

IOSUD – UNIVERSITATEA „DUNĂREA DE JOS” DIN GALAȚI

Școala doctorală de Inginerie Mecanică și Industrială



TEZĂ DE DOCTORAT

Rezumat

STUDII ȘI CERCETĂRI PRIVIND GENERAREA ȘI TRANSMITEREA ENERGIEI, ÎN ZONELE COSTIERE ALE MĂRII NEGRE

Doctorand,

Ing. Alexandra-Ionelia DIACONIȚĂ (MANOLACHE)

Conducător științific,

Prof univ.dr.ing Gabriel ANDREI

Seria I 6: Inginerie Mecanică Nr. 74

GALAȚI

2023

IOSUD – UNIVERSITATEA „DUNĂREA DE JOS” DIN GALAȚI

Școala doctorală de Inginerie Mecanică și Industrială



TEZĂ DE DOCTORAT

Rezumat

**STUDII ȘI CERCETĂRI PRIVIND GENERAREA ȘI TRANSMITEREA ENERGIEI, ÎN
ZONELE COSTIERE ALE MĂRII NEGRE**

Doctorand

Ing. Diaconiță Alexandra-Ionelia (Manolache)

Președinte

Prof univ.dr.ing. Elena SCUTELNICU

Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați

Conducător științific,

Prof univ.dr.ing. Gabriel ANDREI

Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați

Prof univ.dr.ing. Anton HADĂR

Universitatea Națională de Știință și Tehnologie „Politehnica”, București

Referenți științifici

Prof univ.dr.ing. Dan Mihai CONSTANTINESCU

Universitatea Națională de Știință și Tehnologie „Politehnica”, București

Prof univ.dr.ing. Liliana Celia RUSU

Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați

Seria I 6: Inginerie Mecanică Nr. 74

GALAȚI

2023

Seriile tezelor de doctorat susținute public în UDJG începând cu 1 octombrie 2013 sunt:

Domeniul fundamental ȘTIINTE INGINEREȘTI

- Seria I 1: **Biotehnologii**
- Seria I 2: **Calculatoare și tehnologia informației**
- Seria I 3: **Inginerie electrică**
- Seria I 4: **Inginerie industrială**
- Seria I 5: **Ingineria materialelor**
- Seria I 6: **Inginerie mecanică**
- Seria I 7: **Ingineria produselor alimentare**
- Seria I 8: **Ingineria sistemelor**
- Seria I 9: **Inginerie și management în agricultură și dezvoltare rurală**

Domeniul fundamental ȘTIINTE SOCIALE

- Seria E 1: **Economie**
- Seria E 2: **Management**
- Seria E 3: **Marketing**
- Seria SSEF: **Știința sportului și educației fizice**
- Seria SJ: **Drept**

Domeniul fundamental ȘTIINTE UMANISTE

- Seria U 1: **Filologie- Engleză**
- Seria U 2: **Filologie- Română**
- Seria U 3: **Istorie**
- Seria U 4: **Filologie - Franceză**

Domeniul fundamental MATEMATICĂ ȘI ȘTIINTE ALE NATURII

- Seria C: **Chimie**

Domeniul fundamental ȘTIINTE BIOMEDICALE

- Seria M: **Medicină**
- Seria F: **Farmacie**

Mulțumiri

Cu ocazia finalizării acestei etape remarcabile din drumul meu academic, doresc să exprim recunoștința mea profundă și deosebită față de cei care au fost alături de mine în realizarea tezei mele de doctorat. Această călătorie nu ar fi fost posibilă fără susținerea și contribuția remarcabilă a unor persoane deosebite.

În primul rând, aș dori să adresez cele mai sincere mulțumiri conducătorului meu de doctorat, Prof. dr. ing. Gabriel Andrei, care nu doar m-a ghidat în cercetarea mea, ci m-a și inspirat în mod deosebit. Cu înțelepciunea sa și dedicarea pentru domeniul nostru, el a fost o sursă constantă de motivație și suport pe parcursul acestei călătorii științifice. Cu o pasiune aparte pentru detaliu și o privire atentă asupra metodei științifice, Prof. dr. ing Gabriel Andrei m-a învățat că cercetarea nu constă doar în descoperirea răspunsurilor, ci și în formularea întrebărilor corecte. Aceasta a fost o lecție valoroasă și crucială pe care am învățat-o de la el. M-a încurajat întotdeauna să explorez în profunzime subiectele mele de cercetare, să nu mă mulțumesc cu răspunsurile superficiale și să caut mereu modalități noi și inovatoare de a aborda problemele.

Cu o gratitudine deosebită, doresc să îmi îndrept gândurile către dl Academician prof. dr. ing. Eugen Rusu, personalitate de renume internațională, inițiatorul temei de cercetare la care am lucrat, în această călătorie academică științifică. Dl Academician Prof. dr. ing. Eugen Rusu a fost mai mult decât un mentor pentru mine; a fost un supervisor atent și exigent care mi-a deschis ușa către oportunități remarcabile. Datorită susținerii și încrederii sale, am avut privilegiul de a deveni membru al proiectului DREAM (Dinamica RESurselor si Avansul tehnologic in extragerea energiei regenerabile din mediul Marin), un proiect susținut de Agenția Executivă pentru Finanțarea Învățământului Superior, a Cercetării, Dezvoltării și Inovării din România - UEFISCDI, cu numărul de grant PN-III-P4-ID-PCE-2020-0008.

Vreau să evidențiez și contribuția excepțională a comisiei de îndrumare, alcătuită din distinși profesori și cercetători, precum dna Prof. habil. dr. ing. Liliana Celia Rusu, dna Prof. habil. dr. ing. Mihaela Buciumeanu, dl. Conf. dr. ing. Florin Onea. Expertiza și sfaturile lor au fost cheia finalizării cu bine a cercetărilor din teza de doctorat.

Mulțumesc membrilor comisiei de susținere publică pentru analiza și evaluarea tezei de doctorat.

Nu pot să nu menționez susținerea unică a familiei mele. Care a fost o sursă de susținere necondiționată și au rămas alături de mine în toate etapele acestei călătorii academice.

Această teză reprezintă o realizare semnificativă în cariera mea de inginer și sper că va aduce contribuții valoroase în cercetarea domeniului energiei regenerabile. Cu recunoștință și entuziasm, mulțumesc tuturor celor care au fost parte din această călătorie și mi-au oferit sprijinul lor neîntrerupt.

*Galați,
Noiembrie 2023*

Cuprins

1	Stadiul actual	9
1.1	Trecerea de la eolienele <i>onshore</i> la cele <i>offshore</i>	9
1.2	O privire de ansamblu asupra potențialului energetic <i>offshore</i>	10
1.3	Dezvoltări recente și perspective în sistemele de energie eoliană aeropurtată	12
1.4	Perspective actuale privind pilonul și fundația pentru parcurile eoliene <i>offshore</i>	13
1.5	O evaluare curentă a costului echilibrat al energiei în industria eolienele <i>offshore</i> 15	
1.6	Concluzii	16
2	Potențialul resurselor energetice generate de vânt și valuri în bazinul Mării Negre	17
2.1	Baza de date ERA5	17
2.2	Caracteristicile Mării Negre.....	18
2.3	Caracteristicile climatului din Marea Neagră	18
2.4	Concluzii	22
3	Evaluarea potențialului energiei eoliene în regiunea Mării Negre.....	23
3.1	Selectarea locațiilor pentru evaluarea energiei eoliene în Marea Neagră.....	23
3.2	Turbinele eoliene alese pentru studiul ZEE din Marea Neagră	24
3.2.1	Componentele unei turbine eoliene.....	24
3.2.2	Tipurile de turbine eoliene alese	24
3.3	Profilul logaritmic al vântului	25
3.4	Parametri folosiți în evaluarea energiei eoliene.....	26
3.5	Procesarea datelor vântului și analiza acestora pentru înălțimea de 100 m	27
3.6	Concluzii	30
4	Evaluarea potențialului eolian <i>offshore</i> în diverse regiuni globale	31
4.1	Locații de interes pentru captarea energiei eoliene de pe glob	31
4.2	Turbinele propuse pentru realizarea studiului	32
4.3	Procesarea datelor vântului și analiza acestora	33
4.4	Concluzii	37
5	Energia eoliană generată prin intermediul dispozitivelor aeropurtate	39
5.1	Tehnologii aeropurtate pentru generarea energiei și principiile lor de funcționare ..	39
5.2	Prelucrarea și analiza datelor eoliene la altitudini mari.....	40
5.3	Dispozitive aeropurtate pentru generarea energiei eoliene	41
5.4	Rezultatele obținute pentru sistemele de tip AWES	41
5.5	Concluzii	44
6	Studiul structural al pilonului turbinei eoliene <i>offshore</i>	45
6.1	Caracteristicile turbine eoliene si ale pilonului.....	45
6.2	Ipoteze de bază	46
6.2.1	Calculul sarcinilor	47

6.2.2	Sarcini gravitaționale	47
6.2.3	Sarcini aerodinamice	47
6.3	Analiza și optimizarea performanței pilonului în diferite locații din Marea Neagră ..	48
6.4	Rezultatele obținute în urma analizei cu element finit	49
6.5	Analiza pentru un pilon de 100 m.....	53
6.6	Concluzii.....	55
7	Analiză structurii plutitoare.....	57
7.1	Tipuri de fundații folosite în industria eolieneleor <i>offshore</i>	57
7.2	Gradele de libertate ale fundației <i>Spar</i>	58
7.3	Spectrul de val.....	59
7.4	Rezultatele obținute în urma simulării fundației în ANSYS	59
7.5	Concluzii.....	62
8	Costul uniformizat al energiei pentru o fermă de turbine eoliene.....	63
8.1	Costului uniformizat al energiei în industria eoliană actuală	63
8.2	Factori relevanți în evaluarea costului uniformizat al energiei	63
8.2.1	Cheltuieli de capital.....	64
8.2.2	Operare și mentenanță	67
8.3	Rezultatele implementării algoritmului în locațiile din Marea Neagră.....	68
8.4	Concluzii.....	70
9	Concluzii.....	71
9.1	Concluzii generale	71
9.2	Contribuții originale	73
9.3	Perspective.....	74
	Referințe bibliografice	77

Introducere

Aproximativ 71% din suprafața Pământului este acoperită de mări și oceane. Din acest motiv activitățile umane ce se desfășoară în mediul marin au început să fie din ce în ce mai diversificate. În prezent mările și oceanele sunt folosite pentru: transport, turism, cercetare, pescuit și extras de resurse. Toate aceste activități oferă un avantaj economic oricărei țări, fie ea dezvoltată sau în curs de dezvoltare.

Întrucât cererea de energie crește, sursele convenționale nu mai sunt suficiente. Din aceste considerente, în ultimele decenii atenția a fost mutată asupra surselor de energie regenerabilă, datorită disponibilității sale, care fie se regenerează în timp de la sine sau fie sunt considerate "inepuizabile". În plus, majoritatea metodelor convenționale de producere a energiei se confruntă cu o problemă majoră legată de necesitatea reducerii emisiilor de CO₂. Încă de la începutul revoluției industriale, atunci când munca manuală a fost înlocuită de echipamentele mecanizate, emisiile de CO₂ au avut o creștere continuă. Factorul principal ce duce la creșterea acestor emisii este reprezentată de activitatea umană din cadrul căreia se remarcă arderea combustibililor fosili, în special pentru țările în curs de dezvoltare, care au tendința să pună în prim-plan creșterea economică în detrimentul problemelor legate de mediu și încurajând astfel consumul de energie convențională. În consecință, exploatarea surselor de energie a devenit un aspect foarte important.

Energia regenerabilă dată de vânt este una dintre cele mai folosite surse de energie, mai ales pe uscat. Cu toate acestea, în ultimele decenii, au apărut proiecte privind fermele de eoliene *offshore*, dar acestea nu au fost utilizate pe scară largă din cauza costurilor ridicate de montare și întreținere, precum și a dificultăților logistice. Cu timpul, odată cu limitarea spațiului disponibil pe uscat, interesul pentru fermele eoliene *offshore* a crescut semnificativ. Această abordare are numeroase avantaje, inclusiv un impact mai scăzut asupra mediului, posibilitatea dezvoltării unui număr mai mare de turbine, lipsa restricțiilor legate de relieful terenului și utilizarea de tehnologii mai avansate. Cu toate acestea, din perspectiva economică, investițiile în fermele eoliene pe uscat rămân mai viabile, deși cele *offshore* pot produce mai multă energie electrică. Aceste diferențe sunt influențate de îmbunătățirile tehnologice, cum ar fi pale mai lungi, turbine mai mari și înălțimi mai mari ale butucului, precum și de amplasarea mai îndepărtată de țărm, care poate oferi un factor de capacitate mai bun. Cu toate acestea, fermele eoliene *offshore* implică costuri semnificativ mai mari, datorită construcției și întreținerii în medii marine dificile, precum și termene de livrare mai lungi. Planificarea și dezvoltarea acestor proiecte sunt complexe, iar conectarea la rețea și construcția au costuri suplimentare. În acest context, scopul tezei de doctorat intitulată "Studii și cercetări privind generarea și transmiterea energiei, în zonele costiere ale Mării Negre" este să realizeze o analiză detaliată a resurselor energetice din zona costieră românească a Mării Negre, cu accent pe resursele eoliene. Scopul acestei teze de doctorat este de a dezvălui o perspectivă amplă asupra potențialului energetic al acestei regiuni și de a evalua viabilitatea dezvoltării de ferme eoliene *offshore* în această zonă.

Pentru a atinge acest scop, obiectivele sunt multiple și interconectate. În primul rând, ne propunem să analizăm în detaliu resursele eoliene din Marea Neagră, cu un accent pe datele referitoare la vânt și temperatură, și evaluarea capacității de previziune a acestor resurse, având în vedere cicloanele care au avut loc în perioada analizată. În paralel, se evaluează potențialul energetic al zonei exclusive a României din Marea Neagră, analizând 9 locații cheie ce sunt împărțite pe categorii în funcție de distanța față de țărm. O altă componentă importantă a cercetării vizează compararea resurselor Mării Negre cu cele ale

altor 12 locații de interes energetic, cu scopul de a evalua viabilitatea dezvoltării de ferme eoliene *offshore* în această zonă. De asemenea, sunt analizate alternative la turbinele eoliene convenționale prin simularea unei turbine eoliene aeropurtate, pentru a diversifica opțiunile tehnologice pentru extracția energiei regenerabile date de vânt. În plus, sunt analizate aspectelor tehnice ale infrastructurii fermelor eoliene, inclusiv analiza pilonilor și a fundațiilor turbinei eoliene *offshore* prin simularea unei fundații de tip *Spar*. În final, se realizează o analiză de cost pentru simularea unei ferme eoliene de 100 turbine eoliene, oferind astfel o perspectivă economică asupra viabilității proiectelor eoliene în zona Mării Negre. Aceste obiective interconectate converg către o înțelegere comprehensivă a potențialului energetic al Mării Negre și contribuie la fundamentarea deciziilor în domeniul energiei regenerabile în această regiune.

Structura tezei de doctorat

Capitolul 1, oferă o analiză succintă a stadiului actual al cercetărilor în domeniul energiei regenerabile și tehnologiilor asociate. Se explorează progresele înregistrate în dezvoltarea, îmbunătățirea și optimizarea acestor tehnologii. De asemenea, se examinează studiile care contribuie la fundamentarea temelor abordate în această teză de doctorat.

Capitolul 2, se concentrează pe analiza resurselor eoliene din Marea Neagră. Prin identificarea și evaluarea cicloanelor înregistrate în perioada de interes, acest capitol își propune să avanseze în cunoașterea capacității de previziune a bazei de date ERA5.

Capitolul 3: efectuează o evaluare exhaustivă a resurselor energetice din zona exclusivă a României din Marea Neagră. Analiza se concentrează pe 9 locații cheie, grupate în funcție de distanța față de țărm, pentru a obține o perspectivă detaliată asupra potențialului energetic al acestei regiuni și pentru a identifica variațiile și asemănările între locațiile analizate.

Capitolul 4, aduce în discuție o comparație riguroasă a resurselor energetice ale Mării Negre cu alte 12 locații de interes energetic, fie în curs de exploatare, fie deja exploatare din perspectiva surselor regenerabile. Această analiză are ca scop evaluarea fezabilității dezvoltării fermelor eoliene *offshore* în Marea Neagră în comparație cu alte regiuni, contribuind astfel la fundamentarea deciziilor strategice în domeniul energiei regenerabile.

Capitolul 5: explorează tehnologii alternative pentru extracția energiei regenerabile, cu accent pe simularea unei turbine eoliene aeropurtate, cu puterea echivalentă a unei turbine convenționale de 5 MW. Această cercetare diversifică opțiunile tehnologice disponibile pentru extracția eficientă a energiei vântului în Marea Neagră.

Capitolul 6, analizează în detaliu componentele cheie ale infrastructurii fermelor eoliene, cu accent pe pilonii turbinei eoliene *offshore*. Această investigație aduce o perspectivă tehnică esențială și contribuie la dezvoltarea soluțiilor eficiente pentru construcția și întreținerea fermelor eoliene *offshore* în medii marine.

Capitolul 7, prezintă simularea fundației turbinei eoliene de tip *Spar* folosind programul ANSYS AQWA, oferind o analiză detaliată a acestei componente critice a infrastructurii fermelor eoliene *offshore*.

Capitolul 8, efectuează o analiză de cost pentru simularea unei ferme eoliene de 500 MW, oferind o perspectivă economică asupra viabilității proiectelor eoliene în Marea Neagră.

Capitolul 9, rezumă concluziile obținute în cadrul tezei, evidențiază contribuțiile personale aduse și sugerează direcții pentru viitoare cercetări. De asemenea, sunt prezentate lucrările științifice publicate în timpul doctoratului pentru a sublinia aportul la domeniul energiei regenerabile.

1 Stadiul actual

1.1 Trecerea de la eolienele *onshore* la cele *offshore*

Creșterea rapidă a utilizării energiei eoliene în ultimii ani a fost determinată de recunoașterea sa ca o componentă cheie a dezvoltării durabile. Energia eoliană este o sursă de energie regenerabilă care se distinge semnificativ față de combustibilii fosili tradiționali, cum ar fi gazul și cărbunele.

Apariția primelor ferme de eoliene *offshore* a marcat începutul unei noi ere în generarea de energie eoliană. Cu toate că primele instalații *offshore* erau relativ mici și experimentale, ele au deschis calea către explorarea potențialului vast al vânturilor marine. În decursul timpului, tehnologia și experiența acumulate au permis dezvoltarea de parcuri eoliene *offshore* de mari dimensiuni, care contribuie semnificativ la producția globală de energie electrică din surse regenerabile.

Primii pași în utilizarea energiei eoliene *offshore* au fost precauți și modești, cu instalarea unei turbine de 220 kW în apele suedeze în 1990. Aceasta a deschis calea către o serie de proiecte experimentale între 1991 și 1998, în care s-au testat diferite modele de turbine și fundații *offshore*.

Dezvoltarea ulterioară a adus turbine eoliene multimegawatt și construirea primelor ferme eoliene comerciale, cum ar fi cele de la Blyth, Middelgrunden și Yttre Stengrund. Ulterior, proiectele Horns Rev și Nysted din Danemarca au consolidat poziția energiei eoliene *offshore* în peisajul energetic global.

Unul dintre factorii principali care au susținut tranziția de la eolienele *onshore* la cele *offshore* a fost impactul negativ asupra mediului înconjurător și calității vizuale cauzat de fermele eoliene de uscat. Eolienele *onshore* ocupau spații vaste de teren și se înălțau în peisajul rural sau chiar urban, adesea generând controverse și opoziție din partea comunităților locale. Mai mult, vibrațiile și zgomotele produse de aceste turbine puteau afecta calitatea vieții rezidenților din apropiere. Cercetările în domeniul impactului energiei eoliene asupra mediului și comunităților rezidențiale au produs o serie de perspective și constatări semnificative. Deși fiecare studiu a avut o abordare distinctă, există puncte comune notabile în cercetările efectuate.

O serie de cercetări s-au concentrat asupra evaluării impactului vizual și auditiv al parcurilor eoliene asupra rezidenților. Lucrările precum cele din referințele [1] și [2] au investigat modul în care turbinele eoliene afectează calitatea vieții rezidenților și nivelul de zgomot generat de acestea. Aceste studii au evidențiat importanța luării în considerare a percepției publicului și a nivelului de zgomot în proiectarea și amplasarea parcurilor eoliene. În același timp, au fost desfășurate cercetări legate de evaluarea impactului asupra peisajului, precum cele ale lui Jin Guan [3] care a explorat modul în care construcția și operațiunile parcurilor eoliene pot modifica aspectul vizual al zonelor în care sunt amplasate. Aceste studii au subliniat necesitatea evaluării atente a impactului vizual și a dezvoltării unor strategii de integrare arhitecturală și peisagistică. Totuși, pentru o înțelegere mai profundă a impactului vizual al turbinelor eoliene, este esențial să luăm în considerare și factorul temporal al vizibilității, așa cum sugerează cercetarea lui Ian D. Bishop [4]. Lucrarea lui Bishop adaugă o perspectivă temporală semnificativă în evaluarea impactului vizual al turbinelor eoliene.

În timp ce cercetările asupra impactului vizual al turbinelor eoliene avansează și se dezvoltă, este important să abordăm și alte aspecte legate de energia eoliană. Unul dintre aceste aspecte este preocuparea crescândă cu privire la efectele asupra sănătății umane

asociate cu turbinele eoliene, fenomen cunoscut sub numele de "boala turbinelor eoliene". Deși nu există dovezi științifice solide care să susțină legătura directă între eolienele *onshore* și anumite afecțiuni de sănătate, acest fenomen a fost adesea discutat și analizat în cercetarea din domeniul sănătății publice. În lucrarea lui van Kamp și van den Berg [5], au fost examinate efectele asupra sănătății umane ale zgomotului generat de turbinele eoliene, inclusiv sunetul de frecvență joasă și infrasunetul. Această analiză a investigat dacă există dovezi solide privind efectele negative asupra sănătății umane cauzate de aceste fenomene sonore. Lucrarea lui Hessler s.a [6] a abordat aceeași problemă și a adus în discuție întrebarea crucială legată de efectele turbinei eoliene asupra sănătății oamenilor. Acești autori au examinat în mod critic studiile existente, punând sub semnul întrebării existența unui sindrom specific numit "sindromul turbinelor eoliene" și au încercat să determine dacă turbinele eoliene chiar pot face oamenii să se simtă bolnavi.

În ceea ce privește turbinele eoliene *offshore*, acestea reprezintă un avans semnificativ în domeniul energiei eoliene și au câteva avantaje semnificative față de cele *onshore*. Unul dintre cele mai notabile avantaje este capacitatea lor de a produce mai multă energie. Aflându-se în largul mării, aceste turbine eoliene sunt expuse la vânturi mai constante și mai puternice, ceea ce le permite să genereze cantități mai mari de electricitate în comparație cu cele *onshore*.

În plus, piața eolienei *offshore* este într-o creștere continuă. Mai multe țări investesc în dezvoltarea parcurilor eoliene *offshore* pentru a profita de potențialul lor energetic. Lucrarea din referința [7] ne oferă o privire asupra situației actuale și a tendințelor viitoare din industria eolienei *offshore* în Europa. Într-o notă similară, studiul din referința [8] analizează evoluția tehnologică în ceea ce privește dimensiunea și puterea turbinelor eoliene. Acest aspect este crucial pentru creșterea capacității de producție și pentru eficiența energetică a parcurilor eoliene *offshore*. Pe de altă parte, studiul [9] se concentrează pe inovațiile aduse în designul și materialele folosite pentru palele turbinelor eoliene.

În ceea ce privește optimizarea proiectării, Chen și Kim [10] explorează strategiile și metodologiile de optimizare a proiectării turbinelor eoliene *offshore*. Aceste abordări contribuie la maximizarea eficienței și a capacității de producție.

Concluziile trase din aceste lucrări au un caracter divers și nu oferă o perspectivă unitară asupra impactului turbinelor eoliene asupra sănătății umane. Unii cercetători au susținut că există dovezi limitate privind efectele negative asupra sănătății umane cauzate de zgomotul de frecvență joasă și infrasunetul produse de turbinele eoliene. Alții au contestat existența unui sindrom specific numit "sindromul turbinelor eoliene" și au sugerat că percepțiile negative pot fi în mare parte legate de factori psihologici și subiectivi.

Analiza studiilor prezentate în acest subcapitol evidențiază evoluția rapidă a turbinelor eoliene *offshore* și complexitatea domeniului. Studiile au acoperit o gamă largă de aspecte, de la evaluarea resurselor de vânt la dezvoltarea tehnologică a turbinelor eoliene *offshore*, până la aspectele legate de fiabilitate și eficiență.

1.2 O privire de ansamblu asupra potențialului energetic *offshore*

În contextul global al tranziției către surse de energie sustenabilă, cercetările privind exploatarea resurselor eoliene au devenit esențiale pentru dezvoltarea unui viitor energetic durabil. În ultimii ani, studiile legate de exploatarea energiei regenerabile din surse eoliene au făcut obiectul unei atenții semnificative în comunitatea științifică și industrială. Aceste cercetări se axează pe utilizarea datelor bazate pe baze de date de reanalizare și măsurători directe pentru a investiga aspecte specifice legate de resursele eoliene.

În ceea ce privește cea mai bună bază de reanalizare, trebuie menționat că alegerea acesteia depinde în mare măsură de obiectivele specifice ale cercetării și de regiunea geografică de interes.

În literatura de specialitate, s-au efectuat numeroase cercetări pentru evaluarea potențialului de energie eoliană *offshore* utilizând date de reanalizare și măsurători in-situ, abordând diferite regiuni și metode. Un aspect comun în aceste studii este utilizarea bazelor de reanalizare, precum ERA5, CFSR, sau MERRA, pentru a obține informații despre vânturi și condițiile meteorologice. De exemplu, lucrarea lui Hsiao s.a [11] s-a concentrat pe evaluarea potențialului de energie eoliană în Strâmtoarea Taiwan, folosind datele de reanalizare ERA5 și CFSR. Acest studiu a avut drept scop evaluarea precisă a potențialului energetic în această regiune specifică.

Tahir s.a [12] au evaluat seturile de date de reanalizare ERA-Interim și NCEP-CFSR în comparație cu datele măsurate in-situ pentru viteza vântului în portul Ketī Bandar din Pakistan. Acest studiu a avut ca obiectiv validarea și compararea acurateții datelor de reanalizare cu datele măsurate pe teren. De asemenea, lucrarea lui Rajat Kanti Samal s.a [13] a evaluat resursele de energie eoliană utilizând date de reanalizare și a comparat aceste date cu măsurătorile pe teren pentru a analiza variațiile în timp ale acestor resurse.

Într-un alt context, studiul lui Pedro M M Soares și echipa sa [14] a prezentat o caracterizare globală a densității de putere a vântului *offshore*, folosind datele de reanalizare ERA5. Acest studiu a subliniat importanța rezoluției și acurateții datelor de reanalizare în evaluarea resurselor de energie eoliană la nivel global.

În final, lucrarea lui Boming Liu și colaboratorii [15] a utilizat algoritmi de învățare automată pentru a estima viteza vântului pe coasta Chinei, folosind date de reanalizare și date in-situ. Acest studiu a analizat potențialul de energie eoliană pe coasta Chinei și a evaluat performanța diferitelor algoritmi de învățare automată în estimarea acestor resurse.

În contextul energiei eoliene *offshore*, o serie de studii au abordat variate aspecte legate de condițiile meteorologice extreme și implicațiile acestora asupra parcurilor eoliene. Aceste cercetări oferă o perspectivă amplă asupra complexității fenomenelor meteorologice din mediul *offshore* și a provocărilor pe care le generează.

Un exemplu relevant este lucrarea lui Vemuri s.a [16], care se axează pe modelarea evenimentelor meteorologice extreme în Marea Nordului și pe evaluarea sensibilității parametrizărilor fizice din modelele meteorologice. Cu toate că această lucrare aduce contribuții semnificative în înțelegerea fenomenelor, subliniază dificultatea găsirii unei configurații de model unice care să se potrivească pentru toate evenimentele extreme.

În ceea ce privește evaluarea comportamentului turbinelor eoliene *offshore* în condiții meteorologice extreme, lucrarea din referința [17] aduce contribuții valoroase prin investigarea efectelor neliniarității undelor și a răspunsului ciclic al solului. Această cercetare subliniază necesitatea luării în considerare a condițiilor extreme în proiectarea și operarea parcurilor eoliene *offshore*.

Într-un alt context, studiul lui Yang s.a [18] propune o metodă inovatoare de evaluare a resurselor eoliene *offshore* prin caracterizarea regimurilor meteorologice. Această abordare arată că regimurile meteorologice pot influența semnificativ producția de energie eoliană, oferind o perspectivă crucială asupra predictibilității resurselor în funcție de condițiile meteorologice. De asemenea, au fost efectuate studii de evaluare a impactului asupra mediului și analize economice pentru dezvoltarea energiei eoliene *offshore* în această regiune [19–21]. Marea Nordului a fost subiectul a numeroase cercetări legate de variabilitatea resurselor eoliene *offshore* și evaluarea potențialului energetic [22–25]. Studiile au acoperit aspecte precum variabilitatea potențialului energetic, dezvoltarea unui sistem de suport

decizional, cuantificarea resurselor eoliene *offshore* și evaluarea detaliată a potențialului energetic din zona litorală a Mării Nordului. În ceea ce privește Marea Chinei de Sud, s-au efectuat cercetări ample pentru a evalua potențialul eolian *offshore* în această regiune din China. Aceste studii au examinat resursele eoliene și au analizat fezabilitatea proiectelor de parcuri eoliene în zona Mării Chinei de Sud. De asemenea, s-au concentrat pe evaluarea impactului asupra mediului și au realizat analize economice pentru promovarea dezvoltării energiei eoliene *offshore* în această regiune [26–28]. De asemenea, au fost realizate studii aprofundate privind potențialul energetic *offshore* pentru Marea Galbenă [29–31], dar și pentru alte regiuni.

În urma acestor cercetări, s-au identificat potențiale oportunități de creștere a capacității de producție de energie regenerabilă în aceste regiuni, contribuind la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la tranziția spre sursele de energie mai curată. Cu toate că fiecare zonă are caracteristicile sale unice și provocări specifice, cercetările efectuate până acum au pus bazele pentru dezvoltarea și implementarea eficientă a parcurilor eoliene *offshore* în întreaga lume. Cu eforturi continue de cercetare și inovare, potențialul enorm al energiei eoliene *offshore* poate fi valorificat pe deplin pentru un viitor sustenabil și curat.

1.3 Dezvoltări recente și perspective în sistemele de energie eoliană aeropurtată

În decursul ultimelor decenii, s-au desfășurat numeroase studii cu scopul de a analiza și evalua potențialul energetic al vântului la altitudini ridicate, căutând înțelegerea modului în care această resursă naturală generată în straturile superioare ale atmosferei ar putea contribui semnificativ la producția durabilă de electricitate. Cercetările efectuate de Archer și Caldeira [32] au evidențiat că exploatarea vânturilor la altitudini superioare conduce la o creștere semnificativă a puterii și a stabilității acestora, atât pe uscat, cât și în apropierea zonelor de coastă. Această observație deschide noi perspective pentru dezvoltarea capacității de producție și a eficienței sistemelor eoliene. Spre exemplu, în Europa, analizând vânturile la altitudini variabile de până la 500 de metri deasupra solului, se constată o dublare a densității puterii eoliene disponibile în 95% din timp, în comparație cu producția la altitudini fixe, specifică turbinelor eoliene convenționale [33]. În schimb, în urma utilizării unui model climatic, Marvel s.a [34] au concluzionat că turbinele eoliene la sol ar putea extrage cel puțin 400 TW, în timp ce energia eoliană la altitudini mari ar putea depăși 1.800 TW. Aceștia au subliniat, de asemenea, că implementarea uniformă a turbinelor eoliene distribuite la scară globală pentru a satisface cererea globală de energie primară de 18 TW nu ar afecta semnificativ climatul global.

Pentru a exploata acest potențial, conceptul de energie eoliană aeriană a fost introdus. Turbina eoliană aeropurtată, cunoscută sub numele de *Airborne Wind Turbine* (AWT), reprezintă o paradigmă emergentă în domeniul producției de energie regenerabilă, marcând o schimbare radicală față de abordările tradiționale de captare a energiei eoliene.

Printre aspectele intens studiate se numără analiza și optimizarea performanțelor acestor sisteme. Astfel că lucrarea lui Sommerfeld s.a [35] se concentrează pe evaluarea impactului profilurilor de vânt asupra performanței sistemelor AWE, folosind simulări avansate pentru a determina traiectorii optime de zbor. Datele obținute arată că înălțimile optime de operare sunt în general sub 400 m, majoritatea AWES funcționând în jur de 200 m. În contextul abordării se încadrează și lucrarea lui Dief s.a [36]. Această lucrare aplică algoritmi de identificare a sistemului și un control adaptiv pentru a simula manevrele de zbor în direcție transversală, care sunt esențiale pentru recoltarea energiei eoliene.

Optimizarea aerodinamică a pofilelor este, de asemenea, un subiect important, așa cum se arată în lucrarea lui Arslan Saleem și Man-Hoe Kim [37]. Această lucrare propune un algoritm genetic pentru a optimiza profilurile aerodinamice ale foilor, îmbunătățind astfel performanța turbinei eoliene aeropurtate.

Volkan Salma și Roland Schmenhl [38], discută despre importanța integrării sistemelor AWE în spațiul aerian într-un mod sigur și sistematic. Această lucrare abordează aspecte legate de autorizarea operațională a sistemelor comerciale AWE și metodele de evaluare a riscurilor asociate. Acest demers contribuie la identificarea și gestionarea riscurilor care pot afecta siguranța operațiunilor cu sisteme AWE în spațiul aerian.

De asemenea, literatura de specialitate sugerează că înlocuirea pilonului cu un cablu relativ subțire contribuie la reducerea vizibilității sistemelor AWE în comparație cu turbinele eoliene. Aceste constatări pot fi corelate cu lucrarea autorilor Susana Batel și Patrick Devine-Wright [39], care explorează impactul infrastructurilor energetice asupra peisajului și a comunităților locale. Prin abordarea lor critică, autorii sugerează că factorii vizuali și spațiali trebuie evaluați în mod diferit pentru a înțelege modul în care infrastructurile energetice, inclusiv cele AWES, afectează percepția oamenilor asupra peisajului.

În ceea ce privește atitudinea rezidenților față de turbinele eoliene, lucrarea realizată de Ben Hoen și echipa sa [40] oferă o perspectivă interesantă. Studiul lor a analizat atitudinile vecinilor proiectelor eoliene din SUA și a constatat că, în general, aceste atitudini sunt pozitive, cu îmbunătățiri pe măsură ce rezidenții se adaptează la prezența turbinelor.

În plus, lucrarea lui Megahed [41] examinează problematica evaluării impactului peisajului și a impactului vizual al tehnologiilor eoliene la altitudini mari, inclusiv a sistemelor AWE. Aceasta subliniază necesitatea luării în considerare a caracteristicilor spațiale și estetice pentru a evalua impactul acestor tehnologii asupra mediului înconjurător.

Într-un studiu de referință, Johannes Pohl și colaboratorii săi [42] au folosit o abordare integrată pentru a analiza impactul zgomotului produs de turbinele eoliene asupra stresului și deranjului locuitorilor. Acest studiu a investigat percepția și opinia persoanelor expuse la zgomotul produs de turbinele eoliene și a constatat că există o corelație între percepția de deranj și factori subiectivi, cum ar fi percepția justiției în procesul de planificare a proiectelor eoliene.

Un alt studiu, realizat de Gundula Hübner și echipa sa [43], a comparat percepția, deranjul și stresul ale rezidenților din SUA, Germania și Elveția în zonele apropiate de turbinele eoliene. Acest studiu a evidențiat o prevalență scăzută a deranjului și a simptomelor de stres legate de zgomotul produs de turbinele eoliene. De asemenea, a arătat că percepția de deranj era negativ corelată cu percepția de justiție în dezvoltarea proiectelor eoliene.

1.4 Perspective actuale privind pilonul și fundația pentru parcurile eoliene offshore

Mediul marin prezintă o serie de provocări unice în ceea ce privește construcția și funcționarea turbinelor eoliene *offshore*. Curenții marini puternici, valurile înalte și instabilitatea condițiilor meteo necesită o abordare tehnică riguroasă și o proiectare inovatoare pentru a asigura funcționarea optimă a acestor instalații. În acest context, pilonul și fundația reprezintă elemente-cheie ale acestei abordări complexe.

Pilonul turbinei eoliene *offshore* are rolul de a susține întreaga structură și de a o menține la înălțimea potrivită pentru a capta fluxurile de vânt. Pe de altă parte, fundația trebuie să ofere stabilitate structurală și să protejeze turbinele eoliene de mișcările sau vibrațiile excesive.

În studiul lui Xiong Liu și colaboratorii săi [44], se explorează efectele complexe ale amortizării aerodinamice asupra încărcării pilonului turbinei eoliene *offshore* cu ax orizontal. Această cercetare oferă o perspectivă detaliată asupra modului în care vânturile și valurile pot influența structural pilonul și poate contribui la dezvoltarea unor strategii pentru optimizarea rezistenței în fața acestor efecte. Lucrarea lui Begum Yurdanur Dagli și colaboratorii săi [45] se concentrează pe analiza dinamică a pilonilor de turbine eoliene *offshore* folosind analize numerice.

Una dintre direcțiile de cercetare se axează pe rezistența la coroziune a pilonului turbinei eoliene *offshore*, dar și a fundației, dat fiind mediul marin, care prezintă o amenințare constantă în acest sens. În lucrarea dezvoltată de Yan s.a [46], se examinează strategiile de protecție anticorozivă pentru fundații și structuri de susținere ale turbinelor eoliene *offshore*. Totuși, lucrarea [47] abordează același subiect, dar se concentrează în special pe evaluarea performanței diferitelor acoperiri anticorozive utilizate pe structurile de tip *monopile* ale turbinelor eoliene *offshore*.

O altă direcție importantă de cercetare în domeniul energiei eoliene *offshore* se concentrează pe dezvoltarea de sisteme de monitorizare și mentenanță predictivă a pilonului turbinei eoliene. Un exemplu notabil este sistemul de monitorizare în timp real pentru eroziunea fundației *monopile*, prezentat în lucrarea lui Tang and Zhao [48]. Importanța monitorizării este aplicată tuturor tipurilor de fundații, astfel că lucrarea lui Yolanda Vidal și echipa sa [49] aduce în discuție importanța monitorizării structurilor de tip *jacket* folosite pentru fundațiile turbinelor eoliene *offshore*.

Utilizarea senzorilor wireless inteligenți reprezintă un alt pas important în monitorizarea structurală a turbinelor eoliene *offshore*. Acești senzori oferă informații precise despre frecvențele naturale, rapoartele de amortizare și formele modale ale turbinelor, așa cum ilustrează lucrarea [50]. Tehnologia senzorilor wireless contribuie la o monitorizare mai eficientă și la identificarea timpurie a problemelor structurale. Pe măsură ce tehnologiile de monitorizare devin din ce în ce mai avansate, lucrarea lui Vieira s.a [51] aduce în discuție un aspect important: impactul economic al implementării acestor sisteme pe structurile de suport ale turbinelor eoliene *offshore*.

În ceea ce privește cercetarea în domeniul platformelor MWT, aceasta se concentrează pe mai multe aspecte. Unul dintre aspectele majore este analiza interacțiunilor dintre turbinele eoliene instalate pe aceeași platformă [52]. În lucrarea dezvoltată de Bashetty și Ozcelik [53], s-a analizat efectul interferențelor de tip umbră dintre turbinele eoliene instalate pe aceeași platformă MWT. De asemenea, cercetarea în acest domeniu se concentrează și pe dezvoltarea unor soluții inovatoare de ancorare și stabilizare a acestor platforme, pentru a face față condițiilor dificile din mediul *offshore* [54]. Aceasta include dezvoltarea de sisteme de ancorare avansate și materiale de înaltă performanță pentru stabilizarea platformelor în fața valurilor și a condițiilor meteo extreme. Bae și Kim [55] au dezvoltat un instrument de simulare numerică pentru analiza dinamică cuplată a mai multor turbine pe o singură platformă plutitoare. Rezultatele au arătat că defectele la o turbină pot influența performanța celorlalte turbine și platforma plutitoare, evidențiind importanța analizei dinamice cuplate în proiectarea acestor sisteme complexe.

Unul dintre materialele importante utilizate în construcția pilonului este materialul compozit. O'Leary și colaboratorii [56] explorează aplicarea materialelor compozite ușoare, armate cu fibră, în construcția pilonului turbine eoliene *offshore*. De asemenea, Young s.a [57] prezintă o metodologie pentru proiectarea și optimizarea pilonilor de turbine eoliene din material compozit, destinate utilizării pe platforme plutitoare *offshore*.

În ceea ce privește materialele tradiționale, lucrarea din referința [58] investighează performanța relativă a pilonilor din oțel și beton pentru diferite înălțimi și viteze ale vântului. Această analiză evidențiază caracteristicile probabilistice ale depășirii stării limită în funcție de încărcările de vânt. În schimb, lucrarea [59] se concentrează pe comportamentul pilonului de turbinei eoliene din beton precomprimat cu secțiuni circulară.

În ceea ce privește ancorarea, cercetarea se îndreaptă către dezvoltarea de metode avansate de ancorare pentru a asigura stabilitatea și siguranța turbinei eoliene *offshore*, în special în condiții de adâncime mare a apei. Tehnologii precum sistemele de ancorare cu elice sau soluții hibride sunt subiecte de interes, iar cercetătorii explorează opțiuni pentru optimizarea acestor sisteme în funcție de specificul fiecărui amplasament. Lucrarea lui A.C. Pillai și echipa sa [60] se axează pe încărcările ancorajelor în cadrul unor ape mai puțin adânci și investighează soluții sintetice și noi pentru sistemele de ancorare. Această cercetare aduce în discuție alternative inovatoare pentru asigurarea stabilității în ape puțin adânci.

În ansamblu, acest subcapitol a identificat direcții promițătoare pentru dezvoltarea viitoare în domeniul energiei eoliene *offshore*, subliniind importanța cercetării continue și a inovației pentru a maximiza eficiența, durabilitatea și sustenabilitatea acestor surse de energie regenerabilă într-un mediu maritim complex și variabil.

1.5 O evaluare curentă a costului echilibrat al energiei în industria eolienele *offshore*

Costul uniformizat al energiei, cunoscut în limba engleză ca *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), sintetizează toate aspectele menționate anterior, concentrându-se asupra dimensiunii economice. Scopul fundamental al estimării LCOE-ului este de a optimiza proiectele de parcuri eoliene *offshore*.

Studii precum cele realizate de Castro Santos Laura s.a. [61], care s-au concentrat pe analiza costurilor în contextul regiunilor specifice, și lucrarea lui Maienza s.a. [62], care a dezvoltat o abordare analitică detaliată a costurilor pentru diferite tipuri de turbine, au adus în prim-plan teme cruciale. Acestea subliniază importanța particularităților fiecărui proiect în determinarea LCOE-ului și necesitatea de a lua în considerare o gamă largă de factori, de la variabile geografice și tehnologice până la aspecte economice.

O perspectivă detaliată asupra cercetărilor recente în domeniul selecției locațiilor pentru parcurile eoliene *offshore* dezvăluie un peisaj complex și interconectat al acestui subiect critic. Studii precum lucrarea lui Mytilinou și Kolios [63] adoptă o abordare complexă în selecția locației, urmărind optimizarea eficienței pe multiple criterii. Aceste contribuții sunt completate de cercetări precum cea realizată de Song s.a. [64], care aduc în discuție optimizarea multidisciplinară în proiectarea fermelor virtuale de turbine eoliene. Această abordare complexă este extinsă de studiul lui Rodrigues s.a. [65], care integrează optimizarea arhitecturii fermelor eoliene *offshore* cu infrastructura electrică, evidențiind interdependențele esențiale dintre aceste două aspecte.

În timp ce lucrarea lui Li s.a. [66] urmărește un aspect statistic și analitic al dezvoltării capacității în industria energiei eoliene *offshore*, concentrându-se pe regiunea Marii Britanii și adăugând un element de analiză multicriterială în procesul de selecție a locațiilor, lucrarea lui Deveci s.a. [67] oferă o abordare inovatoare, integrând metode interval-valoare pentru a defini criteriile de selecție.

Un alt aspect notabil care se desprinde din analiza lucrărilor este relevanța profundă a specificului tehnologic și a condițiilor de amplasare în procesul de alegere a structurii optime a turbinei și în stabilirea costurilor corespunzătoare. Studii precum cel realizat de Myhr s.a.

[68] care au comparat variate tipuri de turbine și au analizat cum adâncimea apei și distanța de la țărm influențează LCOE-ul, subliniază importanța adaptării tehnologice la cerințele specifice ale fiecărui sit.

În același timp, se observă că costurile de operare și întreținere au un impact semnificativ asupra valorii totale a LCOE-ului în cadrul parcurilor eoliene *offshore*, așa cum sugerează lucrarea lui Hammond și Cooperman [69]. Aceasta ridică întrebări legate de strategiile de întreținere și operare adoptate în industrie și cum pot fi acestea optimizate pentru a asigura o performanță economică durabilă pe termen lung. Una dintre realizările notabile ale acestei lucrări constă în dezvoltarea unui instrument analitic, WOMBAT, care aduce o abordare riguroasă în evaluarea costurilor și beneficiilor operațiunilor și întreținerii în cadrul parcurilor eoliene. Prin identificarea și analizarea factorilor cheie care influențează aceste costuri, studiul oferă direcții și soluții pentru optimizarea performanței economice și durabilității proiectelor pe termen lung. În plus, o altă lucrare care își adaugă contribuția în acest domeniu este cea realizată de McMorland s.a.[70]. Astfel, această lucrare oferă un cadru conceptual și analitic pentru a înțelege modul în care noile inovații tehnologice pot influența și pot fi integrate în strategiile de operare și întreținere.

În plus, se ridică semne de întrebare cu privire la abordările bazate pe gestionarea riscurilor și incertitudinii. Lucrarea lui Yeter s.a. [71] propune o abordare inovatoare pentru planificarea întreținerii în parcurile eoliene *offshore*. Autorii identifică și evaluează potențialele riscuri și impactul acestora asupra performanței turbinelor eoliene.

1.6 Concluzii

Perspectivile viitoare în industria eolienei *offshore* sunt variate și captivante, cu multiple direcții de cercetare și inovație menite să contribuie la dezvoltarea sustenabilă a acestui sector. Printre aceste direcții se numără continuarea dezvoltării de tehnologii de turbine inovatoare, care să fie mai mari, mai eficiente și mai fiabile, sau chiar concepte noi, cum ar fi turbinele cu axe verticale. De asemenea, stocarea de energie reprezintă un punct central, cu cercetări concentrate pe baterii avansate, sisteme de stocare cu hidrogen și stocare termică pentru a gestiona fluctuațiile de producție și a asigura o alimentare constantă cu energie electrică. Eficiența operațiunilor și întreținerii (O&M) este esențială pentru reducerea costurilor, iar cercetarea se axează pe dezvoltarea de strategii și tehnologii pentru monitorizarea și întreținerea eficientă a instalațiilor. De asemenea, gestionarea riscurilor, siguranța și extinderea la adâncimi mai mari sunt direcții-cheie, iar dezvoltarea unor standarde și reglementări unificate este vitală pentru creșterea competitivității și a sustenabilității industriei. Integrarea energiei eoliene *offshore* cu alte surse regenerabile, precum energia solară și hidroenergia, poate duce la sisteme hibride mai eficiente. De asemenea, este crucială continuarea cercetării impactului asupra mediului și a biodiversității, precum și eforturile de educație și conștientizare publică. Cu aceste direcții bine conturate și colaborarea între membrii din industrie, sectorul eolienei *offshore* se pregătește să joace un rol semnificativ în producția de energie regenerabilă și în lupta împotriva schimbărilor climatice.

2 Potențialul resurselor energetice generate de vânt și valuri în bazinul Mării Negre

2.1 Baza de date ERA5

Analiza retroactivă, cunoscută și sub numele din limba engleză *reanalysis*, reprezintă un domeniu relativ nou care a apărut în 1979, odată cu utilizarea datelor meteorologice colectate în cadrul Programului Global de Explorare a Climei (FGGE – First GARP Global Experiment) [72].

În contextul monitorizării climatice, bazele de date reanalizate joacă un rol fundamental și sunt acum recunoscute pe scară largă pentru contribuția lor semnificativă. ECMWF a dezvoltat o istorie lungă și impresionantă în acest domeniu, așa cum putem observa în tabelul 2.1. Ultima realizare notabilă este ERA5, care reprezintă a cincea generație.

Tabelul 2.1 Rezoluția atmosferică pentru cele 5 proiecte dezvoltate de ECMWF [73].

Reanaliza	Perioada acoperită	Sistemul integrat de prognoză (IFS)	Rezoluția
FGGE	1979	-	200 km
ERA-15	1979-1994	-	125 km
ERA-40	1957-2002	23r4	125 km
ERA-Interim	1979-2019	31r2	80 km
ERA5	1950-prezent	43r1	31 km

În dezvoltarea ERA5, punctul de plecare a constat în utilizarea sistemului integrat de prognoză (*integrated forecasting system* – IFS) Cy41r2, care a servit drept fundație în cadrul sistemului operațional de prognoză pe termen mediu al ECMWF, între 8 martie și 21 noiembrie 2016.

Comparându-l cu predecesorul său, ERA-Interim, ERA5 beneficiază de un deceniu de cercetare și dezvoltare susținută la ECMWF. Cu toate acestea, există în continuare aspecte care rămân nerezolvate. Parametrii descărcați din baza de date ERA5

Baza de date ERA5 reprezintă o resursă pentru cercetarea în domeniile climatologiei și meteorologiei, precum și pentru studiile legate de știința mediului și inginerie. Această bază de date furnizează o gamă largă de parametri meteorologici și climatici esențiali, care acoperă o perioadă semnificativă de timp și o regiune geografică extinsă.

În cadrul acestei teze de doctorat, au fost descărcați și prelucrați parametri relevanți din baza de date ERA5. Această colecție de date este utilizată pentru a analiza în detaliu comportamentul Mării Negre, având ca obiectiv studierea potențialului acesteia în ceea ce privește energia regenerabilă și cercetarea climatologică. De asemenea, acești parametri sunt folosiți în cadrul acestei teze de doctorat pentru a evalua elemente structurale esențiale ale turbinei eoliene offshore, precum pilonul. De asemenea, aceste informații contribuie la analiza costului de producție a energiei eoliene. Prin intermediul programului MATLAB, acești parametri sunt prelucrați și analizați pentru a obține date relevante legate de comportamentul Mării Negre și condițiile climatice din această zonă. Aceste date sunt esențiale pentru evaluarea caracteristicilor turbinei eoliene, precum și a altor aspecte tehnice legate de producția de energie eoliană. Astfel, baza de date ERA5 și parametrii obținuți din aceasta joacă un rol important în cercetarea acestei teze de doctorat. Parametrii descărcați din baza

de reanalizare sunt: temperatura suprafeței marine, perioada medie a valului, perioada vârfului valului, înălțimea semnificativă a valurilor, direcția medie a valului, componenta zonală u10 a vitezei vântului la 10 m deasupra solului, componenta meridională v10 a vitezei vântului la 10 m deasupra solului.

Împreună, componentele u10 și v10 formează vectorul vântului la înălțimea de 10 metri, numit și vânt la nivelul solului.

2.2 Caracteristicile Mării Negre

Marea Neagră, unul dintre cele mai intrigante și complexe ecosisteme marine din lume, servește ca subiect de cercetare fascinant pentru biologi, oceanografi și climatologi. Această masă de apă, înconjurată de șapte țări și conectată la Marea Mediterană prin Strâmtoarea Bosfor, deține o serie de caracteristici unice care o diferențiază de alte mări și oceane.

Marea Neagră se întinde pe o suprafață de aproximativ 436,000 de kilometri pătrați, făcând-o una dintre cele mai mari mări interioare din lume. Adâncimea sa medie este de aproximativ 1,200 de metri, iar cea mai mare adâncime atinsă, cunoscută sub numele de Fosa Crimeea, coboară la cifra de 2,212 metri. Clima Mării Negre este influențată semnificativ de poziția sa geografică, cu temperaturi medii anuale care variază între 11°C și 17°C, încălzindu-se în timpul verii și răcindu-se în timpul iernii.

O caracteristică distinctă a vântului din Marea Neagră este caracterul sezonier al acestora. În timpul verii, prevalează vânturile de vest și nord-vest, care aduc aer rece și uscat dinspre Europa centrală.

2.3 Caracteristicile climatului din Marea Neagră

Pentru analiza climatică a vântului, au fost calculate valorile medii și maxime ale vitezei vântului, precum și direcțiile acestora, luând în considerare datele furnizate de ERA5 pentru o perioadă de 20 de ani (2002 – 2021). Procesul de analiză și prelucrare a datelor a fost realizat cu ajutorul programului MATLAB.

Figura 2.1 prezintă distribuția spațială a vitezei maxime a vântului la înălțimea de 100 m în bazinul Mării Negre. Poziția în câmp a valorii maxime a vitezei vântului se găsește în zona de vest a bazinului Mării Negre, dar și în zona de sud-est a acesteia. În mare parte, valorile scăzute ale acestui parametru se găsesc pe coasta estică a Mării Negre. Totodată, coasta României se evidențiază ca fiind cea mai bine conturată zonă cu valori medii ridicate ale vitezei vântului.

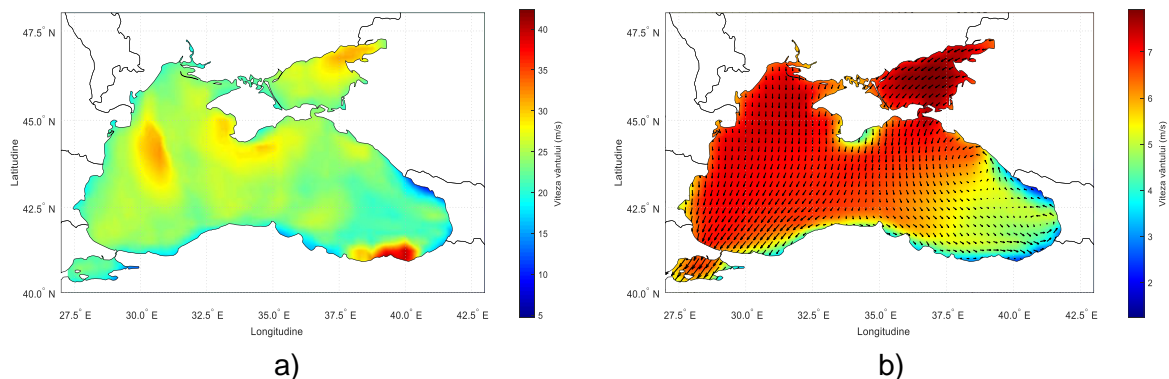


Figura 2.1 Viteza a) maximă; b) medie a vântului pentru perioada 2002 – 2021 la înălțimea de 100 m.

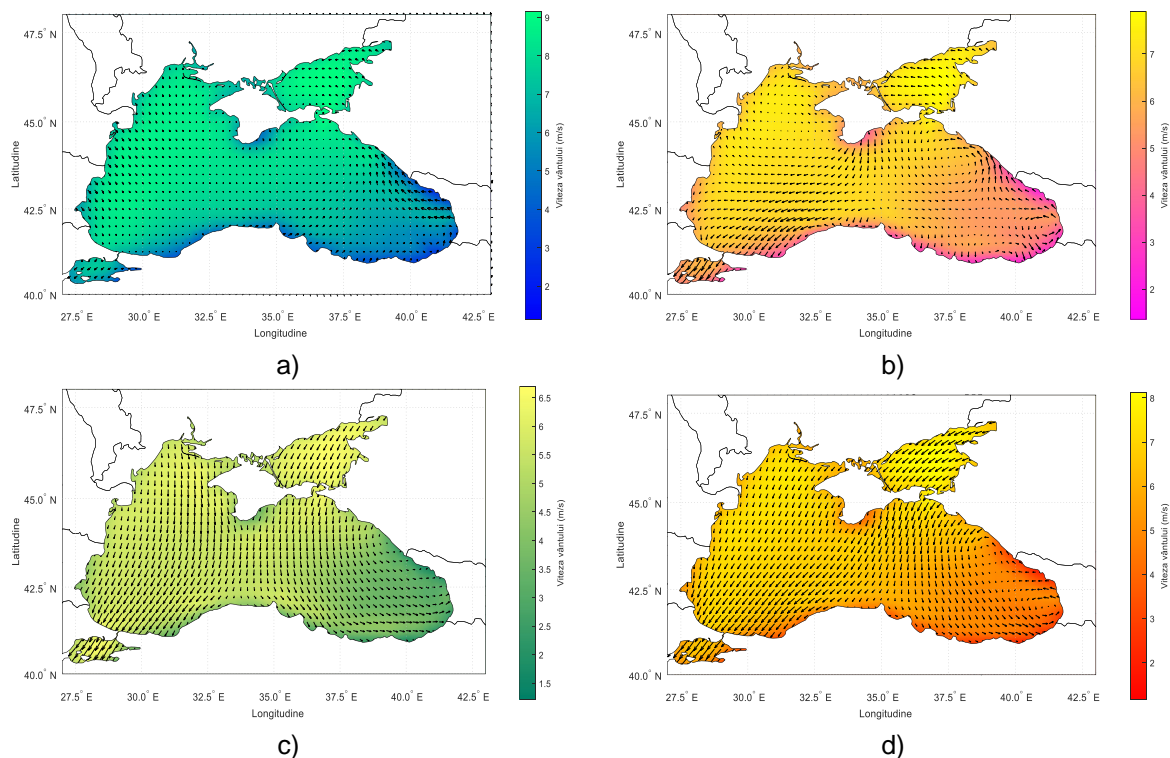


Figura 2.2 Viteza medie a vântului la înălțimea de 100 m în timpul sezonului: a) iarnă; b) primăvară; c) vară; d) toamnă pentru intervalul de timp 2002 – 2021.

Figura 2.2 prezintă distribuțiile sezoniere ale vitezei vântului la înălțimea de 100 m. Observăm că în toate cazurile, Marea Azov indică cea mai mare valoare a distribuției vântului. Pentru toate anotimpurile, vitezele mari la înălțimea de 100 m sunt întâlnite deasupra Mării Azov și în partea vestică a bazinului Mării Negre. De remarcat că pentru primăvară și vară, valorile medii în zona de sud a Mării Negre scad considerabil, ajungând la 1,5-2 m/s în anumite locații.

Figura 2.3 prezintă distribuția spațială a înălțimii medii semnificative a valurilor pentru perioada 2002-2021. Analizând această hartă, se poate observa că valoarea maximă a acestui parametru se situează în jurul valorii de 1 metru și este localizată în partea de vest a bazinului Mării Negre. În schimb, partea de est a Mării Negre prezintă valori situate în intervalul 0,4 și maxim 0,78 metri.

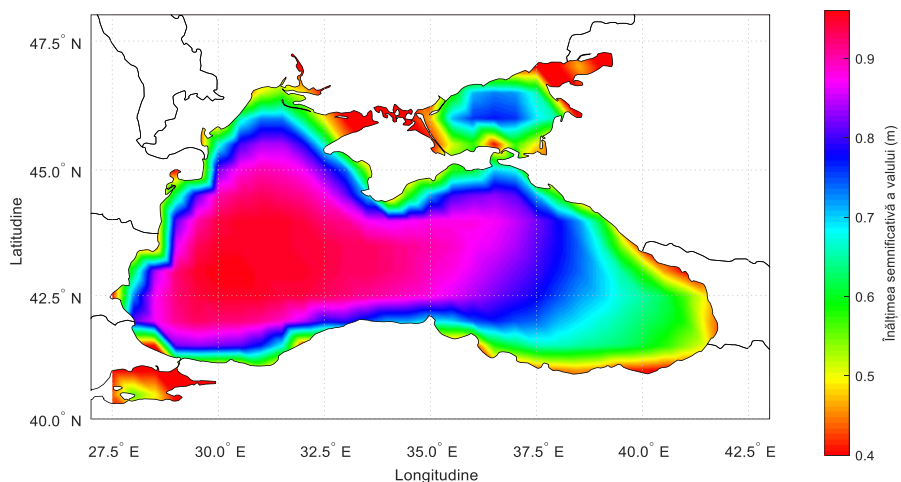


Figura 2.3 Înălțimea medie semnificativă a valurilor pentru intervalul de timp 2002 – 2021.

Figura 2.4 prezintă distribuția perioadei medii a valurilor și a perioadei de vârf a valului în Marea Neagră și Marea Azov pentru un interval extins de timp, cuprinzând perioada 2002-2021. Datele din această hartă indică o gamă variată de valori ale perioadei medii a valurilor, cu valori cuprinse între 3 și 4,8 secunde în Marea Neagră și o valoare maximă de 3,2 secunde în Marea Azov, localizată în partea de nord a regiunii.

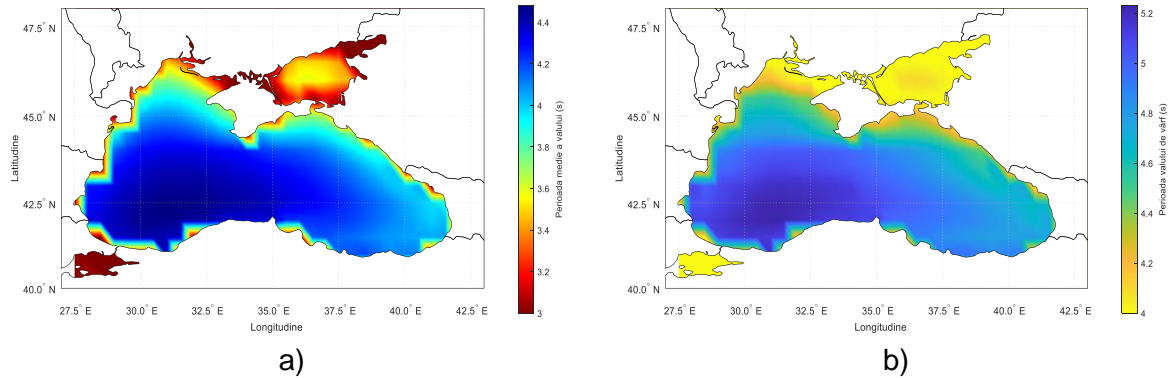


Figura 2.4 a) Perioada medie a valurilor b) perioada medie a vârfului valului pentru intervalul de timp 2002 – 2021.

Marea Neagră, înconjurată de o varietate de regiuni climatice, a fost martora unor evenimente meteorologice excepționale în cursul istoriei sale. Printre aceste evenimente se numără și cicloanele tropicale mediteraneene, cunoscute sub denumirea de "medicane."

De-a lungul timpului, Marea Neagră a fost afectată de câteva evenimente notabile similare medicanelor.

În figura 2.5, este ilustrată poziția și dimensiunea ciclonului care a afectat Marea Neagră la data de 21 martie 2002. Acest fenomen meteorologic s-a format în zona de nord-vest a Mării Negre, în apropierea litoralului românesc. Cu ajutorul datelor disponibile ERA5, a fost identificat momentul de vârf al acestui ciclon în apropierea orei 5, când viteza sa a atins un maxim notabil. Această spirală Ekman a prezentat o intensitate a vântului de până la 19,1 m/s, clasificând astfel acest eveniment ca fiind un medicane de intensitate mijlocie.

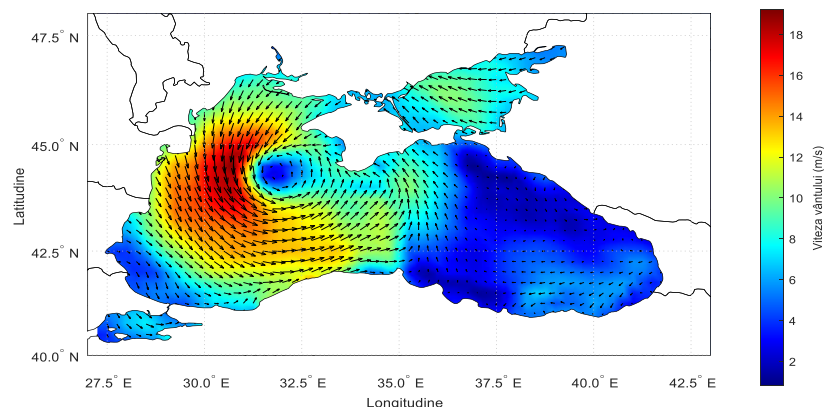


Figura 2.5 Ciclonul tropical din data de 21 Martie 2002 folosind date din ERA5.

Fenomenul ciclonic din perioada 7-11 august 2002 a reprezentat un alt exemplu notabil de eveniment meteorologic care a afectat Marea Neagră și Marea Azov în acel an (figura 2.6). Acest ciclon a avut o traiectorie diferită față de cel discutat anterior, amplasându-se în partea nordică a Mării Negre și acoperind o zonă extinsă din această regiune. În plus, acest eveniment meteorologic a influențat întreaga suprafață a Mării Azov. Momentul de vârf al

acestui ciclon a fost identificat pentru data de 9 august, în jurul orei 4 dimineața. Viteza maximă a vântului asociat cu acest eveniment a atins 19,2 m/s, similar ca intensitate cu ciclonul anterior discutat.

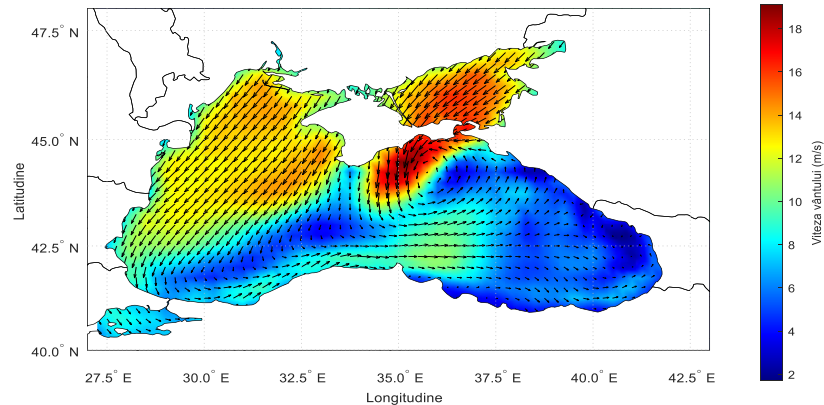


Figura 2.6 Ciclonul tropical din data de 7-11 August 2002 folosind date din ERA5.

În toamna anului 2005, o observație remarcabilă a avut loc asupra Mării Negre, atunci când un ciclon tropical deosebit de intens și neobișnuit a avut un impact asupra acestei regiuni. Momentul de maxim înregistrat în baza de date ERA5 pentru viteza vântului a fost evidențiat în ziua de 28, la ora 16, așa cum este ilustrat în figura 2.7. Observațiile ne dezvăluie o structură spiralată deasupra regiunii de sud-vest a Mării Negre, unde vitezele vântului se încadrează în intervalul cuprins între 14 și 20 m/s.

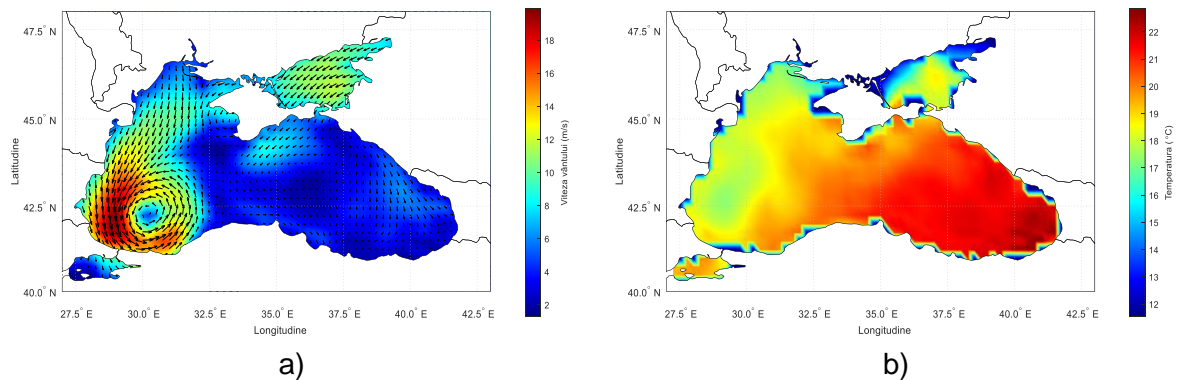


Figura 2.7 a) Ciclonul tropical; b) temperatura apei din data de 25-29 Septembrie 2005 folosind date din ERA5.

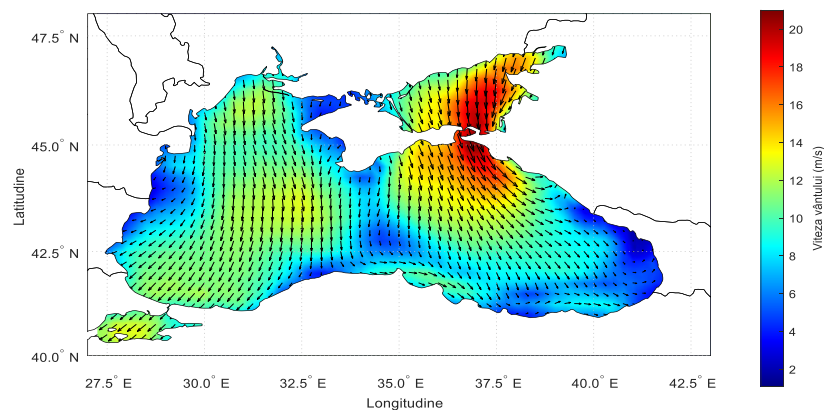


Figura 2.8 Ciclonul tropical din data de 10-16 August 2021 folosind date din ERA5.

În figura 2.8, putem observa ultimul eveniment ciclonic identificat, care a avut loc în 2021. Conform datelor din ERA5, momentul de vârf al acestui ciclon a fost identificat pe data de 13 august, în jurul orei 19, când viteza vântului a atins un maxim de 21 m/s.

2.4 Concluzii

Marea Neagră este o masă de apă semi-închisă situată între Europa de Est și Asia de Sud-Vest, conectată la Marea Mediterană prin Strâmtoarea Bosfor și la Marea Azov prin Strâmtoarea Kerch. Această mare joacă un rol crucial în regiunea înconjurătoare din punct de vedere ecologic, climatic și economic. Prin analiza atentă a datelor referitoare la viteza vântului, a valurile, și a temperatura la suprafața apei în întregul bazin al Mării Negre, precum și prin examinarea a patru cicloane notabile care au avut loc în perioada 2002-2021, a fost dobândită o înțelegere mai profundă a dinamicii atmosferice și oceanografice a acestei regiuni. În cadrul acestei analize, s-au observat tendințe și modele de comportament specifice Mării Negre.

Principala concluzie este că Marea Neagră este susceptibilă la variații semnificative ale vântului, valurilor și temperaturii apei datorate influenței colonurilor și altor fenomene meteorologice. Analiza variațiilor sezoniere ale vântului în bazinul Mării Negre a fost o parte importantă a studiului. S-au observat variații semnificative ale vânturilor în diferite perioade ale anului. În general, vânturile au prezentat un model sezonier, cu perioade caracterizate de intensificări și perioade cu vânturi mai blânde.

Cicloanele descrise în acest capitol au prezentat o gamă diversă de intensități și traiectorii, afectând diferite regiuni ale bazinului Mării Negre și Mării Azov. Aceste evenimente meteorologice pot aduce schimbări semnificative în condițiile meteorologice și oceanografice locale, inclusiv modificări ale vântului, creșteri ale valurilor, și variații ale temperaturii apei. Unul dintre aceste evenimente a avut loc în perioada 25-29 septembrie 2005 și a fost bine documentat și investigat. Acest ciclon a fost caracterizat de o presiune atmosferică scăzută, vânturi puternice și un impact semnificativ asupra condițiilor marine din Marea Neagră. Studiul acestui eveniment a oferit oportunitatea de a analiza modul în care cicloanele tropicale mediteraneene pot afecta dinamica mării și regiunile costiere înconjurătoare.

Un alt parametru important analizat a fost temperatura apei în Marea Neagră. Cicloanele au avut un impact semnificativ asupra temperaturii apei, determinând schimbări semnificative în aceasta. De exemplu, în timpul ciclonului din septembrie 2005, temperatura apei în zona centrală a ciclonului a scăzut semnificativ, ajungând la sub 17 grade Celsius, în timp ce în restul Mării Negre temperatura apei a rămas peste 22 de grade Celsius.

De asemenea, s-a observat că zonele costiere și marea deschisă pot experimenta variații semnificative în ceea ce privește intensitatea și viteza vântului, cu anumite regiuni care sunt mai susceptibile la influența cicloanelor. Totodată, temperatura apei poate fluctua considerabil, cu impact asupra ecosistemelor marine și a proceselor oceanografice.

Această analiză a contribuit la o mai bună înțelegere a modului în care fenomenele meteorologice pot afecta Marea Neagră și a importanței monitorizării și înțelegerii acestor schimbări pentru gestionarea adecvată a resurselor naturale și a siguranței nautice în această regiune. Mai mult, ele ar putea contribui la îmbunătățirea prognozelor meteorologice și la pregătirea pentru evenimente meteorologice extreme în această regiune vitală din Europa de Est.

3 Evaluarea potențialului energiei eoliene în regiunea Mării Negre

3.1 Selectarea locațiilor pentru evaluarea energiei eoliene în Marea Neagră

Zona Economică Exclusivă a Mării Negre (ZEE – Exclusive Economic Zone) reprezintă o zonă maritimă situată în jurul Mării Negre, care este reglementată de dreptul internațional și oferă statelor riverane drepturi și privilegii exclusive în ceea ce privește resursele naturale și activitățile economice. Marea Neagră are un total de șase ZEE, fiecare aparținând statelor riverane. Acestea includ: zona Bulgariei, zona Georgiei, zona României, zona Rusiei, zona Turciei, zona Ucrainei.

În cadrul acestui capitol, vom analiza potențialul energetic pentru trecut concentrându-ne asupra a 9 locații selectate în interiorul ZEE a României. Această zonă strategică, situată în partea de vest a Mării Negre, a fost identificată ca fiind de interes în ceea ce privește studiul vitezei vântului. Poziția exactă a celor 9 locații este ilustrată în figura 3.1 De asemenea, în tabelul 3.1 sunt prezentate coordonatele geografice precise ale acestor puncte.

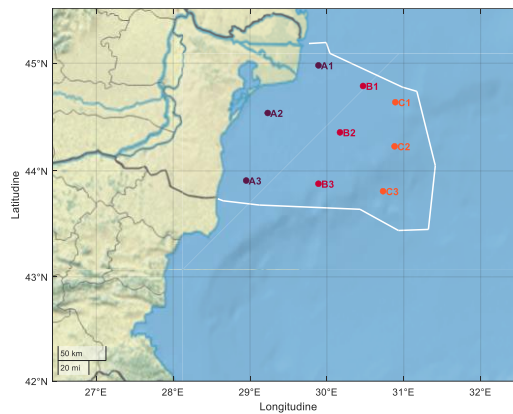


Figura 3.1 Locațiile alese pentru studiul vântului din Marea Neagră.

Tabelul 3.1 Coordonatele locațiilor de interes.

	Latitudine	Longitudine	Adâncime
A1	44° 58' 48"	29° 53' 24"	34 m
A2	44° 32' 24"	29° 13' 48"	26 m
A3	43° 54' 36"	28° 57' 00"	40 m
B1	44° 47' 24"	30° 28' 12"	58 m
B2	44° 21' 36"	30° 10' 12"	78 m
B3	43° 59' 24"	29° 53' 24"	65 m
C1	44° 38' 24"	30° 53' 24"	95 m
C2	44° 13' 48"	30° 52' 48"	173 m
C3	43° 48' 36"	30° 43' 48"	1000 m

Potrivit Convenției Națiunilor Unite asupra Dreptului Mării, ZEE permite statelor riverane să exploreze și să valorifice resursele naturale, inclusiv cele minerale, energetice și piscicole, și să controleze activitățile economice și de cercetare științifică desfășurate în această zonă.

Acest capitol reprezintă o abordare mai detaliată a analizelor inițiate în lucrările [74,75], cu o concentrare deosebită pe Zonele Economice Exclusive (ZEE) ale României.

3.2 Turbinele eoliene alese pentru studiul ZEE din Marea Neagră

Criza provocată de pandemia de COVID-19 se constituie ca o amenințare iminentă pentru economia globală și nivelul de trai al comunităților la nivel mondial. Efectele pandemiei COVID-19 au generat variații semnificative între sectoarele economice. Totuși, industria energiei verzi, în special cea a energiei eoliene regenerabile, pare să fi fost mai puțin vulnerabilă în comparație cu industria energiei convenționale, care a înregistrat efecte adverse profunde din cauza acestei pandemii.

3.2.1 Componentele unei turbine eoliene

Această formă de energie prezintă avantaje semnificative față de energia eoliană terestră, în special datorită resurselor eoliene mai puternice și mai constante disponibile în zonele de coastă sau în largul mării.

Pentru a înțelege mai bine rolul fiecărei componente a turbinei eoliene *offshore*, putem consulta figura 3.3, care prezintă părțile componente ale acesteia și oferă o imagine mai detaliată în continuare.

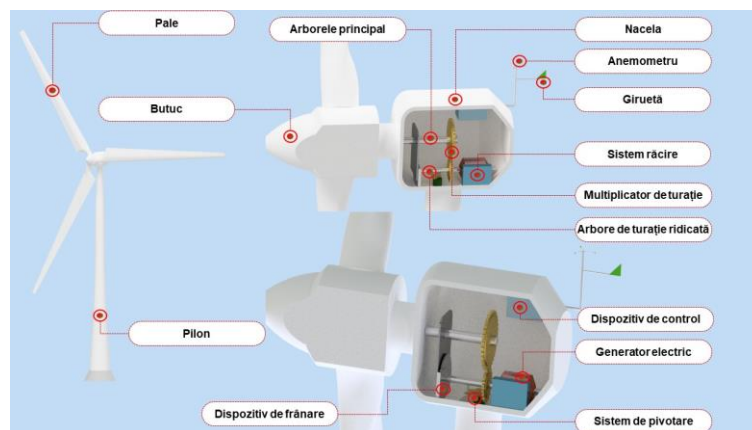


Figura 3.2 Principalele componente ale unei turbine eoliene

3.2.2 Tipurile de turbine eoliene alese

În contextul dezvoltării potențialului eolian *offshore* în Marea Neagră, România se află într-o poziție strategică avantajoasă. Dezvoltarea și implementarea unor soluții tehnologice de ultimă generație în domeniul eolienei *offshore* ar aduce cu sine avantaje economice semnificative pentru țară. Deși până în prezent nu s-au construit parcuri eoliene în apele Mării Negre, s-au efectuat studii amănunțite pentru evaluarea potențialului acestei regiuni pentru producția de energie eoliană. Aceste studii au inclus turbine eoliene cu capacități cuprinse între 2 și 4,5 MW, însă tehnologia din spatele acestor turbine a evoluat rapid.

Turbinele alese pentru aceste proiecte au puteri nominale cuprinse între 6 și 9,5 MW și înălțimea pilonului lor variază între 92 și 100 de metri deasupra nivelului mării.

Pentru a standardiza calculele viitoare și pentru a compara performanța acestor turbine în mod corespunzător, înălțimea pilonului pentru toate cele șase turbine a fost aproximată la

100 de metri deasupra nivelului mării. Aceasta oferă o bază comună pentru evaluarea și compararea performanței acestor tehnologii de ultimă generație.

Curba de putere a unei turbine eoliene reprezintă o caracteristică esențială pentru înțelegerea modului în care aceasta produce energie electrică în funcție de viteza vântului. Graficul curbei de putere indică relația dintre viteza vântului și puterea electrică generată de turbina eoliană. Acesta este un instrument important pentru a evalua performanțele unei turbine eoliene și pentru a optimiza producția de energie. Curbele de putere ale turbinelor alese sunt prezentate în figura 3.3.

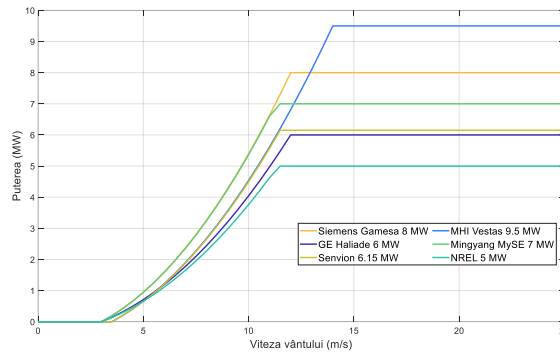


Figura 3.3 Curbele de putere pentru turbinele alese

Pentru a putea trasa curba de putere, viteza vântului și puterea turbinei sunt necesare. O ecuație pătratică este utilizată pentru obținerea acestei curbe de putere [76].

$$P(U) = \begin{cases} q(U) & U_{cin} < U < U_{rat} \\ P_r & U_{rat} < U < U_{cou} \\ 0 & U \leq U_{cin} \text{ and } U \geq U_{cou} \end{cases} \quad (3.1)$$

$$q(U) = P_r \frac{U^2 - U_{cin}^2}{U_{rat}^2 - U_{cin}^2}$$

unde: P_r este puterea nominală a turbinei, cea din datele tehnice – în MW, U este viteza pentru care se calculează puterea – în m/s, U_{cin} este viteza la care turbina începe să funcționeze (viteza de cuplare) – în m/s, U_{cou} este viteza până la care turbina poate funcționa în condiții de siguranță (viteza de decuplare) – în (m/s), U_{rat} este viteza la care turbina atinge puterea nominală – în m/s.

3.3 Profilul logaritmic al vântului

Cea mai des folosită ecuație pentru determinarea vitezei vântului la diferite înălțimi este legea exponențială Hellmann. Standardul internațional pentru proiectarea de turbine eoliene offshore IEC 61400-3, elaborat de Comisia Electrotehnică Internațională (IEC), face trimitere către standardul inițial pentru proiectarea de turbine eoliene IEC 61400-1 care stabilește că viteza vântului poate fi calculată cu legea exponențială Hellmann [77,78]:

$$U(z) = U_{z_{ref}} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (3.2)$$

unde: $U(z)$ exprimă viteza medie a vântului ca o funcție de înălțime, $U_{z_{ref}}$ reprezintă viteza vântului de referință (de obicei la înălțimea de 10 m), z este înălțimea la care se dorește să se facă interpolarea (în m), z_{ref} este înălțimea de referință (10 m), α exponentul legii de

putere, mai este denumit și exponentul Hellmann [79,80]; valoarea acestui coeficient este estimată la 1/7 (aproximativ 0,143) [81] și evaluează profilul vântului în condiții meteorologice normale, însă această valoare poate induce erori în calcule, în special în domeniul vântului *offshore*, mai exact apele deschise, în acest caz fiind indicată valoarea de 0,11 [82] ce ajută la conturarea profilului vântului în condiții meteorologice extreme.

O altă formula des folosită în studiul vitezei vântului în Europa este legea logaritmică a vântului, cunoscută și sub denumirea de profil logaritmic al vitezei vântului, este o relație empirică care descrie modul în care viteza vântului variază cu înălțimea deasupra suprafeței Pământului în stratul atmosferic de frontieră [83].

$$U = U_z \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (3.3)$$

În această ecuație U_z (în m/s) reprezintă viteza vântului de referință (cea obținută din bazele de date), z_{ref} este înălțimea de 10 m, z este înălțimea la care se va obține viteza vântului calculate (în m/s), z_0 este coeficientul de rugozitate a suprafeței apei, în acest calcul având valoarea de 0,0002 m [84].

3.4 Parametri folosiți în evaluarea energiei eoliene

După ce a fost obținută viteza vântului la o anumită înălțime, se pot calcula parametrii energetici. Densitatea de putere este în mod obișnuit cuantificată în wați pe metru pătrat (W/m^2) sau kilowați pe metru pătrat (kW/m^2), notată cu P_w . Densitatea de putere poate fi calculată cu ajutorul formulei [85,86]:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho_{aer} (U)^3 \quad (3.4)$$

unde: ρ_{aer} este densitatea aerului ce are valoarea de $1,225 \text{ kg/m}^3$, iar U este viteza vântului interpolată la înălțimea dorită în m/s.

Unul din parametrii energetici este dat de producția anuală de electricitate, notată cu AEP (MWh), și reprezintă un parametru de optimizare ce este raportat la un anumit tip de turbină și zona de amplasare [87]:

$$AEP = T \times \int_{cut-in}^{cut-out} f(U)P(U)du \quad (3.5)$$

unde: $T=8.760 \text{ h/an}$ este timpul de operare anual al unei turbine. *Cut-in* corespunde vitezei vântului la care turbina începe să funcționeze, aceasta continuă să se rotească până atinge eficiența maximă la viteza de ieșire *cut-out* [88]. Cei doi parametri au ca unitate de măsură m/s. $P(U)$ este curba de putere specifică a unei turbine. $f(u)$ este funcția de distribuție Weibull ce are următoarea formula [79–81]:

$$f(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (3.6)$$

În această formula k reprezintă parametrul de formă (cunoscut și ca panta Weibull) și este un parametru adimensional, c este un parametru de scară a distribuției, iar U este viteza vântului în m/s.

Un alt parametru ce ajută la evaluarea performanțelor unei turbine eoliene este reprezentat de factorul de capacitate notat cu C_f și care este exprimat în procente. Este exprimat ca raportul dintre puterea totală dintr-o anumită perioadă P și puterea nominală maximă R_p . Are următoarea expresie matematică [89,90]:

$$C_f = \frac{P}{P_R} \quad (3.7)$$

unde: C_f este exprimat în procente, P_E este energia electrică preconizată în MW, P_R este puterea nominală în MW.

3.5 Procesarea datelor vântului și analiza acestora pentru înălțimea de 100 m

Pentru început, în realizarea studiului a fost necesară interpolarea datelor obținute din baza de date ERA5. Datele cu privire la viteza vântului sunt raportate la înălțimea de 10 m. Pentru a obține aceste valori, se utilizează expresia logaritmică a profilului vântului, care descrie distribuția pe verticală a vitezei vântului, iar înălțimea la care se calculează rezultatele este de 100 m.

Figura 3.4 prezintă datele referitoare la viteza vântului la înălțimea de 100 m în vestul Marii Negre, cu cele nouă site-uri de interes notate A1, A2, A3, B1, B2, B3, C1, C2, C3. Aceasta este împărțită în trei sub-figuri, fiecare reprezentând media și maximum vitezei vântului în acele locații specifice.

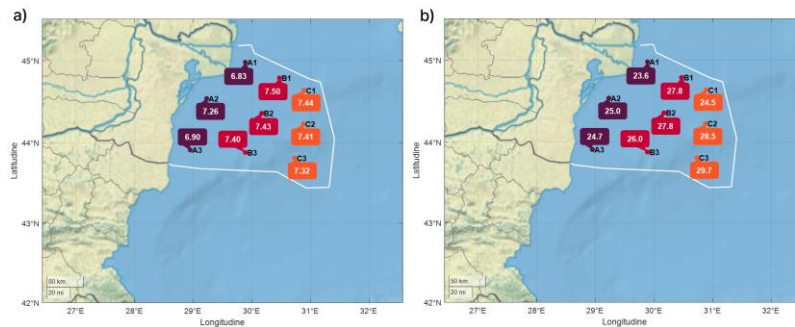


Figura 3.4 Viteza vântului în m/s: a) medie și b) maximă la înălțimea de 100 m considerând perioada 2002-2021.

În ceea ce privește media vitezei vântului, site-ul A2 înregistrează cea mai mare valoare de 7,26 m/s, fiind chiar apropiată de valoarea înregistrată la site-ul C3, care se află la o distanță mai mare de coasta de vest a Mării Negre. În analiza maximumului, putem observa că valorile cresc odată cu distanța de coastă, site-ul C3 înregistrând cea mai mare valoare a vitezei vântului de 29,7 m/s.

Tabelul 3.2 Clasele de vânt interpolate la înălțimea de 100 m.

Clasa de vânt	Potențialul resursei	Viteza medie a vântului la înălțimea de 100 m $\alpha = 0,143$ (m/s)	Viteza medie a vântului la înălțimea de 100 m $\alpha = 0,11$ (m/s)
1	Slab	$U(z) < 6,1$	$U(z) < 5,7$
2	Marginal	$6,1 \leq U(z) \leq 7,1$	$6,1 \leq U(z) \leq 6,6$
3	Rezonabil	$7,1 \leq U(z) \leq 7,8$	$6,6 \leq U(z) \leq 7,2$
4	Bun	$7,8 \leq U(z) \leq 8,3$	$7,2 \leq U(z) \leq 7,7$
5	Excelent	$8,3 \leq U(z) \leq 8,9$	$7,7 \leq U(z) \leq 8,2$
6	Remarcabil	$8,9 \leq U(z) \leq 9,7$	$8,2 \leq U(z) \leq 9,0$
7	Superb	$U(z) > 9,7$	$U(z) > 9,0$

Pentru obținerea claselor de vânt la înălțimea de 100 m, ecuația 3.2 a fost folosită, considerând atât exponentul Hellmann cât și exponentul în condiții extreme de vreme (tabelul 3.2). Conform literaturii de specialitate, zonele ce au clasa 1 de vânt nu sunt recomandate pentru exploatarea resurselor din vânt. Se consideră că o zonă are suficiente resurse eoliene dacă trece de clasa 2, dar există anumite restricții în ceea ce privește înălțimea pilonului.

Figura 3.5 prezintă distribuția vitezei vântului pe cele 7 clase. Observăm că clasa predominantă este clasa 1, caracterizată de viteze reduse ale vântului. Aceasta poate reprezenta o limitare semnificativă în dezvoltarea fermelor eoliene în această regiune. Cu toate acestea, există un potențial promițător în clasa 7, care reprezintă cele mai bune resurse de vânt, cu viteze ridicate și constante. O analiză detaliată arată că site-ul B1 se remarcă prin rezultatele sale cu un procent de 26,02% pentru clasa 7.



Figura 3.5 Distribuția vitezei vântului la înălțimea de 100 m în % (2002 – 2021).

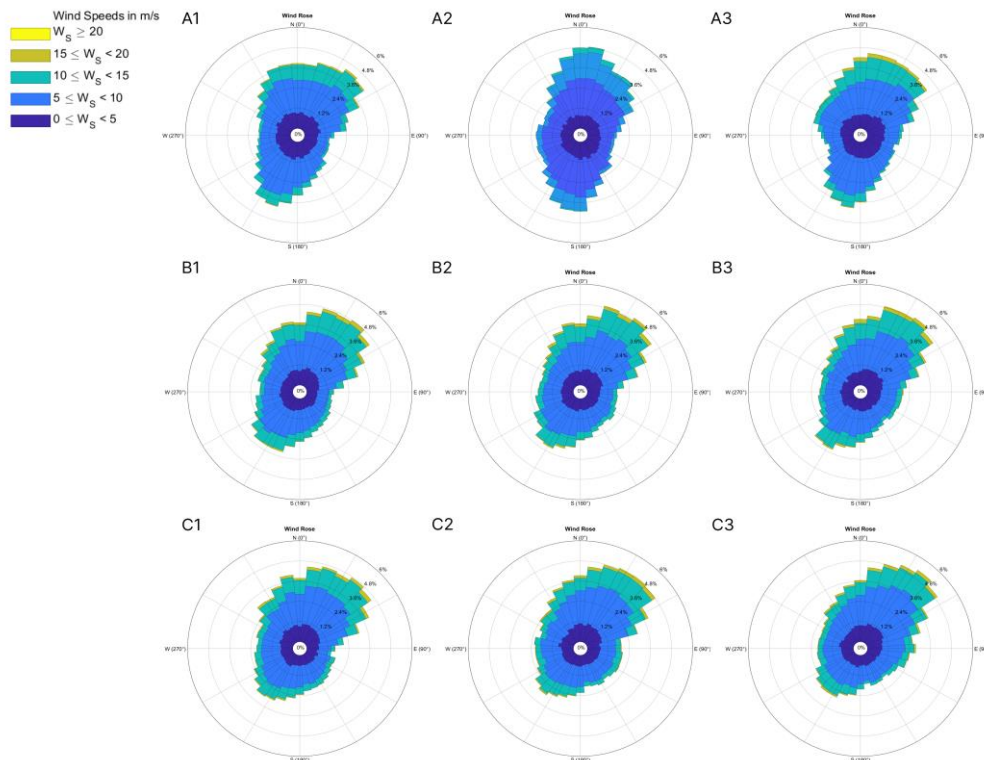


Figura 3.6 Roza vântului în cele 9 locații studiate considerând perioada 2002 – 2021.

Figura 3.6 prezintă o roză a vântului pentru cele 9 locații, oferind o perspectivă esențială asupra direcției predominante din care bate vântul și a vitezelor predominante în fiecare direcție. Privind roză vântului, putem observa că majoritatea locațiilor prezintă un profil asemănător, cu direcții predominante ale vântului orientate atât spre nord-est (NE) cât și spre sud-vest (SV).

Producția de energie anuală pentru cele 9 locații alese este adusă în atenție prin intermediul figurii 3.7, utilizând turbinele eoliene descrise în subcapitolul 3.2. Observăm că toate cele 9 locații prezintă rezultate asemănătoare în ceea ce privește producția de energie eoliană. În raport cu cele 9 locații, site-ul B1 înregistrează cele mai mari valori ale producției de energie. În cazul turbinei Siemens Gamesa 8 MW, producția medie anuală este de 28.100 MWh, urmată de site-ul C1 cu 27.800 MWh și B2 cu 27.600 MWh. Aceste rezultate pot fi influențate de mai mulți factori, precum viteza medie a vântului în fiecare locație, caracteristicile locale specifice sau configurarea turbinei.

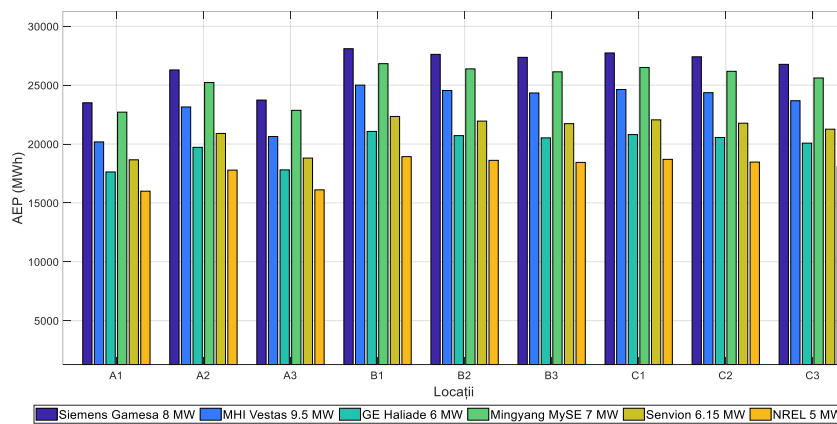


Figura 3.7 Producția de energie anuală pentru cele 9 locații raportate la cele 6 turbine alese considerând perioada 2002 – 2021.

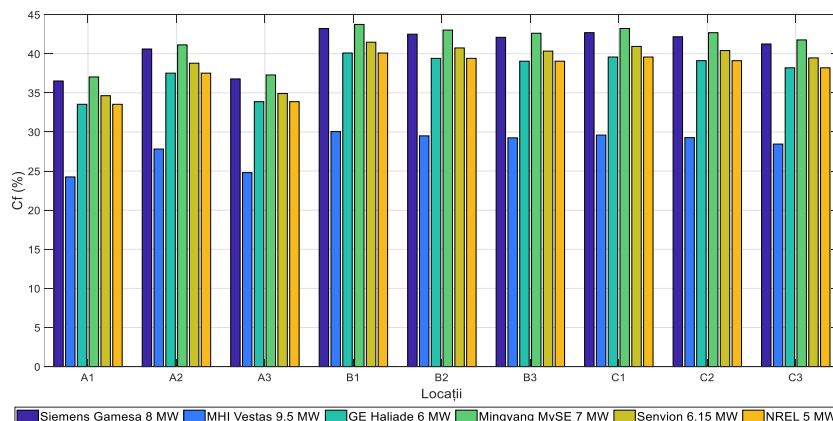


Figura 3.8 Factorul de capacitate pentru cele 9 locații raportate la cele 6 turbine alese considerând perioada 2002 – 2021.

Din analiza figurii 3.8, observăm că turbina Mingyang MySE 7 MW înregistrează cel mai mare factor de capacitate. Aceasta se datorează în principal faptului că această turbină are o valoare redusă a vitezei de cuplare necesară pentru a începe să genereze energie, și, de asemenea, o valoare scăzută a vitezei necesare pentru a atinge puterea maximă. Aceste

caracteristici permit turbinei Mingyang să funcționeze eficient și să producă o proporție mai mare din puterea sa nominală chiar și în condiții de vânt variabile.

Deși turbina MHI Vestas-164-9,5 MW are cea mai mare putere, se pare că nu este indicată să funcționeze în zona aleasă a bazinului Mării Negre, întrucât are cel mai mic factor de capacitate (aproximativ 33%) ceea ce induce valori mici ale lui AEP.

Din rezultatele cunoscute, se poate observa că pentru turbina cu cea mai mare putere, producția anuală de energie este destul de scăzută. Acest lucru se datorează vitezei la care este atinsă puterea nominală. În cazul turbinei MHI Vestas-164-9,5 MW, precum și a celor 2 turbine din studiul menționat, vitezele nominale sunt mai mari de 12,5 m/s, acest aspect afectând direct productivitatea turbinei.

3.6 Concluzii

În acest capitol au fost selectate mai multe locații de referință pentru a identifica posibile proiecte adecvate care ar putea fi implementate în această zonă, întrucât în Marea Neagră încă nu există proiecte operaționale cu parcuri eoliene. Toate sunt situate în apropierea coastei de vest a Mării Negre, la diferite distanțe, dar în același timp toate sunt cuprinse în perimetrul Zonei Economice Exclusive a României

Având în vedere poziția și clima Mării Negre, se vor observa schimbări climatice precum creșteri și scăderi ale temperaturii, acest aspect având implicații asupra parametrilor atmosferici, precum modificări ale vitezei vântului. Resursele eoliene sunt direct legate de viteza vântului, iar productivitatea lor va fi influențată de climă. Pentru a înțelege modul în care aceste schimbări climatice influențează funcționarea turbinelor eoliene, acest capitol s-a concentra pe dinamica resurselor de energie eoliană. Datele privind viteza vântului au fost obținute folosind baza de reanalizare ERA5, luând în considerare o perioadă de aproximativ 20 de ani, din ianuarie 2002 și până în decembrie 2021. Fiecare amplasament de referință este legat de 6 tipuri posibile de turbine (tabelul 3.2). Pentru a identifica tendințele relevante, au fost efectuate studii ale vitezei medii și maxime ale vântului, precum și ale variațiilor sezoniere ale acestora. Mai mult, este prezentată o evaluare a performanței vântului.

S-a observat că vitezele vântului sunt grupate în două mari clase, cele mai predominante clase fiind C1 și C7, practic cele două clase extreme. Ținând cont de variația sezoniera și lunară a vântului, s-a conturat imaginea unei regiuni temperate în care există două anotimpuri opuse, iarnă și vară, cauza principală fiind creșterea sau scăderea temperaturii în aceste perioade. Există însă și două sezoane de tranziție în care lunile apropiate de cele ale anotimpurilor menționate capătă unele dintre caracteristicile acestora.

Mai putem spune că pentru zona noastră de interes nu sunt necesare tehnologii mai avansate de turbine eoliene, turbine precum cele de la Siemens Gamesa fiind corespunzătoare. Din studiile anterioare privind potențialul Mării Nordului [22], devine evidentă capacitatea Mării Negre unde intensitatea vântului nu atinge capacitatea Mării Nordului care este considerată marea cu cel mai mare potențial energetic eolian din Europa, având cel mai mare număr de parcuri eoliene. Totuși, Marea Neagră, care nu este încă exploatată, ar putea deveni și ea o sursă de energie. Deși industria turbinelor eoliene *onshore* este deja folosită în România, încă nu există parcuri eoliene pe apă, deși au fost demonstrate calitățile superioare ale vântului pe apă. În această idee au fost analizați parametrii privind performanța turbinelor eoliene. Rezultatele obținute au arătat că în aceste locații există resurse eoliene remarcabile. S-a remarcat, de asemenea, că tehnologiile avansate ale turbinelor eoliene nu sunt indicate pentru aceste locații, ca în cazul turbinelor de mare putere precum MHI Vestas-164-9,5 MW, deoarece necesită viteze mari ale vântului pentru a atinge puterea nominală.

4 Evaluarea potențialului eolian *offshore* în diverse regiuni globale

După explorarea și analiza amănunțită a potențialului energetic al Mării Negre în capitolele anterioare, ne îndreptăm atenția spre dimensiunea globală a energiei eoliene *offshore*. Într-o lume în continuă schimbare, cu accentul pus tot mai mult pe sursele de energie regenerabilă, energia eoliană *offshore* a devenit un pilon esențial al eforturilor noastre de a modela viitorul energetic al planetei.

Acest capitol vine în continuarea analizei noastre, care se încadrează în contextul evoluției rapide și extinse a sectorului energiei eoliene *offshore* la nivel mondial. Dezvoltarea tehnologiilor de captare a vântului în largul mărilor și oceanelor, precum și capacitatea tot mai mare de producție, au transformat această resursă într-un actor major în lupta împotriva schimbărilor climatice și a dependenței de combustibili fosili.

4.1 Locații de interes pentru captarea energiei eoliene de pe glob

În cadrul analizei globale a potențialului vântului, ne-am concentrat pe 12 locații-cheie de pe glob, fiecare cu caracteristici unice și un potențial considerabil pentru producția de energie eoliană. În China, am identificat o zonă intens exploatată, demonstrând angajamentul țării pentru dezvoltarea energiei eoliene. Aici, proiecte precum Huaneng Dafeng, Jiangsu Rudong, și multe altele, au deja o capacitate semnificativă și sunt în curs de dezvoltare. Această regiune ilustrează potențialul enorm al Chinei în domeniul energiei eoliene.

În apropierea Mării Caspice, punctul nostru de referință este în apropierea fermei de eoliene EnBW Baltic 2, care demonstrează interesul crescut pentru exploatarea resurselor eoliene în această zonă. Planurile pentru proiectul Kriegers Flak cu o capacitate de 605 MW subliniază creșterea potențialului eolian în regiune.

Marea Irlandei se distinge prin prezența unor ferme de eoliene existente, cum ar fi Walney, și proiecte viitoare. Walney Extension, cu o capacitate de 659 MW, evidențiază importanța acestei zone pentru dezvoltarea energiei eoliene. Cu numeroase proiecte în faza de concept sau proiectare incipientă, Marea Irlandei reprezintă o locație-cheie pentru industria eoliană.

Marea Mediterană atrage atenția cu planurile impresionante pentru Canale di Sicilia, o fermă de eoliene cu o capacitate proiectată de 2793 MW. Această inițiativă semnificativă subliniază potențialul remarcabil al regiunii pentru producția de energie eoliană.

În Marea Adriatică, proiectele precum Romagna 1 și Romagna 2 sunt dovezi ale interesului în creștere pentru exploatarea resurselor eoliene. Această regiune se bucură de o poziție strategică și un potențial considerabil pentru dezvoltarea infrastructurii eoliene.

În cadrul analizei globale a potențialului eolian, unul dintre punctele de interes majore se află în Marea Nordului, o regiune renumită pentru dezvoltarea sa extensivă în domeniul energiei eoliene *offshore*. În particular, proiectul Hornsea 2 iese în evidență ca un exemplu de excelență și dimensiune impresionantă. Cu o capacitate instalată de 1,386 MW, Hornsea 2 este cel mai mare proiect de energie eoliană *offshore* din Marea Nordului și, de fapt, unul dintre cele mai mari din lume. Această inițiativă impresionantă nu numai că furnizează o sursă semnificativă de energie curată și sustenabilă, dar subliniază și importanța critică a regiunii Marii Nordului în cadrul industriei globale a energiei regenerabilă.

Tabelul 4.1 Coordonatele punctelor de interes pentru studiul global.

Sit-uri	Locație	Latitudine (°)	Longitudine (°)
P1	Marea Galbenă	32° 54' 7.47" N	121° 26' 24.45" E
P2	Strâmtoarea Taiwan	24° 35' 38.7" N	120° 24' 24.7" E
P3	Marea Arabiei	20° 36' 15.3" N	71° 33' 05.3" E
P4	Marea Nordului	53° 53' 6" N	1° 47' 27.6" E
P5	Marea Nordului	53° 15' 55.8" N	1° 22' 45.9" E
P6	Marea Caspică	55° 1' 52.22" N	13° 10' 12.73" E
P7	Marea Irlandei	54° 1' 1.38" N	3° 35' 30.63" W
P8	Marea Mediterană	37° 55' 47.9" N	11° 25' 47.9" E
P9	Marea Adriatică	44° 26' 29.85" N	12° 56' 22.91" E
P10	Oceanul Atlantic de Nord	41° 4' 51.63" N	70° 44' 16.6" W
P11	Oceanul Indian	30° 2' 42.25" S	31° 16' 49.17" E
P12	Marea Caraibelor	32° 54' 7.47" N	121° 26' 24.45" E

În contextul acestei analize globale, este important de menționat că informațiile despre cele 12 locații selectate sunt prezentate în mod sistematic și accesibil în tabelul 4.1 și figura 4.1. Tabelul 4.1 furnizează coordonatele în latitudine și longitudine pentru fiecare dintre aceste locații, iar figura 4.1 completează aceste informații prin prezentarea grafică.

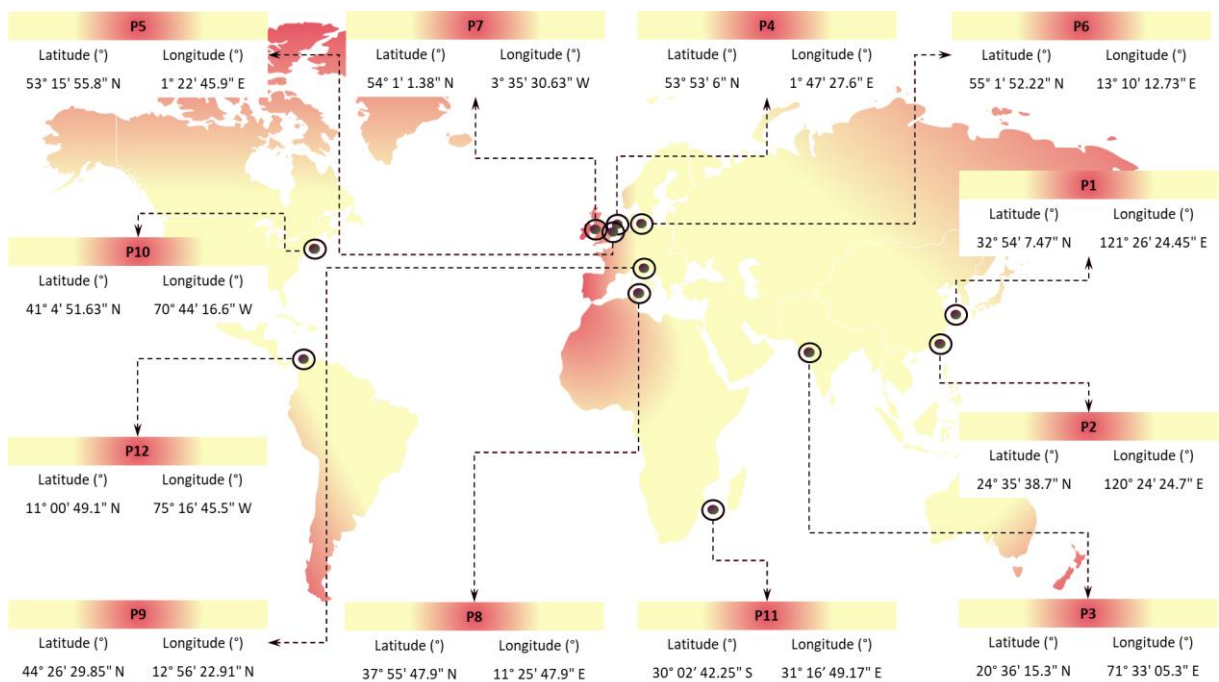


Figura 4.1 Reprezentarea grafică a locațiilor de interes.

4.2 Turbinele propuse pentru realizarea studiului

Pentru a obține o perspectivă cuprinzătoare și detaliată a potențialului eolian *offshore*, s-au analizat două turbine de referință deosebit de relevante: Siemens Gamesa SWT-8,0-167 și NREL 5-126, ambele folosite anterior în cadrul cercetării prezentate în capitolul 3. Alegerea acestor două turbine s-a bazat pe rațiuni pertinente și științifice.

Turbina Siemens Gamesa SWT-8,0-167 a fost selectată pentru analiză datorită performanțelor sale remarcabile, care au fost atent documentate și validate în capitolul anterior. Această alegere s-a bazat pe faptul că turbinele Siemens Gamesa au demonstrat fiabilitate și eficiență în producția de energie eoliană *offshore* și au fost utilizate în numeroase proiecte majore din întreaga lume. Prin urmare, considerăm că această turbină reprezintă o referință robustă pentru evaluarea potențialului eolian la nivel global.

Pe de altă parte, turbina NREL 5-126 a fost inclusă în analiză din motive de cercetare și dezvoltare, deoarece reprezintă o turbină de studiu utilizată în industrie pentru a investiga și îmbunătăți tehnologiile și performanța în domeniul eolian *offshore*. Această alegere strategică ne permite să dispunem de date tehnice extinse și detaliate necesare pentru analizele viitoare și pentru a evalua potențialul acestui tip de turbine în diverse regiuni globale.

În figura 4.2, s-au prezentat curbele de putere corespunzătoare exclusiv acestor două turbine, oferind astfel o perspectivă clară și comparabilă asupra performanței lor în contextul evaluării potențialului eolian ce urmează a fi dezvoltat.

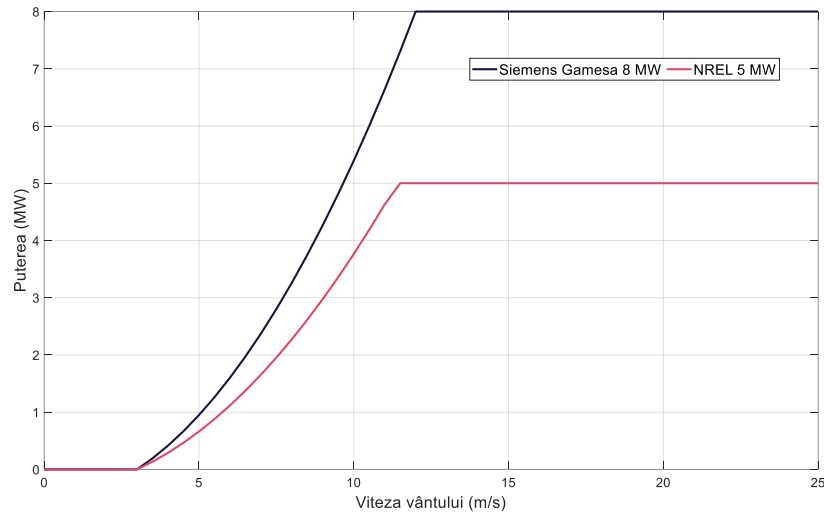


Figura 4.2 Performanța turbinelor alese – curbe de putere.

4.3 Procesarea datelor vântului și analiza acestora

Figura 4.3 aduce în prim-plan o analiză detaliată a vitezei vântului, organizată pe clase de vânt. Ceea ce se poate observa din această figură este că distribuția acestor clase de vânt variază semnificativ de la o locație la alta, iar singurul aspect comun fiind predominanța anumitor clase. În special, clasele 1 și 7 ies în evidență ca fiind predominante în majoritatea locațiilor.

Există totuși unele locații, cum ar fi P3 (Marea Arabiei), P9 (Marea Adriatică) și P12 (Marea Caraibelor), unde viteza predominantă se află în clasa 1. Acest lucru sugerează că aceste locații nu sunt ideale pentru extragerea resurselor eoliene, deoarece clasa 1 este caracterizată prin viteze de vânt foarte scăzute și, potrivit analizei, doar un procent mic, maxim 30%, este potrivit pentru activități eoliene. Acest lucru indică faptul că aceste locații nu sunt recomandate pentru amplasarea turbinelor eoliene.

Pe de altă parte, există și locații cu resurse eoliene impresionante, cum ar fi cele din P4 (Marea Nordului), P5 (Marea Nordului), P6 (Marea Caspică), P7 (Marea Irlandei), P10 (Oceanul Atlantic de Nord) și P11 (Oceanul Indian). Dintre acestea, P2, P4 și P7 se evidențiază prin cel mai mare procentaj de viteze ale vântului care depășesc 10 m/s.

Nu este surprinzător faptul că aceste locații coincid cu cele mai exploatate din punct de vedere energetic, unde există numeroase ferme eoliene și dezvoltări eoliene în zonele adiacente.



Figura 4.3 Clasele de vânt asociate celor 12 locații considerând perioada 2002 – 2021.

Figura 4.4, care prezintă roza vântului pentru cele 12 locații, oferă o perspectivă esențială asupra comportamentului vântului în aceste regiuni. Acest tip de reprezentare ilustrează atât direcția predominantă a vântului, cât și intervalul de viteze ale vântului în diferite direcții.

O locație care se evidențiază este P2 (Strâmtoarea Taiwan), care are o direcție predominantă a vântului dinspre NE (nord-est), cu o frecvență de 27%. Vitezele vântului în această locație se încadrează în cea mai mare parte în intervalul 10-15 m/s, cu un procent de 8% care depășește valoarea de 15 m/s. Acest lucru sugerează că P2 are un potențial eolian semnificativ și poate fi un sit de dezvoltare a energiei eoliene foarte eficient. Pentru P11 (Oceanul Indian), se observă că există direcții predominante atât dinspre NE, cât și dinspre SV (nord-vest), cu intervale în care vitezele vântului se încadrează între 15 și 20 m/s pentru ambele direcții. Aceasta indică faptul că P11 prezintă un comportament deosebit, cu potențial pentru a produce energie într-un ritm constant, indiferent de direcția din care bate vântul. În schimb, P12 prezintă, de asemenea, o direcție constantă dinspre NE, dar intensitatea vântului în această locație este destul de scăzută, ceea ce poate limita potențialul său pentru producția de energie eoliană. Locațiile P4, P5, P6 și P7 au comportamente asemănătoare, dată fiind vecinătatea lor. Toate cele patru locații înregistrează procente semnificative cu viteze ale vântului între 15 și 20 m/s, fără a avea o direcție predominantă a vântului. Aceste date sugerează că aceste locații au potențial pentru producția de energie eoliană în condiții favorabile.

În general, chiar și în cazul în care direcția vântului variază, noile tehnologii ale turbinelor eoliene sunt echipate cu dispozitive de orientare care permit reglarea turbinei în funcție de direcția din care bate vântul. Aceasta permite o producție eficientă de energie eoliană într-o gamă largă de condiții, ceea ce face ca aceste locații să fie potențiale surse importante de energie regenerabilă.

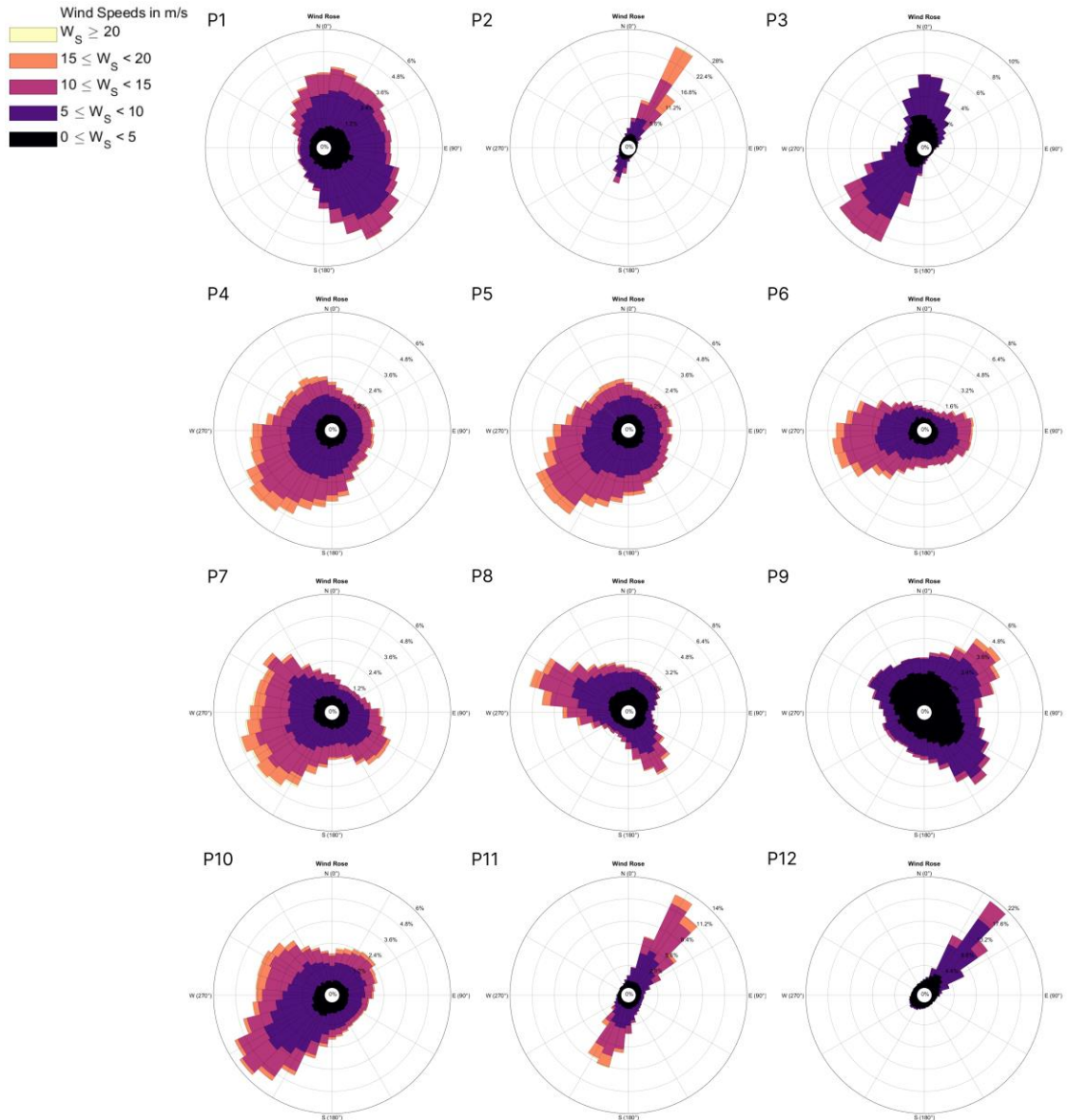


Figura 4.4 Roza vântului pentru cele 12 locații alese considerând perioada 2002 – 2021.

Figura 4.5 confirmă constatarea anterioară că P3 și P9 sunt locații cu viteze mai mici ale vântului, având cele mai scăzute valori ale AEP-ului (1,79 TWh și, respectiv, 1,57 TWh). Aceste valori sunt semnificativ mai mici decât AEP-ul înregistrat pentru locațiile P4 și P7. Cele mai productive locații sunt, în mod previzibil, cele cu cele mai bune clase de vânt, menționate anterior în figura 4.5. Aceste locații sunt identificate și în figura 4.7 ca fiind cele cu cele mai mari valori ale AEP-ului.

Ceea ce este interesant este faptul că, în comparație cu turbina Siemens Gamesa de 8 MW, productivitatea turbinei NREL de 5 MW este mai mică cu aproximativ o treime. Acest lucru se datorează puterii nominale mai scăzute a turbinei NREL de 5 MW. Cu toate acestea, turbina NREL de 5 MW are o viteză de cuplare mai mică, de 11,6 m/s, ceea ce o face mai potrivită pentru locațiile cu intensitate redusă a vântului.

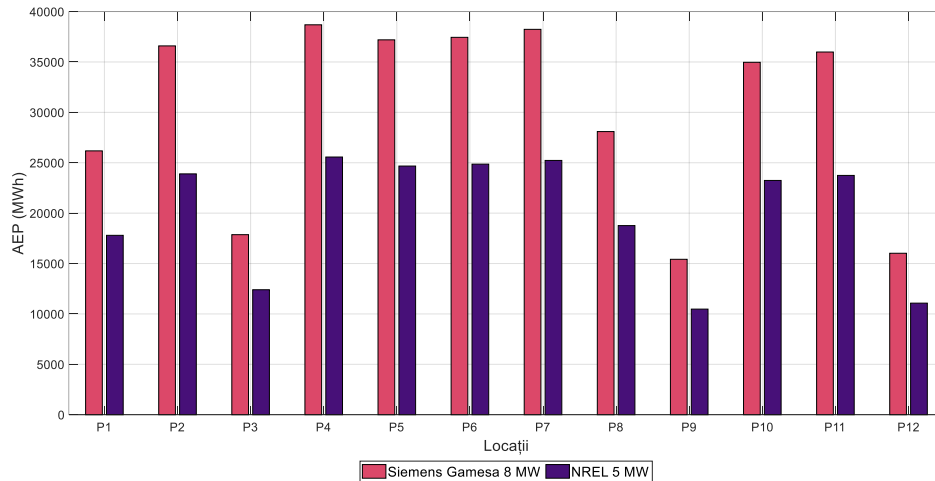


Figura 4.5 Producția de energie anuală pentru cele 12 locații (2002-2021).

Pentru a încadra observațiile din figura 4.6 într-un alt context, putem remarca că locațiile P4 și P7 se evidențiază prin cele mai mari valori ale factorului de capacitate. Aceasta indică faptul că aceste două locații au viteze ale vântului relativ stabile situate în apropierea sau în intervalul 12-25 m/s, respectiv 11,6-25 m/s. Aceste condiții favorabile permit turbinelor să funcționeze aproape constant la capacitatea maximă, în apropierea puterii nominale de 8 MW (pentru turbina Siemens Gamesa) și, respectiv, 5 MW (pentru turbina NREL).

În schimb, locațiile P3, P9 și P12 înregistrează cele mai scăzute valori ale factorului de capacitate. Aceasta se datorează preponderenței clasei 1 de vânt în aceste zone, ceea ce face ca producția de energie eoliană să fie ineficientă, turbinele funcționând rar la capacitatea necesară atingerii puterii de 8 MW sau 5 MW. Un aspect notabil este că performanța turbinei NREL de 5 MW este mai bună decât cea a turbinei Siemens Gamesa de 8 MW. Acest lucru se datorează faptului că turbinele NREL pot atinge puterea nominală la viteze ale vântului mai mici, ceea ce le face mai eficiente în condițiile specificate în figura 4.6.

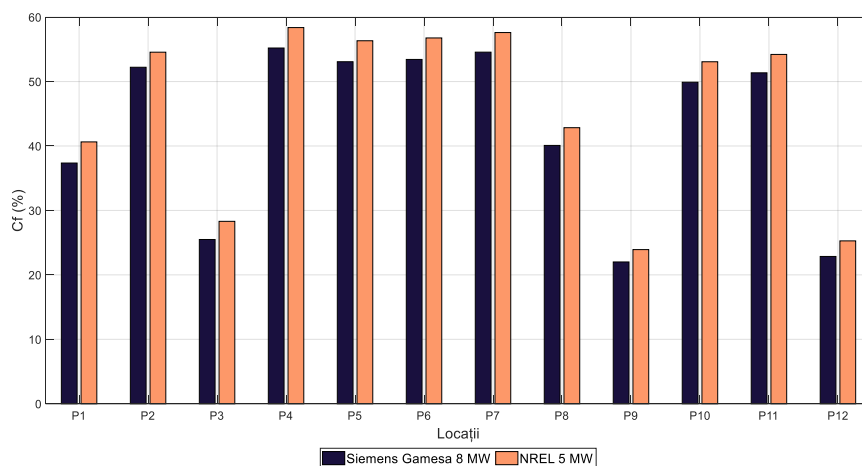


Figura 4.6 Factorul de capacitate pentru cele 12 locații considerând perioada 2002 – 2021.

Comparând rezultatele obținute în acest capitol cu cele din capitolul 3, unde s-au analizat diverse locații din Marea Neagră, putem observa o similaritate notabilă în comportamentul Mării Negre cu cel al locațiilor P1 (Marea Galbenă) și P8 (Marea Mediterană).

Această comparație oferă o perspectivă interesantă asupra asemănarilor între caracteristicile vântului în diferite regiuni.

Toate rezultatele obținute în această teză reprezintă o extensie a cercetărilor inițiate din lucrarea [91]. Cu toate acestea, pentru a asigura coerența și relevanța în cadrul tezei de doctorat, s-a considerat necesară modificarea perioadei analizate, pentru a obține o perspectivă completă asupra evoluției fenomenelor analizate.

4.4 Concluzii

În acest capitol a fost analizat potențialul energiei eoliene pentru 12 locații *offshore* de pe glob, toate fiind exploatate sau în curs de exploatare în ceea ce privește energia eoliană. Aceste locații au fost alese pentru a reprezenta o varietate de condiții de vânt și potențial de producție de energie regenerabilă. Printre acestea, locația din Marea Galbenă se evidențiază ca fiind una dintre cele mai intens exploatate zone, găzduind deja o serie de parcuri eoliene operaționale sau în curs de dezvoltare, cum ar fi Huaneng Dafeng - faza 1 - 300 MW, Huaneng Dafeng - faza 2 - 100 MW și altele. Același nivel de intensitate în exploatare este întâlnit și în Marea Nordului, unde se află parcuri eoliene precum Hornsea Project One - 1218 MW, Hornsea Project Two - 1386 MW și altele.

În contrast, locații mai puțin exploatate, cum ar fi cele din Marea Mediterană și Marea Adriatică, dar care sunt zone de interes pentru dezvoltarea viitoare a parcurilor eoliene, precum Canale di Sicilia cu o capacitate planificată de 2793 MW și parcurile din Romagna 1 (120 MW) și Romagna 2 (400 MW). Aceste locații au fost selectate pentru a oferi o imagine completă a variației potențialului eolian pe glob.

Analiza a acoperit o perioadă de 20 ani, de la 1 ianuarie 2002 până la 31 decembrie 2021, folosind date obținute din baza de date ERA5. Acest studiu a relevat că Marea Nordului este una dintre cele mai intens exploatate zone, datorită resurselor bogate de energie eoliană. Situl P4 s-a dovedit a avea cele mai mari valori atât pentru producția anuală de energie, cât și pentru factorul de capacitate, cu viteze ale vântului stabil în intervalul de 12-25 m/s. Punctul P7, situat în Marea Irlandei, a demonstrat un potențial semnificativ, cu resurse asemănătoare celor din Marea Nordului, ceea ce sugerează că Marea Irlandei ar putea juca un rol important în producția de energie eoliană *offshore*. Pe de altă parte, locația P9 din Marea Adriatică a prezentat rezultate mai slabe în ceea ce privește producția anuală de energie și factorul de capacitate, cu viteze predominante ale vântului între 0 și 10 m/s. Aceasta explică de ce anumite locații nu sunt exploatate la fel de intens ca altele. Cu toate acestea, cu ajutorul unor tehnologii și strategii adecvate, factorul de capacitate poate fi îmbunătățit pentru a maximiza producția de energie regenerabilă.

Lucrarea [92] se concentrează pe studiul exploatarei resurselor de energie eoliană și solară *offshore* în regiunea Mediterană. Autorii utilizează date din reanaliza ERA5 pentru a evalua potențialul de producție de energie regenerabilă în această regiune pe o perioadă de timp extinsă. În urma acestei analize, în figura 2 sunt prezentate rezultatele obținute pentru densitatea de putere a vântului la înălțimea de 100 m pentru cele 4 anotimpuri. Din figură se pot extrage valorile ca fiind 760 W/m² pentru iarnă, 600 W/m² pentru primăvară, 240 W/m² pentru vară și 450 W/m² pentru toamnă. Toate aceste valori sunt apropiate de cele obținute în urma studiului din acest capitol, raportate la locația din Marea Mediterană (P8).

Comparând viteza medie la înălțimea de 100 m obținută pentru locațiile P4, P5 și P7, localizate în Marea Nordului și respectiv Marea Irlandei, care se încadrează în jurul valorii de 9-9,2 m/s, cu rezultatele obținute în lucrarea [93], putem observa o similaritate notabilă. În studiul menționat anterior, viteza medie pentru locațiile noastre poate fi extrapolată din figura

2, obținând astfel viteze ale vântului încadrate în intervalul 9-10 m/s, ceea ce face ca rezultatele să fie convergente. Într-un alt studiu anterior [22], legat de potențialul Mării Nordului, figura 3 a prezentat variabilități sezoniere și lunare pentru care s-au obținut o variație sezonieră de aproximativ 0,4 și o variație lunară în jur de 0,5. Aceste valori sunt în concordanță cu cele obținute în acest capitol, prezentând o diferență de aproximativ 10-20%.

În cazul locației P1 (Marea Galbenă), densitatea de putere este de aproximativ 400 W/m² în acest raport, în timp ce în lucrarea lui Costoya s.a [94], densitatea de putere pentru aceeași locație este prezentată în figura 4.a și este de aproximativ 480 W/m². Observăm că există totuși o diferență de 80 W/m² între cele două valori. Această diferență poate fi atribuită mai multor factori, iar unul dintre aceștia ar putea fi diferența dintre perioadele analizate. Prezenta analiză este raportată la anii 2002-2021, în timp ce perioada analizată în lucrarea menționată este între 1986-2005. Totodată, din figura 4.b observăm că, pentru perioada din viitorul apropiat, densitatea de putere în această locație scade, ceea ce poate indica o variație naturală a resurselor eoliene în timp.

În concluzie, acest capitol arată că, deși nu toate locațiile au resurse de energie eoliană impresionante, parcurile eoliene pot contribui semnificativ la eliminarea producției convenționale de energie. Prin îmbunătățirea performanței turbinelor eoliene și prin adaptarea acestora la condițiile specifice ale fiecărei locații, este posibilă dezvoltarea unor parcuri eoliene eficiente care pot produce cantități semnificative de energie verde. Acest capitol subliniază importanța cercetării și explorării în diferite locații de pe glob pentru a găsi resurse semnificative de energie eoliană și pentru a contribui la tranziția către surse de energie regenerabilă.

5 Energia eoliană generată prin intermediul dispozitivelor aeroperutate

Scopul prezentului capitol vizează furnizarea unei perspective cuprinzătoare asupra resurselor eoliene din zona Mării Negre, prin efectuarea unei comparații directe între condițiile de vânt raportate la altitudinea de 100 de metri, unde operează majoritatea turbinelor eoliene *offshore*, și cele înregistrate la niveluri mult mai înalte, cum ar fi 400 de metri, unde, în viitor, ar putea fi instalate generatoare AWES – *Airborne Wind Energy Systems* (sisteme de energie eoliană aeroperputată). Pe lângă evaluarea resurselor eoliene, acest capitol ia în considerare, de asemenea, performanța diferitelor convertoare eoliene.

Această tehnologie promițătoare are potențialul de a extinde accesul la resursele eoliene disponibile la altitudini mai mari, unde vânturile sunt mai puternice și mai constante. Evaluarea resurselor eoliene pentru AWES la altitudini de până la 400 de metri ar putea oferi o perspectivă semnificativă asupra viabilității acestor sisteme pentru generarea de energie eoliană *offshore* în regiunea Mării Negre.

5.1 Tehnologii aeroperutate pentru generarea energiei și principiile lor de funcționare

La altitudini mai mari, vântul este adesea mai puternic și mai persistent în majoritatea părților lumii. Sistemele de energie eoliană aeroperputată (AWE) [95] au scopul de a valorifica acest potențial energetic, care este inaccesibil turbinelor eoliene convenționale de la sol. Ideea de a recolta energie eoliană folosind turbine eoliene aeriene (AWT) este nouă și incitantă. Vârful zmeului este echipat cu o turbină, un generator electric și un convertor de putere. Electricitatea generată este trimisă la sol printr-un cablu de tensiune medie [96].

Clasificarea se referă la Sistemele de Energie Eoliană Aeriană (AWES) în funcție de interacțiunile lor cu solul și metodele de producție a energiei. Aceste sisteme sunt împărțite în două categorii principale: Sistemele GG-AWES (cu Generator la Sol – *Ground-Gen*) și Sistemele FG-AWES (cu Generator în Zbor – *Fly-Gen*) (figura 5.1).

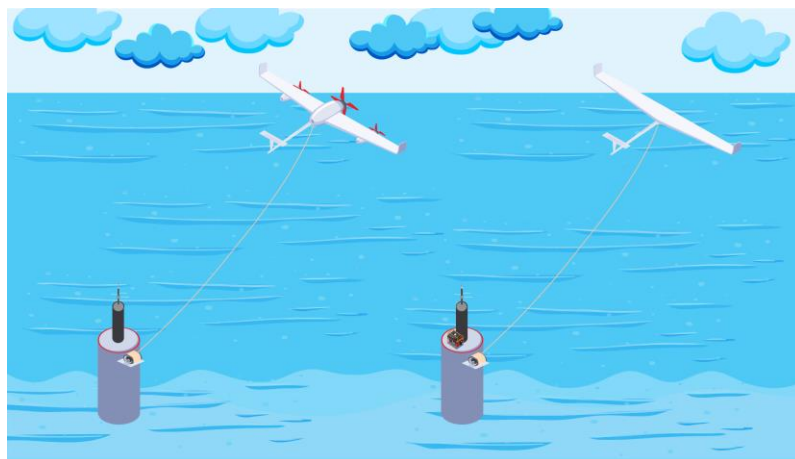


Figura 5.1 Tipuri de sisteme AWES a) Sistem Fly-Gen; b) Sistem Ground-Gen.

Conform legii lui Betz [97], doar vârful palei și/sau o turbină cu greutate redusă sunt necesare pentru generarea unei cantități date de energie electrică, deoarece zmeul zboară la o viteză

mare care este de câteva ori mai rapidă decât viteza reală. Conceptul AWES este unul foarte atractiv, ținând cont de faptul că 30% din lungimea unei pale produce mai mult de jumătate din puterea unei turbine convenționale (figura 5.3) [97,98].

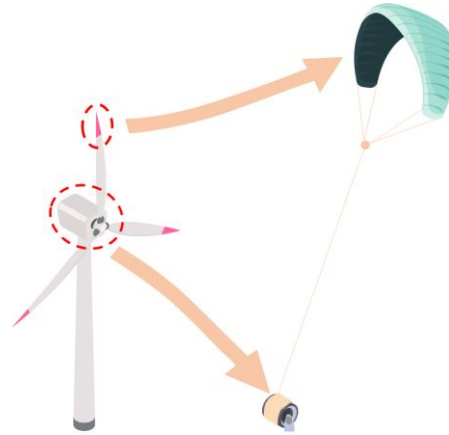


Figura 5.2 Ideea fundamentală a sistemelor AWES cu un generator la sol.

5.2 Prelucrarea și analiza datelor eoliene la altitudini mari

Informațiile meteorologice au fost extrase din baza de reanalizare ERA5 pe parcursul a 20 de ani (Ianuarie 2002 – Decembrie 2021) pentru a acoperi întreaga regiune a Mării Negre și pentru a evalua condițiile de vânt la o înălțime de 100 de metri (U_{100}).

Cu toate acestea, conceptul din spatele sistemelor de generare de energie aeropurtate (AWES) este să opereze la altitudini mult mai mari, cum ar fi 1000 de metri, așa cum se observă în proiectul Kite Gen [99]. Viteza vântului crește semnificativ odată cu înălțimea, până la straturile limită atmosferice, și această relație urmează o funcție logaritmică [100]. Astfel, pentru a adapta setul inițial de date la înălțimea operațională specifică a sistemului AWES, se aplică un profil logaritm al vântului [101]. Această ajustare este necesară pentru a reflecta corect caracteristicile vântului la înălțimea dorită a sistemului AWES și a asigura o evaluare precisă a potențialului de generare de energie. Pentru obținerea vitezei vântului pentru funcționarea unui sistem AWES se folosește și de data aceasta profilul logaritm al vântului, dar folosind ca viteză de referință U_{100} :

$$U_{AWES} = U_{ERA5} \frac{\ln(z_{AWES}) - \ln(z_{ERA5})}{\ln(z_{ERA5}) - \ln(z_0)} \quad (5.1)$$

unde U_{AWES} – viteza vântului ajustată pentru un anumit AWES; U_{ERA5} – viteza vântului asociată cu datele ERA5 (U_{100} în acest caz); z_{AWES} – înălțimea de funcționare a unui AWES; z_{ERA5} – înălțimea de referință a datelor vântului, conform ERA5 (100 m în acest caz); z_0 este coeficientul de rugozitate a suprafeței apei, în acest calcul având valoarea de 0,0002 m [102]. Este important de menționat că, deși această metodă pare a fi mai puțin precisă pentru straturile atmosferice mai înalte, este suficient de fiabilă pentru a estima resursele eoliene marine conform informațiilor furnizate de Schelbergen și alții [103].

Pentru prezentul capitol s-a luat în considerare doar parametrul U_{100} pentru intervale de șase ore (00:00:00, 06:00:00, 12:00:00, 18:00:00) ale fiecărei zile pentru a evita posibilele incertitudini care pot apărea la utilizarea legii logaritmice a vântului.

5.3 Dispozitive aeroperțate pentru generarea energiei eoliene

Performanța unei anumite turbine eoliene (sistem cu trei pale) poate fi exprimată printr-o curbă de putere, care face o legătură directă între puterea proiectată și o anumită viteză a vântului. Figura 5.3 prezintă aceste curbe, inclusiv o turbină eoliană de 5 MW, deja analizată în capitolul 3 și două sisteme AWES (500 kW și 5 MW); aceste trei sisteme vor fi luate în considerare în continuare pentru evaluare. Conform acestor informații, performanța turbinei eoliene a fost deja analizată pentru o înălțime a pilonului de 100 m, comparativ cu AWES, unde se vor folosi două înălțimi de operare (200 și 414 m). Este important de menționat că, în Weber și colab. [100], se face o distincție clară între un AWE cu pale flexibile și unul cu pale rigide, în timp ce în prezentul capitol se utilizează doar informațiile referitoare la curbele de putere generice.

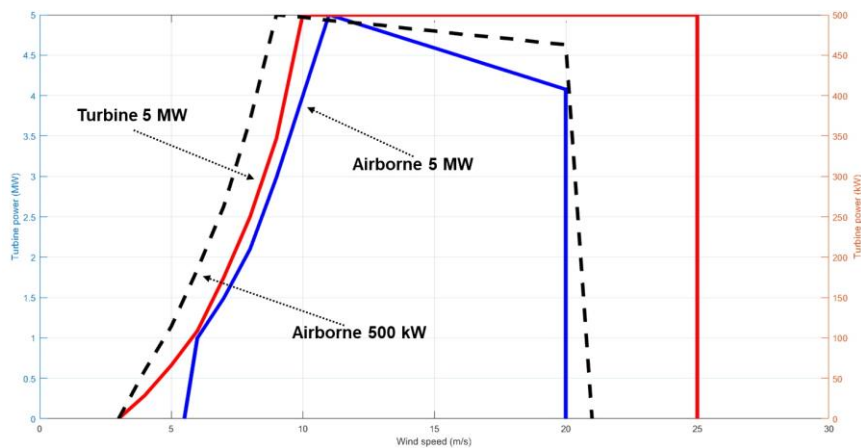


Figura 5.3 Curbele de putere ale turbinelor eoliene conform Weber și colab. [100].

5.4 Rezultatele obținute pentru sistemele de tip AWES

O primă prezentare generală a resurselor eoliene ale Mării Negre este reprezentată în figura 5.4, care arată distribuția spațială a parametrului U500 (valori medii). După cum era de așteptat, părțile centrale și vestice ale acestei regiuni prezintă valori mai consistente, cu valori mult mai mari afișate pentru Marea Azov (situată la nord). Pentru zona de coastă vestică, condițiile de vânt în intervalul 6 până la 8,2 m/s reprezintă o tendință obișnuită, mai ales în cazul litoralului românesc.

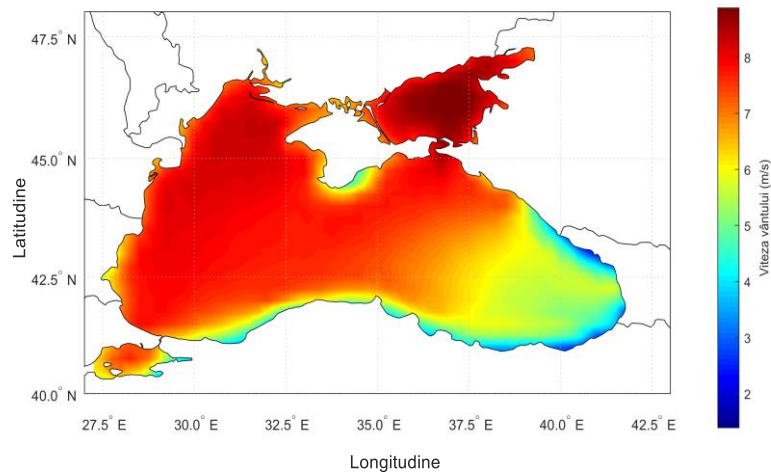


Figura 5.4 Viteza medie a vântului la înălțimea de 500 [104].

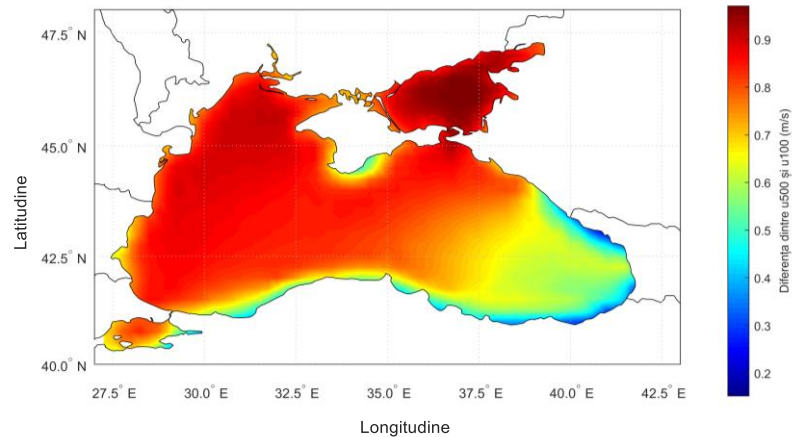


Figura 5.5 Comparație directă între condițiile vântului asociate cu înălțimile de referință de 100 și 500 m pentru intervalul de timp 2002 – 2021 (U_{500} minus U_{100} —în m/s) [104].

Figura 5.5 reprezintă o analiză detaliată a diferențelor dintre două câmpuri de vânt distincte, U_{500} și U_{100} , în cadrul întregului set de date. Alegerea parametrului U_{500} pentru comparație se justifică prin faptul că acesta reprezintă o înălțime medie la care poate funcționa un sistem aeroportat, fiind relevante în contextul exploatarei resurselor regenerabile eoliene. Prin examinarea variațiilor preconizate între cele două câmpuri de vânt, se constată că acestea se încadrează în intervalul de la 0,3 la aproximativ 1 m/s.

Figura 5.6 a) oferă o perspectivă inițială asupra performanței sistemelor de energie eoliană aeroportată (AWES) prezentând producția anuală de energie electrică a unui sistem de 500 kW, cu o altitudine medie de zbor de 200 m.

Această analiză relevă o creștere graduală a producției de energie electrică, începând de la valoarea de 0,5 GWh în zonele de coastă din est, până la 1,25 GWh în regiunea *offshore* din est. De asemenea, valorile cresc progresiv până la vârfuri maxime de 2,39 GWh în sectorul de vest.

Figura 5.6 b) ilustrează factorul de capacitate al sistemului aeroportat menționat anterior, cu o capacitate de 500 kW. În conformitate cu aceste date, observăm că valorile maxime ale factorului de capacitate se situează între 55% și 58%, cu performanțe deosebite în apropierea Mării Azov. În regiunea *offshore*, situată între 30% și 32,5% pe harta Mării Negre, se remarcă valori mai stabile ale acestui factor, care încep să scadă până ce atinge un nivel de 35% în apropierea coastei estice.

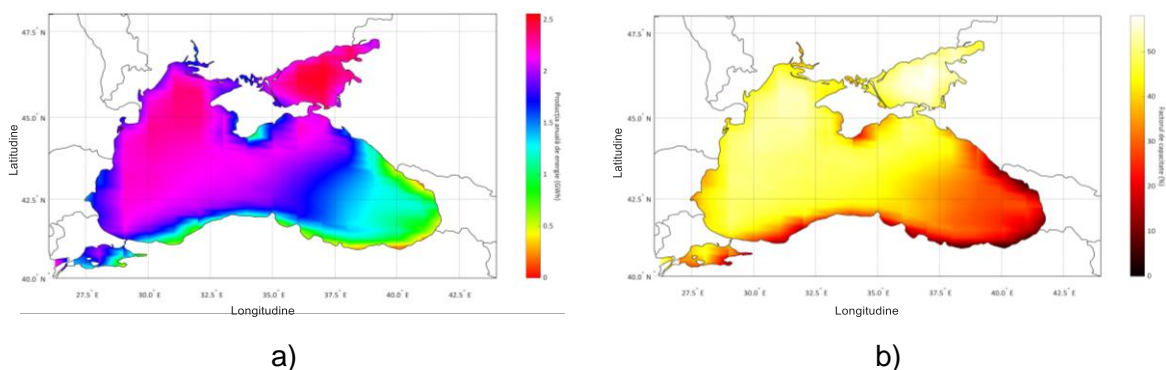


Figura 5.6 a) Producția anuală de energie; b) factorul de capacitate (în %) pentru sistemul AWES 500 kW estimat pentru condițiile vântului U_{200} pentru intervalul de timp 2002 – 2021 [104].

Rezultatele analizei (figura 5.7) dezvăluie că, pentru această înălțime operațională, performanța sistemului AWES de 5 MW este substanțial mai redusă în comparație cu cea a turbinei eoliene tradiționale. În zona Mării Azov, estimările indică o producție maximă a AEP de 16,33 GWh. În Marea Neagră, producția de energie electrică atinge un maxim de 14,34 GWh în sectorul de nord-vest, diminuându-se treptat la 10 GWh în partea de sud-vest.

Factorul de capacitate pentru zona Mării Negre manifestă variații cuprinse între 5% și 33%, în funcție de regiunea de interes.

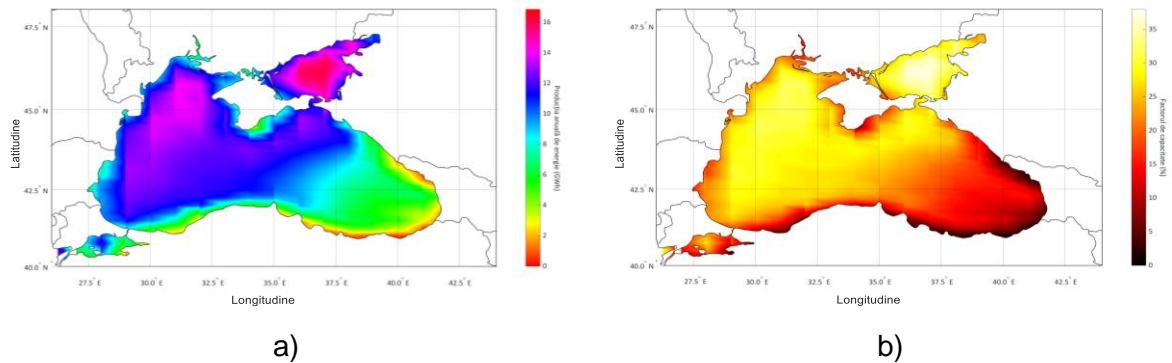


Figura 5.7 a) Producția anuală de energie; b) factorul de capacitate (în %) pentru sistemul AWES 5000 MW estimat pentru condițiile vântului U200 pentru intervalul de timp 2002 – 2021 [104].

Figura 5.8 aduce în atenție evaluarea performanței sistemului AWES de 5 MW la o înălțime de referință de 414 m, prezentând rezultatele în ceea ce privește producția anuală de energie electrică și, respectiv, factorul de capacitate. Aceste date oferă o perspectivă mai detaliată asupra performanței sistemului în diverse regiuni. În cazul Mării Negre, se evidențiază, de asemenea, îmbunătățiri semnificative ale performanței AWES în comparație cu înălțimea de 200 m.

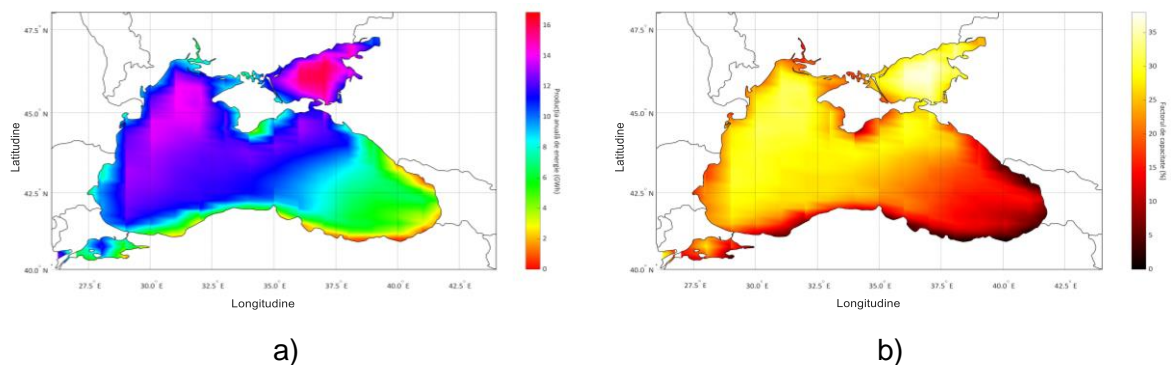


Figura 5. 8 a) Producția anuală de energie; b) factorul de capacitate (în %) pentru sistemul AWES 5000 MW estimat pentru condițiile vântului U414 pentru intervalul de timp 2002 – 2021 [104].

Validarea datelor obținute este esențială. Conform referinței [105], care a analizat vitezele vântului folosind date in-situ pentru trei locații din vestul Mării Negre, viteza medie a vântului pentru anii 2015–2020 la o înălțime de 2,5 m a fost de 6,7 m/s (ceea ce corespunde cu aproximativ 9,3 m/s la o înălțime de 100 m). Rezultatele obținute în cadrul acestui studiu au indicat o viteză medie a vântului de aproximativ 8 m/s pentru aceeași locație. Este important de menționat că baza de date ERA5 pare să subestimeze vitezele vântului, deși aceste

diferențe pot fi atribuite și variațiilor temporale și unui profil neregulat al vântului. Totuși, aceste rezultate sugerează posibilitatea existenței unor resurse eoliene mai bune decât cele înregistrate, fapt benefic pentru industria energetică.

5.5 Concluzii

În acest capitol, s-a furnizat o imagine completă a potențialului de energie eoliană din Marea Neagră, luând în considerare diferite înălțimi de referință și tehnologii de turbine eoliene. Întregul studiu s-a bazat pe datele de vânt din ultimii 20 de ani (2002-2021) extrase din proiectul de reanalizare ERA5. În general, acest proiect tinde să subestimeze resursele de vânt regionale, așa cum arată comparația cu măsurătorile in-situ. Cu toate că Marea Neagră a fost zona de interes a acestui studiu, este important de menționat că cele mai bune resurse de vânt au fost găsite, de fapt, în apropierea Mării Azov (zona nordică), indiferent de intervalul de timp considerat. Cu toate acestea, având în vedere situația geopolitică actuală, este dificil de anticipat implicațiile unui proiect regenerabil pentru această zonă.

În ceea ce privește turbinele eoliene, toate rezultatele au fost furnizate în termeni de hărți spațiale care acoperă întreaga Marea Neagră, ceea ce, după cunoașterea autoarei, poate fi considerat un element de inovație pentru această zonă. Este important să se menționeze că nu au fost incluse restricții în aceste hărți (de exemplu, rute maritime, zone exclusive, etc.). Principalul element de originalitate este reprezentat de analiza sistemelor de energie eoliană aeropurtată (500 kW și 5 MW), deoarece această analiză nu a fost efectuată anterior pentru această regiune geografică (fie pe uscat, fie pe mare). Pe baza literaturii existente, au fost dezvoltate mai multe scenarii în care altitudinea optimă de zbor a AWES a fost definită pentru două înălțimi particulare (200 și 414 m). Din comparațiile sistemelor de 5 MW, este clar că turbina eoliană tradițională (cu trei pale) oferă o performanță mai bună, indiferent de înălțimile operaționale ale AWES. Dintr-o comparație directă (folosind valori aeropurtate - U200) a producției de energie electrică, s-a constatat o diferență de 22% în partea de vest a Mării Negre și un maxim de 80% în zona estică. Cu toate acestea, o performanță similară poate fi așteptată doar în cazul în care un astfel de AWES poate opera la înălțimi de peste 750 m.

Cu toate că principiile de funcționare ale generatoarelor aeropurtate sunt similare, majoritatea sistemelor AWE sunt încă în stadiile incipiente de dezvoltare. Pentru a deveni competitive cu turbinele eoliene tradiționale, aceste sisteme aeropurtate trebuie să fie capabile să își îmbunătățească capacitatea de producție. Procesul de scalabilitate trebuie planificat cu atenție, deoarece forța de tracțiune a zmeului va crește semnificativ, în timp ce caracteristicile generale ale generatorului aeropurtat trebuie actualizate. De exemplu, în lucrarea lui Dominguez Santana și El-Thalji [106], un prototip de 30 kW a fost mărit la o versiune de 1500 kW. În acest caz, au fost identificate următoarele modificări: forța de tracțiune a crescut de la 7,5 la 375 kW; diametrul cablului de tracțiune a crescut de la 2 la 30 mm; și diametrul tamburului a crescut de la 0,25 la 1,2 m.

6 Studiul structural al pilonului turbinei eoliene offshore

Pilonii de turbine eoliene *offshore* au un rol esențial în captarea energiei eoliene din largul mării. Aceste structuri înalte sunt proiectate și construite cu grijă pentru a susține întregul sistem al turbinei eoliene, permițând captarea de energie curată și regenerabilă dată de vânturile puternice din largul mării.

Pilonul este fabricat din oțel sau beton, și este construit în secțiuni, fiecare compusă din tuburi cilindrice. Aceste secțiuni sunt fabricate în afara șantierului, în facilități specializate. Pilonii din oțel sunt construiți din secțiuni conice de tubulare, din oțel sudate împreună în lungimi de 30 m până la 40 m, apoi sunt transportați la șantier pentru asamblare. În cazul pilonilor din beton, se folosesc forme și matrițe pentru a da forma dorită, iar betonul este turnat și lăsat să se întărească.

Înălțimea turbinei eoliene de pe uscat este mai mare pentru a putea exploata viteza vântului mai puternică. Cu toate acestea, vitezele puternice ale vântului în zona maritimă pot fi exploatare la altitudini mai mici. De aceea, pilonii pentru turbinele eoliene *offshore* pot fi mai scurți, deoarece nu este nevoie de aceeași înălțime pentru a atinge viteze similare ale vântului [107]. Odată fabricate secțiunile pilonului, acestea sunt transportate la locația de instalare a fermei eoliene marine folosind vase specializate. Faza de asamblare începe odată ce secțiunile pilonului au ajuns la destinație. Nave mari de instalare, echipate cu macarale sunt folosite pentru a ridica și fixa pe poziție fiecare secțiune a pilonului. Alinierea este realizată cu precizie, iar secțiunile sunt atent fixate folosind asamblări cu șuruburi sau sudarea.

6.1 Caracteristicile turbine eoliene si ale pilonului

Turbina aleasă pentru acest capitol a fost de tip Vestas V112-3 MW care corespunde cu Clasa I IEC. Acest tip de turbină eoliană are o axă orizontală, cu orientare în sensul vântului. Turbina este echipată cu un rotor cu trei pale care sunt poziționate de un sistem de control al pasului cu microprocesor. Caracteristicile turbinei sunt prezentate în tabelul 6.1 și figura 6.1.

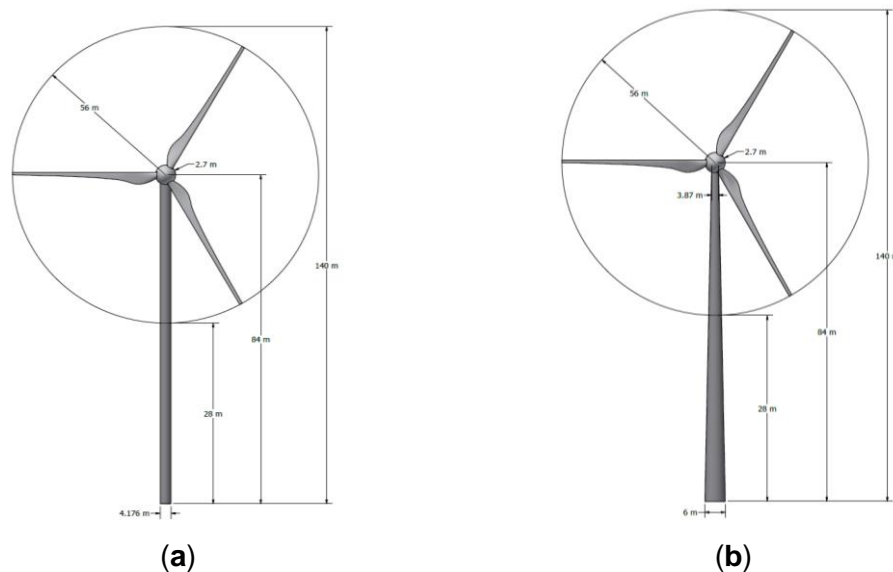


Figura 6.1 Modelul 2D pentru turbina eoliană a) cu pilon cilindric; b) cu pilon conic [108].

Tabelul 6.1 Caracteristicile turbinei alese.

Proprietăți	Valori	
Capacitatea nominală	3 MW	
Clasa de vânt	IEC Ia	
Diametrul rotorului	112 m	
Aria	9.852 m ²	
Masa (palelor, rotorului și a nacelei)	155 t	
Înălțimea pilonului	84 m	
Material	Steel S355JR	
Tipul de pilon	Cilindric	Conic
Diametrul pilonului	4,176 m	6 m la partea inferioară 3.87 la partea superioară

Caracteristicile materialului pilonului de la turbina Vestas V122-3 MW sunt prezentate în Tabelul 6.2.

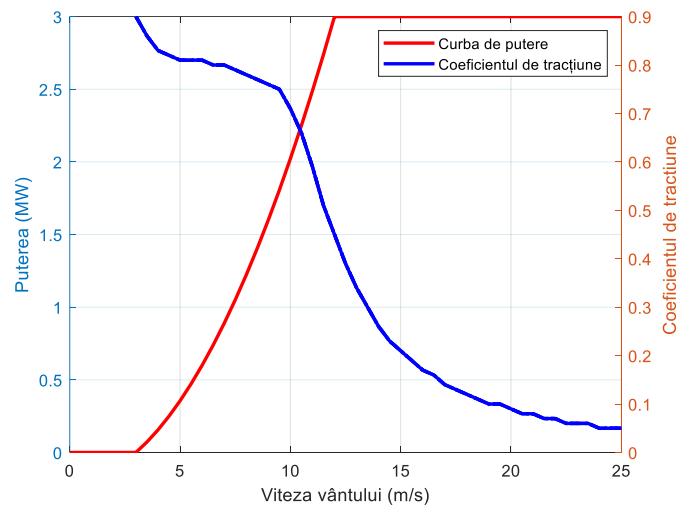


Figura 6.2 Curba puterii și coeficientul de tracțiune al turbinei Vestas V112-3 MW [108].

Tabelul 6.2 Caracteristicile materialului din care este făcut pilonul.

Proprietăți	Valori
Modulul lui Young (E)	$200 \cdot 10^3$ MPa
Densitatea (ρ)	7.800 kg/m ³
Coeficientul lui Poisson (ν)	0,3

6.2 Ipoteze de bază

- Pilonul a fost considerat a fi o grindă în consolă care a fost fixată de structură. În partea superioară, a fost aplicată o masă egală cu masa însumată a nacelei, palelor și rotorului;
- Materialul pilonului a fost considerat a fi izotrop și omogen. Un pilon are o secțiune circulară constantă de-a lungul înălțimii, iar celălalt are o secțiune descrescătoare de la bază până la vârf, iar ambele au grosimi relativ mici ale învelișului;
- Au fost neglijate efectele secundare (cum ar fi deformațiile axiale și de forfecare și momentul de inerție);
- Sarcinile aerodinamice distribuite au fost cauzate doar de forțele de tracțiune.

6.2.1 Calculul sarcinilor

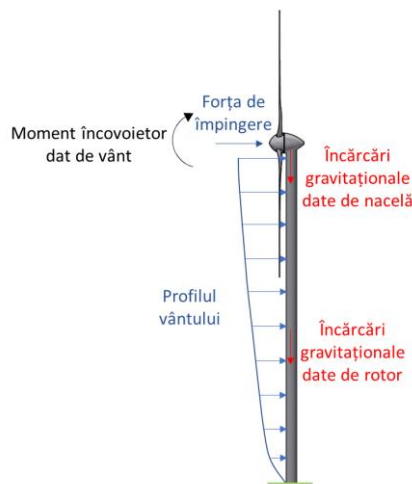


Figura 6.3 Forțele și momentele ce acționează asupra pilonului [108].

Principalele sarcini care acționează asupra pilonului sunt sarcinile gravitaționale și sarcinile aerodinamice date de acțiunea vântului, care pot fi forțe de tracțiune și portare. Sarcinile aerodinamice au fost grupate în două categorii: cele care acționează direct asupra pilonului și cele care acționează asupra rotorului și sunt transferate în continuare la partea superioară a pilonului. Forțele și momentele care acționează asupra turbinei sunt ilustrate în figura 6.3.

6.2.2 Sarcini gravitaționale

Sarcinile gravitaționale sunt determinate de greutatea componentelor susținute, care în acest context includ nacela, rotorul și paletetele turbinei eoliene. Împreună, aceste componente au o greutate aproximativă de 155 de tone. Această sarcină gravitațională contribuie la dezvoltarea tensiunilor de compresie asupra structurii pilonului.

Pentru a ilustra această influență, a fost utilizat un model simplificat care implică plasarea unui punct de masă în vârful pilonului. Acest punct de masă reprezintă în mod efectiv punctul în care este concentrată greutatea totală a componentelor turbinei eoliene.

6.2.3 Sarcini aerodinamice

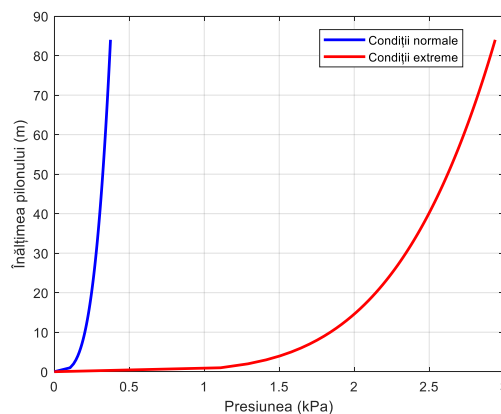


Figura 6.4 Presiunea aplicată de-a lungul înălțimii [108].

$$F_d = \frac{1}{2} \rho_{\text{aer}} U(z)^2 C_d D(z) \quad (6.1)$$

Unde: ρ_{aer} este densitatea aerului (având valoarea de 1.225 kg/m^3), $U(z)$ este viteza vântului la înălțimea z (în m/s), C_d este coeficientul de rezistență pentru secțiunea circulară în direcție transversală (acest parametru are valoarea de 0.7), $D(z)$ este diametrul pilonului la înălțimea z (în m).

Viteza vântului variază de-a lungul înălțimii pilonului, în condiții normale de vânt, astfel că aceasta va fi calculată folosind formula 3.2.

Pentru modelul de vânt extrem, vântul a fost calculat folosind formula de mai jos, conform standardului IEC 61400-1 [109]:

$$U_{e50} = 1,4 \cdot U_{\text{ref}} \quad (6.2)$$

Turbinele eoliene *offshore* sunt clasificate în funcție de viteza vântului și parametrii de turbulență, conform standardului IEC. În formula de mai sus, U_{e50} este viteza extremă preconizată a vântului cu un interval de timp de recurență de 50 de ani (în m/s). Turbina aleasă aparține clasei IEC Ia, iar conform standardului, viteza de referință U_{ref} este de 50 m/s.

Folosind legea puterii profilului vântului, ecuația de mai sus devine:

$$U_{(e50)_z} = 1,1 \cdot U_{\text{ref}} \left(\frac{z}{z_{\text{pilon}}} \right)^\alpha \quad (6.3)$$

Pe lângă sarcinile care au fost date de vântul asupra pilonului, partea superioară a acestuia a fost afectată și de o serie de forțe și momente date de acțiunea vântului asupra altor componente ale ansamblului turbine [110]. Standardul de proiectare IEC61400-1 [109] definește douăzeci și două de cazuri de sarcină pentru proiectarea turbinei, acoperind toate condițiile de funcționare, de la pornire până la condiții extreme. Cazurile tipice folosite au fost cele în condiții de vânt extreme și cele în condiții normale de funcționare. Forța aerodinamică dată de acțiunea vântului asupra rotorului poate fi calculată folosind formula [111,112]:

$$F_x = \frac{1}{2} C_T \rho U^2 A \quad (6.4)$$

Unde C_T este coeficientul de tracțiune, ρ este densitatea aerului (având valoarea de 1.225 kg/m^3), U este viteza vântului în m/s, iar A este aria descrisă de pale în m^2 .

6.3 Analiza și optimizarea performanței pilonului în diferite locații din Marea Neagră

În cadrul capitolului 3 al studiului dedicat explorării potențialului energiei eoliene regenerabile în zona Mării Negre, s-au conturat rezultate semnificative. Analizând cu atenție cele șase puncte de interes, am identificat două locații remarcabile pentru evaluarea vitezelor vântului la înălțimea de 100 de metri. Punctul B1, unde adâncimea apei atinge 58 de metri, a evidențiat cele mai înalte valori interpolate ale vitezelor vântului. Aceasta subliniază un potențial remarcabil pentru captarea energiei eoliene în această zonă. În același timp, am ales să luăm în considerare și locația punctului C3, caracterizată de o adâncime impresionantă de 1000 de metri.

În cadrul acestei faze a studiului, a fost implementat cu atenție algoritmul descris în capitolul 3, în vederea calculării vitezelor vântului la o înălțime de 84 de metri.

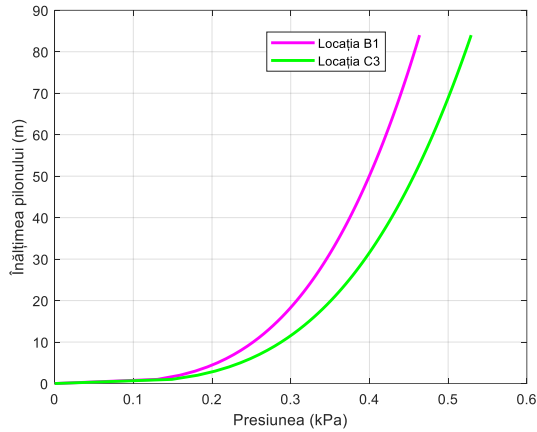


Figura 6.5 Presiunea aplicată de-a lungul înălțimii pilonului pentru condițiile din Marea Neagră.

Tabelul 6.3 Informații legate de locația aleasă

Date	Valori	
Locația	B1	C3
Longitudine (°)	30,47	30,73
Latitudine (°)	44,79	43,81
Adâncime (m)	58	1.000
Viteza maximă a vântului la 84 m (m/s)	27,8	29,7
Viteza medie a vântului (m/s)	7,5	7,32

Deoarece punctele alese au o valoare maximă a vitezei vântului de 27,8 m/s, respective 29,7 m/s, mai departe s-a încercat reducerea grosimii peretelui pilonului, în două etape, cu 25% și cu 50%, pentru studiul de rezistență.

6.4 Rezultatele obținute în urma analizei cu element finit

Cea mai obișnuită metodă de proiectare a pilonului pentru o turbină eoliană este fabricarea de secțiuni între 20 și 30 m cuplate cu flanșe la ambele capete și apoi fixate la locație. În acest capitol au fost luate în considerare doar secțiunile pilonului fără a simula conexiunile. Pilonul a fost împărțit în patru secțiuni, dintre care trei cu o lungime de 20 m și una cu o lungime de 24 m. Cei doi piloni au fost modelați ca structuri de tip înveliș în ANSYS [113,114], prin elemente cu 8 noduri. Principalele caracteristici sunt detaliate în tabelele 6.1 și 6.2. Grosimea celor doi piloni este indicată în tabelul 6.4. Modelul 3D este prezentat în figura 6.6 a) și b).

Tabelul 6.4 Grosimile pilonului [108].

Segment	Grosime
Segment 1	50 mm
Segment 2	30 mm
Segment 3	19 mm
Segment 4	19 mm

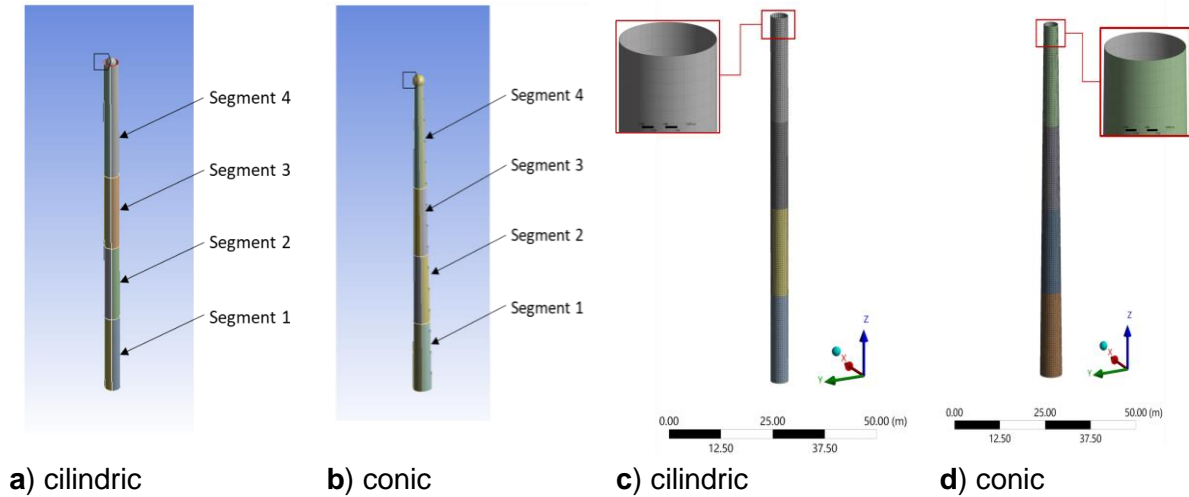


Figura 6.6 Geometria pilonului și discretizarea de 0,5 m [108].

Discretizarea a fost generată prin elemente patrulatere, deoarece acestea reproduc cel mai bine distribuția tensiunilor, iar rezultatele date de analiza cu element finit depind de soluția de discretizare aleasă. Dimensiunea elementelor patrulatere aplicate a fost de 0,5 m (figura 6.6 c) și d)).

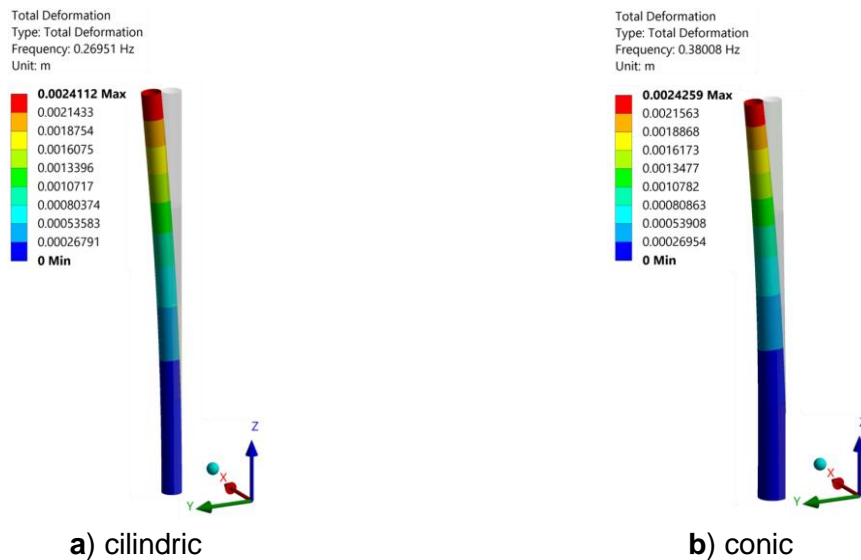


Figura 6.7 Primul mod de vibrație pentru cei doi piloni [108].

Pentru a evita rezonanța cauzată de vibrații, frecvența pilonului trebuie să fie diferită de vibrațiile armonice asociate rotorului. Rotorul are o valoare a vibrațiilor armonice între $1P=f_{rot} \cdot S_f$ și $3P=\frac{3 \cdot f_{rot}}{S_f}$. $1P$ este frecvența de excitație primară a rotorului cauzată de rotirea rotorului la o viteză dată, ceea ce induce dezechilibre de masă. A doua frecvență de excitație este cauzată de pala care trece pe lângă pilon; această turbină eoliană are trei pale, și este notată $3P$. Domeniul de variație a frecvenței naturale a pilonului poate fi exprimat prin inegalitatea (6.5). Acesta reprezintă intervalul recomandat pentru o proiectare optimă [115]:

$$f_{rot} \cdot S_f \leq f_{pilon} \leq \frac{3 \cdot f_{rot}}{S_f} \quad (6.5)$$

Unde S_f este factorul de siguranță pentru frecvență (are valoarea de 1,05 conform standardului DNV [116]), f_{pilon} este prima frecvență naturală a pilonului și f_{rot} este frecvența asociată cu rotorul. Vestas V112-3 MW are o viteză de rotație a rotorului de 12,8 rpm, care corespundea frecvenței de 0,213 Hz.

Astfel, prima frecvență naturală a pilonului trebuie să fie cuprinsă între valorile:

$$0,244 \leq f_{pilon} \leq 0,640 \quad (6.6)$$

După cum se observă în figura 6.6, primul mod de vibrație pentru structura cilindrică a fost 0,269 Hz, iar pentru structura conică, a fost 0,380 Hz. Ambele valori au fost în intervalul 0,224-0,640 Hz.

Figura 6.8 ilustrează cei doi piloni deformați sub acțiunea forțelor și momentelor în condiții normale și extreme de vânt. Un pilon este considerat sigur atunci când deformația maximă (notată cu d_{max}) nu depășește deformația admisibilă (notată cu $d_{admisibil}$). Se consideră că structura este stabilă la nivel global și este în afara oricărui pericol atunci când este îndeplinită următoarea relație [117]:

$$d_{max} \leq d_{admisibil} \quad (6.7)$$

Deformația admisibilă poate fi calculată cu formula [118]:

$$d_{admisibil} = 1,25 \cdot \frac{L}{100} \quad (6.8)$$

unde L este înălțimea pilonului și se măsoară în m.

Din ecuațiile de mai sus s-a obținut valoarea de 1,05 m pentru deformația admisibilă. Deformațiile obținute pentru cele două geometrii ale pilonului au fost sub această valoare. Structura cilindrică a avut deformația maximă în vârful pilonului, iar valoarea sa a fost de aproximativ 0,44 m, în timp ce în cazul structurii conice deformația a fost mult mai mică, adică aproximativ 0,24 m. Aceste valori au fost mult mai mici decât valoarea admisibilă, ceea ce indică faptul că structura era suficient de rigidă. Deformația maximă în condiții extreme pentru pilonul cilindric a fost de 1,6385 m, ceea ce depășește valoarea deformației admisibile. Acest rezultat indică faptul că structura nu a fost suficient de rigidă pentru aceste condiții. Deformația maximă a pilonului conic a fost de 0,87261 m.

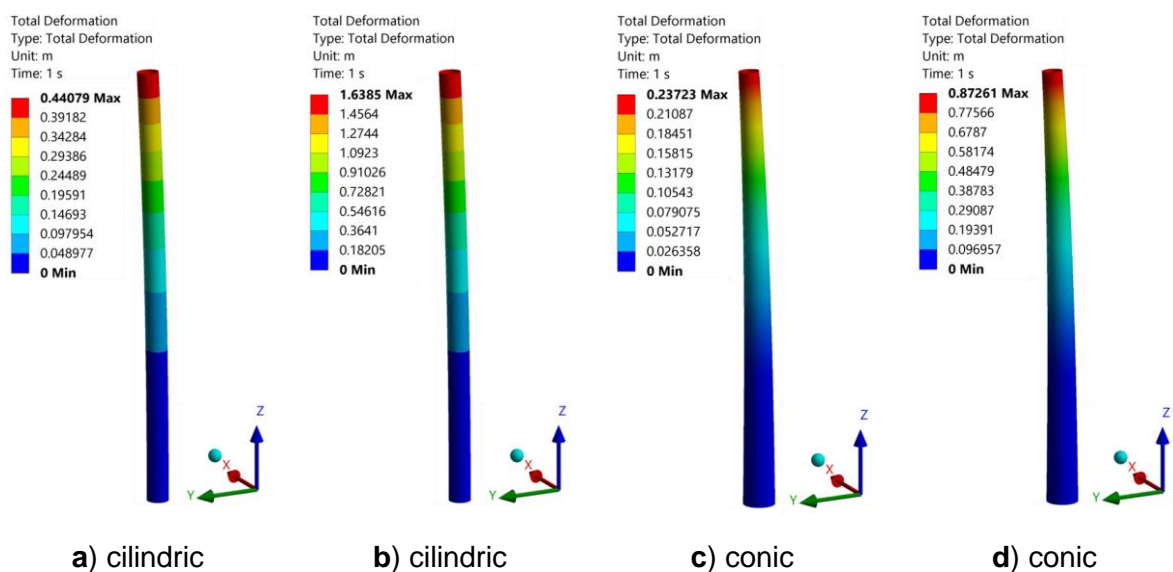


Figura 6.8 Deformația totală a pilonului în condiții: a) normale de vânt; b) extreme de vreme; c) normale de vânt; d) extreme de vreme [108].

Tensiunile von Mises, σ , generate de sarcini nu pot depăși tensiunea admisibilă. Aceasta poate fi exprimată sub următoarea inegalitate:

$$\sigma \leq \sigma_{\text{admisibil}} \quad (6.9)$$

Tensiunea admisibilă este dată de:

$$\sigma_{\text{admisibil}} = \frac{\sigma_y}{\gamma_m} \quad (6.10)$$

unde σ_y este limita de curgere și γ_m este factorul de siguranță a materialului.

Limita de curgere a materialului pentru oțelul S355 este de 335 MPa pentru grosimi de $40 \text{ mm} \leq t \leq 63 \text{ mm}$, iar pentru grosimi de $16 \text{ mm} \leq t \leq 40 \text{ mm}$, limita de curgere este de 345 MPa. În cazul pilonului ales, am luat în considerare limita de curgere la grosimea superioară pentru a ne asigura că sunt îndeplinite toate condițiile dorite.

Valoarea factorului de siguranță a fost 1,1. Aceasta valoare este minimă față de cele folosite în practică, dar este o valoare de referință care ține cont de instabilitatea materialului. Din acest motiv, valorile obținute în urma calculului pot fi mai mari decât cele efective.

Folosind Ecuațiile (6.9) și (6.10), am obținut valoarea tensiunii admisibile de 305 MPa. Valorile tensiunilor von Mises în cazul structurilor cilindrice și conice în condiții normale de funcționare au fost de 100 MPa și, respectiv, 7,5 MPa (figura 6.9). Aceste valori sunt sub valoarea admisibilă a tensiunii. În condiții extreme putem observa că pilonul cilindric a avut o valoare a tensiunii von Mises de 360 MPa; aceasta depășește valoarea admisă astfel încât structura cilindrică nu a fost sigură. Pilonul conic a avut o tensiune von Mises de 254 MPa. Structura conică a fost sigură atât în condiții normale de funcționare, cât și în condiții extreme.

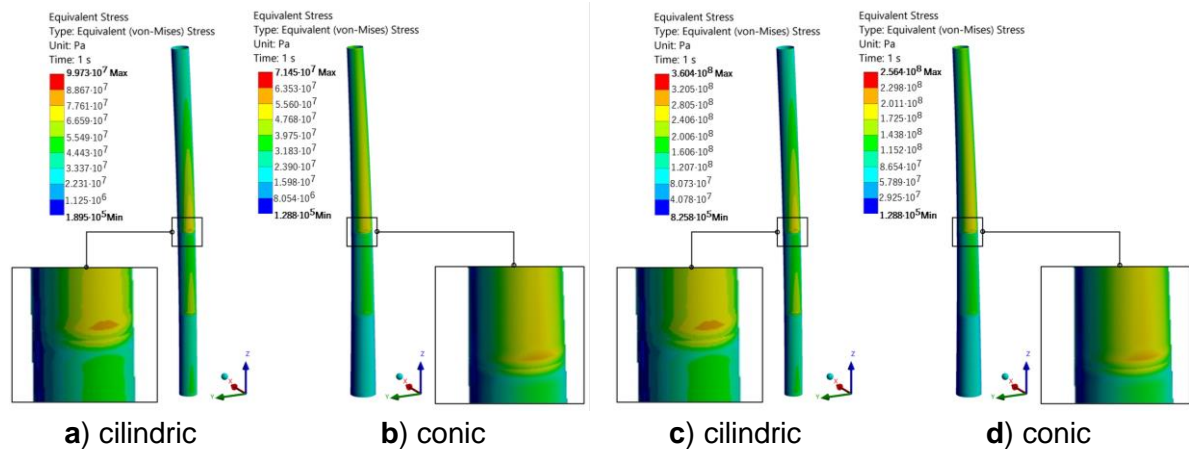


Figura 6.9 Tensiunile von Mises în a) condiții normale; b) condiții normale; c) condiții extreme d) condiții extreme [108].

În urma micșorării grosimii pereților, masa totală a ambilor piloni a suferit o reducere, însoțită de o scădere a frecvențelor naturale ale acestora. Tabelul 6.5 furnizează o perspectivă asupra tendințelor evidențiate, în care frecvențele naturale manifestă o diminuare pe măsură ce grosimea peretelui este redusă. Analizând detaliat, observăm că pentru primul mod de vibrație, toate valorile înregistrate pentru diverse grosimi s-au încadrat în intervalul menționat anterior, indicând o evitare eficientă a fenomenului de rezonanță, indiferent de grosimea aleasă. În plus, am constatat că deformările au avut o tendință ascendentă proporțională cu reducerea grosimii peretelui pilonului, însă nicio valoare nu a depășit limita maximă admisă de 1,05 m. În ceea ce privește tensiunea von Mises, aceasta a prezentat, de asemenea, o

creștere evidentă, proporțională cu deformațiile. Cu toate acestea, niciuna dintre valorile obținute nu a depășit limita admisibilă definită prin ecuațiile (6.9) și (6.10).

Tabelul 6.5 Rezultatele obținute pentru cele 3 grosimi ale pereților pilonilor.

Tipul de pilon	Parametri	Pilonul de referință	25% reducerea grosimii	50% reducerea grosimii
Cilindric	Deformațiile totale maxime	0,52311 m	0,69313 m	1,0338 m
	Tensiunile maxime von Mises	117,28 MPa	153,28 MPa	222,50 MPa
Conic	Frecvența naturală	0,36082 Hz	0,32099 Hz	0,26951 Hz
	Deformațiile totale maxime	0,27942 m	0,37088 m	0,55414 m
	Tensiunile maxime von Mises	84,03MPa	109,60 MPa	159,50 MPa
	Frecvența naturală	0,51194 Hz	0,45413 Hz	0,38008 Hz

6.5 Analiza pentru un pilon de 100 m

În absența datelor tehnice concrete pentru un pilon de 100 de metri în funcțiune, putem să ne orientăm către datele furnizate în lucrarea [58], care a luat în considerare o abordare interesantă. Autorii au extrapolat specificațiile turbinei Vestas V-90, scalându-le la o înălțime de 103 metri și au atribuit greutatea componentelor conform turbinei NREL de 5 MW (tabelul 6.6). În plus, vom extinde comparația cu o structură alternativă, respectiv un pilon de beton, pentru a evidenția avantajele și dezavantajele fiecărei opțiuni în ceea ce privește performanța, durabilitatea și impactul asupra mediului. Astfel, putem obține o imagine mai completă și îmbogățită asupra implicațiilor tehnice și de proiectare ale unui pilon înalt de 100 de metri.

Tabelul 6.6 Proprietățile de bază ale turbinei NREL interpolată pentru o înălțime a pilonului de 103 m.

Proprietăți	Pilon din oțel	Pilon din beton
Înălțime	103 m	
Diametrul de la partea inferioară	6 m	8,2 m
Grosimea de la partea inferioară	35 mm	250 mm
Diametrul de la partea superioară	3,87 m	4,8 m
Grosimea de la partea superioară	25 mm	250 mm

În tabelul 6.7 sunt prezentate caracteristicile materialelor folosite pentru construcția pilonului. Se poate observa că pentru pilonii utilizați în acest caz se iau în considerare două tipuri de materiale, cu un accent deosebit pe pilonii din beton precomprimat. Este important de menționat că pilonii din beton precomprimat sunt prevăzuți cu tendoane din oțel care se întind de-a lungul diametrului lor.

Tabelul 6.7 Caracteristicile materialului din care este făcut pilonul [59].

Proprietăți	Valori pilon din oțel	Valori pilon din beton
Modulul lui Young (E)	$210 \cdot 10^3$ MPa	$26 \cdot 10^3$ MPa
Densitatea (ρ)	8.500 kg/m ³	2.450 kg/m ³
Raportul lui Poisson (ν)	0,3	0,2

Acest aspect este semnificativ deoarece utilizarea tendoanelor din oțel în pilonii din beton precomprimat contribuie la consolidarea și întărirea structurii pilonului, sporind astfel

capacitatea sa de a rezista la sarcinile gravitaționale și de compresie la care este supus. Armătura din oțel este adesea utilizată în construcția pilonilor pentru a asigura rezistența și stabilitatea necesare în condiții variabile de încărcare și medii dificile.

Parametrii admisibili ce trebuie respectați pentru cazul pilonului din beton precomprimat sunt prezentați în tabelul 6.8.

Tabelul 6.8 Variabilele de proiectare pentru pilonul din beton precomprimat [119].

Parametru	Valori pilon din beton
Frecvența	$0,212 \leq f_{\text{pilon}} \leq 0,606$ Hz
Deformația admisibilă	1,29 m
Rezistența la tracțiune	2,4 - 5 MPa
Rezistență la compresiune	27,5 MPa

Prin examinarea figurii 6.10, putem observa că deformația în cazul pilonului din beton este mai mică în comparație cu cea a pilonului din oțel. Această comportare poate fi atribuită diametrului semnificativ mai mare al structurii din beton în comparație cu cea din oțel. De asemenea, grosimea peretelui pilonului poate contribui la acest aspect, având în vedere că grosimea este aproximativ de 7 ori mai mare decât cea a pilonului din oțel. În plus, putem observa că, în comparație cu pilonul de 84 m, deformațiile în cazul pilonului de 103 m cresc semnificativ de la 0,25 m la 0,41 m. Această diferență semnificativă poate fi atribuită variațiilor în grosimea pereților pilonului și ar putea fi similară cu comportamentul observat în cazul reducerii cu 25% a grosimii pereților. În cadrul pilonului din beton, putem observa că valoarea maximă a tensiunii se află în partea inferioară a pilonului.

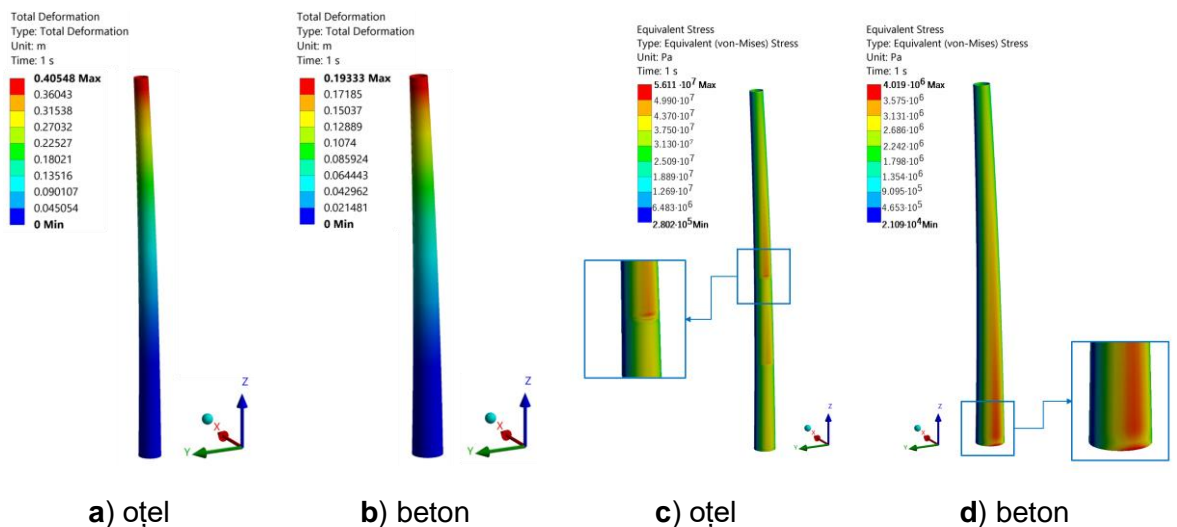


Figura 6.10 a) Deformația totală și tensiunile von Mises sub acțiunea vântului din Marea Neagră – B1.

Rezultatele obținute în figura 6.11 prezintă similarități cu cea din figura 6.10, cu mențiunea că acestea reflectă o creștere determinată de variația vitezei vântului, care își modifică intensitatea în cazul locației C3.

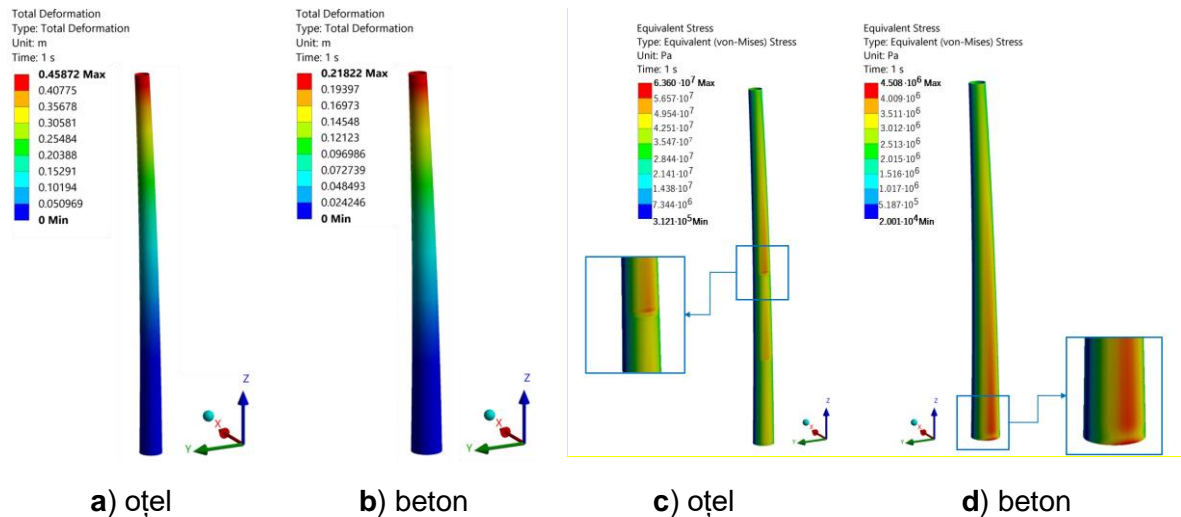


Figura 6., a) Deformația totală și tensiunile von Mises sub acțiunea vântului din Marea Neagră – C3.

6.6 Concluzii

Scopul acestui capitol a fost să evalueze două tipuri de piloni pentru o turbină eoliană: unul cu formă cilindrică și celălalt cu formă conică. Parametrii de referință au fost adoptați conform specificațiilor turbinei eoliene *offshore* Vestas V112-3 MW. Pornind de la aceste date, s-a realizat o adaptare a pilonului cu formă conică, care a demonstrat rezultate mai bune în comparație cu rezultatele pilonului cilindric. De asemenea, s-a explorat posibilitatea utilizării unui pilon din beton, însă în acest caz înălțimea a fost interpolată la 103 m, dimensiune folosită tot mai des pentru exploatarea energiei regenerabile *offshore*. Toate analizele au fost efectuate cu ajutorul aplicației software ANSYS.

În urma analizei modale, a fost adoptată o dimensiune a mesh-ului de 0,5 m, deoarece diferența între mesh-ul de 0,25 m și cel de 0,5 m era aproape imperceptibilă. Frecvența naturală pentru pilonul cilindric a fost de 0,27 Hz, iar pentru pilonul conic a fost de 0,38 Hz, ambele frecvențe situându-se între 0,224 și 0,640 Hz; astfel, s-a evitat efectul de rezonanță.

În cadrul acestui studiu au fost efectuate două analize statice distincte. Prima analiză a fost realizată în condiții normale de funcționare a turbinei, cu viteza vântului până la limita de oprire de 25 m/s. Cea de-a doua analiză a fost efectuată într-un scenariu în care turbina nu mai era funcțională și viteza vântului atingea valoarea de 50 m/s. Forțele acționând asupra pilonului în ambele cazuri, fie în condiții normale, fie în situația de avarie, au fost date de forța de împingere a vântului asupra palelor, momentul de încovoiere al acestora, distribuția vântului pe toată înălțimea pilonului, forța gravitațională generată de greutatea componentelor suportate (nacelă, pale și rotor) și greutatea propriu-zisă a pilonului. Pe lângă cele două analize menționate, s-au investigat și condițiile normale de exploatare specifice Mării Negre pentru două locații deja abordate în capitolul 3. În plus, s-au explorat posibilitățile de utilizare ale unui pilon cu înălțimea mai mare de 103 m, precum și perspectivele de a folosi un alt material în afară de oțel, mai exact, betonul.

Deformațiile celor doi piloni în condiții normale de funcționare au fost sub valoarea admisibilă, fiind mai mici cu peste 50%. În condiții de vânt extrem, deformațiile pentru structura conică au fost aproape de limita admisibilă, iar cele pentru pilonul cilindric au depășit această limită. Deformațiile maxime pentru ambii piloni s-au situat în partea superioară a pilonului, la o înălțime de 84 m. Dacă luăm în considerare un diametru pentru pilonul cilindric echivalent cu

structura conică, deformația obținută are o valoare de 1,18 m, o valoare care depășește însă limita de deformare admisibilă. Astfel, structura conică a prezentat o rezistență mai bună decât cea cilindrică. Diametrul optim pentru ca structura să nu se deformeze sub limita admisibilă a fost de 5,2 m (pentru acest diametru, s-a obținut o deformație maximă de 1,02 m), o diferență de 1 m față de diametrul ales pentru studiu.

Tensiunile von Mises pentru cei doi piloni, în condiții normale de funcționare, au rămas sub valoarea admisibilă fiind de 305 MPa. Valorile obținute pentru pilonul cilindric și cel conic au fost de 65 și, respectiv, 100 MPa; aceste cifre reprezintă aproximativ un sfert și o treime din valoarea limită admisibilă. În condiții de vânt extrem, structura cilindrică a depășit valoarea admisibilă cu aproximativ 55 MPa, în timp ce pilonul conic se afla în continuare sub această limită admisibilă. Cele mai mari tensiuni au fost identificate în zona de cuplare a secțiunilor pilonului, cu precădere în zona de tranziție de la o grosime a peretelui de 30 mm la 19 mm (la o înălțime de 40 m). Tensiuni ridicate au fost de asemenea observate la joncțiunea dintre secțiunile cu grosimea a peretelui de 50 mm și cele cu grosimea de 30 mm (la o înălțime de 20 m). Faptul că tensiunile au fost înregistrate în aceste zone și nu în partea de jos a pilonului, cum ar fi fost normal, se datorează proiectării celor doi piloni fără utilizarea de flanșe. În cazul în care am considera același diametru de 5,2 m, tensiunea von Mises ar rămâne sub valoarea admisibilă, înregistrând o valoare de 287 MPa. O observație importantă se poate face în ceea ce privește pilonul din beton, unde maximul tensiunilor von Mises se află în partea inferioară. Aceasta se datorează faptului că grosimea pilonului este constantă pe întreaga înălțime, iar valoarea tensiunilor pentru acest caz este cuprinsă între 4 și 4,5 MPa, fiind în limitele admisibile pentru acest material.

Pentru a valida modelul prezentat în acest capitol, am efectuat o comparație între rezultatele obținute și lucrarea [120], unde au fost efectuate măsurători asupra unei turbine cu un pilon de 80 m înălțime. Acest studiu a constatat în plasarea senzorilor la diverse înălțimi (pe patru niveluri, de la nivelul 0 la nivelul 3 și înregistrarea mai multor tipuri de semnale, precum accelerația, deformarea, temperatura și înclinarea). De asemenea, în lucrare a fost prezentat un model cu element finit creat cu ajutorul software-ului LUSAS. Acest model a fost dezvoltat pentru a determina fezabilitatea și utilitatea sa în analize viitoare. Concluzia a fost că rezultatele pot fi interpretate și calculate cu succes utilizând modele cu element finit. În urma studiului, am obținut o valoare apropiată de 0,340 Hz pentru frecvențele naturale ale modului 1. Valorile obținute în cadrul acestui capitol au fost de 0,361 Hz pentru pilonul cilindric și 0,512 Hz pentru cel conic. Aceste diferențe au fost determinate de grosimea învelișului, care în cadrul prezentei analizei erau mai mari decât cele din lucrarea [120]. Totuși, tabelul 6.6 a relevat o tendință a acestor frecvențe de a scădea pe măsură ce grosimea peretelui a fost redusă. În plus, variațiile sunt influențate de diametrele alese pentru piloni. Având în vedere toate aceste aspecte, putem concluziona că pilonii au avut frecvențe similare, iar lucrarea [120] poate servi drept metodă de validare a modelului dezvoltat în cadrul acestei analize. De asemenea, în cadrul studiului menționat, au fost evaluate și valorile maxime ale tensiunilor sub acțiunea unei viteze a vântului de 25 m/s, care s-au situat în jurul valorii de 70 MPa. În comparație, valorile pentru pilonii din acest capitol care au fost de aproximativ 100 și 65 MPa. Aceste analize detaliate contribuie la o mai bună înțelegerea a performanțelor pilonilor în diferite scenarii și condiții de încărcare.

În cadrul studiului, am identificat o posibilă direcție către eficiența acestui tip de turbină eoliană, luând în considerare potențiala amplasare în Marea Neagră. În această regiune, viteza vântului nu atinge niveluri foarte mari, însă productivitatea unei astfel de turbine ar putea ajunge la aproximativ 45%. S-a observat că prin subțierea peretelui pilonului, turbina ar putea să manifeste o rezistență mecanică adecvată pentru a funcționa în această locație.

7 Analiză structurii plutitoare

În acest capitol, este prezentată o analiză detaliată a caracteristicilor hidrodinamice pentru o fundație de tip *spar*, concepută pentru a susține o turbină eoliană *offshore*. Studiul se va desfășura cu ajutorul programului ANSYS AQWA [121], unde se va genera un model care va include atât fundația, cât și sistemul de ancorare compus din cele trei linii de ancore, precum și cablul de export.

Datele referitoare la caracteristicile fundației pot fi consultate în tabelul 7.1, în timp ce caracteristicile turbinei vor fi preluate de la modelul NREL, care a fost utilizat anterior în cercetările din capitolele anterioare (tabelul 7.2). Este demn de menționat că, deși până în prezent turbinele eoliene *offshore* au fost amplasate la adâncimi de până la 150 de metri, una dintre locațiile de interes pentru acest capitol este asociată cu o adâncime a apei de 1000 de metri. Această alegere se justifică prin scopul informativ al acestui studiu.

Tabelul 7.1 Caracteristicile fundației de tip *Spar*.

Parametri	Valori
<i>Diametru</i>	15 m
<i>Înălțime</i>	100 m
<i>Pescaj</i>	85 m
<i>Deplasament</i>	15.020,7 m ³
<i>Centrul de gravitație</i>	-59.43 m
<i>Masa totală</i>	14.698.798,37 kg
<i>Numărul liniilor de ancorare</i>	3

În cadrul masei totale a sistemului sunt incluse atât greutatea asociată structurii propriu-zise, cât și balastul fix și cel variabil.

În acest context, linia de ancorare este formată din două componente principale: lanțuri și cabluri de poliester. Diametrul de 239 mm pentru lanțuri și 160 mm pentru cabluri a fost selectat pentru a asigura rezistența necesară în fața solicitărilor hidrodinamice și mecanice ale mediului marin [122]. Lanțurile și cablurile au mase specifice de 315 kg/m și, respectiv, 44 kg/m. În ceea ce privește cablul de export, este important să se înțeleagă că acesta nu are un rol în asigurarea stabilității structurii.

Tabelul 7.2 Caracteristicile turbine NREL de interes pentru studiul fundației [123].

Parametri	Valori
<i>Masa rotorului</i>	110.000 kg
<i>Masa nacelei</i>	240.000 kg
<i>Masa pilonului</i>	347.460 kg
<i>Centrul de gravitație</i>	60 m

7.1 Tipuri de fundații folosite în industria eolienele *offshore*

Fundațiile de la turbinele eoliene *offshore* reprezintă o parte esențială a infrastructurii necesare pentru a exploata eficient energia eoliană din largul coastelor. Aceste structuri sofisticate și complexe sunt concepute pentru a susține și ancora cu fermitate turbinele eoliene

În apele tumultuoase ale oceanelor, deschizând calea pentru exploatarea eficientă a resurselor de energie eoliană în largul coastelor. Principalele tipuri de fundații sunt: undațiile de tip *monopile* (cu un singur pilon de susținere), fundațiile de tip *jacket* (grinzi cu zăbrele), fundația de tip tripod, fundațiile de tip TLP (*Tension leg platform* – cuplare cu pretensionare pe verticală), fundațiile de tip semi-submersibil, fundațiile de tip *spar*.

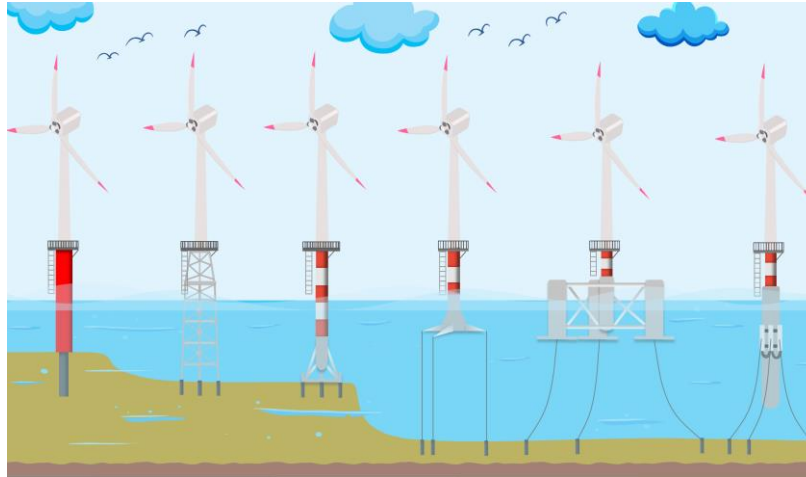


Figura 7.1 Tipuri de fundații, de la stânga la dreapta *Monopile*, *Jacket*, *Tripod*, *TLP*, *Semi-submersibil*, *Spar*.

7.2 Gradele de libertate ale fundației *Spar*

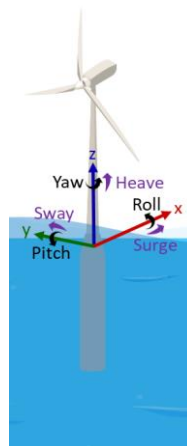


Figura 7.2 Cele șase grade de libertate pentru fundația de tip *spar*.

În cadrul turbinelor eoliene plutitoare cu fundație de tip *spar*, conceptul de 6 grade de libertate (sau 6-DOF - 6 *Degrees of Freedom*) reprezintă un aspect esențial al proiectării și funcționării acestor structuri *offshore* (figura 7.2). Aceste 6 grade de libertate descriu capacitatea fundației de a se deplasa și de a efectua rotații în șase direcții distincte, ceea ce permite adaptarea la condițiile variabile ale oceanului. Aceste grade de libertate includ mișcarea în lungul axei x (orientată în direcția vântului – *surge*), mișcarea în lungul axei y (perpendiculară pe direcția vântului – *sway*), mișcarea în sus și în jos (*heave*), rotația în jurul axei x (*roll*), rotația în jurul axei y (*pitch*) și rotația în jurul axei z (*yaw*).

Ecuția analitică în domeniul timpului pentru turbinele eoliene este exprimată astfel [124]:

$$(M+A_{\infty})\ddot{x}(t)+\int_0^t h(t-\tau)\dot{x}(\tau)d\tau+Df(\dot{x})+K(x)x=q(t,x,\dot{x}) \quad (7.1)$$

unde: M este matricea maselor pentru fundația plutitoare de tip *spar*, A_{∞} reprezintă masele adiționale când frecvența se apropie de infinit, $h(t)$ este funcția de întârziere, care reflectă influența istoricului mișcării asupra stării curente a turbinei eoliene, D este matricea de amortizare neliniară, care reflectă forțele de amortizare ce apar în timpul mișcării turbinei eoliene și a fundației, K este matricea de rigiditate de restaurare, care ține cont de comportamentul de revenire la poziția inițială a turbinei eoliene și a fundației, q reprezintă vectorul forțelor de excitație, care include forțele generate de undele incidente și de difracție, forțele aerodinamice ale rotorului, presiunea vântului asupra pilonului și forțele neliniare de restaurare, precum cele generate de cablurile de ancorare și cuplurile rezultate din mișcarea structurii, x, \dot{x}, \ddot{x} reprezintă vectorii de poziție, viteză și accelerație ai originii turbinei eoliene în cele trei direcții.

7.3 Spectrul de val

Spectrul JONSWAP, dezvoltat în anii 1973 în cadrul proiectului Joint North Sea Wave (JONSWAP), a fost conceput pentru a aborda variabilitatea observată a valurilor marine în diferite condiții. Acesta este caracterizat de formula sa matematică distinctă, care descrie distribuția energiei undelor în funcție de frecvență și direcție. Formula spectrului JONSWAP este definită astfel [125,126]:

$$S(f,\theta)=\frac{\alpha_{\text{norm}}g^2}{f^5}\exp\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{f_m}{f}\right)^4\right)\gamma^{\exp\left(\frac{1}{2}\left(\frac{f}{f_m}-1\right)^2\right)} \quad (7.1)$$

unde: $S(f,\theta)$ reprezintă densitatea spectrală a energiei la frecvența f și direcția θ (în m^2s), α este un coeficient de normalizare, g este accelerația gravitațională, f_m este frecvența de vârf a spectrului (în Hz), γ este factorul de amplificare a vârfului.

7.4 Rezultatele obținute în urma simulării fundației în ANSYS

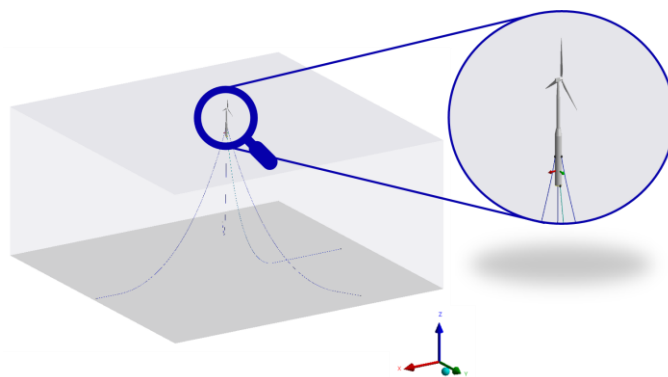


Figura 7.3 Geometria realizată cu ajutorul programului ANSYS.

În acest context, structura este analizată cu ajutorul teoriei difracției. Geometria folosită pentru acest studiu este prezentată în figura 7.3.

În acest capitol, a fost adoptată o dimensiune a elementului de discretizare de 0,5 metri. Numărul total de panouri fiind de 37233, dintre care 16091 fiind elemente de difracție. Rezultatele procesului de generare a discretizării sunt ilustrate în figura 7.4.

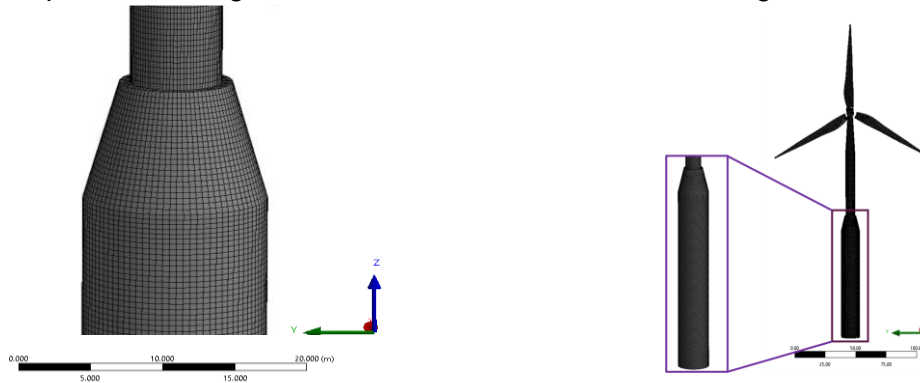


Figura 7.4 Discretizarea fundației cât și a turbinei realizată în ANSYS AQWA.

Analiza inițială a fundației de tip *spar* se concentrează pe fenomenul de difracție. Aceasta a fost efectuată în intervalul de frecvențe ale undelor cuprins între 0 și 1.8 rad/s. Din figura 7.5 se poate observa că funcția de răspuns în frecvență (RAO - *Response Amplitude Operator*) pentru oscilația de translație longitudinală (*surge*) prezintă o tendință de scădere odată cu creșterea frecvenței undelor. În același timp, funcția de răspuns în frecvență pentru oscilația de translație verticală (*heave*) și funcția de răspuns în frecvență pentru oscilația de tangaj (*pitch*) arată o tendință de creștere urmată de scădere.

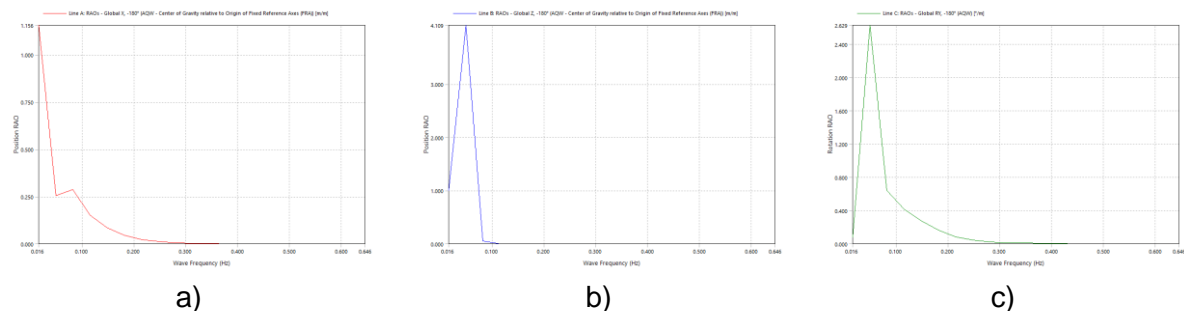


Figura 7.5 Funcția de răspuns în frecvență a a) oscilației de translație longitudinale; b) oscilației de translație verticale; c) oscilației de tangaj.

Comparând rezultatele obținute cu cele din lucrarea [127], se observă că funcția de răspuns în frecvență pentru oscilația de translație pe direcție longitudinală este de 1,8, o valoare apropiată de cea obținută în această analiză.

Folosind lucrarea menționată mai sus ca referință, atât pentru analiza oscilației de translație pe direcție verticală, cât și pentru oscilația de ruliu, observăm că pentru oscilația de translație verticală, valoarea lui RAO este de maxim 7, în timp ce oscilația de ruliu, prezintă valori de 2,5. Putem concluziona că rezultatele sunt apropiate, existând totuși diferențe între rezultate, care pot fi atribuite dimensiunilor diferite ale structurii și a mediului în care acționează fundația.

Datele prezentate în figura 7.6 ilustrează rezultatele obținute în urma evaluării forțelor și momentelor hidrodinamice induse atât de acțiunea undelor incidente (metoda Froude-Kryloff), cât și de interacțiunea directă a corpului cu mediul înconjurător. Forța de excitație pe direcție longitudinală atinge un maxim de 3632 kN, în timp ce pentru excitația pe direcție

verticală aceasta se înjumătățește, având un maxim de 1617 kN. Observăm că maximul pentru forța de excitație pe direcție verticală se află la cea mai mică frecvență, adică acolo unde perioada valului este mare. Pentru momentul de excitație în jurul axei x, acesta atinge valoarea maximă la o frecvență de 0,15 Hz și are o valoare de aproximativ 158600 kNm.

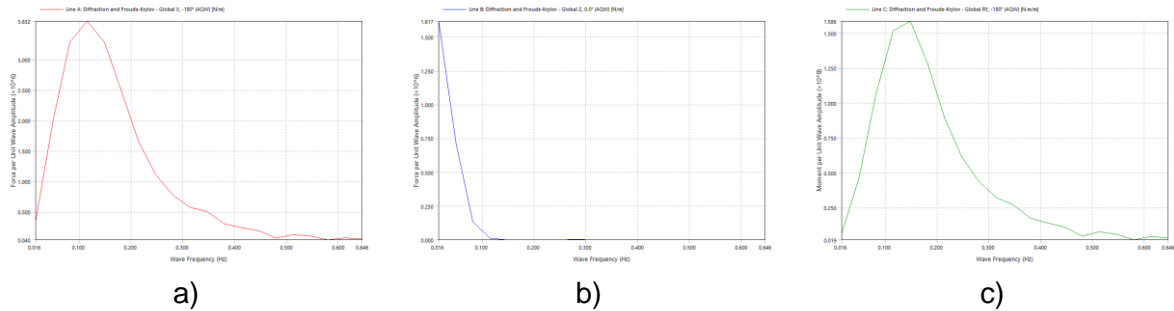


Figura 7.6 a) Forța de excitație a valului pe direcție longitudinală; b) forța de excitație a valului pe direcție transversală; c) momentul de excitație dat de val – pentru oscilația de rului.

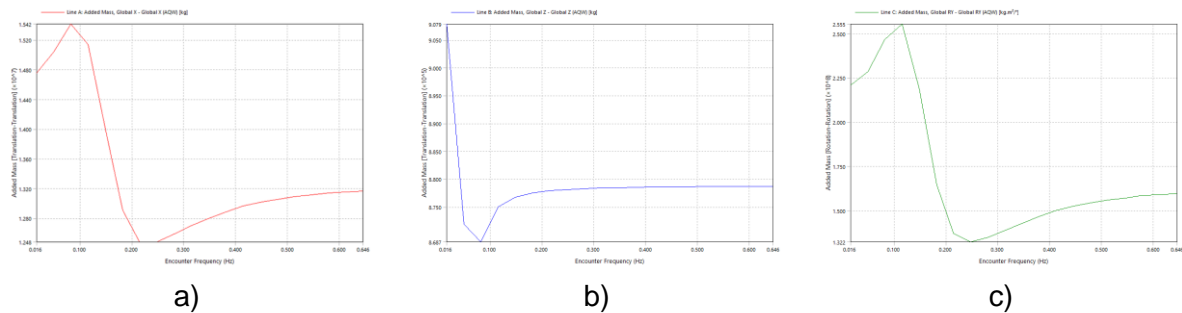


Figura 7.7 Masele adiționale pentru a) oscilația de tip surge; b) oscilația de tip heave; c) oscilația de tip pitch.

Masele adiționale pentru structura analizată sunt prezentate în figurile figura 7.7 pentru cele trei tipuri de mișcări: surge, heave și pitch. Aceste mase adiționale depind în mare măsură de geometria structurii, care influențează accelerația particulelor de fluid asupra suprafeței geometrice.

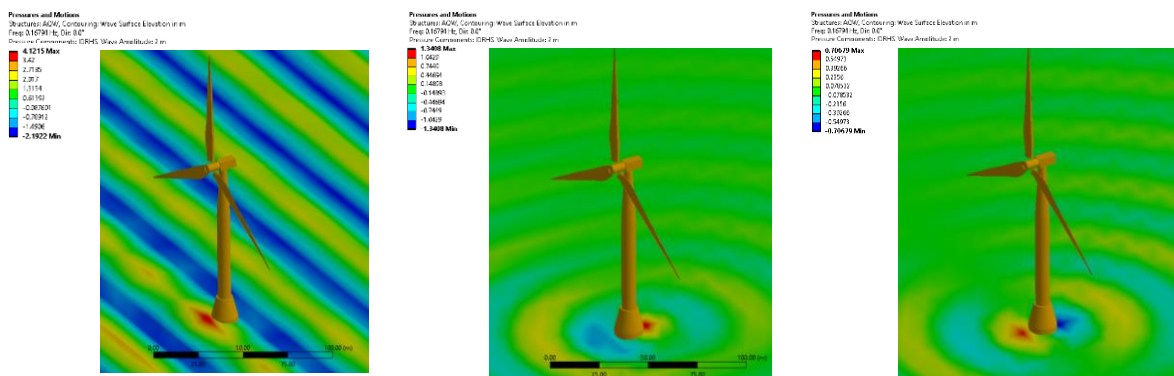


Figura 7.8 Înălțimea valului a) considerând toate componentele; b) de difracție; c) de radiație.

Simulând un val cu o amplitudine de 2 m pentru o perioadă a valului de 6 s, echivalentul frecvenței de 0,167, a fost obținută înălțimea valului care conține toate componentele acestuia.

Valul simulat este de tip frontal. După cum se poate observa din figura 7.8, înălțimea maximă a acestuia este de 4,12 m, iar minimul este de -2,19 m.

Pentru a analiza răspunsul hidrodinamic al structurii împreună cu liniile de ancorare, s-a efectuat o analiză de stabilitate. În cadrul acestei analize, s-a simulat un val neregulat utilizând spectrul JONSWAP, fiind necesară definirea înălțimii semnificative a valului și a perioadei de vârf a valului. Pentru acest scenariu, s-a considerat o înălțime semnificativă a valului de 2 m și o perioadă de 6 s, aceste valori caracterizând suficient de bine spectrul de val. Pentru simulare, s-a ales o direcție frontală a valului. Valoarea înălțimii semnificative a valului de 2 metri reprezintă nivelul maxim înregistrat pentru perioada cuprinsă între 2002 și 2021, specific pentru zona de est a Mării Negre. Această valoare corespunde unei perioade a valului de 6 secunde. În urma acestei analize, s-a constatat că fundația se va deplasa vertical cu 1,531 m, ceea ce indică stabilitatea fundației în condițiile de mediu simulate.

7.5 Concluzii

Acest capitol prezintă analiza hidrodinamică a unei fundații de tip *spar*, modelată și simulată cu ajutorul programului ANSYS AQWA. În consecință, a fost creat un model geometric detaliat al fundației și a sistemului de ancorare. Acest model a inclus, de asemenea, cele trei linii de ancore și cablul de export care conectează fundația la rețeaua electrică.

Conform rezultatelor analizei efectuate în cadrul simulării în ANSYS AQWA, se constată că forța de derivă calculată prin metoda câmpului apropiat și cea calculată prin metoda câmpului îndepărtat sunt în concordanță, reflectând astfel acuratețea discretizării. În ceea ce privește analiza fenomenului de difracție, s-a observat că funcțiile de răspuns în frecvență pentru mișcarea de deplasare longitudinală, verticală și înclinare prezintă anumite tendințe specifice, în timp ce pentru celelalte tipuri de mișcări (*sway*, *roll* și *yaw*) se înregistrează valori semnificativ mai mici din cauza orientării unde la 0°.

Comparând rezultatele obținute cu cele din literatura de specialitate, se observă o concordanță semnificativă pentru mișcarea de deplasare pe direcție verticală și pentru oscilația de rulu, cu mici diferențe datorate dimensiunilor diferite ale structurilor și a mediului în care acestea operează. De asemenea, s-a constatat că adâncimea apei joacă un rol crucial în determinarea valorii funcției de răspuns în frecvență.

Masele adiționale pentru mișcările *surge*, *heave* și *pitch* depind în mare măsură de geometria structurii și sunt utilizate pentru evaluarea factorilor de risc de scufundare în industria eolienelor *offshore*. Comparând rezultatele obținute cu referințele din literatură, s-a observat că valorile se încadrează în intervalul specificat pentru mișcarea *heave* și fiind apropiate pentru celelalte oscilații. Diferențele apărute sunt în mare parte influențate de variațiile constructive ale structurilor, așa cum a fost discutat în detaliu într-o lucrare precedentă [128].

Analiza răspunsului hidrodinamic a inclus simularea unui val de tip frontal cu o înălțime semnificativă de 2 m și o perioadă de 6 s. Această analiză a demonstrat stabilitatea fundației în condițiile de mediu simulate. În concluzie, datele prezentate în acest capitol ilustrează rezultatele obținute din evaluarea forțelor și momentelor hidrodinamice induse de acțiunea undelor incidente ale valurilor și de interacțiunea directă a corpului cu mediul marin.

8 Costul uniformizat al energiei pentru o fermă de turbine eoliene

8.1 Costului uniformizat al energiei în industria eoliană actuală

Costul uniformizat al energiei (LCOE) reprezintă prețul teoretic la care ar trebui să fie vândută electricitatea pentru a atinge punctul de echilibru financiar. Astfel, acesta joacă un rol fundamental în evaluarea fezabilității economice a proiectelor energetice și oferă o metodă standardizată de comparație a costurilor între diferite surse de energie [129,130]. LCOE poate fi definit ca raportul dintre costurile unui proiect energetic și producția sa de electricitate pe parcursul duratei sale de viață, exprimat de obicei ca [131]:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^{T_{\text{proiect}}} (CAPEX_i + OPEX_i)(1+r)^{-i}}{\sum_{i=1}^{T_{\text{proiect}}} AEP_i(1+r)^{-i}} \quad (8.1)$$

În această formulă, costurile sunt împărțite în două categorii: cheltuielile de capital (CAPEX), care includ costurile efectuate înainte de punerea în funcțiune a proiectului, și cheltuielile operaționale (OPEX), care acoperă costurile producției de electricitate și întreținerea infrastructurii energetice. Producția anuală de energie (AEP) reprezintă sursa principală de venit. Durata de viață a proiectului este notată cu T_{proiect} , iar r este rata de reducere.

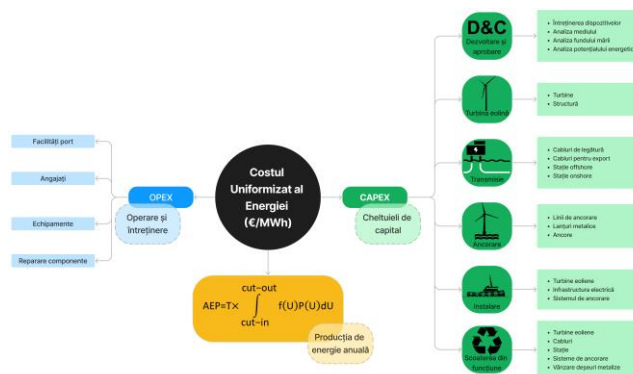


Figura 8.1 Componentele costului uniformizat al energiei.

8.2 Factori relevanți în evaluarea costului uniformizat al energiei

În acest context, valorile pentru LCOE sunt particulare fiecărui proiect și abordarea în cadrul acestui capitol exemplifică o situație concretă pentru regiunea Mării Negre. Pentru a realiza această simulare, ne vom concentra asupra celor 9 locații identificate în capitolul 3, unde am constatat că turbinele Siemens Gamesa de 8 MW au înregistrat cele mai bune performanțe. Acestea li s-a atribuit capacitatea de a genera o putere totală de 800 MW.

Pentru a oferi o perspectivă asupra componentelor specifice, vom discuta și despre considerațiile legate de distanța față de țărm. În regiunea Mării Negre, unde nu există încă ferme eoliene, vom face presupuneri bazate pe legislația existentă în alte țări unde astfel de proiecte sunt deja în desfășurare. Se va ține cont de distanța necesară pentru a minimiza impactul vizual și nivelul de zgomot generat. Având în vedere faptul că, din punct de vedere teoretic, forma Pământului limitează vizibilitatea turbinelor la distanțe mai mari de 45 km. În

funcție de țară, există numeroase reglementări în vigoare, precum restricțiile de 12 mile marine (NM) pentru parcurile eoliene din Marea Nordului (cum este cazul Belgiei, Olandei și Scoției) sau distanța de 2 kilometri față de țărm, ca în Norvegia [132], sau aproximativ 11 kilometri în Grecia și 12 kilometri în Spania [133].

Pe lângă distanța față de țărm, adâncimea apei joacă un rol crucial în determinarea fundației optime pentru turbine. De aceea, pentru fiecare locație, vom alege un tip specific de fundație, conform indicațiilor prezentate în tabelul 8.1.

Tabelul 8.1 Adâncimile și distanțele față de coasta Mării Negre pentru cele 9 locații stabilite.

Locații	Adâncime	Distanța pînă la țărm	Tip de fundație
A1	34 m	20 km	Monopile
A2	26 m	25 km	Monopile
A3	40 m	24 km	Jacket
B1	58 m	70 km	Jacke
B2	78 m	70 km	Tension leg
B3	65 m	100 km	Tension leg
C1	95 m	100 km	Semi-submersibil
C2	173 m	120 km	Semi-submersibil
C3	1.000 m	145 km	Spar

O ultimă variabilă abordată în acest context este transportul maritim. Așa cum se poate observa în figura 8.2, un volum semnificativ de transporturi maritime este evidențiat în special în zona porturilor, precum Constanța din România. Dacă suprapunem această hartă cu locațiile selectate în capitolul 3, vom constata că locațiile A3, B1, B2 și B3 se regăsesc în zone cu trafic intens, ceea ce le face nepotrivite pentru amplasarea parcurilor de turbine eoliene, pentru a preveni eventuale incidente maritime.

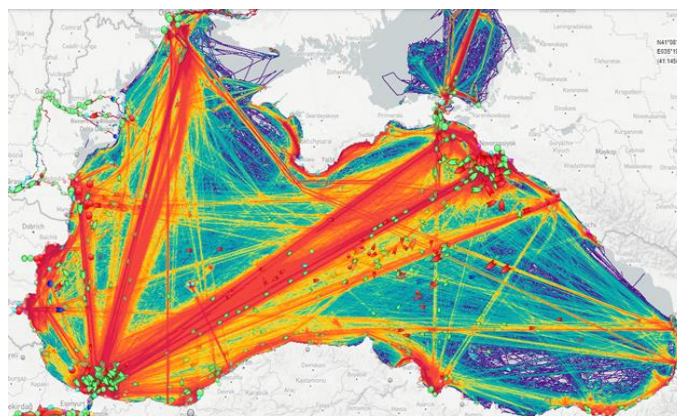


Figura 8.2 Traficul maritim al Mării Negre.

8.2.1 Cheltuieli de capital

- Dezvoltare și Aprobare

Această etapă a proiectului include studii de mediu, studii ale fundului mării și stații meteorologice, servicii de gestionare a proiectului și dezvoltare. Conform unor autori, această valoare este estimată în jur de 4% din totalul CAPEX [134]. Costurile totale pentru D&A (dezvoltare și aprobare) sunt stabilite la aproximativ 187,2 k€/MW [134].

- Turbină și Substructură

În cazul turbinelor eoliene *offshore*, combinația dintre turbină și substructură reprezintă aproximativ 55% din totalul CAPEX [134]. Pe baza datelor din surse variate, costul mediu al unei turbine eoliene generice este estimat la 950 k€ – 1,6 M€ pe MW [135,136]. Vom adopta un cost al turbinei de 1,2 M€ pe MW.

Pentru substructuri, costurile de fabricație vor fi estimate pe baza unui factor de complexitate, așa cum este prezentat în referința [137], iar o prezentare generală este furnizată în tabelul 8.2.

Tabelul 8.2 Costul de producție pentru diferite tipuri de substructuri [137].

Tip de structură	Consum de materiale	Prețul pentru materiale	Prețul de producție	Prețul final
<i>Monopile</i>	1.200 t	1,2 M€	1,2 M€	2,4 M€
<i>Jacket</i>	825 t	0,825 M€	2,355 M€	3,18 M€
<i>Tension leg</i>	521 t	0,521 M€	0,677 M€	1,198 M€
<i>Semi-submersibil</i>	2.500 t	2,5 M€	5 M€	7,5 M€
<i>Spar</i>	1.700 t	1,7 M€	2,04 M€	3,74 M€

- Sistemul de ancorare

Liniile de ancorare pot fi realizate din diverse materiale, precum cabluri sintetice, lanțuri sau cabluri metalice. De obicei, cablurile sintetice sunt fabricate din poliester sau polietilenă, oferind rezistență și durabilitate în mediul marin. Acestea sunt utilizate pentru a lega structurile plutitoare de ancore și, implicit, de fundul mării.

Determinarea lungimii liniilor de ancorare este un aspect crucial în proiectarea acestor sisteme. Pentru fundațiile de tip *spar*, se presupune că lungimea liniei de ancorare pentru o adâncime de 100 de metri este de 500 de metri, cu adăugarea a 150 de metri la fiecare 100 de metri de adâncime suplimentară [129]. Pentru fundațiile de tip *semi-submersibil*, se adaugă încă 60 de metri la aceste estimări. În ambele cazuri, se mai adaugă și 50 de metri de lanț pentru fiecare linie de ancorare.

Tabelul 8.3 Estimarea prețului pentru sistemele de ancorare specific fiecărui tip de fundație la o adâncime de 200 m [137].

Tip de structură	Componenta sistemului de ancorare	Tipul de ancorare	Număr/ Lungime a totală	Prețul final
<i>Tension leg</i>	Ancore	Sucțiune	3	1,5375 M€
		Catenare Stevpris Mk6	3	0,165 M€
	Linii de ancorare	Cabluri metalice verticale	528 m	0,0355 M€
		Cabluri metalice catenare	2130 m	0,0479 M€
		Lanțuri	150 m	0,0188 M€
<i>Semi-submersibil</i>	Ancore	Catenare Stevpris Mk5	4	0,456 M€
	Linii de ancorare	Cabluri metalice	2840 m	0,1278 M€
		Lanțuri	200 m	0,05 M€
<i>Spar</i>	Ancore	Catenare Stevpris Mk5	3	0,342 M€
	Linii de ancorare	Cabluri metalice	1950 m	0,0878 M€
		Lanțuri	150 m	0,0375 M€

- Transmisia

Sistemul electric al unei ferme eoliene *offshore* a evoluat semnificativ în timp pentru a se adapta nevoilor crescânde ale industriei eoliene *offshore*. Această rețea electrică complexă este esențială pentru captarea și distribuția eficientă a energiei eoliene în rețeaua electrică.

Pentru a ilustra structura fermei eoliene *offshore*, putem să o încadrăm într-o schemă rectangulară, compusă din două coloane, fiecare având câte 5 turbine, cu un total de 10 rânduri. În acest aranjament, substația electrică *offshore* va fi poziționată în centrul fermei pentru a facilita colectarea și transmiterea eficientă a energiei generate așa cum este ilustrat în figura 8.3.

În acest capitol, se adoptă o distanță estimată de 1 km între turbine, deși o aproximare mai precisă poate fi obținută luând în considerare 4-10 diametre ale rotorului. Maximizarea acestei distanțe are ca rezultat reducerea interferențelor între turbine, dar implică creșterea costurilor de operare și de capital.

Pentru a avea o idee despre costurile implicate, putem lua în considerare prețul unui cablu de 0,281 M€/km pentru un cablu cu o secțiune de 300 mm².

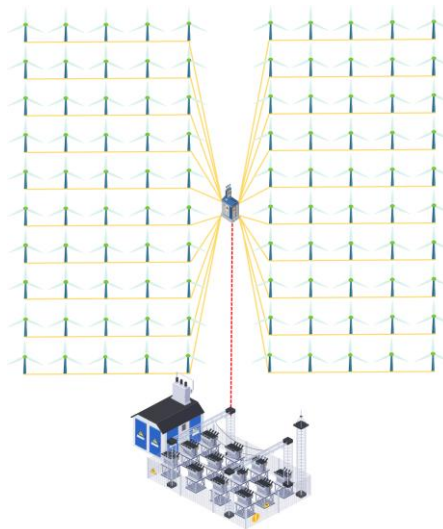


Figura 8.3 Structura fermei eoliene *offshore*.

Tabelul 8.4 Costul pentru transmitere [138].

Parametru	HVAC	HVDC
$n_{ex_cabluri}$	3	3
$C_{ex_cabluri}$ M€/km	2,336	1,168
n_{off_sub}	3	2
C_{off_sub} M€	39	142,75
n_{on_sub}	-	1
C_{on_sub} M€	-	84,35

- Instalare

Pentru a realiza cu succes instalarea substructurilor și a turbinelor eoliene *offshore*, este crucial să se implementeze proceduri bine planificate și adaptate la specificul mediului maritim. În acest scop, ne concentrăm pe două tipuri principale de substructuri: cele fixe și cele plutitoare. Fiecare dintre aceste subtipuri necesită abordări distincte de instalare [139]. O estimare a costurilor pentru instalarea turbinelor cu fundație este făcută în tabelul 8.5.

Tabelul 8.5 Costul pentru instalarea turbinelor și a fundațiilor.

Tip de turbina	Cost instalare turbina	Cost instalare substructură
<i>Monopile</i>	0,578 M€/turbina	0,917 M€/turbina
<i>Jacket</i>	0,578 M€/turbina	1,328 M€/turbina
<i>Tension leg</i>	0,768 M€/turbina	0,192 M€/turbina
<i>Semi-submersibil</i>	0,644 M€/turbina	0,222 M€/turbina
<i>Spar</i>	0,655 M€/turbina	0,088 M€/turbina

Un aspect crucial al procesului de instalare este utilizarea navelor și a echipamentelor specializate. Acestea sunt adaptate pentru a face față mediului marin și pentru a manevra componentele grele ale substructurilor și ale turbinelor eoliene.

În cazul parcurilor eoliene fixate de fundul mării, costurile de instalare sunt estimate la aproximativ 31 M€, în timp ce pentru parcurile eoliene plutitoare, unde se utilizează fundații plutitoare, costurile de instalare sunt estimate la aproximativ 24,54 M€. Aceste estimări reflectă variațiile de cost în funcție de tehnologia și specificațiile individuale ale fiecărui proiect de parc eolian offshore.

- Dezafectarea

Procesul de dezafectare în contextul parcurilor eoliene offshore este esențial pentru asigurarea îndepărtării eficiente și sigure a infrastructurii existente la sfârșitul duratei de viață a parcului. Acest proces implică demontarea și înlăturarea diferitelor componente cheie ale parcului, inclusiv turbinele eoliene, platformele plutitoare și piesele de tranziție, cablurile subacvatice și stația offshore. În procesul de dezafectare, se presupune că se va desfășura un proces invers față de instalare.

Costurile de dezafectare variază semnificativ în funcție de complexitatea proiectului, metodele specifice de dezafectare și alți factori, de multe ori, sunt estimate ca procent din costurile de instalare ale proiectului. Aceste estimări sunt prezentate în tabelul 8.6.

Tabelul 8.6 Costul de dezafectare pentru diferite tipuri de substructuri [137].

Tip de structură	Cost pentru dezafectare	Profit obținut în urma reciclării materialelor	Total
<i>Monopile</i>	0,302 M€	0,238 M€	0,064 M€
<i>Jacket</i>	0,368 M€	0,125 M€	0,244 M€
<i>Tension leg</i>	0,205 M€	0,138 M€	0,067 M€
<i>Semi-submersibil</i>	0,193 M€	0,424 M€	-0,231 M€
<i>Spar</i>	0,203 M€	0,311 M€	-0,108 M€

8.2.2 Operare și mentenanță

Operațiunile și mentenanța (O&M) în fermele de turbine eoliene offshore implică mai multe categorii de costuri esențiale, împărțite în două mari grupuri: costuri fixe și costuri variabile.

Întrucât costurile de operare și întreținere (O&M) sunt greu de identificat, pentru acest subcapitol vom face câteva estimări bazate pe lucrarea [137] și acestea vor fi prezentate în tabelul 8.7. Din ce se poate observa, acestea vor fi grupate în două categorii: cele raportate la fundațiile fixe și cele raportate la fundațiile plutitoare.

Tabelul 8.7 Costurile pentru operare și mentenanță [137].

Parametri	Fundație fixă	Fundație plutitoare
<i>Costuri pentru materiale</i>		
<i>Neplanificat</i>	5,381 M€	5,372 M€
<i>De bază</i>	0,131 M€	0,131 M€
<i>Planificat</i>	1,600 M€	1,600 M€
<i>Costurile cu forța de muncă</i>		
<i>Neplanificat și de bază</i>	4,766 M€	4,766 M€
<i>Planificat</i>	0,032 M€	0,032 M€
<i>Costuri pentru echipamente</i>		
<i>Neplanificat și de bază</i>	35,165 M€	42,888 M€
<i>Planificat</i>	1,456 M€	1,490 M€
<i>Costuri totale de reparații pe an</i>	48,532 M€	56,280 M€

8.3 Rezultatele implementării algoritmului în locațiile din Marea Neagră

Tabelele 8.8, 8.9 și 8.10 furnizează datele necesare pentru a analiza costurile asociate cu locațiile din cele trei categorii.

Observăm că, în toate tabelele de mai jos, inclusiv tabelul 8.11, fundația de tip semi-submersibil apare ca fiind cea mai costisitoare opțiune. Această concluzie sugerează că, deși structurile semi-submersibile pot avea avantaje în ceea ce privește stabilitatea în condiții de adâncime mai mare a apei, ele pot implica costuri semnificativ mai ridicate în comparație cu alte tipuri de fundații, cum ar fi *monopile* sau *tension leg*, utilizate în cazul altor locații.

Tabelul 8.8 CAPEX pentru locațiile din categoria A.

Parametri	A1	A2	A3
<i>Dezvoltare si aprobare (M€)</i>	149,76	149,76	149,76
<i>Turbine (M€)</i>	963,06	963,06	963,06
<i>Substructură (M€)</i>	240,00	240,00	218,00
<i>Ancorare (M€)</i>	-	-	-
<i>Transmisie (M€)</i>	492,78	509,94	507,07
<i>Instalare (M€)</i>	228,04	230,74	271,68
<i>Dezafectare (M€)</i>	0,06	0,06	0,24
<i>CAPEX (M€)</i>	2.085,92	2.105,79	2.222,81

Tabelul 8.9 CAPEX pentru locațiile din categoria B.

Parametri	B1	B2	B3
<i>Dezvoltare si aprobare (M€)</i>	149,76	149,76	149,76
<i>Turbine (M€)</i>	963,06	963,06	963,06
<i>Substructură (M€)</i>	318,00	119,80	119,80
<i>Ancorare (M€)</i>	-	176,13	175,47
<i>Transmisie (M€)</i>	669,06	669,96	774,49
<i>Instalare (M€)</i>	299,36	198,91	310,82
<i>Dezafectare (M€)</i>	0,24	0,07	0,07
<i>CAPEX (M€)</i>	2.412,49	2.288,71	2.504,49

Tabelul 8.10 CAPEX pentru locațiile din categoria C.

Parametri	C1	C2	C3
Dezvoltare și aprobare (M€)	149,76	149,76	149,76
Turbine (M€)	963,06	963,06	963,06
Substructură (M€)	750,00	750,00	374,00
Ancorare (M€)	62,65	59,64	1.867,20
Transmisie (M€)	775,84	849,43	974,21
Instalare (M€)	207,73	221,90	249,49
Dezafectare (M€)	-0,23	-0,23	-0,11
CAPEX (M€)	2.926,14	3.010,88	4.591,18

Pentru parcul de eoliene studiat, observăm că costul total de capital variază semnificativ, cuprins între 2.085 de milioane de euro și 4.591 de milioane de euro. Valoarea inferioară se înregistrează pentru locația A1, care are adâncimea apei cea mai mică și cea mai mare proximitate față de țărm, în timp ce valoarea superioară se găsește în cazul locației C3, care se caracterizează prin cea mai mare distanță față de țărm și adâncimea apei de 1000 de metri.

Un alt aspect important evidențiat în tabelul 8.10 este faptul că costurile de dezafectare pot fi negative în cazuri specifice, datorită capacității de reciclare și reutilizare a materialelor și componentelor din parcurile eoliene. Acest aspect subliniază angajamentul față de sustenabilitate și poate aduce beneficii economice și ecologice semnificative.

Analizând tabelul 8.11 se observă o repartizare a costurilor de operare și mentenanță în două categorii principale: cele legate de fundațiile fixe și cele legate de fundațiile plutitoare. Acest demers de clasificare reprezintă o abordare utilă pentru a înțelege mai bine structura costurilor în parcurile eoliene *offshore*. Cu toate acestea, este important să subliniem câteva aspecte critice și limitări ale acestor date.

Tabelul 8.11 Total OPEX pentru fermele simulate.

Locații	OPEX (M€)
A1	970,64
A2	970,64
A3	970,64
B1	970,64
B2	1.125,60
B3	1.125,60
C1	1.125,60
C2	1.125,60
C3	1.125,60

Analizând tabelul 8.12, putem obține o perspectivă clară asupra costului uniformizat al energiei (LCOE) în contextul parcurilor eoliene *offshore*. Această măsură este esențială pentru evaluarea eficienței economice a proiectelor și are în vedere costurile de capital, costurile de operare și mentenanță și producția anuală de energie.

Observăm că există variații semnificative ale LCOE între diferite locații și proiecte. Cel mai mic LCOE este înregistrat pentru ferma amplasată în A2, în timp ce cel mai mare LCOE este înregistrat pentru C3.

Deși locația B1 are cea mai mare producție anuală de energie (AEP), LCOE-ul său nu pare să ofere rezultate semnificative. Acest lucru poate fi atribuit impactului negativ al adâncimii mari a apei și a distanței de la țărm asupra costurilor totale.

De asemenea, tabelul 8.12 prezintă și rezultatele pentru LCOE-ul cu pierderi, care evidențiază o creștere semnificativă de 38% față de LCOE-ul pentru care se păstrează producția integrală. Aceasta indică impactul considerabil al pierderilor asupra eficienței economice a proiectelor.

Tabelul 8.12 Total LCOE pentru fermele simulate.

Locații	LCOE €/MWh	LCOE cu pierderi €/MWh
A1	65,02	89,61
A2	58,50	80,67
A3	67,27	92,75
B1	60,20	83,45
B2	61,81	85,68
B3	66,33	92,27
C1	73,04	101,60
C2	75,46	105,21
C3	106,78	149,32

8.4 Concluzii

În concluzie, această analiză oferă o perspectivă cuprinzătoare asupra costurilor și performanței diferitelor tipuri de turbine eoliene *offshore*, atât cele fixate pe fundul mării, cât și cele plutitoare.

Cu toate acestea, s-au identificat câteva aspecte care necesită investigații suplimentare și îmbunătățiri. De exemplu, costurile ancorajelor ar trebui să fie cuantificate mai precis, iar variabilele legate de opțiunile de ancorare și condițiile solului trebuie să fie analizate în detaliu. Această constatare subliniază interdependența crucială dintre adâncimea apei și costurile de ancorare. Optarea pentru locații cu adâncimi mai mici poate face tehnologia eoliană plutitoare mult mai atractivă din punct de vedere economic, contribuind la creșterea sustenabilității pe termen lung a acestor proiecte. De asemenea, există potențial pentru economisirea costurilor și efecte de scalare, în special pentru componente produse în masă, cum ar fi turbinele, liniile de ancorare și ancorele. S-a observat că adâncimea apei are un impact relativ redus asupra costurilor, cu excepția cheltuielilor legate de ancorare, care sunt influențate de lungimea liniilor de ancorare. Cu toate acestea, această influență a adâncimii apei în ceea ce privește costurile liniilor de ancorare este atenuată de alte cheltuieli, cum ar fi cele legate de sistemul de ancorare.

În ceea ce privește LCOE, analiza a subliniat importanța primordială a producției de energie și, implicit, a resursei eoliene în comparație cu alte aspecte specifice locației, cum ar fi distanța până la țărm sau adâncimea apei. În esență, estimarea producției anuale de energie a emers ca variabilă principală care determină costul energiei, subliniind importanța evaluărilor precise și specifice locației.

În concluzie, acest studiu reprezintă un pas important în înțelegerea costurilor și performanțelor parcurilor eoliene plutitoare *offshore*. Cu toate acestea, există nevoi clare de cercetare și de clarificare a unor aspecte pentru a obține estimări mai precise și pentru a face alegeri mai informate în dezvoltarea parcurilor eoliene *offshore* plutitoare.

9 Concluzii

9.1 Concluzii generale

Marea Neagră este o masă de apă semi-închisă cu o importanță crucială din punct de vedere ecologic, climatic și economic în regiunea înconjurătoare. Analiza detaliată a datelor meteorologice și oceanografice, precum și a colonurilor notabile din perioada 2002-2021, a dezvăluit caracteristicile unice ale acestei regiuni. Principala concluzie este că Marea Neagră este susceptibilă la variații semnificative ale vântului, valurilor și temperaturii apei, influențate de cicloane și alte fenomene meteorologice. Variațiile sezoniere ale vântului au fost identificate ca o parte importantă a dinamicii resurselor eoliene din bazinul Mării Negre, cu modele complexe care cuprind perioade de intensificare și de calm.

De asemenea, cicloanele care afectează regiunea au prezentat o diversitate de intensități și traiectorii, influențând diferite regiuni ale bazinului Mării Negre și Mării Azov. Aceste evenimente meteorologice pot provoca modificări semnificative ale condițiilor oceanografice și atmosferice locale, inclusiv schimbări în viteza vântului, înălțimea valurilor și temperatura apei. Studiul ciclonului din septembrie 2005 a evidențiat impactul semnificativ al cicloanelor tropicale mediteraneene asupra condițiilor marine și costiere.

Temperatura apei a fost, de asemenea, un parametru important analizat, iar cicloanele au avut un impact semnificativ asupra acesteia, determinând schimbări semnificative în regiunea centrală a ciclonului. Aceste variații de temperatură pot afecta ecosistemele marine și procesele oceanografice.

În ceea ce privește potențialul eolian din Marea Neagră, analiza datelor de viteză a vântului a relevat că această regiune dispune de resurse eoliene notabile. Locațiile de referință selectate au prezentat valori ale producției anuale de energie în intervalul 16.000-28.100 MWh, cu perspective promițătoare pentru dezvoltarea parcurilor eoliene *offshore*. Rezultatele indică faptul că tehnologiile turbinei eoliene disponibile în prezent, precum cele de la Siemens Gamesa, sunt suficiente pentru exploatarea eficientă a acestor resurse.

Comparând rezultatele cu alte studii din domeniu, se confirmă potențialul semnificativ al Mării Negre pentru dezvoltarea energiei eoliene regenerabile. Cu toate acestea, este important să se monitorizeze evoluția climatică și resursele eoliene în continuare pentru a lua decizii informate privind dezvoltarea viitoare a acestei surse de energie regenerabilă în această regiune vitală din Europa de Est.

Cu toate că Marea Neagră nu dispune de resurse eoliene impresionante la altitudini joase, analiza arată că la altitudini mai mari există un potențial semnificativ pentru generarea de energie regenerabilă. Acest fapt deschide perspective interesante pentru dezvoltarea viitoare a tehnologiilor aeropurtate de producție a energiei.

Comparând performanța unui sistem AWES de 5 MW cu o turbină eoliană convențională de aceeași capacitate, se observă că sistemul aeropurtat poate obține rezultate superioare, mai ales în regiunea Mării Negre, în condiții de vânt favorabile. Alegerea înălțimii de operare este crucială pentru maximizarea eficienței și performanței sistemelor aeropurtate, iar datele obținute sugerează că altitudinea optimă se situează în intervalul 750-800 m deasupra nivelului solului.

Pe lângă performanța îmbunătățită, tehnologiile AWES prezintă și avantaje în ceea ce privește costurile. Sistemele aeropurtate nu necesită fundații costisitoare și pot fi instalate în diverse locații, inclusiv în zone cu adâncimi mari ale apei, unde turbinele eoliene convenționale

nu sunt viabile. Acest lucru le face o opțiune atractivă pentru dezvoltarea infrastructurii de energie regenerabilă în regiunea Mării Negre.

Cu toate că această lucrare s-a concentrat pe evaluarea potențialului eolian la altitudini mari, este important de menționat că dezvoltarea tehnologiilor AWES se află încă într-o fază pre-comercială, iar implementarea lor pe scară largă necesită cercetare și dezvoltare continue. Cu toate acestea, rezultatele obținute sugerează că aceste tehnologii au un potențial semnificativ în contextul tranziției către surse de energie regenerabilă în regiunea Mării Negre și pot contribui la diversificarea domeniului energetic și reducerea emisiilor de carbon.

Analiza elementelor structurale ale turbinei eoliene, cu un accent pe piloni (realizată cu ajutorul programului ANSYS), a demonstrat importanța unor aspecte precum forma și materialul acestora. Am constatat că, în unele cazuri, modificarea formei și utilizarea unor materiale alternative, precum betonul, pot conduce la o îmbunătățire a performanțelor structurale și economice. Acest lucru reprezintă o oportunitate valoroasă pentru dezvoltarea viitoare a tehnologiilor eoliene *offshore*.

De asemenea, analiza fundației pe care este amplasată turbina eoliană a fost realizată cu ajutorul programului ANSYS AQWA. Analiză comportamentului hidrodinamic al fundației de tip *spar* în medii marine, evidențiind importanța factorilor precum geometria structurii, adâncimea apei și influența acestora asupra forțelor și momentelor hidrodinamice. Rezultatele obținute demonstrează consistența simulărilor și relevanța utilizării programului ANSYS AQWA în astfel de studii. Comparațiile cu datele din literatura de specialitate au confirmat coerența analizei și au subliniat relevanța parametrilor analizați pentru evaluarea stabilității și performanței structurii.

Un alt aspect analizat în cadrul tezei de doctorat este evaluarea eficienței și costurilor asociate tehnologiilor eoliene *offshore*, atât fixe pe fundul mării, cât și plutitoare. Această analiză a adus în prim-plan aspecte critice, cum ar fi adaptarea structurilor pentru a face față condițiilor extreme de vânt, optimizarea costurilor în funcție de adâncimea apei și producția de energie, și evaluarea rezistenței structurale a pilonilor.

Una dintre constatările semnificative ale acestui studiu a fost importanța primordială a producției de energie în determinarea costului uniformizat al energiei (LCOE). Rezultatele au arătat că performanța turbinei eoliene și resursa eoliană sunt factori cheie în stabilirea eficienței economice a parcurilor eoliene *offshore*.

De asemenea, s-a subliniat impactul adâncimii apei asupra costurilor de ancorare și transmisie, cu o influență relativ redusă asupra altor costuri. Acest aspect deschide noi oportunități pentru regiuni cu adâncimi mai mari ale apei, subliniind potențialul energiei eoliene plutitoare în aceste locații.

În ceea ce privește aspectele structurale, analiza a evidențiat avantajele structurilor plutitoare, cum ar fi costurile mai mici de ancorare și adaptabilitatea la adâncimi variate. Totuși, s-a observat că rezistența structurală a pilonilor reprezintă un factor crucial, iar adaptarea lor la condiții specifice de vânt și adâncime a fost necesară pentru a asigura siguranța și eficiența turbinei eoliene.

Această cercetare a oferit o perspectivă cuprinzătoare asupra costurilor și performanțelor tehnologiilor eoliene *offshore* și a contribuit la înțelegerea mai profundă a acestor aspecte cruciale. Cu toate acestea, există nevoi de cercetare viitoare pentru a cuantifica incertitudinile asociate estimărilor LCOE și pentru a aduce mai multă claritate în analizele de costuri, în special pentru locații cu adâncimi mari ale apei.

În ansamblu, teza de doctorat subliniază importanța Mării Negre ca o resursă ecologică, climatică și economică semnificativă în regiunea sa înconjurătoare. Analizele extinse au dezvăluit potențialul considerabil al regiunii pentru dezvoltarea energiei eoliene

regenerabile, cu resurse notabile în special la altitudini mari. Această perspectivă sugerează că Marea Neagră poate juca un rol crucial în diversificarea mixului energetic, reducerea emisiilor de carbon și promovarea surselor de energie regenerabilă în Europa de Est. Cu toate acestea, implementarea acestor tehnologii necesită cercetare și dezvoltare continue, adaptarea la condițiile specifice de vânt și adâncime a apei, și monitorizarea atentă a evoluției climatice. Prin explorarea acestor aspecte, Marea Neagră poate deveni un punct focal al tranziției către un viitor mai sustenabil din punct de vedere energetic și ecologic.

9.2 Contribuții originale

- Realizarea unui stadiu actual detaliat și bine dezvoltat, care identifică direcții potențiale de cercetare și provocări semnificative în domeniul energiei eoliene *offshore*.
- Colectarea, organizarea și analiza datelor referitoare la climatul de vânt și val în Marea Neagră pentru perioada 2002 – 2021, ordonate într-o secvență cronologică logică pentru a obține o perspectivă cuprinzătoare asupra climatului acestei regiuni. Contribuind astfel la înțelegerea caracteristicilor unice ale regiunii Mării Negre și la identificarea influențelor cicloanelor și fenomenelor meteorologice asupra acesteia.
- Investigarea cicloanelor care afectează Marea Neagră și analiza intensităților și traiectoriilor lor, contribuind la înțelegerea impactului acestor evenimente meteorologice asupra condițiilor oceanografice și atmosferice locale precum și studiul modului în care baza de date ERA5 estimează aceste fenomene.
- Evaluarea potențialului eolian în regiunea Mării Negre, identificând locații promițătoare pentru dezvoltarea parcurilor eoliene *offshore* și evidențierea tehnologiilor turbinelor eoliene existente ce sunt adecvate pentru exploatarea eficientă a acestor resurse.
- Evaluarea și încadrarea la nivel global a potențialului Mării Negre în ceea ce privește exploatarea energetică. Comparând potențialul Mării Negre cu alte locații exploatare energetice la nivel global, se pot trage concluzii semnificative privind viabilitatea și importanța sa.
- Investigarea tehnologiilor aeropurtate de producție a energiei în regiunea Mării Negre, evidențind avantajele acestor tehnologii în ceea ce privește eficiența și costurile în comparație cu turbinele eoliene convenționale.
- Elaborarea unor algoritmi de calcul în programul MATLAB, în vederea prelucrării datelor din baza de date ERA5 și generării rezultatelor în format grafic, reprezintă o contribuție semnificativă pentru analiza și interpretarea datelor meteorologice și oceanografice în contextul acestei teze de doctorat. Acești algoritmi au facilitat procesul de extragere a informațiilor esențiale din baza de date ERA5, contribuind astfel la fundamentarea concluziilor și la obținerea rezultatelor relevante în cadrul cercetării.
- Analiza elementelor structurale ale turbinelor eoliene, examinând aspecte precum forma și materialul pilonilor și evidențind oportunitățile de îmbunătățire a performanțelor funcționale și economice ale acestor componente.
- Dezvoltarea modelelor geometrice cu ajutorul programului ANSYS în vederea evaluării diferitelor tipuri de structuri constructive pentru pilonul turbinei eoliene și analiza acestora folosind programul ANSYS. Această abordare a permis analiza detaliată a rezistenței și comportamentului structural al pilonilor sub diferite condiții, oferind date esențiale pentru optimizarea și îmbunătățirea acestor structuri în vederea creșterii eficienței și siguranței parcurilor eoliene *offshore*.
- Realizarea unui model geometric detaliat în programul ANSYS pentru analiza fundației turbinei eoliene și studiul difracției structurii considerând climatul Mării Negre.

- Evaluarea eficienței și costurilor tehnologiilor eoliene offshore în contextul Mării Negre. Prin utilizarea unor date și informații existente, au fost adaptate și personalizate aceste costuri pentru a fi direcționate asupra caracteristicilor zonei Marii Negre. Astfel, au fost identificați factorii critici care influențează eficiența și costurile tehnologiilor eoliene offshore în această regiune, vizând, în special, impactul adâncimii apei și al performanței turbinei eoliene asupra costului uniformizat al energiei (LCOE).
- Dezvoltarea unor formule ajutătoare adaptate, cu scopul de a generaliza și simplifica procesul de calcul al costurilor, în special în contextul integrării acestor formule în cadrul capitolului 9, pentru a facilita aplicarea lor în modelul de calcul al tuturor tipurilor de fundații utilizate.
- Crearea unor reprezentări grafice detaliate, care au contribuit la înțelegerea și ilustrarea rezultatelor obținute pe parcursul întregii cercetări.

9.3 Perspective

- Modelarea și simulare la diverse adâncimi și evaluarea comportamentului acestora în fața unui val neregulat sau grup de valuri specific condițiilor din Marea Neagră pentru fundații de tip *spar*.
- Investigarea posibilității utilizării altor tipuri de fundații, cum ar fi fundații semi-submersibile sau fundații fixe, în contextul specific al mediului *offshore* din Marea Neagră, prin intermediul simulărilor, și efectuarea unei comparații a comportamentului acestor tipuri de fundații pentru a evalua avantajele și dezavantajele lor în această regiune.
- Analiza structurală a sistemelor de turbine aeropurtate cu ajutorul programului ANSYS.
- Explorarea potențialului combinației între mai multe tipuri de dispozitive de captare a energiei regenerabile, cum ar fi turbinele eoliene cu panouri solare sau turbinele eoliene cu dispozitive de captare a energiei din valuri.
- Verificarea acurateții detelor din baza de reanalizare ERA5 prin compararea lor cu date reale și analiza comparativă cu alte baze de date relevante.
- Investigarea fezabilității implementării panourilor solare plutitoare și analiza cerințelor de fundație adecvate pentru amplasarea acestora în Marea Neagră.
- Evaluarea impactului asupra biodiversității marine: Studiul efectelor parcurilor eoliene *offshore* și a altor sisteme de extragere a energiei regenerabile asupra mediului marin și al ecosistemelor din Marea Neagră.
- Investigarea impactului economic și social al dezvoltării surselor de energie regenerabilă în regiune, inclusiv crearea de locuri de muncă, infrastructura comunităților locale și impactul asupra prețurilor la energie.
- Cercetarea efectelor schimbărilor climatice asupra resurselor eoliene și solare în medii marine.
- Investigarea soluțiilor de optimizare a costurilor pentru construcția și întreținerea parcurilor eoliene *offshore*.
- Analiza impactului asupra navigației maritime și a siguranței la mare în contextul dezvoltării infrastructurii de energie regenerabilă.

Lista lucrărilor științifice elaborate de autor

A1 Lucrări publicate în jurnale și proceeding-uri ISI

1. Revista: E3S Web Conf.
Autori: Eugen Rusu, **Alexandra Diaconita**, Alina Raileanu
Anul: 2020, Numărul de citări conform web of science: **4**
Titlu: An assessment of the wind power dynamics in the European coastal environment
2. Revista: Energy Reports, **IF: 5.2, Q2**
Autori: **Alexandra Diaconita**, Gabriel Andrei, Liliana Rusu
Anul: 2021, Numărul de citări conform web of science: **7**
Titlu: New insights into the wind energy potential of the west Black Sea area based on the North Sea wind farms model
3. Revista: Inventions, **IF: 3.4, Q1**
Autori: **Alexandra Diaconita**, Liliana Rusu, Gabriel Andrei
Anul: 2021
Titlu: A Local Perspective on Wind Energy Potential in Six Reference Sites on the Western Coast of the Black Sea Considering Five Different Types of Wind Turbines
4. Revista: Inventions, **IF: 3.4, Q1**
Autori: **Alexandra Diaconita**, Gabriel Andrei, Liliana Rusu
Anul: 2022, Numărul de citări conform web of science: **5**
Titlu: Estimation of tower shape effect on stress-strain behavior of wind turbines operating under *offshore* boundary condition
5. Revista: Journal of Marine Science and Engineering, **IF: 2, Q1**
Autori: Florin Onea, **Alexandra Diaconita**, Daniel Ganea
Anul: 2022, Numărul de citări conform web of science: **4**
Titlu: Assessment of the Black Sea High-Altitude Wind Energy
6. Revista: Energy Reports, **IF: 5.2, Q2**
Autori: **Alexandra Diaconita**, Gabriel Andrei, Liliana Rusu
Anul: 2022
Titlu: An overview of the *offshore* wind energy potential for twelve significant geographical locations across the globe
7. Revista: Journal of Marine Science and Engineering, **IF: 2, Q1**
Autori: **Alexandra Diaconita**, Gabriel Andrei, Liliana Rusu.
Anul: 2023, Numărul de citări conform web of science: **3**
Titlu: An Evaluation of the Efficiency of the Floating Solar Panels in the Western Black Sea and the Razim-Sinoe Lagunar System

A2 Lucrări publicate în reviste BDI

1. Revista: MECHANICAL TESTING AND DIAGNOSIS
Autori: **Alexandra Diaconita**, Florin Onea, Eugen Rusu
Anul: 2019, ISSN 2247-9635
Titlu: An evaluation of the wind energy in the North Sea coast
2. Revista: MECHANICAL TESTING AND DIAGNOSIS
Autori: **Alexandra Diaconita**, Florin Onea, Eugen Rusu
Anul: 2022, ISSN 2247-9635
Titlu: Performance assessment of a 5 MW awes generator operating in the black sea western area

A3 Lucrări publicate în volumele unor conferințe internaționale

1. Conferința: 18th ASTR Conference
Autori: Eugen Rusu, Florin Onea, **Alexandra Diaconita**
Anul: 2023
Titlu: Assessment of the solar and wind energy potential related to romanian southern lakes

A4 Lucrări prezentate la conferințe naționale cu participare internațională

1. Conferința: International Conference on Advances on Clean Energy Research, 15-17 April
Autori: **Alexandra Diaconita**, Liliana Rusu, Gabriel Andrei
Anul: 2021
Titlu: New insights into the wind energy potential of the west Black Sea area based on the North Sea wind farms model
2. Conferința: Scientific Conference organized by the Doctoral Schools of "Dunărea de Jos" University of Galați (SCDS-UDJG), 9-10 June
Autori: **Alexandra Diaconita**, Liliana Rusu, Gabriel Andrei
Anul: 2021
Titlu: A perspective on the wind dynamics near the Romanian Black Sea coast based on the forecast climate scenario
3. Conferința: International Conference on Advances on Clean Energy Research, 20-22 April
Autori: **Alexandra Diaconita**, Gabriel Andrei, Liliana Rusu
Anul: 2022
Titlu: An overview of the *offshore* wind energy potential for twelve significant geographical locations across the globe
4. Conferința: Scientific Conference organized by the Doctoral Schools of "Dunărea de Jos" University of Galați (SCDS-UDJG), 9-10 June
Autori: **Alexandra Diaconita**, Gabriel Andrei, Eugen Rusu
Anul: 2022
Titlu: Inference of the LCOE for a future *offshore* wind farm located in the western area of the Black Sea
5. Conferința: Scientific Conference organized by the Doctoral Schools of "Dunărea de Jos" University of Galați (SCDS-UDJG), 9-10 June
Autori: **Alexandra Diaconita**, Gabriel Andrei, Eugen Rusu
Anul: 2023
Titlu: Evaluation and validation using measured data of the global solar radiation model for a site in Romania

A5 Proiecte de cercetare

1. Membru în echipa de cercetare a proiectului DREAM (Dinamica REsurselor și Avansul tehnologic în extragerea energiei regenerabile din mediul Marin), susținut de Agenția Executivă pentru Finanțarea Învățământului Superior, a Cercetării, Dezvoltării și Inovării din România - UEFISCDI, număr de grant PN-III-P4-ID-PCE-2020-0008. Link: <https://dream.ugal.ro>
2. Membru în echipa de cercetare a proiectului Soluții avansate pentru utilizarea energiei vântului din bazinul Mării Negre, finanțat prin contractul nr. 14890/11.05.2022

Referințe bibliografice

1. Bakker, R.H.; Bouma, J.; Pedersen; Berg; van den Berg, F. *Project WINDFARM perception Visual and Acoustic Impact of Wind Turbine Farms on Residents*; 2008;
2. Molina-Ruiz, J.; García-Lorenzo, M.L.; Martínez-Sánchez, M.; Gallego, D. Assessment of the Acoustic Impact of Wind Farm Projects: Methodology and Case. *Journal of Geoscience and Environment Protection* **2018**, *06*, 99–110, doi:10.4236/gep.2018.61007.
3. Guan, J. Landscape Visual Impact Evaluation for Onshore Wind Farm: A Case Study. *ISPRS International Journal of Geo-Information* **2022**, *11*, 594, doi:10.3390/ijgi11120594.
4. Bishop, I.D. The Implications for Visual Simulation and Analysis of Temporal Variation in the Visibility of Wind Turbines. *Landscape and Urban Planning* **2019**, *184*, 59–68, doi:10.1016/j.landurbplan.2018.12.004.
5. van Kamp, I.; van den Berg, F. Health Effects Related to Wind Turbine Sound, Including Low-Frequency Sound and Infrasound. *Acoust Aust* **2018**, *46*, 31–57, doi:10.1007/s40857-017-0115-6.
6. Hessler, G.; Leventhall, G.; Schomer, P.; Walker, B. Health Effects from Wind Turbine Low Frequency Noise & Infrasound: Do Wind Turbines Make People Sick? That Is the Issue. **2017**, *51*, 34–44.
7. Soares-Ramos, E.P.P.; de Oliveira-Assis, L.; Sarrias-Mena, R.; Fernández-Ramírez, L.M. Current Status and Future Trends of Offshore Wind Power in Europe. *Energy* **2020**, *202*, 117787, doi:10.1016/j.energy.2020.117787.
8. Bošnjaković, M.; Katinić, M.; Santa, R.; Marić, D. Wind Turbine Technology Trends. *Applied Sciences* **2022**, *12*, 8653, doi:10.3390/app12178653.
9. Brøndsted, P.; Nijssen, R.P.L. *Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials*; Woodhead Publishing Limited, 2013.
10. Chen, J.; Kim, M.-H. Review of Recent Offshore Wind Turbine Research and Optimization Methodologies in Their Design. *Journal of Marine Science and Engineering* **2022**, *10*, 28, doi:10.3390/jmse10010028.
11. Hsiao, S.-C.; Cheng, C.-T.; Chang, T.-Y.; Chen, W.-B.; Wu, H.-L.; Jang, J.-H.; Lin, L.-Y. Assessment of Offshore Wave Energy Resources in Taiwan Using Long-Term Dynamically Downscaled Winds from a Third-Generation Reanalysis Product. *Energies* **2021**, *14*, 653, doi:10.3390/en14030653.
12. Tahir, Z. ul R.; Sarfraz, M.S.; Asim, M.; Sajid, M.; Imran, S.; Hayat, N. Evaluation of ERA-Interim and NCEP-CFSR Reanalysis Datasets against in-Situ Measured Wind Speed Data for Keti Bandar Port, Pakistan. *Journal of Physics: Conference Series* **2018**, *1102*, 012001, doi:10.1088/1742-6596/1102/1/012001.
13. Samal, R.K. Assessment of Wind Energy Potential Using Reanalysis Data: A Comparison with Mast Measurements. *Journal of Cleaner Production* **2021**, *313*, 127933, doi:10.1016/j.jclepro.2021.127933.
14. Soares, P.M.M.; Lima, D.C.A.; Nogueira, M. Global Offshore Wind Energy Resources Using the New ERA-5 Reanalysis. *Environ. Res. Lett.* **2020**, *15*, 1040a2, doi:10.1088/1748-9326/abb10d.
15. Liu, B.; Ma, X.; Guo, J.; Li, H.; Jin, S.; Ma, Y.; Gong, W. *Assessment of the Wind Energy Resource on the Coast of China Based on Machine Learning Algorithms; Aerosols/Field Measurements/Troposphere/Chemistry (chemical composition and reactions)*, 2022;
16. Vemuri, A.; Munters, W.; Buckingham, S.; Helsen, J.; Beeck, J. van Modeling Extreme Weather Events for Offshore Wind in the North Sea: A Sensitivity Analysis to Physics Parameterizations in WRF. *J. Phys.: Conf. Ser.* **2022**, *2265*, 022014, doi:10.1088/1742-6596/2265/2/022014.
17. Wang, S. *Assessment of Offshore Wind Turbines in Extreme Weather Conditions: Wave Nonlinearity Effect, Cyclic Soil Response and Breaking Wave Forcing*; DTU Wind Energy: Roskilde, 2019;

18. Yang, S.; Yuan, H.; Dong, L. Offshore Wind Resource Assessment by Charactering Weather Regimes Based on Self-Organizing Map. *Environmental Research Letters* **2022**, *17*, doi:10.1088/1748-9326/aca2c2.
19. Sobotka, A.; Rowicki, M.; Badyda, K.; Sobotka, P. Regulatory Aspects and Electricity Production Analysis of an Offshore Wind Farm in the Baltic Sea. *Renewable Energy* **2021**, *170*, 315–326, doi:10.1016/j.renene.2021.01.064.
20. Lizuma, L.; Avotniece, Z.; Rupainis, S.; Teilans, A. Assessment of the Present and Future Offshore Wind Power Potential: A Case Study in a Target Territory of the Baltic Sea Near the Latvian Coast. *The Scientific World Journal* **2013**, *2013*, e126428, doi:10.1155/2013/126428.
21. Sobotka, A.; Chmielewski, K.; Rowicki, M.; Dudzińska, J.; Janiak, P.; Badyda, K. Analysis of Offshore Wind Farm Located on Baltic Sea. *E3S Web Conf.* **2019**, *137*, 01049, doi:10.1051/e3sconf/201913701049.
22. Diaconita, A.; Onea, F.; Rusu, E. AN EVALUATION OF THE WIND ENERGY IN THE NORTH SEA COAST. **2019**, *9*, 17–22, doi:10.35219/mtd.2019.1.02.
23. Buatois, A.; Gibescu, M.; Rawn, B.G.; Van der Meijden, M.A.M.M. Analysis of North Sea Offshore Wind Power Variability. *Resources* **2014**, *3*, 454–470, doi:10.3390/resources3020454.
24. Schillings, C.; Wanderer, T.; Cameron, L.; van der Wal, J.T.; Jacquemin, J.; Veum, K. A Decision Support System for Assessing Offshore Wind Energy Potential in the North Sea. *Energy Policy* **2012**, *49*, 541–551, doi:10.1016/j.enpol.2012.06.056.
25. Hasager, C.B.; Barthelmie, R.J.; Christiansen, M.B.; Nielsen, M.; Pryor, S.C. Quantifying Offshore Wind Resources from Satellite Wind Maps: Study Area the North Sea. *Wind Energy* **2006**, *9*, 63–74, doi:10.1002/we.190.
26. Zheng, C.; Zhuang, H.; Li, X.; Li, X. Wind Energy and Wave Energy Resources Assessment in the East China Sea and South China Sea. *Sci. China Technol. Sci.* **2012**, *55*, 163–173, doi:10.1007/s11431-011-4646-z.
27. Tian, Y.; kou, L.; Han, Y.; Yang, X.; Hou, T.; Zhang, W. Evaluation of Offshore Wind Power in the China Sea. *Energy Exploration & Exploitation* **2021**, *39*, 1803–1816, doi:10.1177/0144598721992268.
28. Wen, Y.; Kamranzad, B.; Lin, P. Assessment of Long-Term Offshore Wind Energy Potential in the South and Southeast Coasts of China Based on a 55-Year Dataset. *Energy* **2021**, *224*, 120225, doi:10.1016/j.energy.2021.120225.
29. Jiang, D.; Zhuang, D.; Huang, Y.; Wang, J.; Fu, J. Evaluating the Spatio-Temporal Variation of China's Offshore Wind Resources Based on Remotely Sensed Wind Field Data. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2013**, *24*, 142–148, doi:10.1016/j.rser.2013.03.058.
30. Liu, H.; Chen, J.; Zhang, J.; Chen, Y.; Wen, Y.; Zhang, X.; Yan, Z.; Li, Q. Study on Atmospheric Stability and Wake Attenuation Constant of Large Offshore Wind Farm in Yellow Sea. *Energies* **2023**, *16*, 2227, doi:10.3390/en16052227.
31. Li, D.; Geyer, B.; Bisling, P. A Model-Based Climatology Analysis of Wind Power Resources at 100-m Height over the Bohai Sea and the Yellow Sea. *Applied Energy* **2016**, *179*, 575–589, doi:10.1016/j.apenergy.2016.07.010.
32. Archer, C.L.; Caldeira, K. Global Assessment of High-Altitude Wind Power. *Energies* **2009**, *2*, 307–319, doi:10.3390/en20200307.
33. Bechtle, P.; Schelbergen, M.; Schmehl, R.; Zillmann, U.; Watson, S. Airborne Wind Energy Resource Analysis. *Renewable Energy* **2019**, *141*, 1103–1116, doi:10.1016/j.renene.2019.03.118.
34. Marvel, K.; Kravitz, B.; Caldeira, K. Geophysical Limits to Global Wind Power. *Nature Climate Change* **2013**, *3*, 118–121.
35. Sommerfeld, M.; Dörenkämper, M.; De Schutter, J.; Crawford, C. Impact of Wind Profiles on Ground-Generation Airborne Wind Energy System Performance. *Wind Energy Science* **2023**, *8*, 1153–1178, doi:10.5194/wes-8-1153-2023.
36. Dief, T.N.; Fechner, U.; Schmehl, R.; Yoshida, S.; Rushdi, M.A. Adaptive Flight Path Control of Airborne Wind Energy Systems. *Energies* **2020**, *13*, 667, doi:10.3390/en13030667.

37. Saleem, A.; Kim, M.-H. Aerodynamic Performance Optimization of an Airfoil-Based Airborne Wind Turbine Using Genetic Algorithm. *Energy* **2020**, *203*, 117841, doi:10.1016/j.energy.2020.117841.
38. Salma, V.; Schmehl, R. Operation Approval for Commercial Airborne Wind Energy Systems. *Energies* **2023**, *16*, 3264, doi:10.3390/en16073264.
39. Batel, S.; Devine-Wright, P. Using a Critical Approach to Unpack the Visual-Spatial Impacts of Energy Infrastructures. In *A critical approach to the social acceptance of renewable energy infrastructures: Going beyond green growth and sustainability*; Batel, S., Rudolph, D., Eds.; Springer International Publishing: Cham, 2021; pp. 43–60 ISBN 978-3-030-73699-6.
40. Hoen, B.; Firestone, J.; Rand, J.; Elliot, D.; Hübner, G.; Pohl, J.; Wisner, R.; Lantz, E.; Haac, T.R.; Kaliski, K. Attitudes of U.S. Wind Turbine Neighbors: Analysis of a Nationwide Survey. *Energy Policy* **2019**, *134*, 110981, doi:10.1016/j.enpol.2019.110981.
41. Megahed, N.A. Landscape and Visual Impact Assessment: Perspectives and Issues with Flying Wind Technologies. *Landscape* **2014**, *3*.
42. Pohl, J.; Gabriel, J.; Hübner, G. Understanding Stress Effects of Wind Turbine Noise – The Integrated Approach. *Energy Policy* **2018**, *112*, 119–128, doi:10.1016/j.enpol.2017.10.007.
43. Hübner, G.; Pohl, J.; Hoen, B.; Firestone, J.; Rand, J.; Elliott, D.; Haac, R. Monitoring Annoyance and Stress Effects of Wind Turbines on Nearby Residents: A Comparison of U.S. and European Samples. *Environment International* **2019**, *132*, 105090, doi:10.1016/j.envint.2019.105090.
44. Liu, X.; Lu, C.; Li, G.; Godbole, A.; Chen, Y. Effects of Aerodynamic Damping on the Tower Load of Offshore Horizontal Axis Wind Turbines. *Applied Energy* **2017**, *204*, 1101–1114, doi:10.1016/j.apenergy.2017.05.024.
45. Dagli, B.Y.; Tuskan, Y.; Gokkus, U. Evaluation of Offshore Wind Turbine Tower Dynamics with Numerical Analysis. *Advances in Civil Engineering* **2018**, *2018*.
46. Yan, G.; Xi-chang, Z.; Yan, L. Anti-Corrosion Protection Strategies for Support Structures and Foundations of Wind Turbines of Offshore Wind Farms. **2009**, doi:10.1109/SUPERGEN.2009.5348091.
47. Marinova, N.; Urbegain, A.; Benguria, P.; Travé, A.; Caracena, R. Evaluation of Anticorrosion Coatings for Offshore Wind Turbine Monopiles for an Optimized and Time-Efficient Coating Application. *Coatings* **2022**, *12*, 384, doi:10.3390/coatings12030384.
48. Tang, D.; Zhao, M. Real-Time Monitoring System for Scour around Monopile Foundation of Offshore Wind Turbine. *J Civil Struct Health Monit* **2021**, *11*, 645–660, doi:10.1007/s13349-020-00467-4.
49. Vidal, Y.; Aquino, G.; Pozo, F.; Gutiérrez-Arias, J.E.M. Structural Health Monitoring for Jacket-Type Offshore Wind Turbines: Experimental Proof of Concept. *Sensors* **2020**, *20*, 1835, doi:10.3390/s20071835.
50. Rolfes, R.; Zerbst, S.; Haake, G.; Reetz, J.; Lynch, J.P. Integral SHM-System for Offshore Wind Turbines Using Smart Wireless Sensors.; DEStech Publications Inc. Stanford, CA, USA, 2007; Vol. 200, pp. 11–13.
51. Vieira, M.; Snyder, B.; Henriques, E.; White, C.; Reis, L. Economic Viability of Implementing Structural Health Monitoring Systems on the Support Structures of Bottom-Fixed Offshore Wind. *Energies* **2023**, *16*, 4885.
52. Lefranc, M.; Torud, A. Three Wind Turbines on One Floating Unit, Feasibility, Design and Cost.; OTC, 2011; p. OTC-21485.
53. Bashetty, S.; Ozcelik, S. Design and Stability Analysis of an Offshore Floating Multi-Turbine Platform. In Proceedings of the 2020 IEEE Green Technologies Conference(GreenTech); April 2020; pp. 184–189.
54. Zambrano, T.; MacCready, T.; Kiceniuk Jr, T.; Roddier, D.G.; Cermelli, C.A. Dynamic Modeling of Deepwater Offshore Wind Turbine Structures in Gulf of Mexico Storm Conditions.; 2006; Vol. 47462, pp. 629–634.
55. Bae, Y.H.; Kim, M.H. Coupled Dynamic Analysis of Multiple Wind Turbines on a Large Single Floater. *Ocean Engineering* **2014**, *92*, 175–187, doi:10.1016/j.oceaneng.2014.10.001.

56. O'Leary, K.; Pakrashi, V.; Kelliher, D. Optimization of Composite Material Tower for Offshore Wind Turbine Structures. *Renewable Energy* **2019**, *140*, 928–942.
57. Young, A.C.; Goupee, A.J.; Dagher, H.J.; Viselli, A.M. Methodology for Optimizing Composite Towers for Use on Floating Wind Turbines. *Journal of renewable and sustainable energy* **2017**, *9*, 33305.
58. Quilligan, A.; O'Connor, A.; Pakrashi, V. Fragility Analysis of Steel and Concrete Wind Turbine Towers. *Engineering structures* **2012**, *36*, 270–282.
59. de Lana, J.A.; Júnior, P.A.A.M.; Magalhães, C.A.; Magalhães, A.L.M.A.; de Andrade Junior, A.C.; de Barros Ribeiro, M.S. Behavior Study of Prestressed Concrete Wind-Turbine Tower in Circular Cross-Section. *Engineering Structures* **2021**, *227*, 111403, doi:10.1016/j.engstruct.2020.111403.
60. Pillai, A.C.; Gordelier, T.J.; Thies, P.R.; Cuthill, D.; Johanning, L. Anchor Loads for Shallow Water Mooring of a 15 MW Floating Wind Turbine—Part II: Synthetic and Novel Mooring Systems. *Ocean Engineering* **2022**, *266*, 112619, doi:10.1016/j.oceaneng.2022.112619.
61. Laura, C.-S.; Vicente, D.-C. Life-Cycle Cost Analysis of Floating Offshore Wind Farms. *Renewable Energy* **2014**, *66*, 41–48, doi:10.1016/j.renene.2013.12.002.
62. Maienza, C.; Avossa, A.M.; Ricciardelli, F.; Coiro, D.; Troise, G.; Georgakis, C.T. A Life Cycle Cost Model for Floating Offshore Wind Farms. *Applied Energy* **2020**, *266*, 114716, doi:10.1016/j.apenergy.2020.114716.
63. Mytilinou, V.; Kolios, A.J. A Multi-Objective Optimisation Approach Applied to Offshore Wind Farm Location Selection. *J. Ocean Eng. Mar. Energy* **2017**, *3*, 265–284, doi:10.1007/s40722-017-0092-8.
64. Song, D.; Xu, S.; Huang, L.; Xia, E.; Huang, C.; Yang, J.; Hu, Y.; Fang, F. Multi-Site and Multi-Objective Optimization for Wind Turbines Based on the Design of Virtual Representative Wind Farm. *Energy* **2022**, *252*, 123995, doi:10.1016/j.energy.2022.123995.
65. Rodrigues, S.; Restrepo, C.; Katsouris, G.; Teixeira Pinto, R.; Soleimanzadeh, M.; Bosman, P.; Bauer, P. A Multi-Objective Optimization Framework for Offshore Wind Farm Layouts and Electric Infrastructures. *Energies* **2016**, *9*, 216, doi:10.3390/en9030216.
66. Li, Z.; Tian, G.; El-Shafay, A.S. Statistical-Analytical Study on World Development Trend in Offshore Wind Energy Production Capacity Focusing on Great Britain with the Aim of MCDA Based Offshore Wind Farm Siting. *Journal of Cleaner Production* **2022**, *363*, 132326, doi:10.1016/j.jclepro.2022.132326.
67. Deveci, M.; Özcan, E.; John, R.; Covrig, C.-F.; Pamucar, D. A Study on Offshore Wind Farm Siting Criteria Using a Novel Interval-Valued Fuzzy-Rough Based Delphi Method. *Journal of Environmental Management* **2020**, *270*, 110916, doi:10.1016/j.jenvman.2020.110916.
68. Myhr, A.; Bjerkseter, C.; Ågotnes, A.; Nygaard, T.A. Levelised Cost of Energy for Offshore Floating Wind Turbines in a Lifecycle Perspective. *Renewable Energy* **2014**, *66*, 714–728, doi:10.1016/j.renene.2014.01.017.
69. Hammond, R.; Cooperman, A. *Windfarm Operations and Maintenance Cost-Benefit Analysis Tool (WOMBAT)*; 2022; p. NREL/TP-5000-83712, 1894867, MainId:84485;
70. McMorland, J.; Flannigan, C.; Carroll, J.; Collu, M.; McMillan, D.; Leithead, W.; Coraddu, A. A Review of Operations and Maintenance Modelling with Considerations for Novel Wind Turbine Concepts. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2022**, *165*, 112581, doi:10.1016/j.rser.2022.112581.
71. Yeter, B.; Garbatov, Y.; Guedes Soares, C. Risk-Based Maintenance Planning of Offshore Wind Turbine Farms. *Reliability Engineering & System Safety* **2020**, *202*, 107062, doi:10.1016/j.ress.2020.107062.
72. Gleixner, S.; Demissie, T.; Diro, G.T. Did ERA5 Improve Temperature and Precipitation Reanalysis over East Africa? *Atmosphere* **2020**, *11*, 996.
73. Hoffmann, L.; Günther, G.; Li, D.; Stein, O.; Wu, X.; Griessbach, S.; Heng, Y.; Konopka, P.; Müller, R.; Vogel, B. From ERA-Interim to ERA5: The Considerable Impact of ECMWF's next-Generation Reanalysis on Lagrangian Transport Simulations. *Atmospheric Chemistry and Physics* **2019**, *19*, 3097–3124.

74. Diaconita, A.I.; Rusu, L.; Andrei, G. A Local Perspective on Wind Energy Potential in Six Reference Sites on the Western Coast of the Black Sea Considering Five Different Types of Wind Turbines. *Inventions* **2021**, *6*, doi:10.3390/inventions6030044.
75. Diaconita, A.; Andrei, G.; Rusu, L. New Insights into the Wind Energy Potential of the West Black Sea Area Based on the North Sea Wind Farms Model. *Energy Reports* **2021**, *7*, 112–118, doi:10.1016/j.egy.2021.06.018.
76. Diaf, S.; Notton, G.; Belhamel, M.; Haddadi, M.; Louche, A. Design and Techno-Economical Optimization for Hybrid PV/Wind System under Various Meteorological Conditions. *Applied Energy* **2008**, *85*, 968–987, doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.02.012.
77. Masri, S.; Mohamad, N.; Hafeez, M. *Wind Speed Analysis at Nibong Tebal*; 2012; p. 4; ISBN 978-1-4673-2468-7.
78. Baelos-Ruedas, F.; Angeles-Camacho, C.; Sebastin Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region. *Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment* **2011**, doi:10.5772/20669.
79. Manwell, J.F.; McGowan, J.G.; Rogers, A.L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*; Wiley: Chichester, United Kingdom, 2009;
80. Hellmann, G. Über Die Bewegung Der Luft in Den Untersten Schichten Der Atmosphäre. *Meteorol. Z.* **1916**, *34*, 273.
81. Albani, A.; Ibrahim, M.Z. Wind Energy Potential and Power Law Indexes Assessment for Selected Near-Coastal Sites in Malaysia. *Energies* **2017**, *10*, doi:10.3390/en10030307.
82. American Bureau of Shipping (ABS) *Guide for Building and Classing Offshore Wind Turbine Installation*; Houston, TX, USA, 2014;
83. Liu, Y.; Chen, D.; Yi, Q.; Li, S. Wind Profiles and Wave Spectra for Potential Wind Farms in South China Sea. Part I: Wind Speed Profile Model. *Energies* **2017**, *10*, doi:10.3390/en10010125.
84. Jarraud, M. Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation (WMO-No. 8). *World Meteorological Organisation: Geneva, Switzerland* **2008**, 29.
85. Hussain, I.; Haider, A.; Ullah, Z.; Russo, M.; Casolino, G.M.; Azeem, B. Comparative Analysis of Eight Numerical Methods Using Weibull Distribution to Estimate Wind Power Density for Coastal Areas in Pakistan. *Energies* **2023**, *Vol. 16, Page 1515* **2023**, *16*, 1515, doi:10.3390/EN16031515.
86. Carreno-Madinabeitia, S.; Ibarra-Berastegi, G.; Sáenz, J.; Ulazia, A. Long-Term Changes in Offshore Wind Power Density and Wind Turbine Capacity Factor in the Iberian Peninsula (1900–2010). *Energy* **2021**, *226*, 120364, doi:10.1016/J.ENERGY.2021.120364.
87. Song, D.; Zheng, S.; Yang, S.; Yang, J.; Dong, M.; Su, M.; Joo, Y.H. Annual Energy Production Estimation for Variable-Speed Wind Turbine at High-Altitude Site. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* **2020**, 1–4, doi:10.35833/MPCE.2019.000240.
88. Afungchui, D.; Aban, C.E. Analysis of Wind Regimes for Energy Estimation in Bamenda, of the North West Region of Cameroon, Based on the Weibull Distribution. *Revue des Energies Renouvelables* **2014**, *17*, 137–147.
89. Gul, M.; Tai, N.; Huang, W.; Nadeem, M.H.; Yu, M. Assessment of Wind Power Potential and Economic Analysis at Hyderabad in Pakistan: Powering to Local Communities Using Wind Power. *Sustainability* **2019**, *11*, 1391.
90. Chang, T.P.; Liu, F.J.; Ko, H.H.; Cheng, S.P.; Sun, L.C.; Kuo, S.C. Comparative Analysis on Power Curve Models of Wind Turbine Generator in Estimating Capacity Factor. *Energy* **2014**, *73*, 88–95, doi:10.1016/J.ENERGY.2014.05.091.
91. Diaconita, A.I.; Andrei, G.; Rusu, L. An Overview of the Offshore Wind Energy Potential for Twelve Significant Geographical Locations across the Globe. *Energy Reports* **2022**, *8*, doi:10.1016/j.egy.2022.10.193.
92. Soukissian, T.H.; Karathanasi, F.E.; Zaragkas, D.K. Exploiting Offshore Wind and Solar Resources in the Mediterranean Using ERA5 Reanalysis Data. *Energy Conversion and Management* **2021**, *237*, 114092, doi:10.1016/j.enconman.2021.114092.

93. Hasager, C.B.; Hahmann, A.N.; Ahsbahs, T.; Karagali, I.; Sile, T.; Badger, M.; Mann, J. Europe's Offshore Winds Assessed with Synthetic Aperture Radar, ASCAT and WRF. *Wind Energy Science* **2020**, *5*, 375–390, doi:10.5194/wes-5-375-2020.
94. Costoya, X.; deCastro, M.; Carvalho, D.; Feng, Z.; Gómez-Gesteira, M. Climate Change Impacts on the Future Offshore Wind Energy Resource in China. *Renewable Energy* **2021**, *175*, 731–747, doi:10.1016/j.renene.2021.05.001.
95. Aeroelastic Analysis of a Large Airborne Wind Turbine | Journal of Guidance, Control, and Dynamics Available online: <https://arc.aiaa.org/doi/10.2514/1.G001663> (accessed on 12 August 2023).
96. Kolar, J.W.; Friedli, T.; Krismer, F.; Looser, A.; Schweizer, M.; Friedemann, R.A.; Steimer, P.K.; Bevirt, J.B. Conceptualization and Multiobjective Optimization of the Electric System of an Airborne Wind Turbine. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* **2013**, *1*, 73–103, doi:10.1109/JESTPE.2013.2269672.
97. De Lellis, M.; Reginatto, R.; Saraiva, R.; Trofino, A. The Betz Limit Applied to Airborne Wind Energy. *Renewable Energy* **2018**, *127*, 32–40, doi:10.1016/j.renene.2018.04.034.
98. Diehl, M. Airborne Wind Energy: Basic Concepts and Physical Foundations. In *Airborne Wind Energy*; Ahrens, U., Diehl, M., Schmehl, R., Eds.; Green Energy and Technology; Springer: Berlin, Heidelberg, 2013; pp. 3–22 ISBN 978-3-642-39965-7.
99. Kite Gen Available online: <http://www.kitegen.com/pages/technology.html> (accessed on 11 August 2023).
100. Weber, J.; Marquis, M.; Cooperman, A.; Draxl, C.; Hammond, R.; Jonkman, J.; Lemke, A.; Lopez, A.; Mudafort, R.; Optis, M.; et al. Airborne Wind Energy. *Renewable Energy* **2021**.
101. Onea, F.; Rusu, L. Evaluation of Some State-Of-The-Art Wind Technologies in the Nearshore of the Black Sea. *Energies* **2018**, *11*, 2452, doi:10.3390/en11092452.
102. He, Y.; Fu, J.; Chan, P.W.; Li, Q.; Shu, Z.; Zhou, K. Reduced Sea-Surface Roughness Length at a Coastal Site. *Atmosphere* **2021**, *12*, 991, doi:10.3390/atmos12080991.
103. Schelbergen, M.; Kalverla, P.C.; Schmehl, R.; Watson, S.J. Clustering Wind Profile Shapes to Estimate Airborne Wind Energy Production. *Wind Energy Science* **2020**, *5*, 1097–1120, doi:10.5194/wes-5-1097-2020.
104. Onea, F.; Diaconita, A.; Ganea, D. Assessment of the Black Sea High-Altitude Wind Energy. *Journal of Marine Science and Engineering* **2022**, *10*, 1463, doi:10.3390/jmse10101463.
105. Inventions | Free Full-Text | An Analysis of the Wind Parameters in the Western Side of the Black Sea Available online: <https://www.mdpi.com/2411-5134/7/1/21> (accessed on 10 August 2023).
106. Santana, D.A.D.; El-Thalji, I. Scalability and Compatibility Analyses of Airborne Wind Technology for Maritime Transport. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.* **2019**, *700*, 012064, doi:10.1088/1757-899X/700/1/012064.
107. Green, R.; Vasilakos, N. The Economics of Offshore Wind. *Energy Policy* **2011**, *39*, 496–502, doi:10.1016/j.enpol.2010.10.011.
108. Diaconita, A.; Andrei, G.; Rusu, E. Estimation of the Tower Shape Effect on the Stress-Strain Behavior of Wind Turbines Operating under Offshore Boundary Conditions. *Inventions* **2022**, *7*, 11, doi:10.3390/inventions7010011.
109. Commission, I.E. Wind Turbines—Part 1: Design Requirements. Tech. Doc. IEC 61400-1. *International Electrotechnical Commission* **2005**.
110. Hsu, Y.; Wu, W.-F.; Chang, Y.-C. Reliability Analysis of Wind Turbine Towers. *Procedia Engineering* **2014**, *79*, 218–224.
111. Li, X.L.; Ren, L.M. Finite Element Analysis of Wind Turbine Tower. In Proceedings of the Applied Mechanics and Materials; Trans Tech Publ, 2013; Vol. 351, pp. 825–828.
112. Liu, H.; Yang, S.; Tian, W.; Zhao, M.; Yuan, X.; Xu, B. Vibration Reduction Strategy for Offshore Wind Turbines. *Applied Sciences* **2020**, *10*, 6091.
113. Stolarski, T.; Nakasone, Y.; Yoshimoto, S. *Engineering Analysis with ANSYS Software*; Butterworth-Heinemann, 2018; ISBN 978-0-08-102165-1.

114. Lee, H.-H. *Finite Element Simulations with ANSYS Workbench 18*; SDC Publications, 2018; ISBN 978-1-63057-173-3.
115. Gentils, T.; Wang, L.; Kolios, A. Integrated Structural Optimisation of Offshore Wind Turbine Support Structures Based on Finite Element Analysis and Genetic Algorithm. *Applied energy* **2017**, *199*, 187–204.
116. Lloyd, G.; Hamburg, G. Guideline for the Certification of Wind Turbines. *July 1st* **2010**.
117. Wang, L.; Kolios, A.; Luengo, M.M.; Liu, X. Structural Optimisation of Wind Turbine Towers Based on Finite Element Analysis and Genetic Algorithm. *Wind Energy Science Discussions* **2016**, 1–26.
118. Nicholson, J.C. *Design of Wind Turbine Tower and Foundation Systems: Optimization Approach*; The University of Iowa, 2011; ISBN 1-124-74329-4.
119. Ma, H.; Meng, R. Optimization Design of Prestressed Concrete Wind-Turbine Tower. *Sci. China Technol. Sci.* **2014**, *57*, 414–422, doi:10.1007/s11431-013-5442-8.
120. Rebelo, C.; Veljkovic, M.; Simões da Silva, L.; Simões, R.; Henriques, J. Structural Monitoring of a Wind Turbine Steel Tower—Part I: System Description and Calibration. *Wind and Structures* **2012**, *15*, 285.
121. Ansys, A. AQWA User's Manual. *AQWA: Canonsburg, PA, USA* **2020**.
122. InterMoor Available online: <https://acteon.com/moorings-anchors/intermoor/> (accessed on 24 October 2023).
123. Jonkman, J.; Butterfield, S.; Musial, W.; Scott, G. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*; National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2009;
124. Crudu, L. Aplicatii Teoretice Si Experimentale in Industria Offshore. *Editura Fundatiei Universitare "Dunarea de Jos"—Galati* **2015**.
125. Isherwood, R.M. Technical Note: A Revised Parameterisation of the Jonswap Spectrum. *Applied Ocean Research* **1987**, *9*, 47–50, doi:10.1016/0141-1187(87)90030-7.
126. Torsethaugen, K. Two Peak Wave Spectrum Model. *Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE* **1993**, *2*, 175–180.
127. Yue, M.; Liu, Q.; Li, C.; Ding, Q.; Cheng, S.; Zhu, H. Effects of Heave Plate on Dynamic Response of Floating Wind Turbine Spar Platform under the Coupling Effect of Wind and Wave. *Ocean Engineering* **2020**, *201*, 107103, doi:10.1016/j.oceaneng.2020.107103.
128. Adiputra, R.; Fauzi, F.N.; Firdaus, N.; Suyanto, E.M.; Kasharjanto, A.; Puryantini, N.; Erwandi, E.; Rasgianti, R.; Prabowo, A.R. Roundness and Slenderness Effects on the Dynamic Characteristics of Spar-Type Floating Offshore Wind Turbine. *Curved and Layered Structures* **2023**, *10*, doi:10.1515/cls-2022-0213.
129. Martinez, A.; Iglesias, G. Mapping of the Levelised Cost of Energy for Floating Offshore Wind in the European Atlantic. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2022**, *154*, 111889, doi:10.1016/j.rser.2021.111889.
130. Kumar, R.; Stallard, T.; Stansby, P.K. Large-Scale Offshore Wind Energy Installation in Northwest India: Assessment of Wind Resource Using Weather Research and Forecasting and Levelized Cost of Energy. *Wind Energy* **2021**, *24*, 174–192, doi:10.1002/we.2566.
131. Bruck, M.; Sandborn, P.; Goudarzi, N. A Levelized Cost of Energy (LCOE) Model for Wind Farms That Include Power Purchase Agreements (PPAs). *Renewable Energy* **2018**, *122*, 131–139, doi:10.1016/j.renene.2017.12.100.
132. SEANSE Planning Criteria for Offshore Wind Energy - North Sea Region Overview. **2019**.
133. Melissas, D.; Vasilakos, N. An Optimal Strategy for Initiating and Efficiently Developing the Floating Offshore Wind Energy Sector in Greece. **2022**.
134. Johnston, B.; Foley, A.; Doran, J.; Littler, T. Levelised Cost of Energy, A Challenge for Offshore Wind. *Renewable Energy* **2020**, *160*, 876–885, doi:10.1016/j.renene.2020.06.030.
135. He, Q.; Chen, H.; Lin, Z.; Dai, X.; Huang, Y.; Cai, W. A Cost-Based Life-Cycle Pricing Model for Offshore Wind Power Plants within China's Carbon Trading Scheme. *Energy Reports* **2022**, *8*, 147–155, doi:10.1016/j.egy.2022.08.101.

136. Wind Farm Costs – Guide to an Offshore Wind Farm.
137. Bjerkseter, C.; Ågotnes, A. Levelised Costs of Energy for Offshore Floating Wind Turbine Concepts. **2013**.
138. Martinez, A.; Iglesias, G. Multi-Parameter Analysis and Mapping of the Levelised Cost of Energy from Floating Offshore Wind in the Mediterranean Sea. *Energy Conversion and Management* **2021**, 243, 114416, doi:10.1016/j.enconman.2021.114416.
139. Mostafaeipour, A. Feasibility Study of Offshore Wind Turbine Installation in Iran Compared with the World. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **2010**, 14, 1722–1743, doi:10.1016/j.rser.2010.03.032.