вітроелектростанція являє собою сукупність двох і більше вітроенергетичних установок (ВЕУ), об'єднаних між собою в групи з метою виробництва електроенергії та подальшого її передавання в єдину мережу або живлення відокремленої групи споживачів електроенергії.

Склад обладнання типових конфігурацій МВЕС схематично показано на рисунку 1.3.

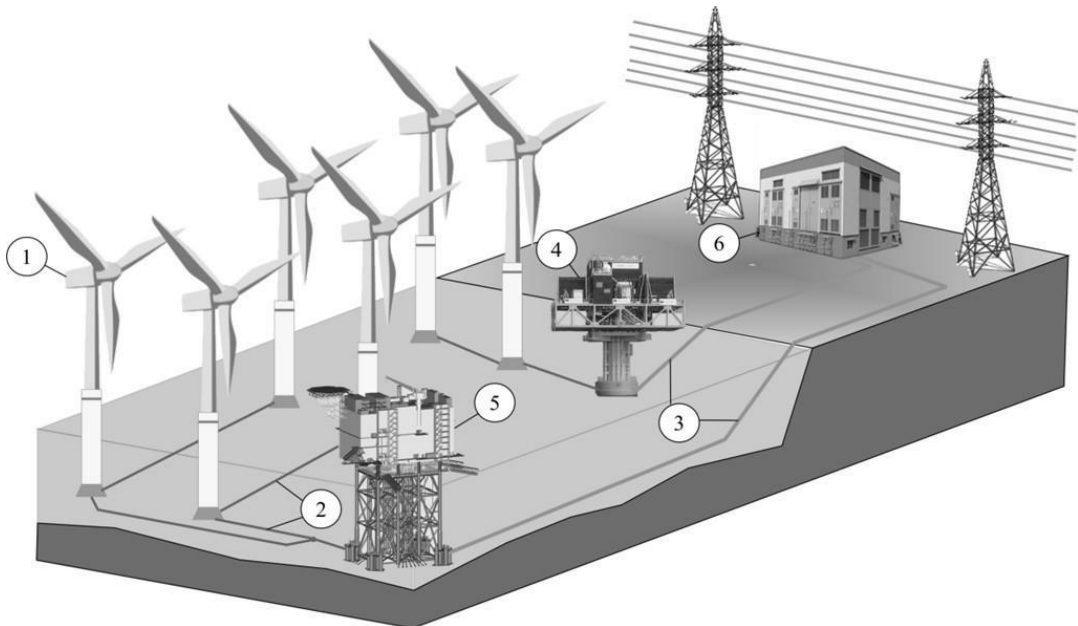


Рисунок 1.3 - Склад обладнання типових конфігурацій МВЕС: 1 - ВЕУ; 2 - кабелі системи збору потужності; 3 - кабелі системи електропередачі; 4 - морська трансформаторна підстанція; 5 - морська перетворювальна підстанція; 6 - метеомачта; 7 - берегова розподільна підстанція енергосистеми

Типова конфігурація МВЕС складається з таких компонентів і систем [9]:

- комплексу вітроустановок (1), згрупованих між собою і розміщених на обмеженій ділянці акваторії;
- системи збору потужності, що складається з груп силових кабелів (2), які забезпечують передавання електроенергії на напрузі, що виробляється ВЕУ, до

приймального пункту - збірних шин морської трансформаторної підстанції (4,5), або безпосередньо до берегового пункту приймання та розподілу електроенергії - берегової трансформаторної підстанції (6);

– морської трансформаторної підстанції (МТП) або морської перетворювальної підстанції (МПП), розташованої в безпосередній близькості до комплексу вітроустановок і призначеної для підвищення рівня напруги для подальшого передавання електроенергії від МВЕС до віддаленої берегової підстанції;

– системи передавання електроенергії, що складається із силових кабелів, які передають електроенергію, що виробляється всім комплексом вітроустановок, до берегової трансформаторної підстанції, що забезпечує інтеграцію МВЕС в електричну мережу енергосистеми.

1.2.1 Вітроенергетичні установки

Основним компонентом будь-якої вітроелектростанції є вітроенергетичні установки, за допомогою яких кінетична енергія повітряних мас, що рухаються, перетворюється на механічну енергію обертання вітроколеса, а потім на електричну енергію за допомогою електричного генератора.

У складі морських ВЕС використовуються переважно горизонтально-осьові вітрові установки з трилопатевою конструкцією вітроколеса, обладнані системою орієнтування на вітер і активним регулюванням кроку лопатей. Морські ВЕУ оснащені асинхронними генераторами подвійного живлення (DFIG), середньошвидкісними синхронними генераторами на постійних магнітах (PMSG) або низькошвидкісними PMSG із прямим приводом. Переважна більшість морських ВЕУ потужністю менше 4 МВт мають конфігурацію DFIG, що становить приблизно 25% з усіх представлених на ринку моделей [8].

ВЕУ морського виконання мають більші, порівняно з ВЕУ наземного типу, масо-габаритні показники, що зумовлено прагненням забезпечити вищий рівень вихідної потужності та ефективність використання високопотенційного морського вітру. Потужність морських ВЕУ вища, ніж у берегових ВЕУ, і в середньому становить від 2 до 5 МВт, при номінальному діаметрі вітроколеса від 80 до 130 м [9].

За останні 20 років одинична потужність вітроустановок морського типу збільшилася бо-лее ніж у 40 разів і до теперішнього часу досягла 20 МВт при діаметрі ротора 252 м (рисунок 1.4) [9].

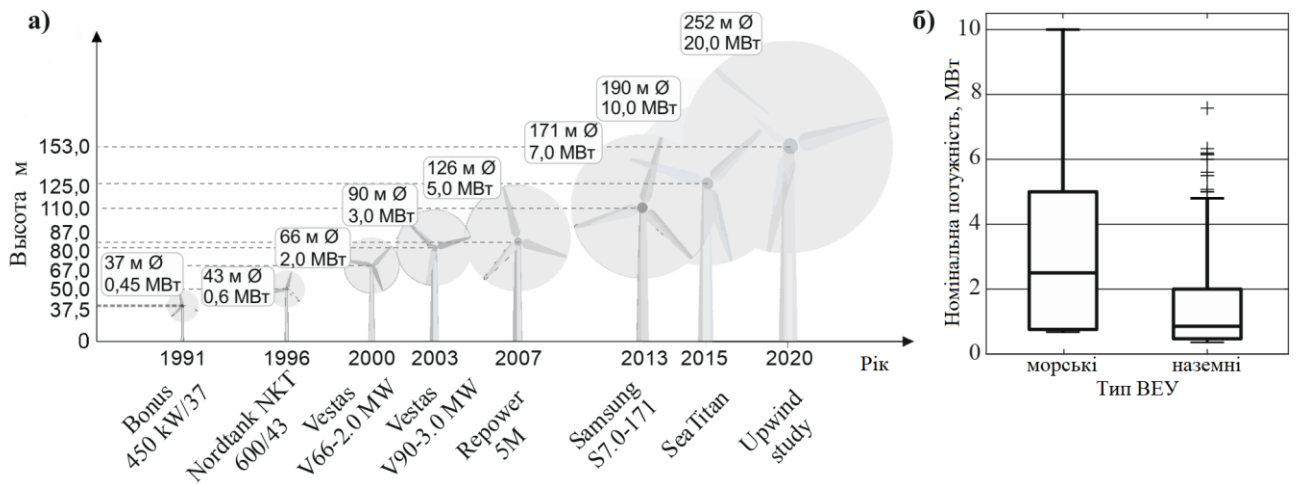


Рисунок 1.4 - Вітроенергетичні установки: а - тенденція укрупнення розмірів морських ВЕУ; б - співвідношення номінальної потужності ВЕУ різного виконання

Фундаменти ВЕУ мають різний тип конструкції і поділяються на: встановлювані на морському дні (стаціонарні), а також плавучі платформи, які кріплять до морського дна за допомогою розтяжок, і призначені для використання на глибоководних ділянках.

Стаціонарні опорні конструкції підрозділяють на гравітаційні, моносвай, триноги, каркаси та інші [10]. Деякі типи стаціонарних опорних конструкцій МВЕУ показано а рисунку 1.5.

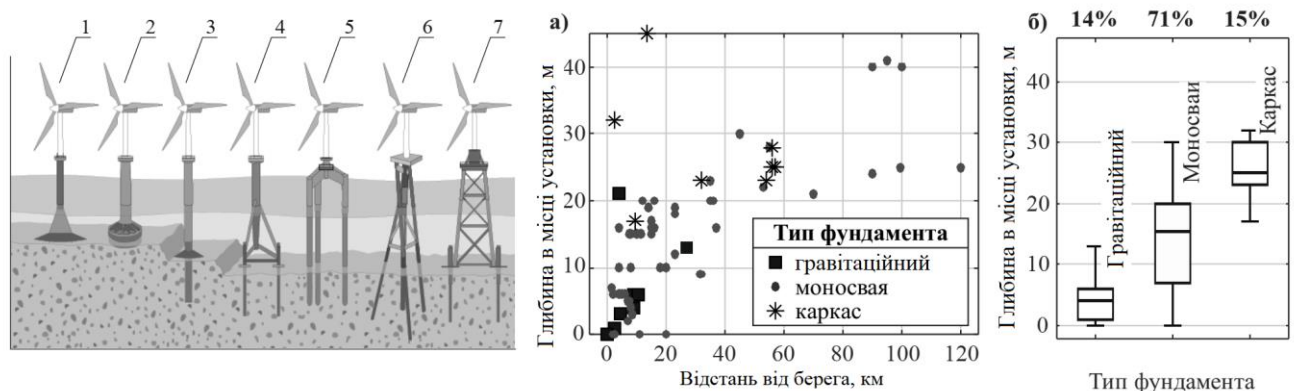


Рисунок 1.5 - Типи стаціонарних фундаментів ВЕУ: а - залежність вибору типу фундаменту від глибини та віддалення від берега; б - розподіл і частка використання певних типів фундаментів: 1 - гравітаційна (*gravity based*); 2 -

перевернутий (вакуумний) ківш (*suction bucket*); 3 - моносвая (*monopile*); 4 - тринога (*tripod*); 5 - тринога з можливістю забивання паль (*tripile*); 6 - кручений каркас (*twisted jacket*); 7 - каркас (*jacket*) [10].

Вибір певного типу фундаменту залежить від глибини в місці встановлення турбіни, рельєфу дна і характеристики придонного шару.

Особливості деяких опорних конструкцій, їхні переваги та недоліки наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Переваги та недоліки опорних конструкцій морських вітроустановок [11].

Опорна конструкція	Глибина, м	Потужність ВЕУ, МВт	Переваги та недоліки
Гравітаційні	20-30	до 5	+ простота технічного рішення; + використовуються в місцях, невідповідних для забивання паль; + використовуються тільки на мілководних ділянках; - необхідна попередня підготовка придонного шару перед установкою
Моносва	5-40 (піщане дно); до 50 (твердий ґрунт)	до 4	+ найпростіше технічне рішення; + низька вартість; + серійне виробництво
Тринога	до 50	до 5	+ висока міцність; - висока вартість; - складніший процес встановлення
Каркас	до 80	-	+ застосовні на ділянках із глибиною до 80 м; - висока вартість конструкції та витрати на монтаж

Згідно з діаграмами, що показують залежність типу використовуваного фундаменту від глибини в місці встановлення турбіни та віддалення від берега (Рисунок 1.5-б), найпоширенішими є моносваї.

1.2.2 Система збору потужності

Основним компонентом системи збору потужності ВЕС є кабелі підводної прокладки, які забезпечують передачу вироблюваної вітроустановками електроенергії до приймального пункту збірних шин морської трансформаторної

підстанції, або безпосередньо до берегового пункту приймання і розподілу електроенергії (берегової підстанції).

Для зниження втрат потужності в системі, вихідна напруга вітрогенераторів, яке зазвичай становить 450-690В, за допомогою силових трансформаторів, встановлених на кожній ВЕУ, підвищується до рівня напруги системи збирання потужності, яка становить 10-35 кВ [12]. Залежно від розмірів МВЕС і бажаного рівня надійності може бути запропоновано кілька різних конфігурацій системи збирання потужності: радіальна (нерозгалужена), радіальна розгалужена, кільцеві (односторонні та двосторонні) і зіркоподібна [12], схеми яких зображено на рисунку 1.6-а.

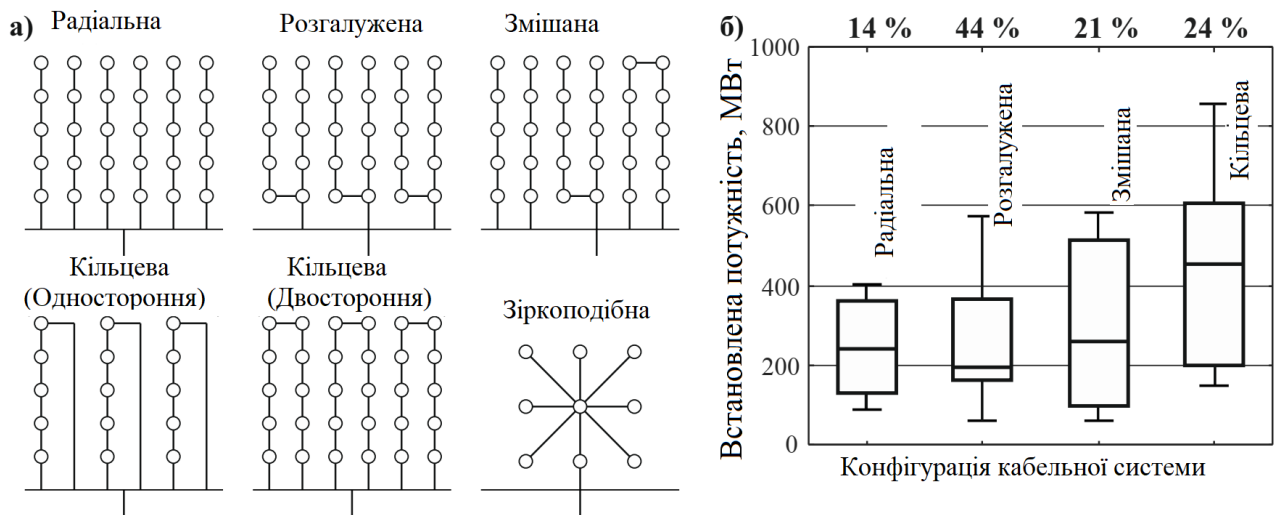


Рисунок 1.6 - Основні конфігурації системи збору потужності (а) і статистика, що відображає поширеність застосування в МВЕС різної встановленої потужності (б)

Згідно зі статистичними даними (рисунок 1.6-б) найпоширенішими є радіальні (розгалужені) і кільцеві конфігурації.

Радіальна (нерозгалужена) конфігурація є найпростішим варіантом і передбачає послідовне з'єднання вітроустановок у групи та приєднання їх до ввідному розподільному пристрою трансформаторної підстанції по радіальній лінії. Перевагою такої схеми є низька вартість і простота обслуговування. Однак, при цьому істотним недоліком з огляду на послідовне з'єднання є великі втрати потужності, а також відсутність резервування і, як наслідок, низький рівень

надійності, оскільки несправність кабелю або розподільного пристрою може призвести до відключення всієї групи турбін.

Радіальна (розгалужена) конфігурація дає змогу підвищити надійність схеми завдяки виконанню відгалужень і, крім того, в деяких випадках істотно скоротити капітальні витрати і електричні втрати завдяки зниженню протяжності кабелів. Однак, вибір подібної конфігурації вимагає врахування додаткових витрат, оскільки стандартною комплектацією електрообладнання вітроустановок не передбачено додаткових апаратів захисту, необхідних для забезпечення підключення додаткового кабелю [13].

Кільцеві схеми дають змогу забезпечити високий рівень надійності за рахунок пере-мички, що з'єднує кінці ліній, що дає змогу в разі несправності на ділянці мережі забезпечити працездатність усієї групи вітроустановок. Вартість такої конфігурації вдвічі вища за вартість радіального компонування, однак, такий варіант є найбільш надійним.

Порівняння надійності схем трьох конфігурацій, на прикладі випадку пошкодження ділянки кабелю продемонстровано на рисунку 1.7.

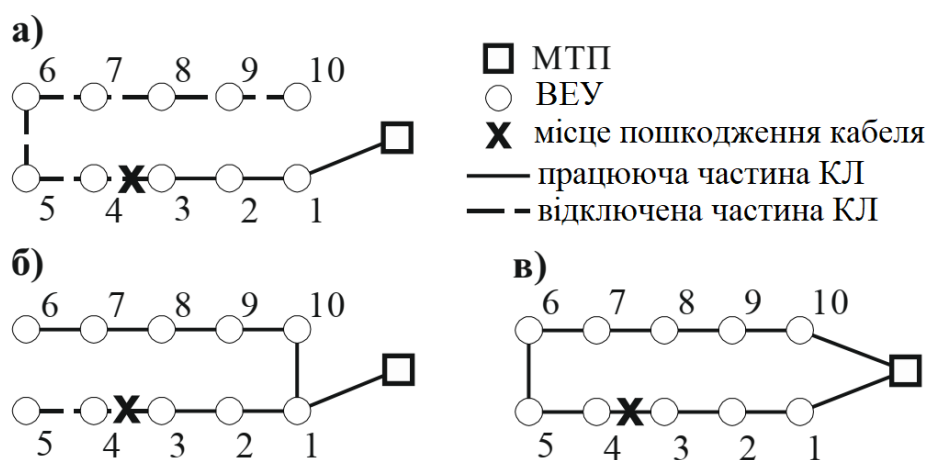


Рисунок 1.7 - Надійність систем збору потужності: а - радіальна; б - радіальна з відгалуженнями; в – кільцева

Очевидно, що найбільшу надійність має кільцева схема, у якій у разі пошкодження ділянки кабелю між 4 і 3 ВЕУ в роботі залишається весь ланцюжок турбін. У разі використання радіальної схеми, аналогічна ситуація призведе до відключення більшої частини турбін у ланцюжку, що, своєю чергою, призведе до порушення стійкої роботи й економічних втрат. З іншого боку, радіальна

розгалужена конфігурація (б) є компромісним рішенням між надійністю і вартістю, чим зумовлена її велика поширеність.

1.2.3 Система електропередачі і інтеграції МВЕС з електричною мережею

Система електропередачі призначена для транспортування вироблюваної електроенергії від пункту збору потужності до берегової трансформаторної підстанції енергосистеми за допомогою підводних кабельних ліній. Основними факторами, що визначають вибір типу системи електропередачі, є встановлена потужність вітропарку та відстань між точкою збору потужності та береговою підстанцією. Залежно від відстані від берега, електропередача може бути виконана постпредством кабельних ліній змінного струму середньої напруги (MVAC), змінного струму високої напруги (HVAC) або високовольтною лінією постійного струму (HVDC).

Структурні схеми систем електропередачі МВЕС зображено на рисунку 1.8.

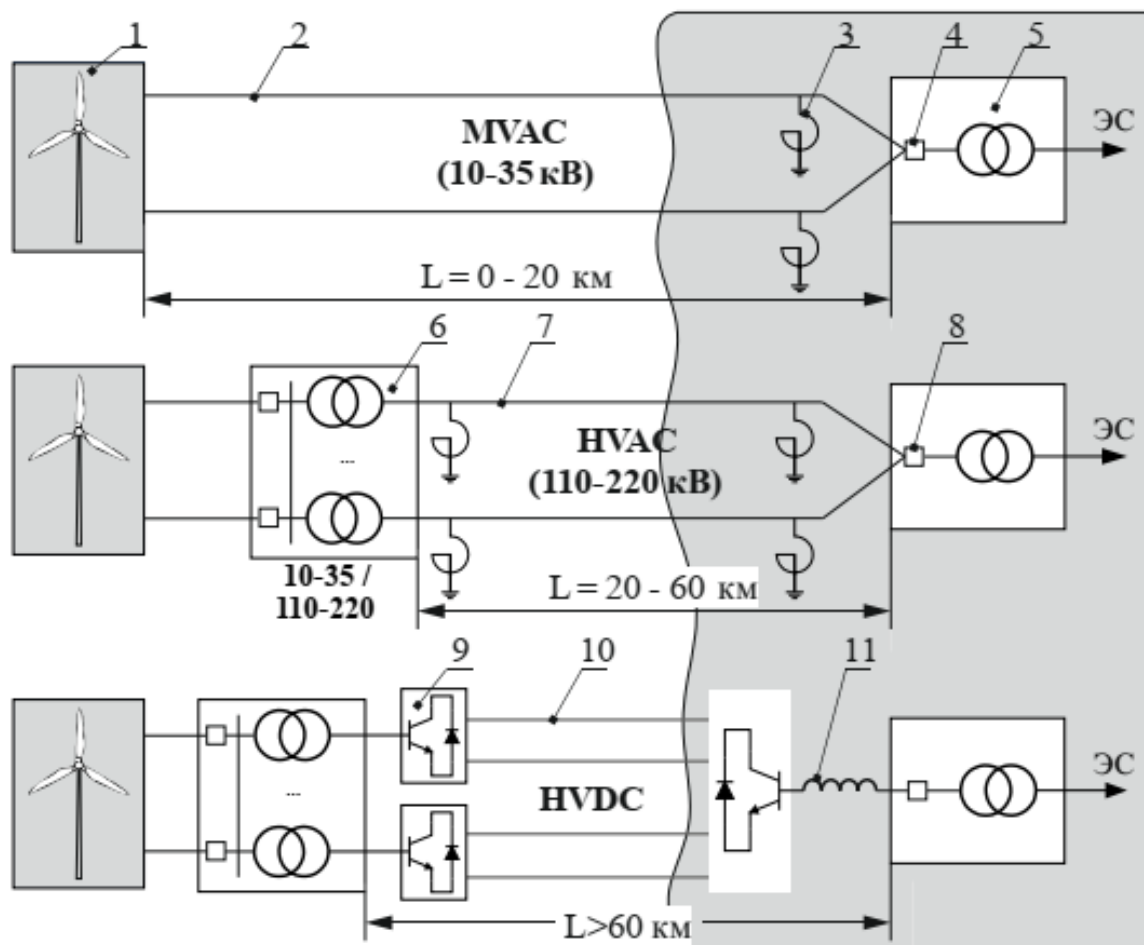


Рисунок 1.8 - Основні структурні схеми систем приймання та передавання електричної енергії МВЕС: 1 - вітропарк; 2 - кабельні лінії середньої напруги

змінного струму; 3 - шунтувальний реактор; 4 - розподільні пристрої середньої напруги; 5 - берегова підстанція; 6 - морська трансформаторна підстанція; 7 - кабельні лінії високої напруги змінної напруги; 8 - розподільні пристрої середньої напруги; 9 - модульний багатофункціональний рівневий перетворювач; 10 - кабельні лінії високої напруги постійного струму; 11 - струмообмежувальний реактор

У разі невеликої встановленої потужності та розміщення вітроелектростанції на відстані до 20 км від берега, доцільним може бути застосування системи електропередачі змінного струму середньої напруги (MVAC). Така конфігурація передбачає передачу електроенергії безпосередньо від вітроустановок до берегової трансформаторної підстанції без проміжної трансформації напруги. Перевагою такого варіанта є можливість істотного зниження капітальних витрат на спорудження МВЕС завдяки виключенню необхідності встановлення МТП і супутнього обладнання.

При віддаленні від берега (від 10-20 до 60 км) істотно зростають втрати потужності під час передачі, що зумовлює необхідність застосування додаткової трансформації напруги.

Найпоширенішим рішенням для більшості діючих МВЕС є системи електропередачі високої напруги змінного струму (HVAC). У такому разі передбачається встановлення однієї або декількох морських трансформаторних підстанцій, призначенням яких є перетворення рівня напруги внутрішньої системи збирання потужності МВЕС до напруги, достатньої для забезпечення передавання електричної енергії до берегового пункту прийому з мінімальними втратами потужності [14]. Конструктивно МТП являють собою стаціонарну платформу, на якій розміщується комплекс силового і технологічного обладнання, а також побутові приміщення обслуговуючого персоналу. Крім основного обладнання МТП - силового трансформатора і розподільних пристроїв СН/ВН, передбачено додаткові компоненти, до числа яких належать дизельний генератор, що забезпечує електроживлення в умовах відключення МВЕС від мережі енергосистеми, а також обладнання, призначене для регулювання напруги та

компенсації реактивної потужності, призначенням якого є підтримка напруги і компенсації реактивної потужності.

Залежно від кількості ВЕУ і встановленої потужності МВЕС кількість МТП може варіюватися від 1 до 3 і більше. Вибір необхідної кількості МТП залежить здебільшого від розмірів МВЕС, рівня напруги системи збирання потужності та системи електропередачі, номінальної потужності силових трансформаторів МТП і кількості кабелів електропередачі, що відходять.

При віддаленні від берега понад 60-80 км до 100 км економічно доцільним варіантом буде тому може бути застосування високовольтної кабельної лінії електропередачі постійного струму (HVDC). Перевагою HVDC є те, що подібна система не потребує компенсації реактивної потужності, має нижчі електричні втрати, але, зважаючи на необхідність використання перетворювачів і фільтрів AC/DC і DC/AC на обох кінцях лінії електропередачі, капітальні витрати на реалізацію такого варіанта істотно збільшуються. Зазвичай до однієї підстанції можна під'єднати кілька груп ВЕУ до 500 МВт вихідної потужності [15], однак згідно з технічними даними діючих МВЕС число МТП також залежить від загального числа ВЕУ, що входять до складу МВЕС, що продемонстровано на рисунку 1.9.

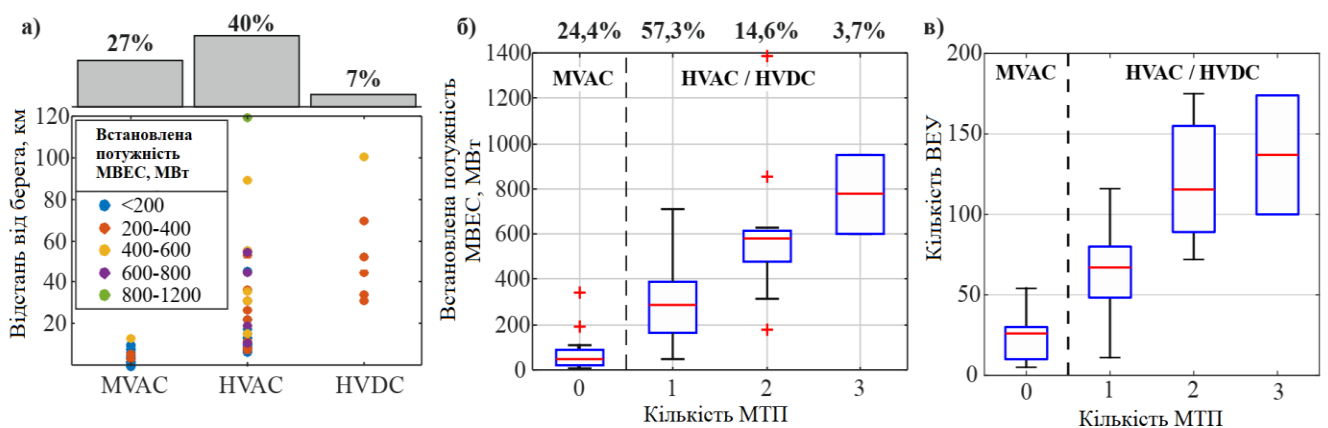


Рисунок 1.9 - Статистичні дані: а - залежність типу електропередачі від віддаленості від берега та потужності МВЕС; б - залежність кількості МТП від встановленої потужності МВЕС; в - залежність кількості МТП від кількості ВЕУ у складі вітропарку

1.3 Висновки до розділу

Проведений аналіз показав, що одним з основних факторів, що перешкоджають розвитку морської вітроенергетики в Україні, є великі інвестиційні витрати, і як наслідок, потенційно низька рентабельність подібних проектів. При цьому наявний вітровий енергетичний потенціал на ділянках морських кордонів та фактична наявність широкої сфери застосування такого виду енергетичних об'єктів актуалізують завдання проведення попередніх досліджень у цій сфері відновлюваної енергетики. Відповідно до поставленої мети роботи та на основі проведеного огляду проблем вітроенергетики та аналізу можливих способів підвищення ефективності морських вітроелектростанцій сформульовані завдання.

2. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Методика оцінки техніко-економічних показників МВЕС

Розроблено та протестовано модель оцінки техніко-економічних показників вітро-електростанцій з метою використання в завданнях оптимізації. Модель виконує оцінку продуктивності та економічних витрат залежно від складу, кількості та типів використовуваного енергетичного обладнання, а також його геометричного розташування на майданчику ВЕС. При цьому враховуються фактори аеродинамічного затінення, втрати потужності в компонентах електричної системи та глибина морського дна.

Блок-схема, що демонструє послідовність виконання етапів розрахунку, наведено на рисунку 2.1.

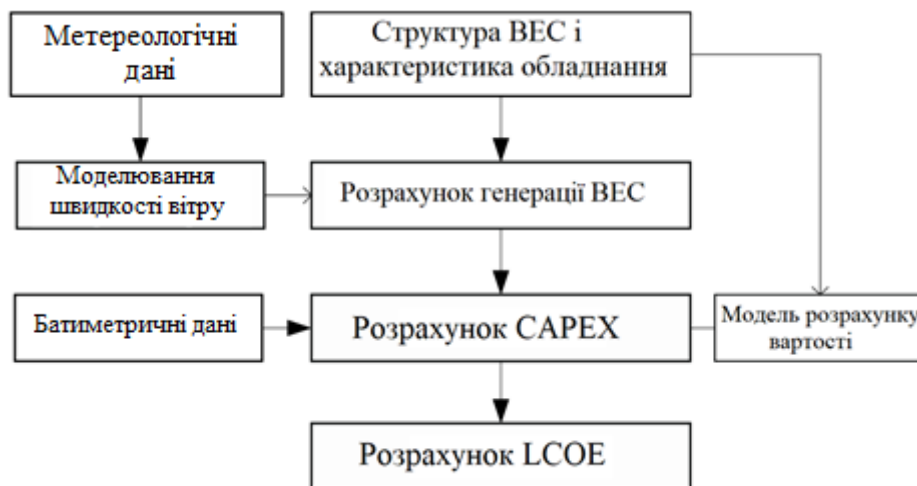


Рисунок 2.1 - Блок-схема алгоритму техніко-економічної оцінки конфігурації МВЕС

Вхідними даними для розрахунку є конструктивні та електричні параметри та схема розташування енергетичного обладнання МВЕС (ВЕУ та підстанцій), електрична схема кабельних ліній збору та передачі потужності. У розрахунку техніко-економічних показників використовуються статистичні моделі вартості певних компонентів ВЕС від їх параметрів: діаметр ротора ВЕУ та її паспортна потужність, кількість вітроустановок, глибина води та середня швидкість вітру за

параметрами Вейбулла для аналізованої акваторії, дані технічної специфікації електроустаткування, що використовується .

На першому етапі виконується розрахунок середньорічної генерації електроенергії з урахуванням аеродинамічного взаємовпливу вітроустановок - втрат потужності, спричинених даним фактором, а також втрат потужності в електричній мережі збору та передачі потужності.

Розрахунок капітальних витрат виконується на основі математичних моделей витрат, коефіцієнти яких отримані шляхом апроксимації реальних вартісних показників обладнання та компонентів МВЕС, до яких входять вітроустановки, фундаменти, кабелі, трансформатори та обладнання підстанцій, а також витрати на встановлення.

Оскільки вартість фундаментів ВЕУ залежить від рельєфу дна в місці встановлення, для точної оцінки витрат необхідна детальна батиметрія ділянки морського дна на околиці майданчика будівництва МВЕС. Оцінка глибини в місці встановлення ВЕУ виконується з використанням тривимірної моделі рельєфу морського дна, реалізованої на основі бази даних батиметрії GEBCO (Міжнародної гідрографічної організації та Міжурядової океанографічної комісії). Набір даних представлений масивом висотних позначок з прив'язкою до координатної сітки з кроковим інтервалом у 15 кутових секунд (0,0042 десяткових градусів) за широтою та довготою (значення рівнів поза вузловими точками сітки визначаються шляхом кубічної інтерполяції).

Як показники, що визначають техніко-економічну ефективність МВЕС, застосовуються коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) та нормована собівартість виробництва електроенергії.

Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП), який є відношенням між фактичним виробленням електроенергії ВЕС до кількості електроенергії при роботі ВЕС на рівні встановленої потужності протягом того ж періоду часу:

$$КИУМ = \frac{AEP}{\sum_{t=1}^{N_{вр}} P_{вр(t)} \cdot 8760}, \quad (2.1)$$

де $P_{wt(i)}$ – Номінальна потужність ВЕУ, кВт; N_{wt} – кількість вітроустановок у складі вітроелектростанції; AEP – Річне виробництво електроенергії, кВт*г.

Нормована собівартість виробленої одиниці електроенергії розраховується як відношення дисконтованих капіталовкладень та експлуатаційних витрат протягом терміну служби до річного обсягу виробництва електроенергії:

$$LCOE = \sum_{t=0}^T \frac{CAPEX(t) + OPEX(t)}{(1+r)^t} \Bigg/ \sum_{t=0}^T \frac{AEP}{(1+r)^t}, \quad (2.2)$$

де $LCOE$ – Нормована собівартість виробництва електроенергії, у.о./кВт*ч; $CAPEX(t)$ – початкові капітальні вкладення на рік t , у.о; $OPEX(t)$ – Експлуатаційні витрати, у.о; r – ставка дисконтування, T – Розрахунковий термін експлуатації ВЕС, років.

2.2 Методика розрахунку продуктивності ВЕС

У процесі перетворення енергії повітряного потоку вітряна турбіна витягує механічну енергію з кінетичної енергії вітру, що спричиняє зміну параметрів потоку та появу області аеродинамічного сліду, прикордонний шар якого розширюється в міру видалення потоку від ротора турбіни. Попадання інших турбін в область високої турбулентності повітряних мас знижує вироблення електроенергії внаслідок падіння швидкості вітру в області сліду.

Відповідно до теорії одновимірного приводного диска ідеальної вітроустановки, ротор є ідеальним проникним диском, який діє як сила опору на шляху руху повітряного потоку, сповільнюючи його швидкість від V_0 до V_d у площині диска. У міру віддалення від диска поздовжня складова швидкості безперервно зменшується до V_w у дальній зоні аеродинамічного сліду. Поблизу потоку від ротора відбувається невелике підвищення тиску від атмосферного рівня p_0 до p_u перед стрибкоподібним падінням до значення p_{dn} на роторі. У міру віддалення від ротора тиск поступово відновлюється до атмосферного рівня p_0 .

Характер зміни параметрів тиску та поздовжньої складової швидкості графічно показаний на рисунку 2.2.

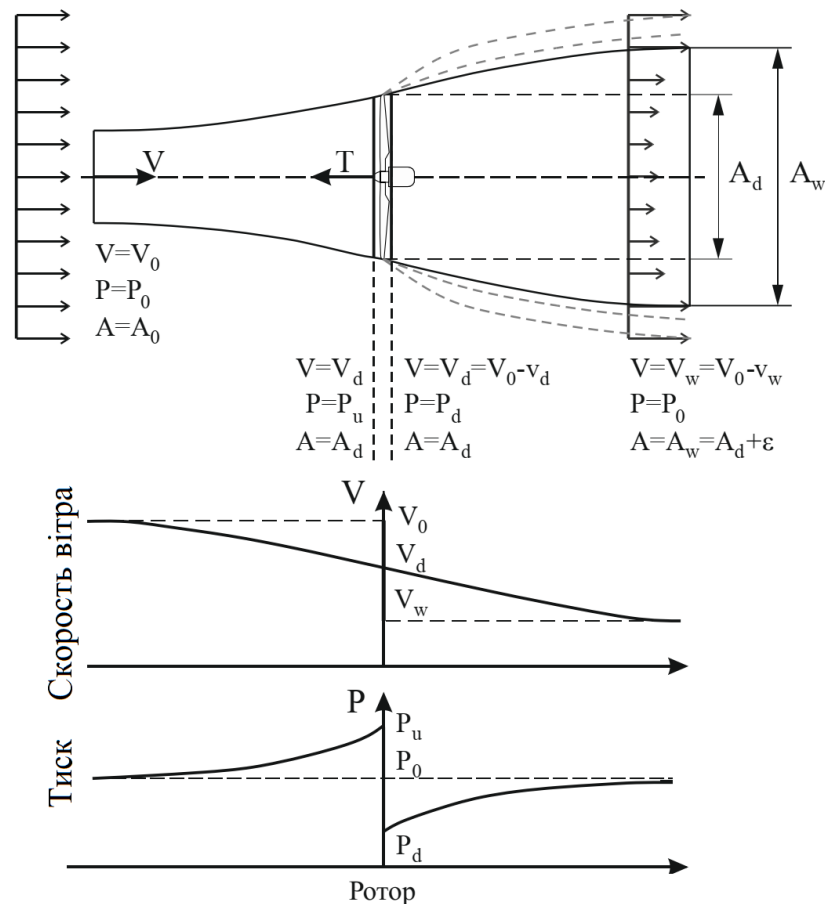


Рисунок 2.2 – Ілюстрація лінії повітряного потоку, а також поздовжньої складової швидкості (V) і атмосферного тиску (P) перед вітроколесом і у потоці, що йде.

У прикладних задачах моделювання аеродинаміки вітроустановок та прогнозування вироблення електроенергії застосовуються спеціальні моделі аеродинамічного сліду, які загалом можна розділити на дві категорії: аналітичні (кінематичні) моделі та моделі поля.

Моделі поля засновані на застосуванні методів гідродинамічного моделювання та диференціальних рівнянь Нав'є-Стокса. Використовуючи ці методи, можна провести детальне моделювання аеродинамічного сліду та оцінити характеристики потоку в будь-якій його точці, проте зважаючи на значну математичну складність та обчислювальні витрати, такі моделі практично не застосовні у вирішенні завдань пов'язаних з моделюванням та оптимізацією великих вітропарків. До таких моделей відносяться модель Ainslie на основі

середніх за Рейнольдсом рівнянь Нав'є-Стокса (RANS), а також метод моделювання великих вихорів (LES).

Графічна візуалізація аеродинамічного сліду БЕУ моделювання, яке виконується за допомогою моделей на основі методів гідродинамічного моделювання, показано на рисунку 2.3.

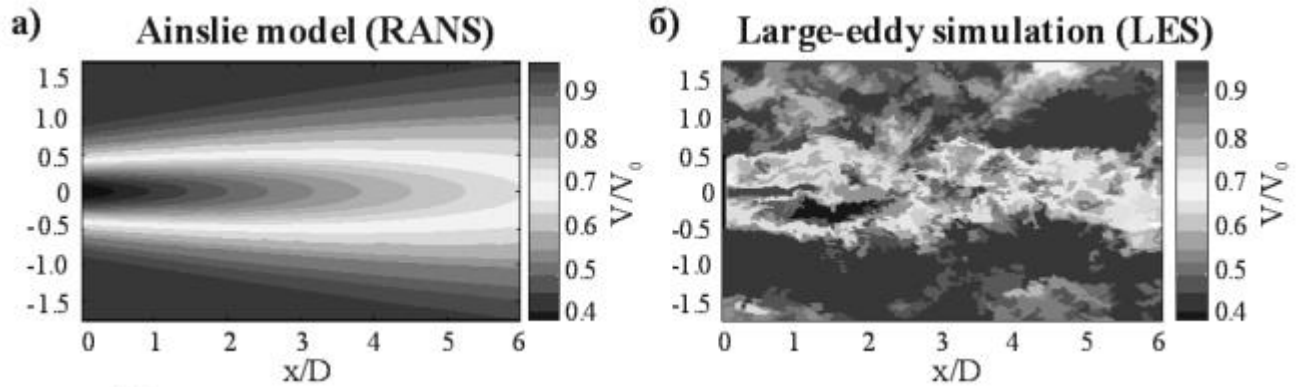


Рисунок 2.3 – Візуалізація аеродинамічного сліду, що моделюється за допомогою: а – моделі на основі RANS (Ainslie), б - методу великих вихорів (LES)

До другого класу належать аналітичні (кінематичні) моделі, що дозволяють оцінити падіння швидкості вітру в області аеродинамічного сліду на певній відстані від джерела. На основі аналізу досліджень виявлено, що в більшості методів оптимізації МВЕС для оцінки взаємовпливу вітроустановок, використовується модель аеродинамічного сліду Jensen. Це відносно проста модель, яка передбачає, що область аеродинамічного сліду лінійно розширюється і падіння швидкості вітру залежить тільки від відстані позаду ротора турбіни-джерела. Невисока математична складність даної моделі дозволяє використовувати її в задачах пошуку оптимального компонування МВЕС з використанням метаевристичних алгоритмів, що передбачають перебір безлічі варіантів на кожній ітерації.

2.2.1 Опис моделей аеродинамічного сліду

У процесі розробки розрахункової моделі техніко-економічних параметрів МВЕС апробовано декілька аналітичних моделей аеродинамічного сліду, серед яких: модель Jensen/Katic, модель Frandsen, модифікована модель Jensen з радіальним гаусовим профілем (Jensen-Gaussian) та модель Larsen.

1) Модель Jensen-Katic

Модель передбачає лінійне розширення аеродинамічного сліду за вітроколесом турбіни, причому падіння швидкості вітру залежить тільки від відстані вниз потоком від вітроколеса.

Схематичне подання аеродинамічного сліду за ВЕУ під час використання моделі Jensen показано рисунку 2.4.

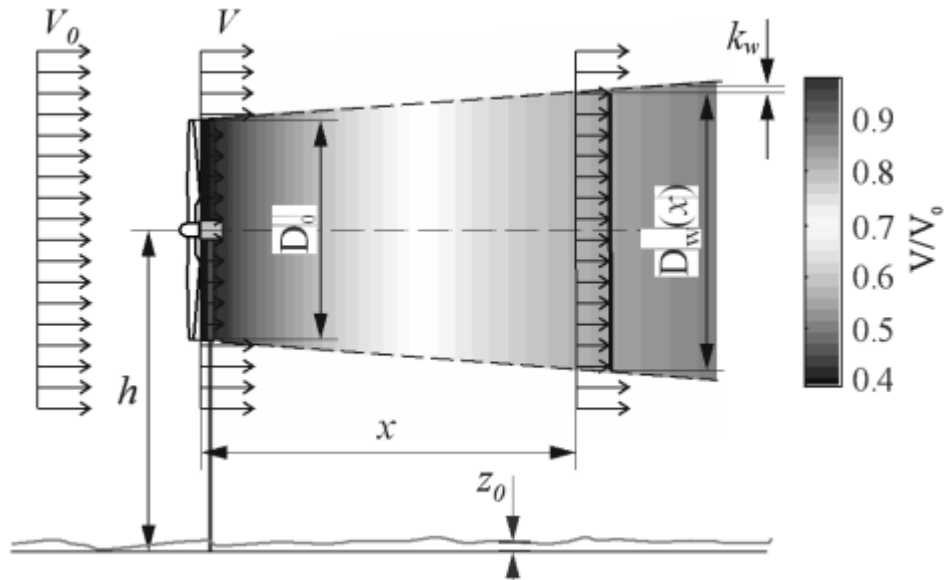


Рисунок 2.4 – Схематичне подання поширення аеродинамічного сліду з використанням моделі Jensen

Аеродинамічний слід моделюється областю конічної форми, діаметр поперечного перерізу (D_w) якої, лінійно розширюється в міру віддалення від вітроколеса на відстань (x):

$$D_w(x) = D_0 + 2k_w x, \quad (2.3)$$

де D_0 - Діаметр області аеродинамічного сліду в початковій точці (діаметр ротора турбіни-джерела), м; k_w - Коефіцієнт розширення області аеродинамічного сліду; x – осьова відстань за турбіною за напрямом руху повітряного потоку.

Падіння швидкості вітру в області аеродинамічного сліду $-V$ залежить тільки від осі- ної відстані (x) і обчислюється за формулою:

$$\Delta V(x) = \frac{2\alpha}{(1 + 2k_w \cdot x / D_0)^2} = 1 - \sqrt{1 - C_t} \cdot (D_0 / D_w)^2, \quad (2.4)$$

де- $\alpha = (1 - \sqrt{1 - C_t})/2$ – осьовий індуктивний фактор (axial induction factor); C_t - Коефіцієнт осьовий тяги (thrust coefficient).

Коефіцієнт розширення області сліду k_w визначає його швидкість розсіювання та зави-сит від інтенсивності атмосферної турбулентності, яка у свою чергу залежить від висоти над рівнем поверхні та шорсткості z_0 . Наближений розрахунок також може бути виконаний за наступною формулою:

$$k_w \approx 0,4 \cdot I_0, \quad (2.5)$$

де I_0 - Інтенсивність турбулентності вільного повітряного потоку.

Рекомендовані значення коефіцієнта (k_w) для морських вітроустановок лежать у межах $k_w = 0,04-0,05$ та для наземних $k_w = 0,075$.

2) Модель Frandsen

Модель заснована на використанні теорії збереження імпульсу і передбачає постійний розподіл швидкості вітру по радіальній відстані від аеродинамічного сліду, як і в моделі Jensen. Відмінність полягає в тому, що в даній моделі більш детально враховується зміна діаметра області аеродинамічного сліду, що спочатку розширюється у ротора вітряної турбіни, а за вітроколесом моделюється нелінійним розширенням області сліду (рис. 2.5).

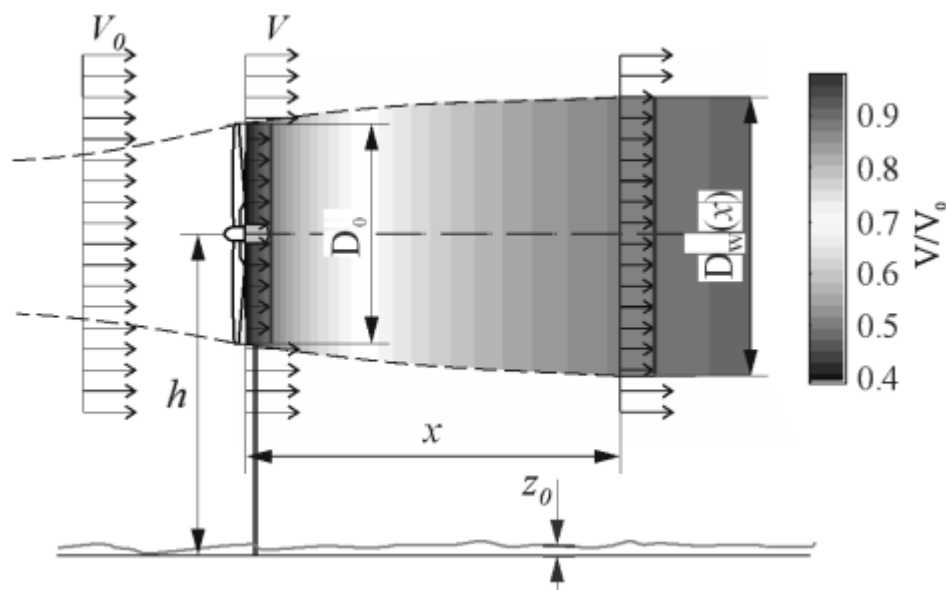


Рисунок 2.5 – Модель аеродинамічного сліду Frandsen

Втрата швидкості вітру V_i діаметр розширення аеродинамічного сліду D_w , виражаються таким чином:

$$D_w(x) = D_0 \left(\beta^{k/2} + \alpha \cdot x/D_0 \right)^{1/k}, \quad (2.6)$$

$$\Delta V(x) = 0,5 - 0,5 \sqrt{1 - 2(D_w/D_0)^2 C_t}, \quad (2.7)$$

де D_0 – діаметр вітроколеса, м; β - Коефіцієнт розширення аеродинамічного сліду; α -коефіцієнт розсіювання сліду; x - Відстань від вітроколеса турбіни-джерела по напрямку руху потоку, м.

Коефіцієнти, що визначають характеристики розсіювання аеродинамічного сліду визначаються за такими формулами:

$$\beta = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{\sqrt{1 - C_t}}, \quad (2.8)$$

$$\alpha = \beta^{k/2} \left[(1 + 2k_w \cdot x/D_0)^k - 1 \right] \cdot (x/D_0)^{-1}, \quad (2.9)$$

де k – параметр, що визначає форму області аеродинамічного сліду ($k=2-3$); C_t - коефіцієнт тяги; k_w - Коефіцієнт розширення області аеродинамічного сліду для моделі Jensen.

3) Модель Jensen-Gaussian

Модель є модифікацією лінійної моделі Jensen і дозволяє розрахувати розподіл швидкості вітру в радіальному напрямку всередині області аеродинамічного сліду, що не враховується в класичній моделі. Передбачається, що радіальний профіль втрати швидкості вітру в області аеродинамічного сліду має гаусовий розподіл, що можна бачити на схемі, показаній на рисунку 2.6.

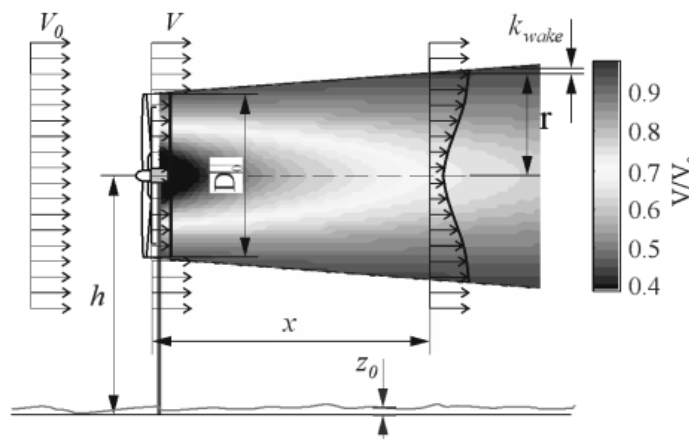


Рисунок 2.6 – Модель Jensen-Gaussian

Діаметр області аеродинамічного сліду (2.10) та відносне падіння швидкості вітру (2.11), що залежить від осьової відстані (x) та радіальної відстані (r) від центру вітроколісу, розраховуються за формулами:

$$D_w = D_0 + 2k_{wake} (k, C_t, I_a) x, \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} \Delta V_1(x) = (1 - \sqrt{1 - C_t})(D_0/D_w)^2 \\ \Delta V(x, r) = \Delta V_1 \cdot \frac{5,16}{\sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left(\frac{-r^2}{2(R_w/2,58)^2}\right), \end{cases} \quad (2.11)$$

де D_0 - Початковий діаметр сліду, м; k_{wake} - Постійна розсіювання аеродинамічного сліду, яка замінює постійну (k_w) моделі Jensen (2.5).

Параметр k_{wake} розраховується з урахуванням інтенсивності атмосферної турбулентності, а також турбулентності, викликаной аеродинамічним слідом:

$$k_{wake} = k_w (I_{wake}/I_0),$$

де k_w - Коефіцієнт загасання сліду для моделі Jensen; I_0 - Коефіцієнт інтенсивності атмосферної турбулентності; I_{wake} - Коефіцієнт інтенсивності турбулентності в області аеродинамічного сліду, оцінка якого може бути виконана за допомогою моделей, розрахункові формули яких наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Формули оцінки коефіцієнта інтенсивності турбулентності

1	Crespo-Hernandez	$I_{wake} = \sqrt{I_0^2 + I_+^2}, I_+ = 0,73a^{0,8325} I_0^{0,0325} (x/D)^{-0,32}$
2	Frandsen	$I_{wake} = \sqrt{K_n (C_t/(x/D)^2) + I_0^2},$
3	Tian et al	$I_{wake} = K_n (C_t/(x/D)^2) + I_0,$
4	Gao et al.	$I_{wake} = (K_n (C_t/(x/D)^{0,5}) + I_0^{0,5})^2,$
5	Quarton-Ainslie	$I_{wake} = \sqrt{I_0^2 + I_+^2}, I_+ = 4,8 \cdot C_t^{0,7} I_0^{0,68} 1/(x/D)^{-0,57}$

Примітка: K_n - Константа, яка залежить від розміру вітропарку ($K_n \approx 0,4$ для великих вітропарків).

4) Модель Larsen

Модель заснована на аналітичному розв'язанні рівнянь Нав'є-Стокса (RANS) з використанням рівнянь турбулентного прикордонного шару Прандтля.

У цьому дослідженні використовувалася модель першого порядку, схема якої показано на рисунку 2.7.

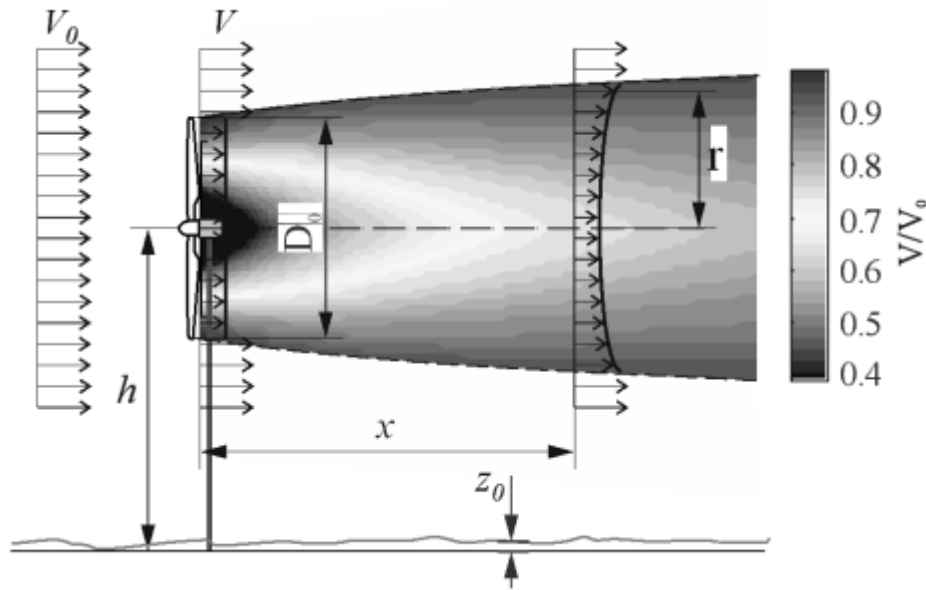


Рисунок 2.7 – Модель аеродинамічного сліду Larsen

Діаметр області аеродинамічного сліду та відносне падіння швидкості повітряного потоку на відстані (x) за напрямом руху повітряного потоку та радіальної відстані (r) від центру осі вітроколеса, що описуються такими залежностями:

$$D_w(x) = 2 \left(\frac{105c_1^2}{2\pi} \right)^{1/5} [C_r A_0 (x + x_0)]^{1/3}, \quad (2.12)$$

$$\Delta V(x, r) = \frac{1}{9} [C_r A_0 (x + x_0)^{-2}]^{1/3} \left\{ r^{3/2} [3c_1^2 C_r A_0 (x + x_0)]^{-1/2} - \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{3/10} (3c_1^2)^{-1/5} \right\}^2, \quad (2.13)$$

де $A_0 = (\pi D_0^2)/4$ – площа омітається поверхні вітроколесом ВЕУ, m^2 ; c_1 – параметр, характеризує безрозмірну довжину шляху турбулентного змішування, яка пов'язана з довжиною шляху змішування Прандтлем; x_0 – Відносне положення ротора в застосовуваній системі координат; V_0 – Швидкість вільного повітряного потоку, m/s ; x – осьова відстань, m ; r – Радіальна відстань від центру ротора ВЕУ, m .

Параметри моделі c_1 і x_0 розраховуються за такими виразами:

$$c_1 = \left(\frac{\sqrt{\beta D_0}}{2} \right)^{5/2} \left(\frac{105}{2\pi} \right)^{-1/2} (C_r A_0 x_0)^{-5/6}, \quad (2.14)$$

$$x_0 = \frac{9,6D_0}{\left(\frac{2R_{9,6}}{\beta D_0} \right)^3 - 1}, \quad (2.15)$$

де D_0 – діаметр вітроколеса турбіни-джерела, м; β – Коефіцієнт розширення аеродинамічного сліду; A_0 – омітається площа вітроколеса, m^2 ; $R_{9,6}$ – Радіус аеродинамічного сліду на відстані 9,6 діаметрів ротора, м.м.

Радіус області аеродинамічного сліду на відстані $9,6D$ від турбіни джерела визначається наступним наближенням:

$$R_{9,6} = \alpha_1 \exp(\alpha_2 C_r^2 + \alpha_3 C_r + \alpha_4) \cdot (b_1 \cdot I_0 + 1) D_0, \quad (2.16)$$

де I_0 – Інтенсивність турбулентності вільного потоку; $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4, b_1$, – Емпірично визначені коефіцієнти моделі ($\alpha_1=0,435449861, \alpha_2=0,797853685, \alpha_3= -0,124807893, \alpha_4=0,136821858, b_1=15,6298$)

2.2.2 Оцінка сукупного взаємовпливу вітроустановок у вітропарку

При виконанні розрахунку продуктивності МВЕС необхідно оцінювати падіння швидкості вітру перед вітроколесом кожної ВЕУ з урахуванням сукупної дії решти турбін, розташованих вище за напрямом руху повітряного потоку. При зміні кута напрямку вітру система орієнтування ВЕУ виконуватиме поворот осі вітроколеса у бік з найбільшою швидкістю. При цьому аеродинамічний слід за кожною турбіною також змінить свою траєкторію, що в результаті призведе до іншої схеми затінення та зміни продуктивності МВЕС.

На рисунку 2.8 продемонстровано зміну траєкторій аеродинамічних слідів вітроустановок за зміни кута напрямку повітряного потоку.

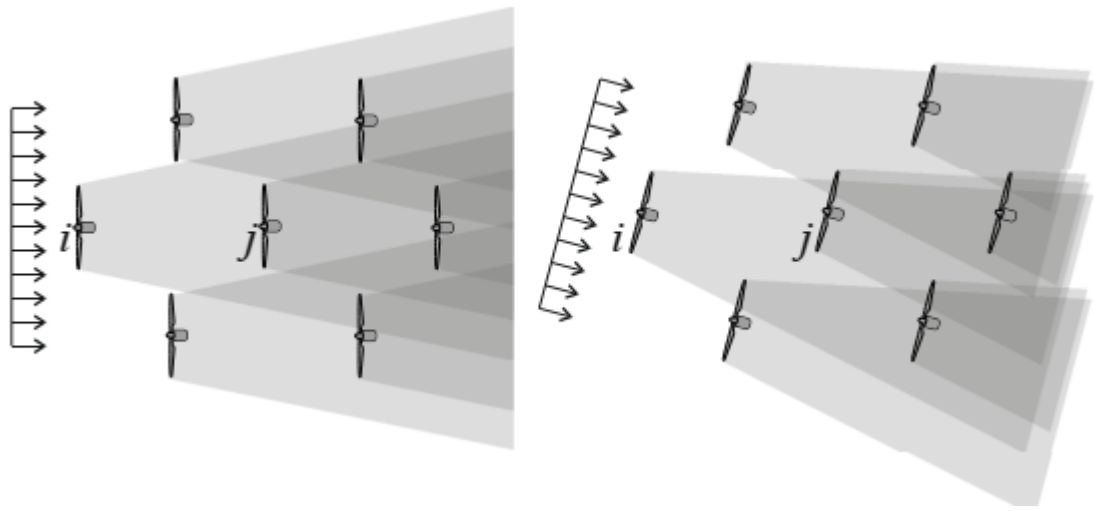


Рисунок 2.8 – Зміна комбінації траєкторій аеродинамічного сліду турбін при зміні кута напрямку вітру

Для спрощення розрахунку приймається, що вектор напрямку вітру є нерухомим, а при зміні його напрямку трансформується схема компоновання турбін шляхом повороту безлічі координат розташування ВЕУ (x,y) на кут θ_d , протилежний куту напрямку:

$$\begin{aligned} x' &= x \cdot \cos \theta_d - y \cdot \sin \theta_d \\ y' &= x \cdot \sin \theta_d + y \cdot \cos \theta_d \end{aligned} \quad (2.17)$$

де (x',y') – координати точок місць розташування ВЕУ, трансформовані з урахуванням кута напрямку вітру θ_d ; (x,y) – координати точок розташування ВЕУ при напрямку вітру $\theta_d=0$; θ_d – Кут повороту осей координат, протилежний розрахунковому напрямку швидкості вітру, радий.

Для визначення ступеня затінення вітроколеса необхідно виявити, які турбіни потрапляють в область аеродинамічного сліду, та визначити площу ділянки затінення (рисунок 2.9).

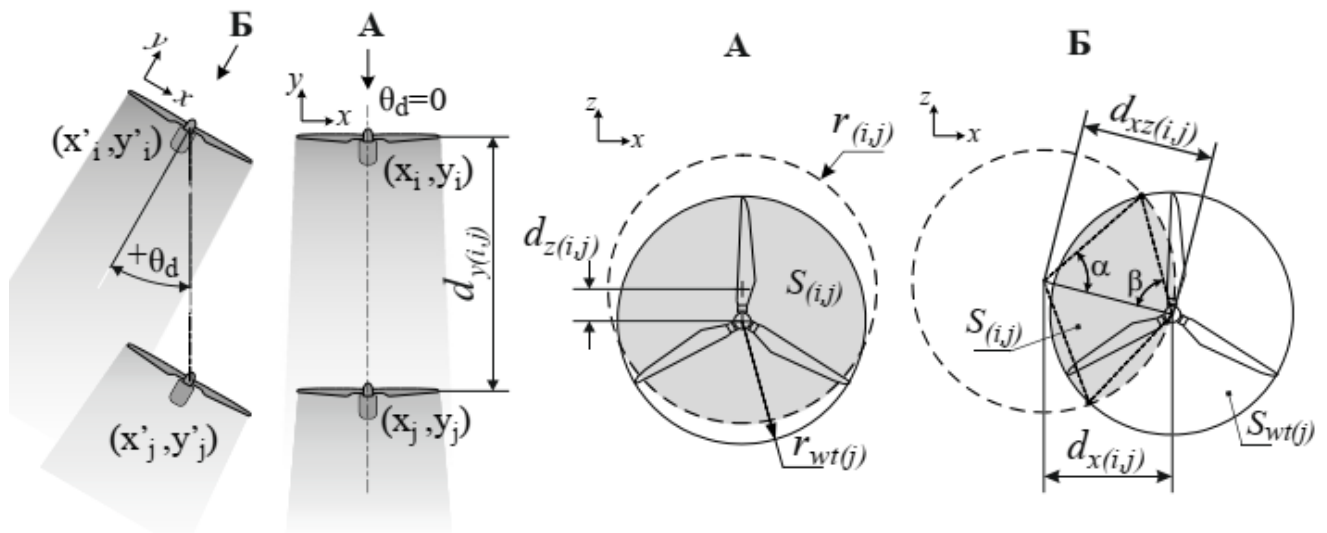


Рисунок 2.9 – Розрахунок площі затінення вітроколеса турбіни при зміні напрямку вітру: А – у разі часткового затінення по осі z; Б – у разі часткового затінення по осях x і z

Якщо осьова відстань $d_{y(i,j)} = (y'_i - y'_j)$ між вітроустановками за напрямом повітряного потоку має негативне значення або дорівнює нулю, турбіна (j) знаходиться в одному ряду або вище за напрямом потоку і не потрапляє в область аеродинамічного сліду і-ої турбіни.

У разі якщо $d_{y(i,j)} > 0$, тоді j-та турбіна знаходиться нижче по потоку і потрібно визначити ступінь затінення вітроколеса.

Якщо радіальна міжосьова відстань, яка розраховується як

$d_{xz(i,j)} = \sqrt{(x'_i - x'_j)^2 + (z'_i - z'_j)^2}$ рівно нулю, то має місце випадок повного затінення, тоді площа ділянки перекриття дорівнює площі омітається вітроколесом поверхні, тобто. $S_{(i,j)} = \pi r_{wt(i,j)}^2$, где $r_{wt(i,j)}$ - Радіус ротора ВЕУ на яку діє аеродинамічний слід, м.

Часткове затінення може виникнути при зміщенні центру області аеродинамічного сліду і-тої турбіни та центру вітроколеса j-тої турбіни по осі x або z. Якщо виконується умова $r_{(i,j)} - r_{wt(j)} < d_{xz(i,j)} < r_{(i,j)} + r_{wt(j)}$, тоді лише частина ротора j-тої турбіни перекрита аеродинамічним слідом, площа якої обчислюється за такими формулами:

$$S_{(i,j)} = (r_{(i,j)}^2 (\beta - \sin \beta) + r_{wt(j)}^2 (\alpha - \sin \alpha)) / 2,$$

$$\alpha = 2 \cdot \arccos \left((r_{wt(j)}^2 + d_{x(i,j)}^2 - r_{(i,j)}^2) / 2 \cdot r_{wt(j)} \cdot d_{x(i,j)} \right),$$

$$\beta = 2 \cdot \arccos \left((r_{(i,j)}^2 + d_{x(i,j)}^2 - r_{wt(j)}^2) / 2 \cdot r_{(i,j)} \cdot d_{x(i,j)} \right),$$

де $r_{(i,j)} = D_w/2$ - радіус області аеродинамічного сліду, м.

Розрахунок сукупної втрати швидкості вітру з урахуванням накладання турбулентних потоків виконується шляхом підсумовування відносного падіння швидкості вітру в області кожного аеродинамічного сліду, в зону дії, якого потрапляє вітроколесо турбіни. Сумарна втрата швидкості вітру може бути розрахована за допомогою кількох методів: геометричної суми, лінійної суми, енергетичного балансу та суми квадратів, розрахункові формули, зведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Методи розрахунку сукупної втрати швидкості вітру

№	Метод підсумовування	Розрахункова формула
1	Геометрична сума	$v_{n+1}/V_0 = \prod_{j=1}^N v_{j+1}/v_j$
2	Лінійна сума	$(1 - v_{n+1}/V_0) = \sum_{j=1}^N (1 - v_{j+1}/v_j)$
3	Енергетичний баланс	$(V_0^2 - v_{n+1}^2) = \sum_{j=1}^N (v_j^2 - v_{j+1}^2)$
4	Сума квадратів	$(1 - v_{n+1}/V_0)^2 = \sum_{j=1}^N (1 - v_{j+1}/v_j)^2$

Примітка: V_0 - Швидкість незбуреного повітряного потоку, м/с; N – кількість ВЕУ у вітропарку; v_{n+1} -Швидкість повітряного потоку, що набігає на ротор n-тої ВЕУ у вітропарку; v_{j+1}/v_j – відносна втрата швидкості вітру на j-тій ВЕУ у вітропарку.

З використанням методу суми квадратів абсолютна швидкість повітряного потоку перед вітроколесом i-ої турбіни вітропарку з урахуванням площі затінення розраховується за такою формулою:

$$V_i(x, y, V_0, \theta_d) = V_0 \left[1 - \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} \Delta V^2 \cdot \left(\frac{S_{(i,j)}}{\pi r_{wt(j)}^2} \right)} \right], \quad (2.18)$$

де V_0 - Швидкість вільного повітряного потоку, м/с; V - Відносне падіння швидкості вітру перед вітроколесом турбіни; N_{wt} - Кількість ВЕУ.

2.2.3 Розрахунок річного вироблення електроенергії та електричних втрат

Розрахункова величина середньорічного обсягу електроенергії генерованої комплексом вітроустановок при заданому статистичному розподілі швидкості вітру за напрямками визначається шляхом підсумовування вихідних потужностей кожної турбіни при розрахунковій швидкості вітру за такою формулою:

$$AEP = \sum_{i=1}^{N_{wt}} \sum_{d=1}^{N_{wd}} \sum_{s=1}^{N_{ws}} P_{wt(i)} [V_i(x, y, v_s^h, \theta_d)] \cdot f(v_s^h, \theta_d) \cdot T, \quad (2.19)$$

де AEP – середньорічний обсяг виробітку електроенергії вітроустановками МВЕС з урахуванням втрат потужності викликаних фактором аеродинамічного затінення, Вт*ч; $P_{wt(i)}$ – Вихідна потужність генерована i-тою ВЕУ у вітропарку, Вт; $V_{i(x,y,v_s^h, \theta_d)}$ – швидкість вітру на висоті осі вітроколеса турбіни з урахуванням втрат викликаних аеродинамічним ефектом при заданому напрямі вітру, м/с; v_s^h – середня швидкість вітру лише на рівні центру осі ротора, м/с; f-функція щільності розподілу ймовірностей за градаціями швидкості v_s^h напрямки θ_d вітру на висоті осі вітроколеса; N_{ws} – Число градацій швидкості вітру; N_{wd} – Число секторів гістограми напрямку вітру; N_{wt} – кількість ВЕУ у вітропарку; T- Розрахункова кількість годин.

Розрахунок вихідної потужності ВЕУ при заданій швидкості вітру здійснюється із застосуванням поліноміальної «кубічної» моделі, що дозволяє виконати побудову енергетичної характеристики ВЕУ за паспортними характеристиками вітрогенератора: номінальною потужністю турбіни та діапазоном робочих швидкостей вітру. Розрахункова модель енергетичної характеристики має такий вигляд:

$$P_{wt}(V) = \begin{cases} 0 & V < V_{min}; V > V_{max} \\ (P_{WT_{rat}} \cdot (V^3 - V_{min}^3) / (V_{rat}^3 - V_{min}^3)) \cdot \rho / \rho_{STC} & V_{min} < V < V_{rat} \\ P_{WT_{rat}} & V_{rat} < V < V_{max} \end{cases}, \quad (2.20)$$

де $P_{wt(V)}$ – вихідна потужність ВЕУ за швидкості вітру V; $P_{WT_{rat}}$ – номінальна потужність ВЕУ, Вт; $V_{min}, V_{rat}, V_{max}$ – мінімальна, номінальна та максимальна робочі швидкості ВЕУ, м/с; ρ – Щільність повітря на рівні осі вітроколеса, кг/м³;

ρ_{STC} - Щільність повітря на рівні моря при стандартному тиску $1013,25 \cdot 10^2$ Па (~ 760 мм рт.ст.) та температурі 15°C ($\rho_{STC}=1,225$), кг/м^3 .

Коефіцієнт осьової тяги ВЕУ залежить від аеродинамічних характеристик, що визначаються конструктивними особливостями ротора, і наводиться як залежність від швидкості вітру. Для оцінного розрахунку коефіцієнта осьової тяги можна скористатися емпіричною формулою, що дозволяє розрахувати даний параметр ВЕУ від швидкості вітру:

$$C_t(V) = \begin{cases} 0 & V < V_{min}; V > V_{max} \\ \frac{3,5(2V - 3,5)}{V^2} & V_{min} < V < V_{max} \end{cases}, \quad (2.21)$$

де $C_t(V)$ - Коефіцієнт осьової тяги ВЕУ при розрахунковій швидкості вітру.

Втрати потужності в кабельній системі збору та експортуючих кабелях розраховуються за величиною потоку потужності на кожній ділянці електричної мережі ВЕС. Розрахунок потоків потужності на ділянках мережі виконується приблизно, шляхом підсумовування потужностей у генеруючих вузлах мережі, величина яких визначається за середньою потужністю кожної вітроустановки, що виробляється за розрахунковий період:

$$\Delta P_{MV/HV} = 3 \sum I_{(i,j)}^2 \cdot R_{AC(i,j)} l_{(i,j)} \cdot n_{cl}^{-1}, \quad (2.22)$$

де $P_{MV/HV}$ - Втрати потужності в кабелях середньої/високої напруги, Вт; $I_{(i,j)}$ - Розрахунковий струм на ділянці кабельної лінії, що з'єднує турбінам (i,j) , А; $R_{AC(i,j)}$ - питомий опір жили кабелю змінного струму на ділянці мережі (i,j) , Ом/км; $l_{(i,j)}$ -Протяжність ділянки кабельної лінії, км.; n_{cl} - Число паралельних кабельних ліній.

Втрати потужності в силових трансформаторах розраховуються за паспортними даними (втратами холостого ходу та короткого замикання) з урахуванням їх завантаження:

$$\Delta P_T = n_T \cdot \Delta P_{oc} + n_T^{-1} \cdot k_T \cdot \Delta P_{sc}, \quad (2.23)$$

де P_T - Втрати потужності в силових трансформаторах, Вт; n_T - кількість паралельно працюючих трансформаторів; k_T - Коефіцієнт завантаження

трансформаторів; P_{oc} - Втрати холостого ходу, Вт; P_{sc} - Втрати короткого замикання, Вт.

З урахуванням втрат потужності в кабельній системі збору потужності (середньої напруги) та кабельних лініях передачі електроенергії до берегової трансформаторної підстанції величина середньорічного вироблення електроенергії переданої в електричну мережу енергосистеми розраховується таким чином:

$$AED = AEP - (\Delta P_{MV} + \Delta P_T + \Delta P_{HV}) \cdot T, \quad (2.24)$$

де AED – сумарна кількість електроенергії, що виробляється вітроустановками та передане в електричну мережу, кВт·год; ΔP_{MV} , ΔP_{HV} - Середньорічні втрати потужності в кабелях середньої напруги (система збору потужності) та експортуючих кабельних лініях, кВт; P_T – середньорічні втрати потужності у силових трансформаторах, кВт; T - середньорічне число годин роботи МВЕС.

2.3 Тестування моделі оцінки техніко-економічних показників МВЕС

Як тестовий приклад для перевірки моделі у цій роботі розглядаються зміни двох існуючих МВЕС Horns Rev 1 і Horns Rev 2, розташованих в акваторії Північного моря біля узбережжя Данії (рисунок 2.10).

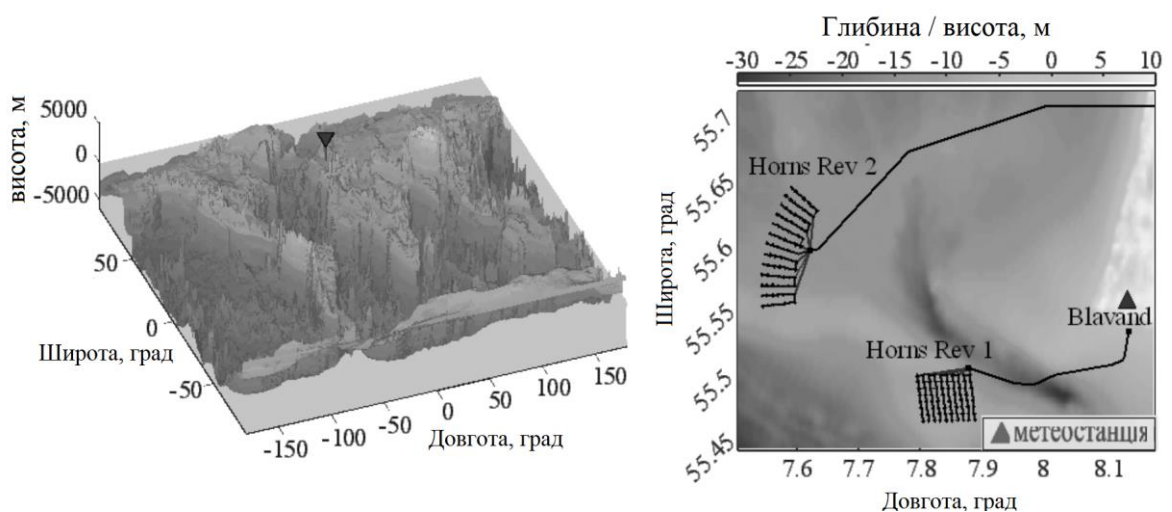


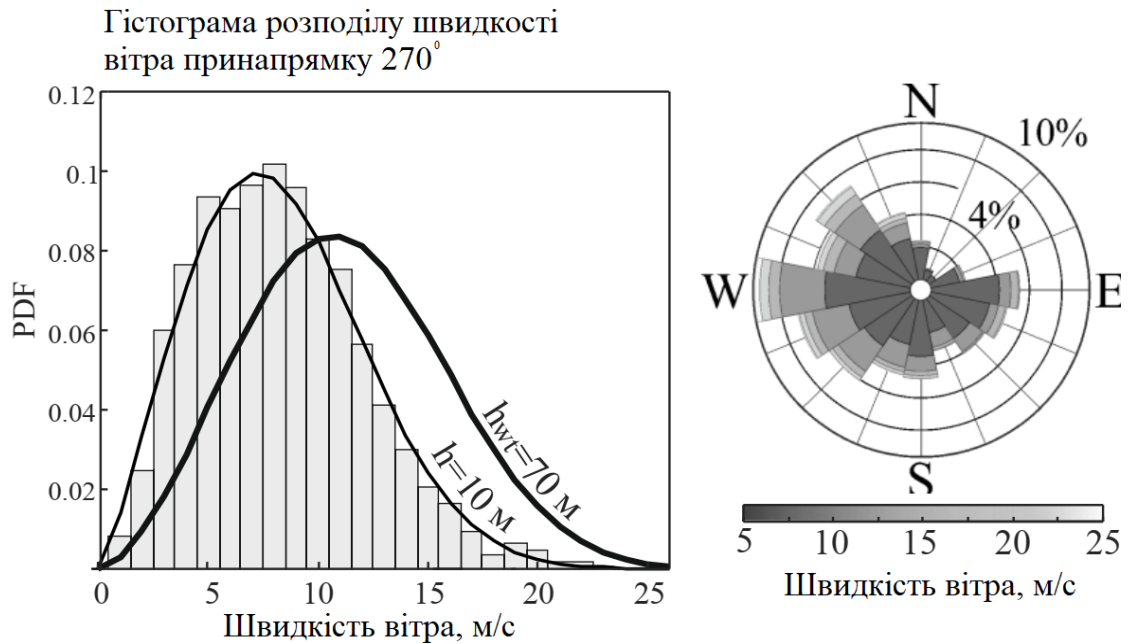
Рисунок 2.10 – Топографічна карта ділянки розміщення МВЕС та метеостанції

Загальні характеристики ділянки місцезнаходження МВЕС та обладнання, що входить до її складу, зведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Склад, параметри та технічні характеристики МВЕС

Найменування ВЕС	Horns Rev 1	Horns Rev 2
	(2002)	(2010)
Характеристики ділянки розміщення МВЕС		
Довгота, град.	7,841	7,585
Широта, град.	55,486	55,600
Середня глибина, м	- 8,02	- 12,09
Відстань до берега, км	19,14	41,74
Площа ділянки, км ²	20,67	31,73
Вітроустановки		
Встановлена потужність, МВт	160	209,3
Число ВЕУ, шт.	80	91
Модель ВЕУ	Vestas V80	Siemens SWT-2.3-93
Номінальна потужність, МВт	2	2,3
Висота осі ротора ВЕУ, м	70	68
Діаметр ротора, м	80	93
Тип фундаменту	моносвая	моносвая
Система збирання потужності		
Протяжність КЛ, км	54,1	61,7
Номінальна напруга, кВ	33	33
Перетин кабелів, мм ²	150, 400	150, 400
Система електропередачі		
Номінальна потужність трансформаторів МТП, МВА	160	125
Кількість трансформаторів МТП	1	2
Тип електропередачі	HVAC	HVAC
Протяжність КЛ, км	20,4	41,2
Номінальна напруга, кВ	150	150
Перетин кабелю, мм ²	630	300
Кількість КЛ	1	2
Техніко-економічні показники		
Оціночне (проектне) виробництво електроенергії, ГВт*год /рік	600	900
Середньорічне (реальне) вироблення електроенергії, ГВт*год/рік	549,8	821,3
Капітальні вкладення (CAPEX), млн. євро	278	475
КВВП, %	39,9	48,4
LCOE, євро/МВт	60,93	69,67

Для моделювання вітрового режиму використовувався тимчасовий ряд спостережень швидкості та напрямку вітру, зареєстрованих на найближчій метеорологічній станції за період (2014-2019 р). Дані швидкості вітру поділені на групи з 16 секторів за напрямками, на кожному з яких апроксимовані двопараметричним розподілом Вейбулла. Розподіл швидкості та роза вітрів показано на рисуюнок 2.11.



Рисуюнок 2.11 – Розподіл швидкостей вітру та гістограма повторюваності за напрямками

На рисунку 2.12 показані схеми компонування ВЕУ та кабельних з'єднань МВЕС, а також продемонстровано розрахункові характеристики відносної втрати потужності всіма турбінами МВЕС, отримані за допомогою чотирьох моделей аеродинамічного сліду. Координати місць розташування вітроустановок, МТП та вузлів шляхів прокладання кабельних ліній, що експортують.

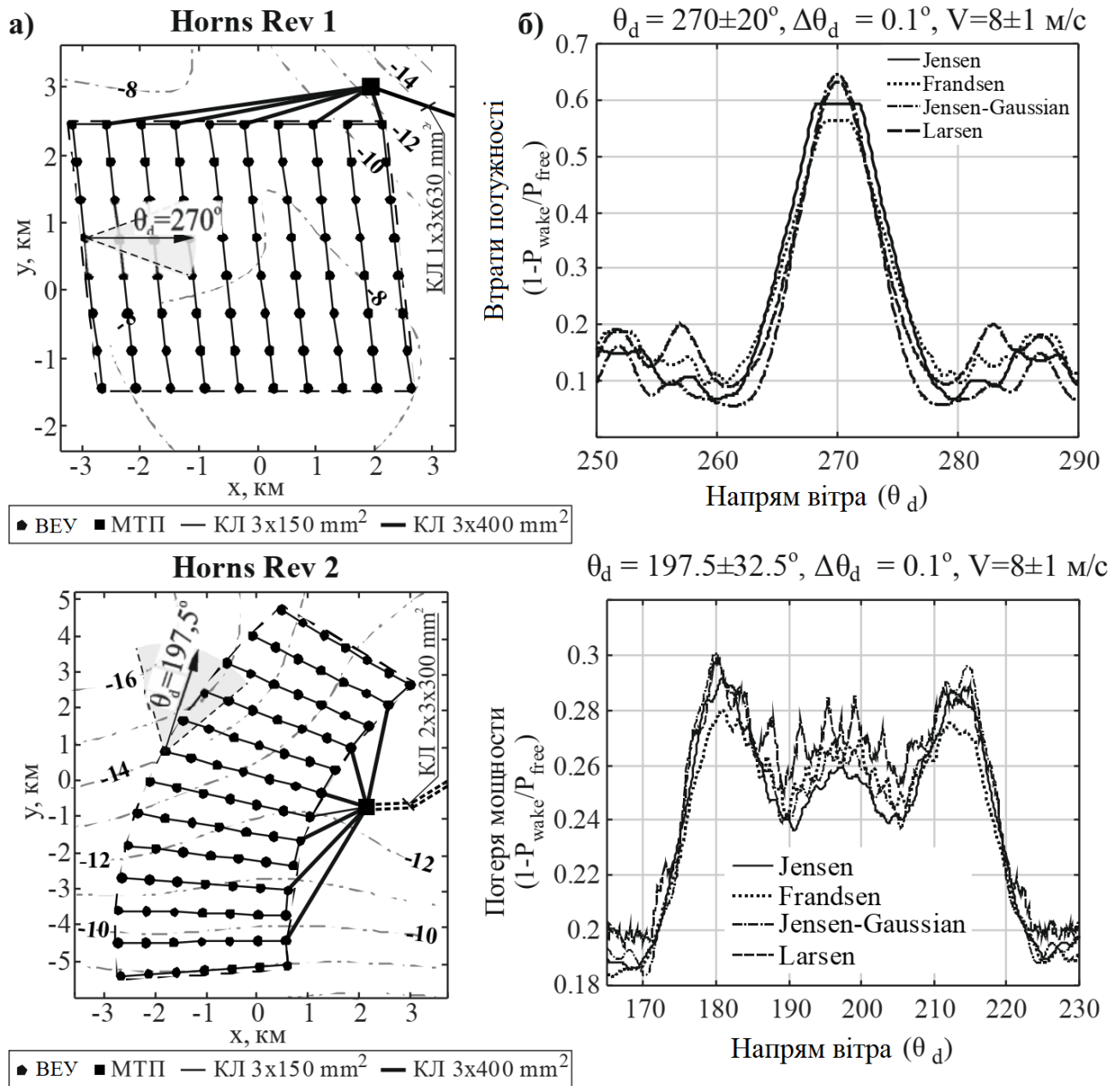


Рисунок 2.12 – Схеми розміщення вітроустановок та максимальні відносні втрати потужності турбінами МВЕС: а – МВЕС «Horns Rev 1» при напрямі вітру $\theta_d = 270 \pm 20^\circ$; б – МВЕС «Horns Rev 2» при напрямі вітру $\theta_d = 197,5^\circ \pm 32,5^\circ$

Для перевірки адекватності методики розрахунку виконано порівняння профілів відносних втрат потужності в превалюючому напрямку вітру ($\theta_d = 270^\circ$) для кожної аналітичної моделі з результатом моделювання великих вихорів (LES) (рис. 2.13).

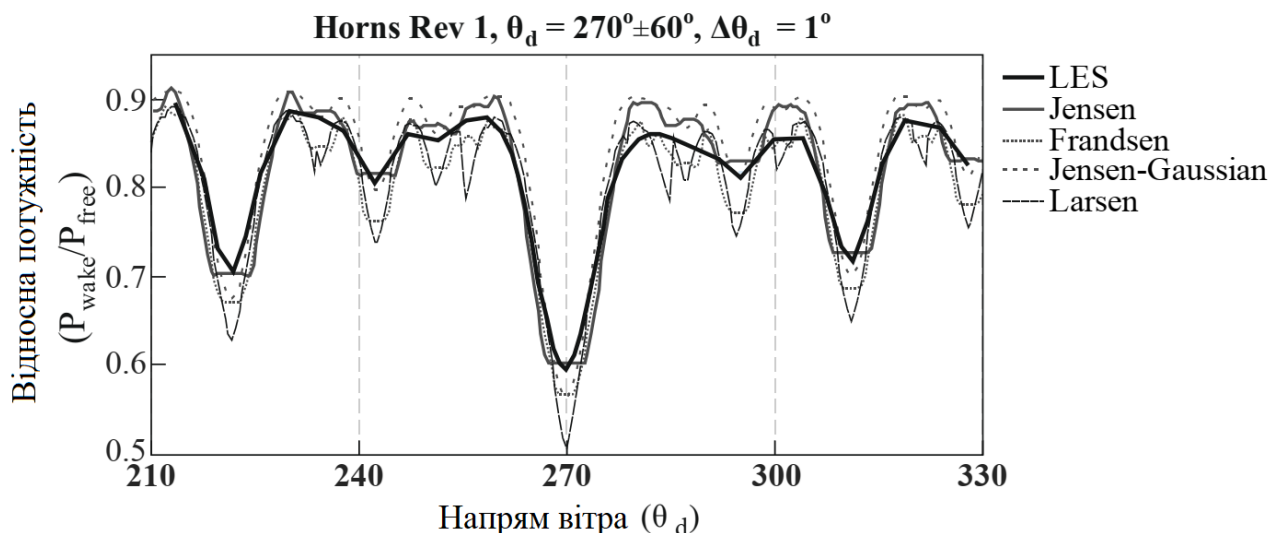


Рисунок 2.13 – Зіставлення залежності втрат потужності від напрямку вітру до вітропарку «Horns Rev 1» розрахованих за допомогою кількох моделей аеродинамічного сліду

Візуальна оцінка отриманого профілю потужності, що виробляється (рисунок 2.13), показує прийнятну відповідність з характеристиками інших моделей, що виконують більш детальне моделювання аеродинамічного ефекту, що дозволяє переконатися в адекватності побудованої розрахункової моделі.

Оцінка швидкодії моделі виконана на основі аналізу залежності тривалості розрахунку кількості вітроустановок та числа градацій швидкості вітру за напрямками (рисунок 2.14).

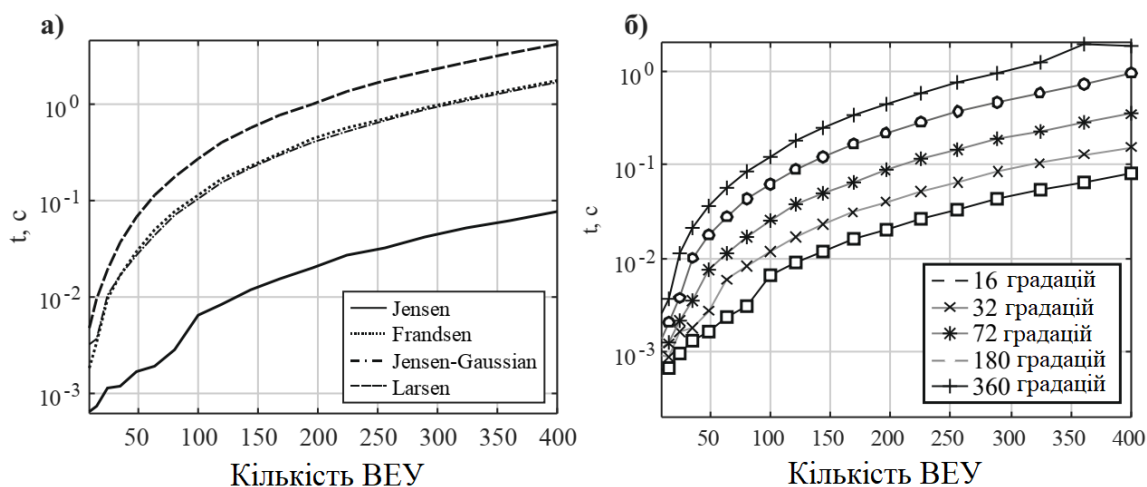


Рисунок 2.14 – Результати оцінки обчислювальної складності розрахунку: а – порівняння тривалості розрахунку різних моделей сліду, б – залежність часу

розрахунку від розміру вітропарку, що моделюється, та числа градацій швидкості вітру (для моделі Jensen)

Результати оцінки швидкодії (рисунок 2.13-б) демонструють досить високу швидкість обчислень, у граничному випадку (для 400 ВЕУ при розрахунку за 360 градаціями напрямку вітру) час розрахунку становив трохи більше 1 секунди, і в середньому для 72 градацій – 0,1 секунди, що достатньо для використання моделі в задачах оптимізації МВЕС, що передбачає перебір безлічі можливих варіантів.

За результатами моделювання та оцінки середньорічного вироблення електроенергії та капітальних витрат виконано розрахунок та порівняння оцінок показників: коефіцієнта використання встановленої потужності (3.1), CAPEX і LCOE (3.2) із фактичними значеннями.

При розрахунку LCOE ,величина норми дисконтування прийнята рівною $r=0,1$, розрахунковий термін експлуатації $t=20$ років та експлуатаційні витрати прийняті у розмірі $OPEX \approx 0,2 CAPEX$.

2.4 Висновки до розділу

Розроблено та протестовано модель оцінки техніко-економічних показників, інвестиційних витрат та продуктивності МВЕС різних конфігурацій з оцінкою впливу аеродинамічного ефекту та втрат потужності в компонентах електричної системи на основі даних про структуру, склад та тип обладнання з урахуванням факторів вітрового режиму та геотехнічних показників ділянки розміщення МВЕС. У ході дослідження проведено порівняння кількох кінематичних моделей аеродинамічного сліду та було отримано оцінку залежності часу розрахунку від числа вітроустановок у складі МВЕС. При використанні моделі Jensen алгоритм розрахунку демонструє найвищий рівень швидкодії, що забезпечує можливість застосування моделі в задачах багатофакторної оптимізації морських офшорних вітроелектростанцій.

3. РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1 Методика комплексної оптимізації компоновання енергетичного обладнання МВЕС

У розділі описано та протестовано методику комплексної оптимізації компоновання МВЕС, що дозволяє виконувати одночасний пошук оптимальної схеми розміщення вітроустановок, побудову кабельної розводки системи збору потужності та визначення оптимального місця розташування морської трансформаторної підстанції, а також пошук найкоротшого шляху прокладання експорту.

Методика заснована на використанні способу генерації розрахункових сіток з параметрами, що динамічно змінюються, в процесі оптимізації, безліч вузлів яких визначає геометрію масиву вітроустановок. На відміну від раніше запропонованих методик подібного типу, запропонований спосіб не обмежується традиційними регулярними топологіями та дозволяє за допомогою застосування геометричних трансформацій різного типу, виконувати, у тому числі побудову нерегулярних (криволінійних та кругових) симетричних схем компоновання.

3.1.1 Загальний опис алгоритму оптимізації

Алгоритм пошуку параметрів реалізований на основі методу оптимізації роєм частинок (PSO), за допомогою якого здійснюється одночасний пошук оптимальних значень параметрів, що задають геометрію розрахункової сітки, координат розміщення морської підстанції і параметрів алгоритму DC-MSLA, що виконує синтез структури кабельної системи. теми для кожного оптимізованого компоновання МВЕС.

Алгоритм виконується ітеративно і на кожній ітерації генерується певна кількість варіантів схем розміщення ВЕУ, для кожної з яких виконується пошук точки розміщення морської підстанції, побудова схеми кабельних з'єднань та трасування шляху прокладання експортуючого кабелю. Координати точки

розміщення МТП і параметри алгоритму DC-MSLA також оптимізуються змінними.

Схема розрахункової сітки визначається 12 параметрами, що визначають просторову орієнтацію масиву вітроустановок та їх взаємне розташування. Даними параметрами задається число поздовжніх і поперечних рядів місць установки турбін, дистанції між турбінами, кути паралельного зсуву по осях, інтервали зміщення рядів, що чергується, а також кут повороту на площині, кут кругового заповнення, кут і радіус криволінійної (радіальної) деформації масиву.

Загальна блок-схема алгоритму з деталізацією параметрів, що оптимізуються, і цільової функції показана на рисунку 3.1.

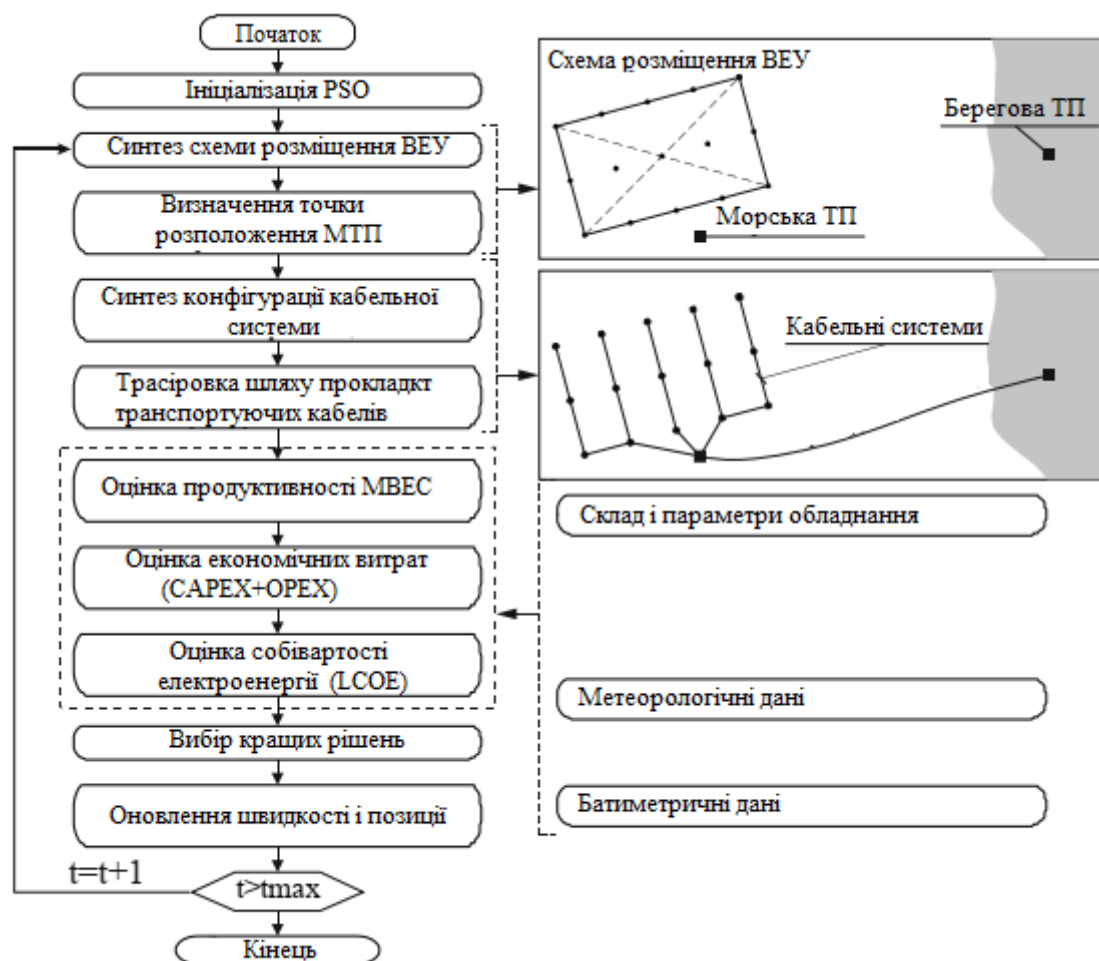


Рисунок 3.1 – Блок-схема методики оптимізації компонування МВЕС

Таким чином, оптимізаційна задача вибору компонування МВЕС обмежена пошуком 18 параметрів, кількість яких не залежить від розміру МВЕС (за

винятком числа МТП). Безліч параметрів компоновання може бути записано в наступному вигляді:

$$X = [n_x, n_y, d_x, d_y, a_x, a_y, s_x, s_y, \theta_{rot}, \theta_{array}, \theta_{def}, R_{def}] \cup (x_{mnp}, y_{mnp}) \cup [\alpha, \beta, p, \gamma], \quad (3.1)$$

Список параметрів та межі їх варіювання зведені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Список оптимізованих параметрів

№	Параметр	Позначення	Нижня	Верхня
Схема розміщення ВЕУ				
1	Число поздовжніх та поперечних рядів ВЕУ	n_x, n_y	1	-
2	Дистанції між рядами турбін	d_x, d_y	D_{min}	-
3	Інтервали зміщення, що чергується.	a_x, a_y	0	1
4	Кути паралельного зсуву	s_x, s_y	0	1
5	Кут повороту масиву	θ_{rot}	0	2π
6	Кут заповнення масиву	θ_{array}	0	2π
7	Кут радіальної деформації	θ_{def}	0	2π
8	Радіус галузі деформації	R_{def}	0	-
9	Координати точки центру деформації	x_0, y_0	$-\infty$	$+\infty$
Конфігурація електричної системи				
10	Координати точки розташування МТП	x_{mnp}, y_{mnp}	$-\infty$	$+\infty$
11	Параметр масштабування	α	$-\infty$	$+\infty$
12	Параметр асиметрії	β	$-\infty$	$+\infty$
13	Параметр метрики відстаней	p	> 0	3
14	Ваговий коефіцієнт вартості ступеня вузлів	γ	$-\infty$	$+\infty$

3.1.2 Варіанти генерування симетричних схем розміщення ВЕУ

1) Прямокутна схема розміщення

Стандартна прямокутна геометрична форма компоновання може бути побудована за допомогою синтезу прямокутної розрахункової сітки, безліч координат вузлових точок якої може бути описано такими рівняннями:

$$x_{wt(i)} = i \cdot d_x, \quad y_{wt(j)} = j \cdot d_y, \quad (3.2)$$

де $i \in (0 \dots n_x - 1)$ – індекс поперечного ряду; $j \in (0 \dots n_y - 1)$ – індекс поздовжнього ряду; d_x, d_y – інтервали відстані між рядами; n_x, n_y – кількість поздовжніх та поперечних рядів (кількість точок вузлів розрахункової сітки по осі x та осі y).

2) Кругова схема розміщення

Геометрична форма кругової схеми компоновки вітроустановок визначається параметром кута заповнення масиву $\theta_{array} > 0$ при заданні якого вузлові точки розрахункової сітки задаються такими рівняннями:

$$\begin{aligned} x_{wt(i,j)} &= \frac{d_x}{2 \sin(1/2 \cdot \theta_{array} \cdot (n_y - 1)^{-1})} + i \cdot d_x \times \sin(j \cdot \theta_{array} \cdot (n_y - 1)^{-1}) \\ y_{wt(i,j)} &= \frac{d_x}{2 \sin(1/2 \cdot \theta_{array} \cdot (n_y - 1)^{-1})} + j \cdot d_y \times \cos(j \cdot \theta_{array} \cdot (n_y - 1)^{-1}) \end{aligned} \quad (3.3)$$

де θ_{array} - Кут заповнення масиву, радий; d_x, d_y - Інтервали відстані між рядами.

Приклад побудови схеми компоновки прямокутної конфігурації продемонстровано на рисунку 3.2.

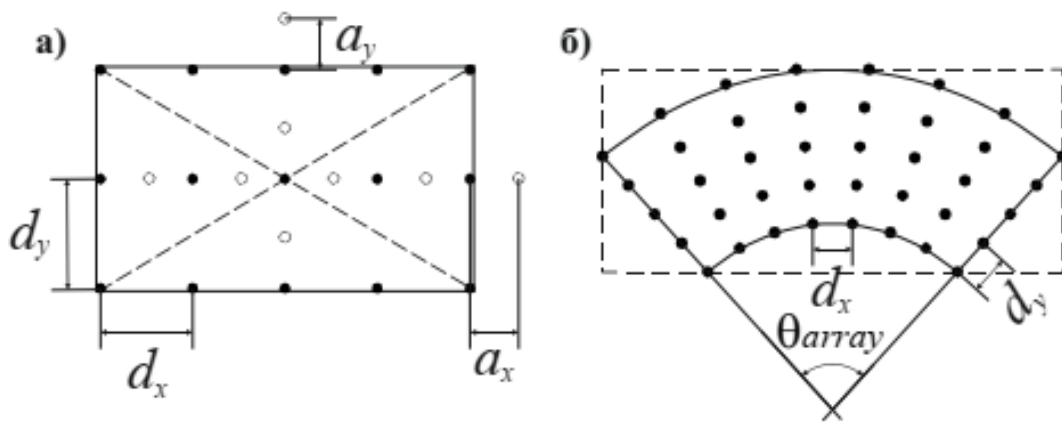


Рисунок 3.2 – Приклад побудови прямокутної (а) та кругової (б) сітки

3) Застосування геометричних трансформацій

Для забезпечення більшої гнучкості вибору геометричних форм схеми розстановки ВЕУ, до згенерованого безлічі точок розрахункової сітки може бути застосовані трансформації різного типу.

Застосування лінійних геометричних трансформацій дозволяє видозмінювати компоновки шляхом варіювання кутів осьового зсуву та обертання:

$$\begin{bmatrix} x' \\ y' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_{rot} & -\sin \theta_{rot} \\ \sin \theta_{rot} & \cos \theta_{rot} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & s_x \\ s_y & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix}, \quad (3.4)$$

де θ_{rot} - Кут повороту безлічі точок, рад.; s_x, s_y - Кут осьового зсуву, рад.

Подібне перетворення дозволяє виконати паралельне зсув рядів ВЕУ, або зробити поворот всього масиву щодо центральної точки.

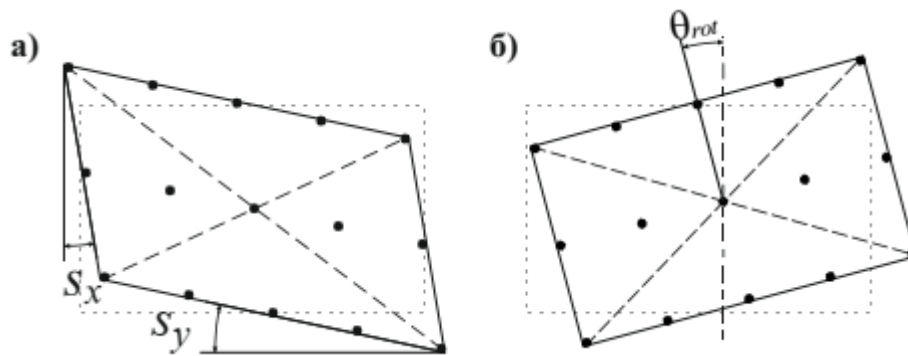


Рисунок 3.3 – Приклад виконання трансформації розрахункової сітки: а – паралельний зсув по осях, б – поворот

4) Криволінійна розрахункова сітка

Можливість синтезу схем компоновання криволінійної форми досягається за допомогою застосування радіальної деформації безлічі точок вузлів розрахункової сітки, що описується наступною системою рівнянь:

$$\begin{aligned} x'' &= (x' - x_0) \cos \lambda - (y' - y_0) \sin \lambda + x_0 \\ y'' &= (x' - x_0) \sin \lambda + (y' - y_0) \cos \lambda + y_0 \end{aligned} \quad (3.5)$$

де x_0, y_0 - Координати точки центру деформації; λ – параметр визначальний радіус та кут деформації.

Параметр (λ) визначається за значеннями параметрів радіусу ділянки деформації і кута деформації за наступною формулою:

$$\lambda = \exp\left(-\sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2} / R_{def}\right)^2 \cdot \theta_{def}, \quad (3.6)$$

де θ_{def} - Кут деформації, рад; b - Радіус ділянки деформації, м.

Приклад побудови криволінійної розрахункової сітки шляхом застосування деформації до регулярної прямокутної та кругової сіток показано на рисунку 3.4.

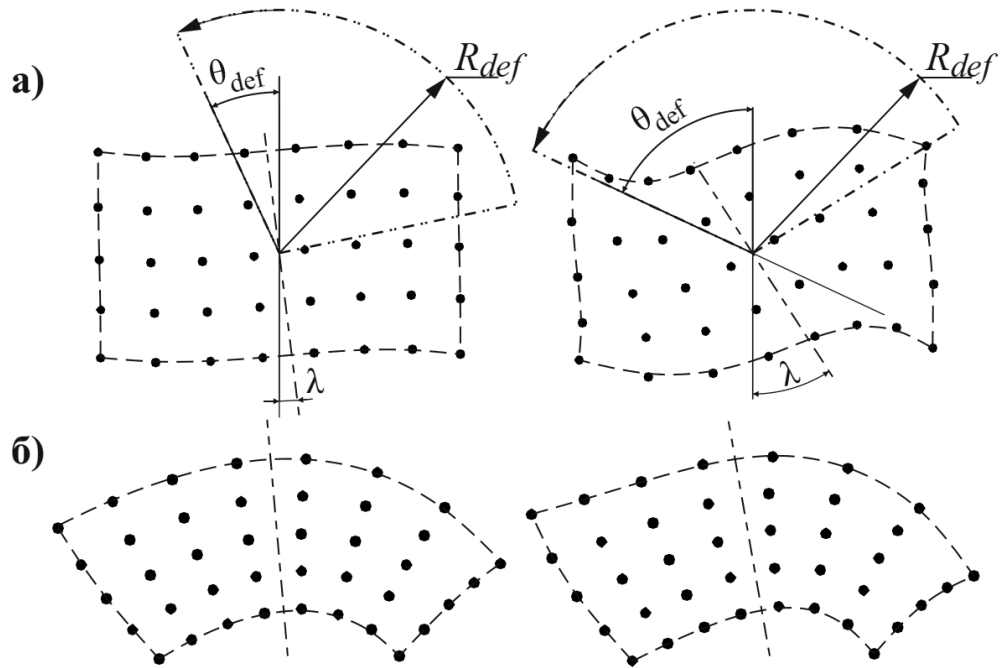


Рисунок 3.4 – Приклад побудови криволінійної сітки шляхом застосування деформації: а – до прямокутної сітки; б – до кругової сітки

Для того щоб розташувати задану кількість турбін у межах заданих кордонів, алгоритм генерує розрахункову сітку свідомо великих розмірів, що покриває ділянку ділянки допустимого розміщення об'єктів і виключає вузли, що знаходяться за межами дозволеної області. Варіюючи значення параметрів, що визначають геометричну форму компоновки, алгоритм здійснює пошук комбінації, яка задовольняє попередньо задану кількість ВЕУ, які потрібно розмістити (рисунок 3.5).

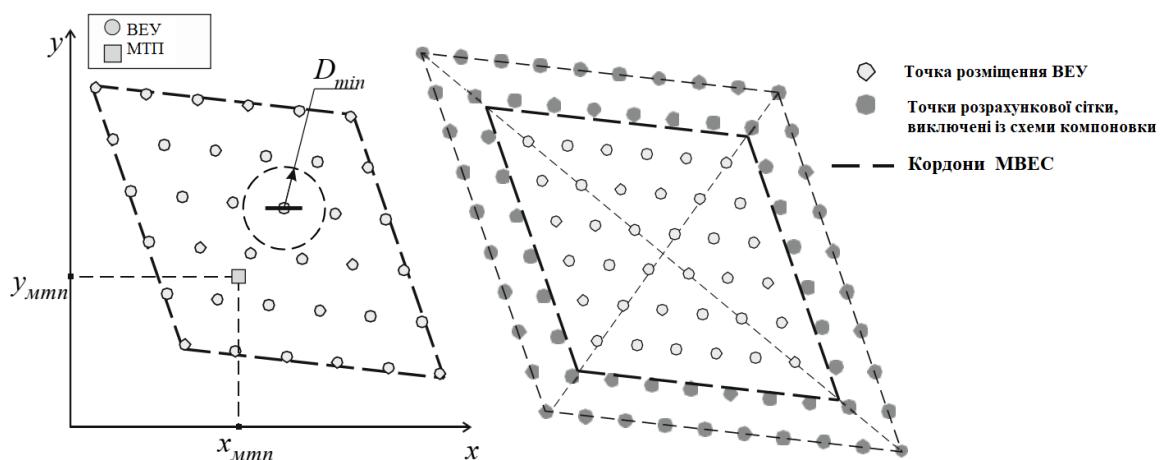


Рисунок 3.5 – Приклад перевірки обмежень при розміщенні вітроустановок та МТП у процесі роботи алгоритму оптимізації

У процесі оптимізації необхідною процедурою є перевірка умов відповідності компоновання технічним вимогам, до яких належать розташування енергетичного обладнання (ВЕУ і МТП), що розміщується, в межах заздалегідь визначеної ділянки, а також дотримання достатньої дистанції між ними відповідно до вимог безпечної експлуатації.

Умови перевірки обмеження мінімальної відстані між вітроустановками (D_{min}) та максимальної площі зони їх розміщення (A_{max}) записуються наступним чином:

$$\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \geq D_{min}, \forall i \neq j; (i, j = 1, 2, \dots, N_{wt}), \quad (3.7)$$

$$A(X) \leq A_{max}, \quad (3.8)$$

де (x, y) – координати точок місць розташування ВЕУ; N_{wt} – кількість вітроустановок, точки розташування, що знаходяться в межах розміченої області; D_{min} – мінімально допустима відстань між ВЕУ, виражена в діаметрах вітроколеса, м.; A_{max} – максимально допустима площа ділянки МВЕС.

Оцінка та вибір на кожній ітерації найбільш оптимальних варіантів здійснюється шляхом розрахунку продуктивності та вартості кожної аналізованої конфігурації.

При оцінці рішень виконується повний розрахунок вартості витрат на обладнання, включаючи ВЕУ та їх фундаменти (з урахуванням глибини в місці їх встановлення), обладнання підстанцій та електричної системи, в тому числі враховується вартість експортуючого кабелю, яка через зміни в процесі оптимізації точки розміщення МТП змінюватиметься. Оцінка продуктивності МВЕС включає розрахунок річного обсягу виробництва електроенергії переданої в мережу (AED), тобто. крім втрат від аеродинамічного ефекту, враховуються електричні втрати в кабелях системи збору потужності, силових трансформаторах МТП та експортуючих кабельних лініях.

Як цільову функцію для оптимізації використовується показник нормованої собівартості електроенергії LCOE, розрахований від показника AED:

$$LCOE(X, t) \rightarrow \min \left[\frac{\sum_{t=0}^T \frac{CAPEX(X, t) + OPEX(X, t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{AED(X, t)}{(1+r)^t}} \right],$$

де $LCOE(X, t)$ - Оптимізований показник нормованої собівартості електроенергії залежить від шуканих параметрів компонування МВЕС (X) і розрахункового року експлуатації (t); $CAPEX(X, t), OPEX(X, t)$ - оцінки капітальних та експлуатаційних витрат для зміни МВЕС; $AED(X, t)$ – сумарний обсяг електроенергії переданої в електричну мережу енергосистеми протягом року t ; r - ставка дисконтування.

3.2 Тестування та оцінка ефективності методики комплексної оптимізації

У процесі тестування методики виконується оптимізація схеми розміщення вітроустановок та підстанції, побудова схеми кабельної системи збору потужності з трасуванням шляху прокладання експортуючого кабелю. Вибір оптимальної кількості вітроустановок, а також технічних характеристик обладнання, крім перерізів кабелів із заданого набору, не передбачено у цьому дослідженні.

Тестування методики виконувалось на прикладі пошуку кращого варіанта компонування вітроелектростанції, еквівалентної за складом обладнання МВЕС «Horns Rev 1» та розташованої на ділянці з вихідним географічним розташуванням. Характеристики майданчика, склад і параметри обладнання вітроелектростанції, що розглядається, наведено в розділі 2.

Для моделювання швидкості вітру використовуються дані з найближчої материкової метеостанції (Blavand). У процесі аналізу схем оцінка продуктивності МВЕС та моделювання вітрового режиму виконувалося за двома сценаріями: з фактичним розподілом та рівномірним розподілом швидкості вітру за напрямками, з метою отримання більш надійного варіанта компонування.

Фактична схема розміщення турбін, з відображенням топографії рельєфу дна на ділянці їх розміщення та характеристики статистичного розподілу вітру у двох різних сценаріях моделювання, наведено на рисунку 3.6.

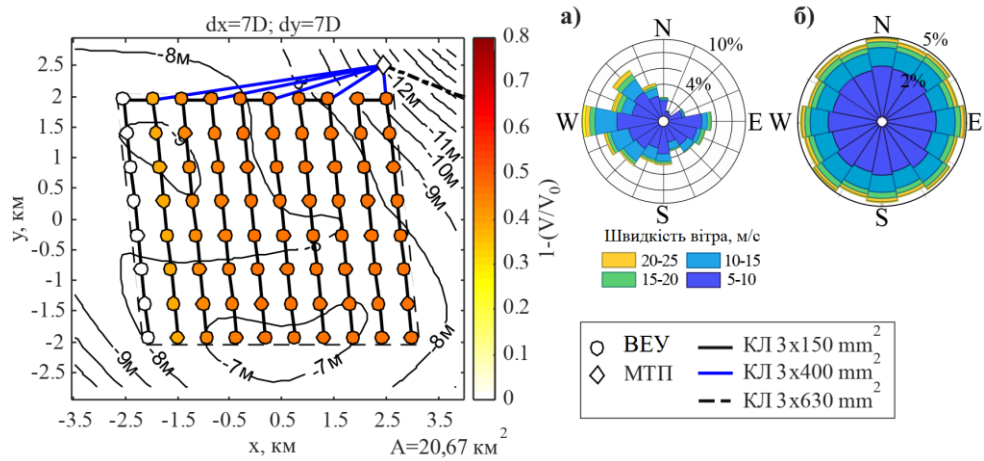


Рисунок 3.6 - Вихідна схема МВЕС: а - фактична роза вітрів, б – рівномірний розподіл напрямків вітру

1) Вихідні дані до розрахунку

Капітальні витрати на компоненти МВЕС, параметри яких не задіяні в оптимізації, розраховані за методикою наведеною в розділі 2 і зведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Розрахункова вартість обладнання МВЕС

Компонент	Кількість	Загальна вартість, млн. євро
ВЕУ "Vestas V80 Offshore" (2 МВт)	80	125,57
Трансформатор (160 МВА – 35/110 кВ)	1	1,652
Дизель генератор	-	0,301
Платформа МТП	1	14,396
Система шин (GIS+AIS)	2	3,786
РУВН (110 кВ)	2	1,161
SCADA	-	5,128
Проектування	-	6,400

Для проектування системи збору потужності заданий набір із трьох кабелів характеристики, яких еквівалентні використовуваним у вихідній конфігурації. Технічні параметри, питома вартість та вартість прокладання кабелів середньої та високої напруги, зведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Розрахункові параметри використовуваних кабелів

F, мм ²	I _{доп.} , А	r _{АС} , Ом/км	U _{ном.} , кВ	c _{cl} , тис.євро/км	c _{i.cl} , тис.євро/км
150	384	0,155	35	210,797	311,96
400	600	0,076	35	315,382	311,96
630	721	0,066	110	470,367	615,38

Примітка: F – перетин жили кабелю; I_{доп.} – тривало допустиме струмове навантаження кабелю за умовою нагрівання; r_{АС}– питомий опір жили кабелю змінного струму; U_{ном.}- Номінальна напруга кабелю; c_{cl} - Пітома вартість кабелю; c_{i.cl}- Вартість прокладки 1 км кабельної лінії.

У аналізованому прикладі виконується побудова радіальної розгалуженої топології кабельної системи збору потужності з урахуванням вартості розподільчих пристроїв. Оскільки середня глибина в межах майданчика МВЕС складає h_d=-8 м, для встановлення ВЕУ вибираються опорні конструкції типу «моносваю».

При розрахунку показника нормованої собівартості електроенергії ставка дисконтування приймається рівною r = 10%, розрахунковий термін експлуатації МВЕС T = 20 років і експлуатаційні витрати протягом року приймаються у вигляді 10 % від загальних капітальних витрат, тобто. OPEX = 0,1 CAPEX.

2) Хід дослідження

У ході тестування методики виконано пошук 4 компоновок за різних заданих обмежень. У першому випадку пошук схеми розміщення турбін виконувався в межах меж майданчика фактичного компонування МВЕС. При цьому виконувалася побудова схем регулярної (прямолінійної) та нерегулярної топології. У другому випадку, область розміщення вітро-установок у процесі оптимізації динамічно змінюється та розміри ділянки МВЕС визначаються геометричною формою та розміром масиву точок визначальних місця розташування вітроустановок. При цьому обмежуючими факторами, що впливають на вибір оптимальної схеми, є вартість електричної системи та рельєф морського дна.

Граничні значення керованих змінних вектора параметрів, що шукаються, зведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Діапазони варіювання параметрів моделі компоновання

Компонент	Параметри схеми компоновання ВЕУ							Координати МТП		Параметри алгоритму DC-MSLA			
	n_x, n_y	d_x, d_y	s_x, s_y	a_x, a_y	θ_{rot}	θ_{array}	θ_{def}	x_{mtp}	y_{mtp}	α	β	p	γ
Нижня межа	10; 10	5D; 5D	-0.2;-0.2	0, 0	0	0	0	- 3.5	- 3.5	0.5	- 0.5	0.5	0
Верхня межа	100; 100	10D; 10D	0.2; 0.2	1, 1	360	360	360	3.5	3.5	3.0	0.5	3.0	8

Примітка: n_x, n_y - Число поздовжніх і поперечних рядів ВЕУ; d_x, d_y - Відстань між вузлами розрахункової сітки; s_x, s_y -Параметр кутів осьового зміщення; a_x, a_y - Параметр зміщення рядів, що чергується; θ_{rot} - Параметр повороту розрахункової сітки; θ_{array} - Кут заповнення масиву; θ_{def} - Кут радіальної деформації розрахункової сітки; x_{mtp}, y_{mtp} - Координати пункту збору потужності (МТП); α – параметр масштабування; β – параметр асиметрії; p – показник метрики відстаней; γ – множник вартості ступенів вузлів.

Задані параметри алгоритму рою частинок наведено у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Параметр основного алгоритму оптимізації PSO

Параметр алгоритму PSO	Значення
Розмір рою частинок (N)	100
Максимальна кількість ітерацій (t_{max})	400
Індивідуальний коефіцієнт навчання частки (z_1)	1,49
Соціальний фактор навчання частки (z_2)	1,49
Діапазон коефіцієнта інерції (w)	0,1-1,1

При виконанні пошуку шляху прокладання експортуючого кабелю розмір розрахункової сітки заданий $n_g=100 \times 100$ вузлів, і трасування виконується з урахуванням обмеження на максимальну максимальну глибину, яка задана $hd_{max} = -20$ м.

3) Результати оптимізації

Результати оптимізації компоновання МВЕС з виконанням пошуку оптимальної схеми розміщення обладнання показано на рисунку 3.7, параметри оптимізованих конфігурацій, зведені в таблиці 3.6.

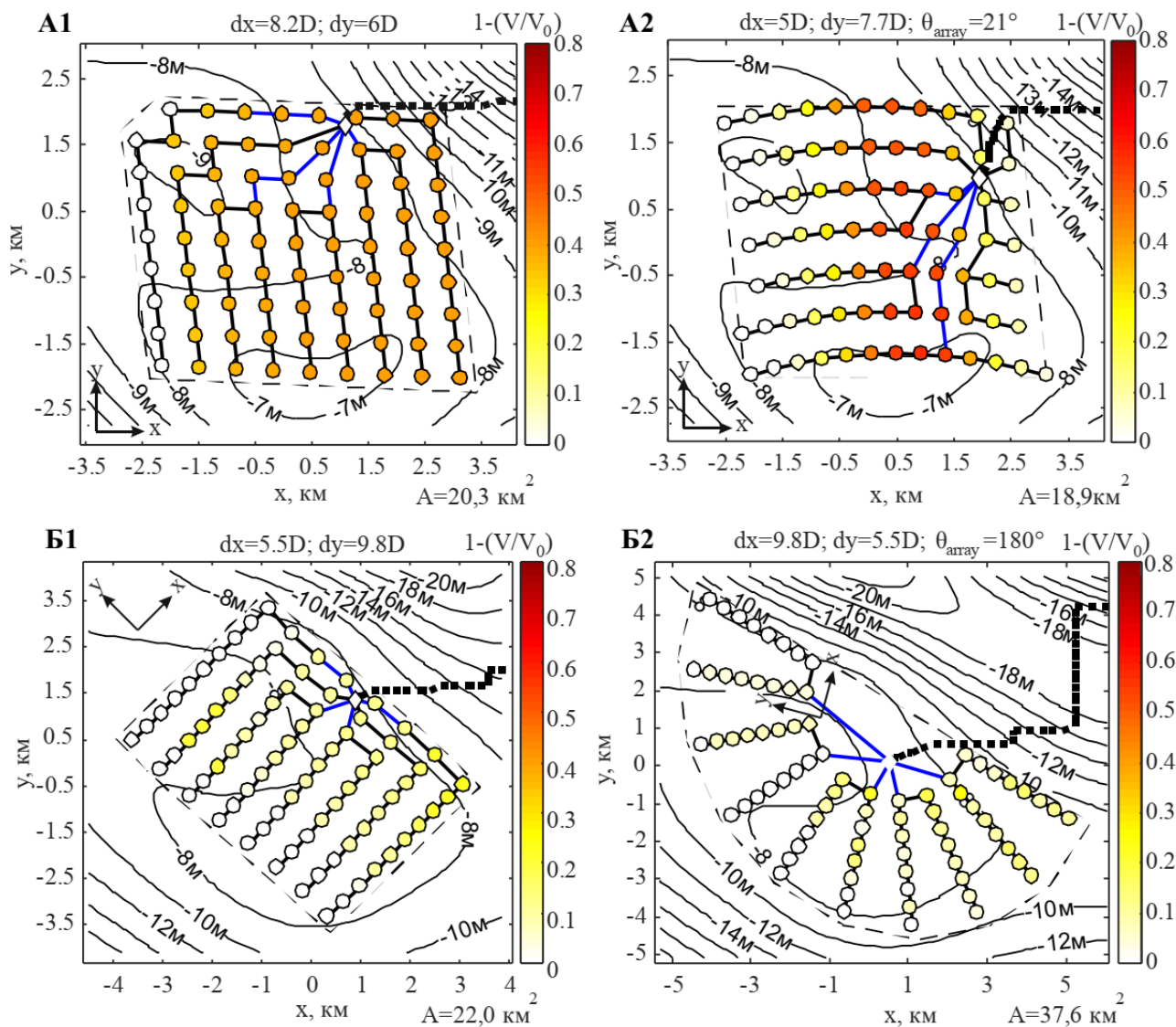


Рисунок 3.7 – Вид оптимізованих схем із візуалізацією відносного зниження швидкості вітрового потоку перед ВЕУ у превалюючому напрямку вітру (270 град): А1, А2 – прямолінійне та криволінійне компонування в межах встановлених меж майданчики; Б1, Б2 – прямолінійна та кругова топології компонування, отримані внаслідок оптимізації без обмежень розмірів ділянки розміщення турбін

Таблиця 3.6 - Оптимальні параметри моделі синтезу схем компонування

Схема	Тип	d_x, d_y	s_x, s_y	a_x, a_y	θ_{rot}	θ_{array}	θ_{def}	p	α	β	γ
A1	прямолінійна	8,2D; 6D	-0,17; 0	0; 0	0	0	0	1,13	2,29	0,5	0,37
A2	кругова	5D; 7,7D	-0,15; 0	0; 0	0	21	0	2,71	0,88	0,38	0,08
Б1	прямолінійна	5,5D; 9,8D	0; 0	0; 0	0,09	-	51,7	2,89	0,88	0,33	0,18
Б2	кругова	9,8D; 5,5D	0; -0,19	0; 0	-158	180	146	2,36	2,79	0,25	1,35

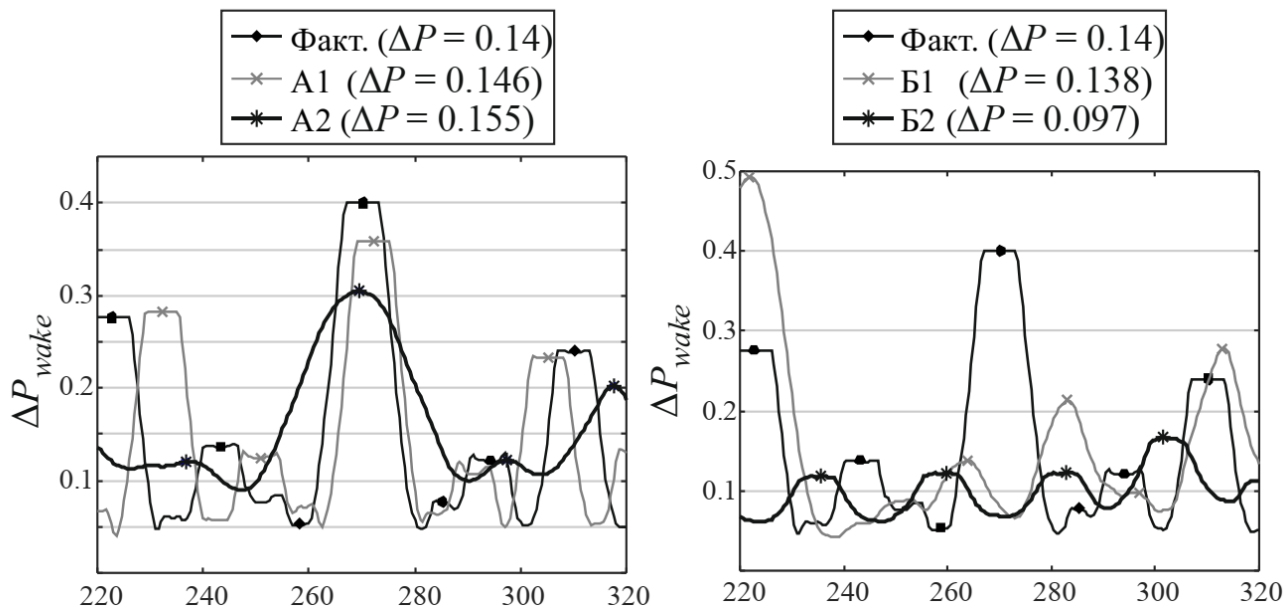


Рисунок 3.8 – Залежність втрат потужності від напрямку вітру

Отримані результати явно демонструють перевагу нерегулярних (криволінійних) схем розміщення ВЕУ (схема А2, Б2), що виражено в меншій амплітуді піків характеристики та меншому середньому рівні втрат потужності (у разі Б2). Зважаючи на те, що в регулярних схемах (А1, Б1) турбіни розміщуються вздовж прямої лінії, отже при деякому напрямку вітру втрати потужності будуть максимальними через повне затінення ряду турбін.

У процесі аналізу схем оцінювалися втрати електроенергії при фактичному (нерівномірному) та рівномірному розподілі швидкості вітру за напрямками з метою отримання більш надійного варіанту. Поліпшення показників спостерігається як за фактичного розподілу, так і при розрахунку продуктивності з теоретичним рівномірним розподілом швидкості вітру за напрямками, що свідчить про надійність одержаних рішень в умовах невизначеності напрямку вітру.

При середньорічній потенційній кількості електроенергії (без урахування втрат потужності), що дорівнює $AEP_{gross} = 595$ ГВт*год/рік, розраховані оцінки продуктивності та собівартості електроенергії наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 - Оцінка продуктивності МВЕС та собівартості електроенергії

Показник	Схема	факт.	A1	A2	B1	B2
Фактичний розподіл						
AED, ГВт*год /рік		543,2	557,5	558,1	556,0	567,9
КВВП		0,388	0,398	0,398	0,397	0,405
ΔW , ГВт*год/рік		51,78	37,49	36,92	39,02	27,11
LSOE., євро/кВт*год		0,0606	0,0577	0,0574	0,0575	0,0563
Рівномірний розподіл						
AED, ГВт*год /рік		558,8	558,4	558,5	561,2	571,1
КВВП		0,396	0,399	0,398	0,400	0,408
ΔW , ГВт*год /рік		36,62	31,84	34,84	33,07	24,51
LSOE., євро/кВт*год		0,0589	0,0576	0,0573	0,0569	0,0560

Примітка: AED – середньорічна кількість електроенергії, що передається в мережу; ΔW – середньорічні сумарні втрати електроенергії (втрати від аеродинамічного затінення та електричні втрати в кабельних лініях); LCOE – нормована собівартість виробництва електроенергії

Більш вдалі варіанти алгоритм знаходить при виконанні оптимізації без обмежень розміру та форми меж майданчика МВЕС (B1, B2), що досягається за рахунок більш вільного орієнтування масиву вітроустановок на ділянці таким чином, щоб у превалюючому напрямку вітру втрати потужності від аеродинамічного затінення були мінімальними. Характерно, що в такому разі алгоритм чітко має масив ВЕУ в межах мілководної зони (B1, B2), що дозволяє контролювати в процесі оптимізації витрати на опорні конструкції ВЕУ. Як показує результат, порівняно з вихідною конфігурацією, розрахункова нормована собівартість електроенергії може бути знижена в середньому на 4%, причому максимально можливе зниження досягається при використанні кругової схеми розстановки турбін (схема B2) для якої LCOE в середньому на 6% менше.

Для всіх оптимізованих схем досягається більш ніж 10% зниження вартості кабелів внутрішньої мережі, що забезпечується зміною дистанції між ВЕУ та вибором більш вдалого розташування МПТ. Характерно, що схема прокладки кабельних трас для схеми кругової топології (B2) за структурою ідентична

схемою вихідної конфігурації, і незважаючи на велику площу вітропарку, на 16% економічніша за фактичну. Такий результат досягається за рахунок скорочення осьової дистанції між рядами ВЕУ з 7D до 5,5D та розташування МТП ближче до центральної точки масиву, що дозволяє скоротити протяжність та вартість міжблочних кабелів великого перерізу.

Зміна позиції МПТ призводить до збільшення протяжності високовольтного кабелю, однак, як показує розрахунок, ця зміна компенсується скороченням витрат на кабелі внутрішньої системи збору.

Схеми шляху прокладання високовольтного експортуючого кабелю показані рисунку 3.9

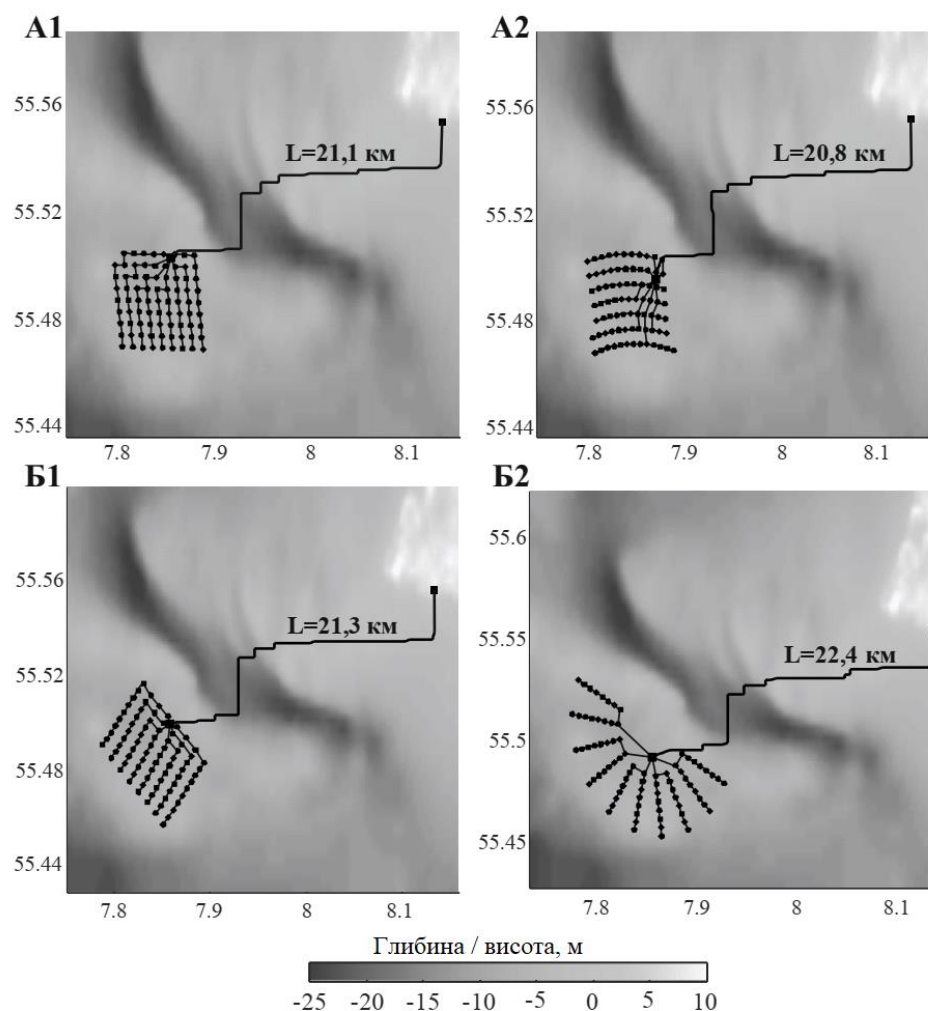


Рисунок 3.9 – Схеми шляхів прокладання експортуючого кабелю

Результати розрахунку основних техніко-економічних показників зведено у таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 - Техніко-економічні показники схем

Схема	факт.	A1	A2	Б1	Б2
Показник					
LMV, км	54,1	42,6	40,2	40,2	38,4
LHV, км	20,1	21,1	20,9	21,3	22,4
CF, млн.євро.	64,9	64,9	65,0	65,0	65,0
CSS., млн.євро.	50,27	43,63	42,22	42,32	42,02
CSW., млн.євро.	1,56	1,57	1,69	1,55	1,56
CAPEX., млн.євро.	275,3	268,7	267,4	267,4	267,2

Примітка: ΔP_{wake} – відносні втрати потужності, спричинені аеродинамічним затіненням турбін; LMV-Протяжність кабельних ліній мережі середньої напруги (системи збору потужності); LHV – протяжність кабельної лінії системи електропередачі (експортуючий кабель); CF- капітальні витрати на опорні конструкції ВЕУ; CSS- Витрати на кабелі системи збору потужності; CSW.- Витрати на розподільчі пристрої; CAPEX - загальна сума інвестицій на будівництво МВЕС

Результати порівняння вартісних показників, оцінки продуктивності та розрахункові значення нормованої вартості електроенергії представлені у вигляді діаграми на рисунку 3.10.

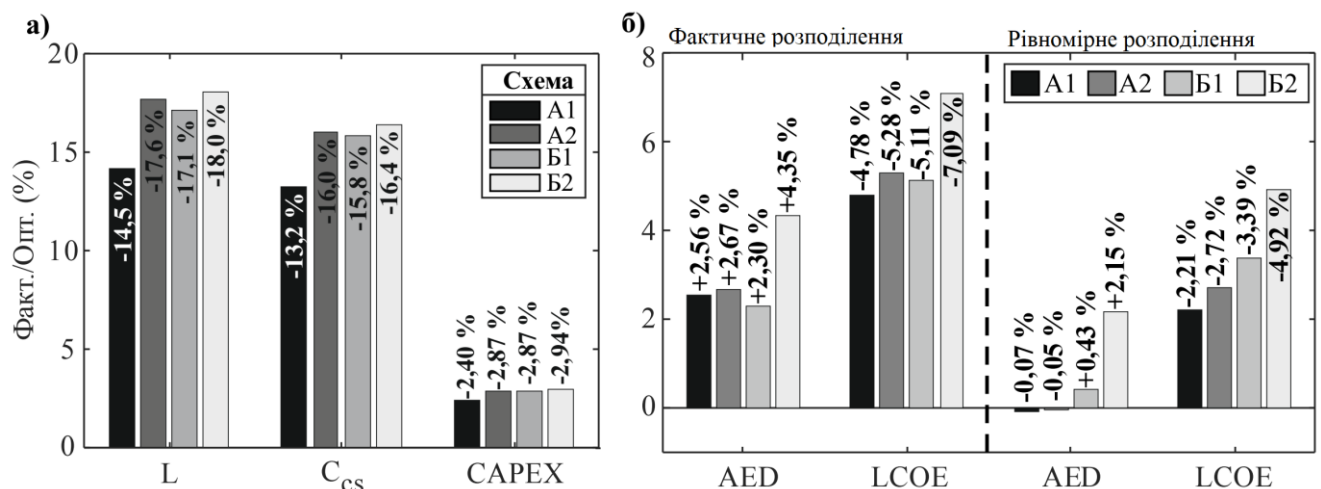


Рисунок 3.10 – Порівняння техніко-економічних показників отриманих рішень: а – зіставлення показників загальної протяжності кабельних ліній (L),

вартості системи збору та передачі потужності (CCL) та капітальних витрат на будівництво МВЕС (CAPEX); b – середньорічне вироблення електроенергії (AED) та нормована собівартість електроенергії (LCOE) при фактичному та рівномірному розподілі вітру за градаціями напрямку.

3.3 Порівняння ефективності застосування спрощеної та комплексної методики оптимізації

Метою дослідження є оцінка ефективності комплексного підходу до вирішення задачі оптимального проектування компонування МВЕС, що передбачає одночасне виконання пошуку оптимальної схеми розміщення ВЕУ та побудови структури кабельної системи збору потужності. Методика перевірки полягає в порівнянні результатів послідовного підходу, при якому процедури пошуку схеми розміщення ВЕУ та побудови схеми кабельної розводки виконуються окремо з результатами, отриманими при використанні комплексного підходу.

У першому випадку синтез електричної схеми здійснюється з використанням спрощеної методики, принцип якої полягає у використанні методу побудови мінімального кістякового дерева без обмеження на провідність та за сумарною протяжністю зв'язків розраховується загальна вартість кабелів. Питома вартість кабелю приймається дорівнює 627,3 тис. євро/км, що відповідає питомій вартості кабелю перетином 400 мм² з урахуванням витрат на прокладку (таблиця 3.3).

У другому випадку пошук оптимального компонування МВЕС виконується при використанні комплексної методики, що здійснює одночасну оптимізацію розміщення ВЕУ та синтезу кабельної системи з урахуванням технічних обмежень та детальним розрахунком витрат.

Блок-схема проведення порівняльного аналізу показано рисунку 3.11.

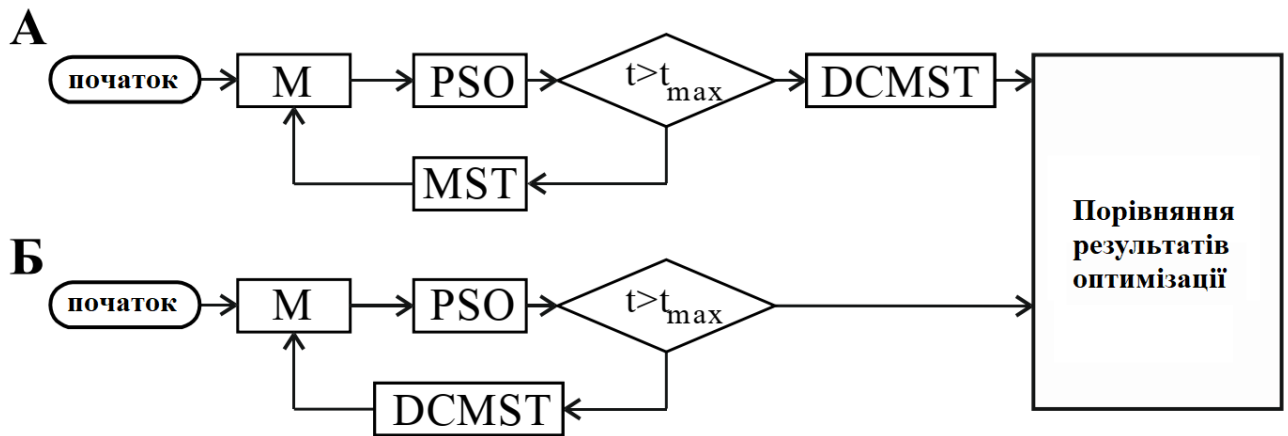


Рисунок 3.11 – Порівнювані варіанти виконання оптимізації

У варіанті (А) процес оптимізації поділено на два етапи: спочатку виконується оптимізація компонування, в процесі якої побудова схеми електричних з'єднань виконується спрощено без обмежень на провідність зв'язків (MST-алгоритм). Після завершення роботи алгоритму для отриманого компонування проводиться синтез схеми з'єднань, що технічно реалізується (DCMST-алгоритм) з вибором для кожного з'єднання кабелю необхідного перерізу, і потім виконується перерахунок техніко-економічних показників. Отримані рішення порівнюються з результатами оптимізаційної моделі (Б), в якій DCMST алгоритм використовується безпосередньо в процесі пошуку оптимального компонування.

План виконання порівняльного аналізу наведено у таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 - Матриця порівняльного аналізу

варіант	A1	A2	B1	B2
Зміна розмірів меж ділянки ВЕС	-	+	-	+
Побудова реалістичної схеми мережі (DCMST)	-	-	+	+

Для отримання статистично значимих оцінок у кожному даному випадку виконується 50 запусків алгоритму оптимізації (PSO) з різним вектором початкових рішень, що генеруються випадковим чином. Отримані в результаті проведеного тестування схеми компонування зображено рисунку 3.12.

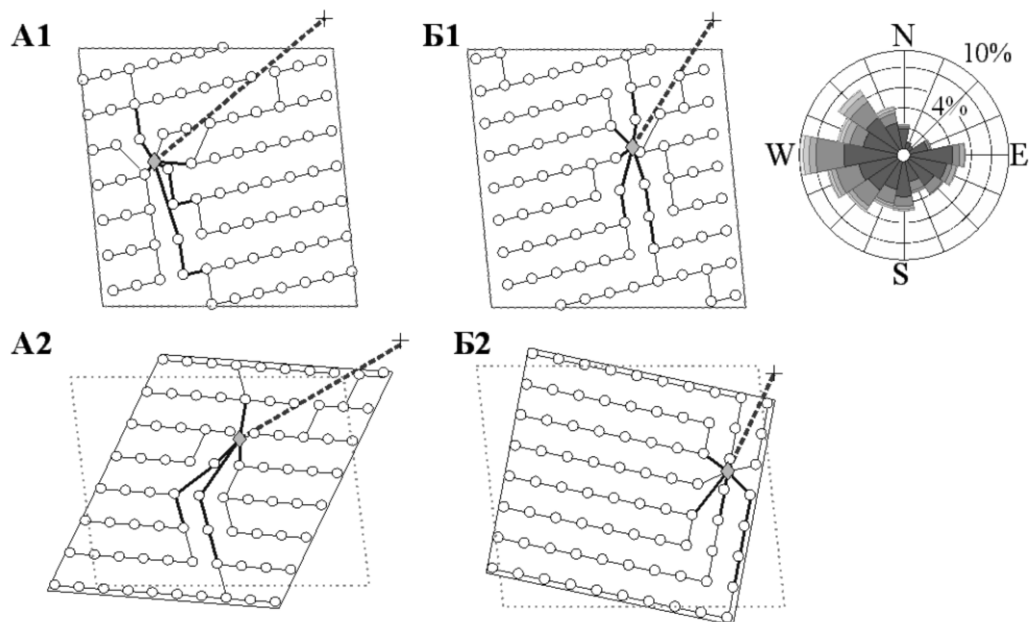


Рисунок 3.12 – Оптимізовані схеми компонування: А1, А2 – послідовний підхід; Б1, Б2 – комплексний підхід

Аналіз отриманих рішень проводився з урахуванням порівняння техніко-економічних показників оптимізованих схем. Як критерії оцінки використовуються показники середньорічного вироблення та втрат електроенергії, загальна довжина та витрати на кабелі системи збору та передачі потужності, а також середньорічна собівартість електроенергії. Отримані усереднені показники зведено у таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Результати оптимізації

Схема	факт.	А1	А2	Б1	Б2
Продуктивність ВЕС, ГВт*год/рік					
AEP_{gross}			516,85		
ΔW_{MV}	2,53	1,54	1,69	1,20	1,47
ΔW_{HV}	2,74	3,25	3,37	3,16	3,07
ΔW_{wake}	25,35	21,3	14,8	21,1	14,7
AED	486,3	490,7	497	491,4	497,6
Протяжність кабельних ліній, км					
LMV	53,8	44,33	45,69	40,61	40,41
LHV	17,76	20,9	21,4	20,3	19,5
Капітальні витрати та собівартість енергії					

CWT, млн. євро				1224		
CT, млн. євро				42,1		
CMV, млн. євро	118,4		95,9	98,5	84,5	85,7
CHV, млн. євро	84,4		99,2	101,8	96,5	92,6
CCL., млн. євро	202,8		195,1	200,3	181	178,3
COE., євро/МВтч	3,020		2,977	2,950	2,945	2,902

Примітка: AEP_{gross} – обсяг валового виробництва електроенергії ВЕС за рік (без урахування втрат потужності); ΔW_{MV} – середньорічні втрати енергії у кабелях системи збирання потужності; ΔW_{MV} – середньорічні втрати енергії у кабелі передачі потужності до берегової трансформаторної підстанції; ΔW_{wake} – Втрати електроенергії через аеродинамічного затінення турбін; AED – річна кількість електроенергії, переданої в мережу; LMV, LHV – Протяжність кабельних ліній системи збору та передачі потужності; CWT – Сумарна вартість ВЕС; CT – Вартість офшорної підстанції; CMV, CHV – витрати на кабелі системи збору та передачі потужності; CCL – Сумарні витрати на кабелі; COE – собівартість електроенергії.

Результати представлені у вигляді діаграми (рисунок 3.13), що демонструє покращення техніко-економічних показників оптимізованих схем щодо відповідних показників фактичної схеми компонування обладнання МВЕС.

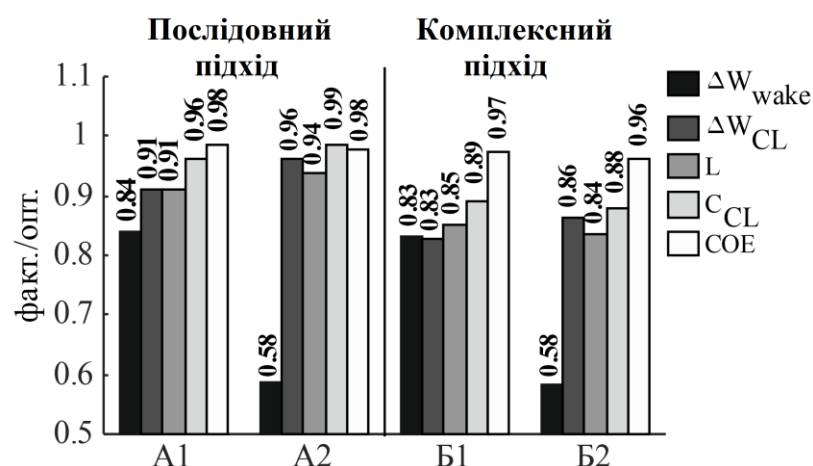


Рисунок 3.13 – Порівняння результатів оптимізації з показниками вихідного компонування

Згідно з отриманими результатами, використання комплексного підходу (схеми В1, В2) перевершує результат послідовного способу оптимізації, коли пошук оптимальної схеми розміщення ВЕУ та проектування кабельної системи МВЕС виконуються окремо (схеми А1, А2). Варто зазначити, що в даному прикладі відмінність в алгоритмах побудови схеми з'єднань не вплинула на якість компоновання турбін, оскільки втрати потужності від аеродинамічного затінення для схем А1-В1 і А2-В2 відрізняються незначно.

3.4 Висновки до розділу

Розроблено методику, яка дозволяє в процесі оптимізації виконувати одночасний пошук оптимального плану розміщення ВЕУ спільно побудовою топології кабельної системи МВЕС, що дозволяє знайти компромісне рішення з урахуванням взаємопов'язаних факторів: втрат потужності від аеродинамічного затінення вітроустановок, вартості витрат та втрат потужності в електричній системі. Запропонована методика дозволяє виконувати пошук оптимальної стандартної прямокутної або радіальної схеми розміщення турбін за допомогою генерування структурованих розрахункових сіток із застосуванням різних геометричних трансформацій, що забезпечує більшу гнучкість вибору схеми при виконанні оптимізації. На основі отриманих у дослідженні результатів отримана кількісна оцінка ефективності використання комплексного підходу, яка показує, що застосування етапного способу оптимізації призводить до вибору неоптимального компоновання та збільшення собівартості електроенергії в середньому на 1,5 %.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

Електробезпека – це система організаційних і технічних заходів, що забезпечують захист людей від небезпечної і шкідливої дії електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля, статичної електрики.

Основними заходами захисту від ураження електричним струмом є:

- забезпечення недоступності струмопровідних частин для випадкового дотику;
- застосування електроенергії з безпечними величинами напруги;
- усунення небезпеки ураження людей струмом у разі появи напруги на частинах конструкцій електроустаткування;
- застосування індивідуальних захисних засобів від ураження електричним струмом.

Недоступність струмопровідних частин для випадкового дотику досягається ізоляцією їх струмонепровідними матеріалами. Провідники електричного струму повинні мати робочу ізоляцію. Передбачено застосування в деяких випадках додаткової, підсиленої чи лінійної ізоляції.

Недоступність розташування струмопровідних частин досягається розміщенням їх на висоті, під підлогою чи приховано в стінах. Незахищені струмопровідні частини, до яких можливий дотик людей, надійно огороджують у всіх випадках, якщо напруга перевищує:

- 65 В – в приміщеннях без підвищеної небезпеки;
- 42 В – в приміщеннях з підвищеною небезпекою;
- 12 В – в приміщеннях особливо небезпечних.

У випадку напруги понад 250 В огороджують не тільки незахищені, але й ізольовані струмопровідні частини.

Застосування малих напруг – дуже ефективний захист від ураження електричним струмом. Для живлення кіл керування технологічним обладнанням, встановленим в особливо небезпечних приміщеннях і приміщеннях з підвищеною небезпекою; кіл керування пересувного устаткування і для живлення ручного інструменту використовують напругу не вище 42 В. На шафах і пультах

керування обладнанням розміщують штепсельні розетки з напругою не вище 12 В для включення переносних світильників, які використовуються під час періодичних оглядів наявних в них важкодоступних місць.

Захисне заземлення, занулення і відключення – основні заходи захисту людей від ураження електричним струмом у разі появи напруги на частинах конструкцій електроустаткування.

4.1 Підвищення стійкості функціонування організації в надзвичайних ситуаціях

Стійкість роботи організації в надзвичайних ситуаціях - це її здатність випускати встановлені види продукції в заданих обсягах і номенклатурі, або точно виконувати свої функціональні обов'язки.

Підвищення стійкості роботи починається з організації та проведення дослідження стійкості роботи організації. Головна мета дослідження - виявлення слабких місць у роботі і вироблення комплексу заходів щодо їх усунення.

Дослідження включає три етапи:

- організаційний етап;
- оцінку стійкості роботи організації;
- розробку заходів щодо підвищення стійкості роботи організації.

Оцінка стійкості роботи організації включає в себе оцінку:

- ймовірності виникнення зовнішніх і внутрішніх НС природного, техногенного, воєнного характеру та їх вплив на життєдіяльність організації;
- надійності системи захисту працівників організації від вражаючих факторів НС військового, техногенного та природного характеру;
- фізичної стійкості будівель, споруд, що забезпечують систем;
- стійкості матеріально-технічного постачання і виробничих зв'язків;
- стійкості системи керування, зв'язку та оповіщення;
- підготовленості організації до відновлення порушеної функції.

Заходи щодо підвищення стійкості роботи поділяють на: організаційні, інженерно-технічні та спеціальні.

Організаційні заходи включають в себе:

- прогнозування наслідків можливих надзвичайних ситуацій та розробку планів дій на мирний і воєнний час;
- підготовку керівного складу до роботи у надзвичайних ситуаціях;
- навчання працівників організації дотримання заходів безпеки і способам дій при виникненні надзвичайної ситуації;
- розробку інструкцій щодо зниження небезпеки виникнення аварійних ситуацій в організації, а також по безаварійної зупинки виробництва, локалізації аварій, ліквідації їх наслідків та організації відновлення порушеного виробництва;
- створення і організацію роботи комісії з підвищення стійкості роботи організації та чергово-диспетчерської служби організації;
- підготовку сил і засобів організації для проведення заходів з ліквідації наслідків аварійних ситуацій і відновлення виробничої діяльності;
- встановлення розмірів небезпечних зон навколо потенційно небезпечних об'єктів організації;
- підготовку до проведення евакуації працівників організації, населення, сільськогосподарських тварин з небезпечних зон;
- створення і підтримка в постійній готовності систем оповіщення та керування при надзвичайних ситуаціях та ін.

Інженерно-технічні заходи спрямовані на підвищення фізичної стійкості будівель, споруд, технологічного обладнання, інженерних комунікацій, а також на створення умов для швидкого проведення відновлювальних робіт, підвищення захищеності працівників, сільськогосподарських тварин, рослин і продуктів сільськогосподарського виробництва.

Спеціальні заходи спрямовані на створення умов для переведення роботи організації на аварійний режим і на забезпечення захисту працівників у надзвичайних ситуаціях і на швидку ліквідацію наслідків цих ситуацій.

4.2 Заходи з електробезпеки

До технічних засобів і заходів захисту від ураження електричним струмом належать:

- застосування малих напруг;

- ізоляція струмоведучих частин (робоча, додаткова, посилена, подвійна);
- забезпечення недосяжності неізольованих струмоведучих частин;
- захисне заземлення;
- занулення, захисне відключення;
- вирівнювання потенціалів;
- електричне розділення мереж;
- компенсація струмів замикання на землю;
- огорожувальні улаштування;
- попереджуюча сигналізація;
- блокування; знаки безпеки;
- засоби захисту і запобіжні пристосування та ін.

Мала напруга – це номінальна напруга, яка не перевищує 42 В і застосовується для зменшення небезпеки ураження електричним струмом. Нормативними документами передбачається у виробничих умовах застосовувати два значення малих напруг – 12 В і 42 В. У приміщеннях з підвищеною небезпекою і особливо небезпечних напруга для світильників місцевого, ремонтного освітлення і ручного інструменту не повинна перевищувати 42 В. Крім того, в особливо небезпечних приміщеннях, за несприятливих умов (наприклад, робота сидячи або лежачи на струмопровідній підлозі) для живлення ручних переносних ламп потрібна ще більш низька напруга –12 В.

4.3 Заходи протипожежної безпеки

В приміщеннях встановити наступний протипожежний режим, яким передбачено:

- порядок паління цигарок. Паління в будинках і приміщеннях заборонено. Для паління на територіях об'єктів обладнані спеціальні місця, які позначені знаками пожежної безпеки або написами - "Місце для паління" та об лаштовані урнами для недопалків. На території об'єктів заборонено застосування відкритого вогню (розігрівання замерзлих труб опалення, спалювання відходів виробництва, сміття, сухого листя, тощо);

- порядок користування електронагрівальними приладами. Приготування кип'ятку, розігрівання та приготування їжі здійснюється в спеціально обладнаних для цих цілей місцях із застосуванням електрочайників з автоматичними пристроями відключення електронагрівальних елементів;

- порядок роботи з електроприладами. Забороняється залишати без нагляду увімкнені в електромережу електроприлади та оргтехніку - персональні ЕОМ, оргтехніку, радіоприймачі, електронагрівальні прилади, вентилятори, кондиціонери;

- порядок виконання вогнебезпечних робіт. Проведення вогневих та інших пожеже небезпечних робіт (газоелектрозварювальних, газорізальних, розігрів бітумів та смоли) дозволяється проводити після підготовки місця проведення цих робіт, узгодження з інженером з пожежної безпеки та виконання усіх передбачених заходів з пожежної безпеки; перевірка робочих місць та приміщень у кінці робочого дня. Перед закінченням роботи та закриттям приміщень особа, відповідальна за протипожежний стан приміщення, (працівник) зобов'язана перевірити протипожежний стан приміщень, відключити напругу з усіх електроустановок та електроприладів (вимірювальних, електронно-обчислювальних, паяльників, кондиціонерів, вентиляторів, радіоприймачів, комп'ютерів тощо), а також з мереж їх живлення. Закрити вікна, кватирки. Виявлені порушення правил пожежної безпеки необхідно усунути до закриття приміщень.

Заходи пожежної безпеки в процесі роботи:

Дії персоналу в разі загрози винищення пожежі чи аварії. Правила вимкнення установок та агрегатів, порядок зняття напруги з електроустановок, виклику аварійної допомоги тощо.

Заходи пожежної безпеки, яких необхідно дотримуватися, приступаючи до роботи, у процесі роботи та після її закінчення з метою запобігання виникненню пожежі.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У представленій кваліфікаційній роботі можна зробити наступні висновки:

1. Проведено аналіз поточного стану, існуючих тенденцій та перспектив, а також стримуючих чинників розвитку морської вітроенергетики. Обґрунтовано необхідність розробки комплексної методики оптимізації, що включає одночасний пошук оптимальної схеми розміщення ВЕУ та виконання оптимізації електричної системи МВЕС.

2. Для підвищення точності прогнозування швидкості вітру досліджено методи оцінки коефіцієнтів двопараметричного розподілу Вейбулла з виявлення методу, що має найменшу помилку апроксимації фактичних даних розподілу. На основі статистичного дослідження, під час якого оцінювалася точність чотирьох методів оцінки, було встановлено, що найбільш стійкими методами оцінки є метод максимальної правдоподібності та метод першого та третього початкових моментів.

3. Розроблено та апробовано методику моделювання швидкості та напрямки вітру, реалізована на основі стохастичного диференціального рівняння Орнштейна-Уленбека дробового типу з періодичною функцією рівноважного середнього та виконано її порівняння з раніше запропонованою моделлю на основі стандартного процесу Орнштейна-Уленбека. Якісними відмінностями запропонованої моделі є здатність моделювання добових і сезонних систематичних складових тимчасового ряду, а також через те, що використовуваний процес має властивість тривалої пам'яті, модель забезпечує більш високу відповідність погодинної автокореляційної залежності.

4. Показано ефективність комплексного підходу порівняно з поетапним способом оптимізації, коли пошук оптимальної схеми розміщення ВЕУ та вибір конфігурації та схеми розведення кабельних ліній збору потужності виконуються послідовно. Встановлено, що при використанні комплексного підходу цільовий показник собівартості виробництва електроенергії в середньому на 2% нижчий від компонок, оптимізованих поетапним способом.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Breeze P. Wind Power Generation / P. Breeze. – UK: Elsevier Academic Press, 2015. – 104 p. ISBN 978-0-12-804038-6. – DOI: 10.1016/C2014-0-04850-2
2. Díaz H. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms / H. Díaz, C. Guedes Soares // Ocean Engineering. – 2020. – Vol. 209. – 107381.
3. Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources. – Text: electronic // U.S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2021. – 2021. – URL: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
4. Valverde P.S. Offshore Wind Farm Layout Optimization – State of the Art / P.S. Valverde, A. Sarmiento, M. Alves // Journal of Ocean and Wind Energy. – 2014. – Vol. 1, № 1. – P. 23-29. – URL: <http://publications.isope.org/jowe/jowe-01-1/JOWE-01-1-p023-jcr08-Valverde.pdf>
5. Morthorst P.E., Kitzing L. Economics of building and operation offshore wind farms / P.E. Morthorst, L. Kitzing // Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation / ed. by C. Ng and L. Ran. – Duxford: Woodhead Publishing, 2016. – pp. 9-27.
6. Lumbreras S. Offshore wind farm electrical design: a review / S. Lumbreras, A. Ramos // Wind Energy. – 2012. – Vol. 16, № 3. – P. 459–473. – DOI: 10.1002/we.1498.
7. Anaya-Lara O. Offshore wind farm arrays / O. Anaya-Lara // Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation / ed. by C. Ng and L. Ran. – Duxford: Woodhead Publishing, 2016. – pp. 389-417.
8. Azlan F. Review on optimisation methods of wind farm array under three classical wind condition problems / F. Azlan, J.C. Kurnia, B.T. Tan, M.-Z. Ismadi // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021. – Vol. 135. – 110047.
9. Baker R.W. Annual and seasonal variations in mean wind speed and wind turbine energy production / R.W. Baker, S.N. Walker, J.E. Wade // Solar Energy. – 1990. – Vol. 45, № 5. – P. 285–289.

10. Mosetti G. Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm / G. Mosetti, C. Poloni, B. Diviacco // *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. – 1994. – Vol. 51, № 3. – P. 105-116.
11. Hou P. Combined optimization for offshore wind turbine micro siting / P. Hou, W. Hu, M. Soltani, C. Chen, Z. Chen // *Applied Energy*. – 2017. – Vol. 189. – P. 271-282
12. The Traveling Salesman Problem // *Combinatorial Optimization. Algorithms and Combinatorics*. – Vol. 21. – Berlin, Heidelberg: Springer, 2008. – ISBN 978-3-540-71844-4.
13. Fischetti M. Optimizing wind farm cable routing considering power losses / M. Fischetti, D. Pisinger // *European Journal of Operational Research*. – 2018. – Vol. 270, № 3. – P. 917–930.
14. Jourdier B. Errors in wind resource and energy yield assessments based on the Weibull distribution / B. Jourdier, P. Drobinski // *Ann. Geophys.* – 2017, № 35. – P.691-700.