

UNIVERSITATEA „DUNĂREA DE JOS” DIN GALAȚI
Școala doctorală de Inginerie Mecanică și Industrială



TEZĂ DE DOCTORAT

Rezumat extins

STUDII PRIVIND EXTRAGEREA ENERGIEI EOLIENE ÎN ZONELE TERESTRE ȘI COSTIERE

Doctorand
Ing. Victoria Caranfil (Yildirim)

Conducător științific
Prof. dr. ing. Eugen Victor Cristian RUSU

Membru corespondent al Academiei Române

Seria I6: Inginerie mecanică nr. 78

Galați
2024

Universitatea „DUNĂREA DE JOS” din GALAȚI
Școala Doctorală de Inginerie Mecanică și Industrială

TEZĂ DE DOCTORAT

STUDII PRIVIND EXTRAGEREA ENERGIEI EOLIENE ÎN ZONELE TERESTRE ȘI COSTIERE

Doctorand

Ing. Victoria Caranfil (Yildirim)

Președinte	Prof. dr. ing. Daniela Laura BURUIANA, Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați
Conducător științific	Prof. dr. ing. Eugen Victor Cristian RUSU, Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați
Referent Oficial	Prof. univ. dr. ing. Ichinur OMER, Universitatea „Ovidius” Constanța
Referent Oficial	Prof. dr.ing. Sorin VLASE, Universitatea „Transilvania” Brașov
Referent Oficial	Prof. univ. dr. ing. Lorena DELEANU, Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați

Seria I6: Inginerie mecanică nr.78

Galați 2024

Indexarea fiecărei teze de doctorat susținute public începând cu 1 Octombrie 2013, în funcție de domeniul de studii universitare de doctorat, în cadrul următoarelor serii, sunt reprezentate mai jos:

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

Domeniul fundamental ȘTIINȚE INGINERESTI

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 ȘTIINȚE 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 ȘTIINȚE UMANISTE

Seria U 1: **Filologie- Engleză**

Seria U 2: **Filologie- Română**

Seria U 3: **Istorie**

Seria U 4: **Filologie - Franceză**

Domeniul fundamental MATEMATICĂ ȘI ȘTIINȚE ALE NATURII

Seria C: **Chimie**

Domeniul fundamental ȘTIINȚE BIOMEDICALE

Seria M: **Medicină**

Seria F: **Farmacie**

Mulțumiri

Cu deosebită recunoștință doresc să le mulțumesc tuturor celor care au fost alături de mine în realizarea tezei mele de doctorat.

Această călătorie nu ar fi fost posibilă fără acceptarea mea în cadrul programului de doctorat, bineînțeles susținerea și contribuția remarcabilă a domnului prof. dr. ing. Eugen Victor Cristian RUSU, membru corespondent al Academiei Române. Doresc pe această cale să îi mulțumesc profund pentru inspirație, încurajare și susținere în mod deosebit. Fiind o personalitate de renume internațională, conform Top World Ranking of Scientists 2%, la capitolul realizări științifice pe 2022, dintre cei 4 profesori de la Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați incluși în acest clasament ce cuprinde 238 de cercetători de top din România. Domnul prof. dr. ing. Eugen RUSU ocupă poziția 37 în România, situându-se în primii 25% din acest top mondial, pentru mine este o deosebită onoare să îl am ca mentor și profesor, doar datorită susținerii și încrederii sale am putut realiza această cercetare.

Cu gratitudine doresc să îi mulțumesc domnului conf. dr. ing. Florin Onea, care a avut răbdare și mi-a oferit tot suportul pe parcursul acestei călătorii științifice.

Cu o pasiune aparte și admirația pe care o am, doresc să mulțumesc doamnei prof. dr. ing. fiz. Moraru Luminița, care m-a învățat că cercetarea nu constă doar în descoperirea răspunsurilor, ci și în modul de prezentare a acestora. M-a încurajat întotdeauna să explorez în profunzime subiectele mele de cercetare și să descopăr instrumentele necesare pentru interpretarea în realitate a rezultatelor.

Cu deplină recunoștință imi exprim sincera apreciere pentru doamna prof. dr. ing. Lorena Deleanu, pentru cunoștințele pe care mi le-a oferit. Vă mulțumim pentru asistență, empatie, grijă și bunătate.

Îi mulțumesc și colegului meu de la Școala Doctorală, domnului Alexandru Viorel Vasiliu.

Doresc să mulțumesc tuturor membrilor comisiei de susținere publică pentru examinarea și evaluarea tezei mele de doctorat.

Cu mare recunoștință, doresc să mulțumesc și familiei mele, pentru toată încrederea acordată și pentru susținerea necondiționată.

Această teză reprezintă o realizare importantă în cariera mea de inginer și sper că va aduce contribuții valoroase în cercetarea domeniului energiei regenerabile și în special pentru energia eoliană în zonele terestre și costiere.

Cu toată dragostea și recunoștința pe care o am pentru ei, aș vrea să le mulțumesc familiei mele, soțului meu, socrilor și prietenilor mei, care mi-au fost alături, m-au încurajat, m-au înțeles, mi-au dat sfaturi și m-au sprijinit pe parcursul studiilor doctorale și care vor continua să-mi fie alături în tot ceea ce aș putea întreprinde în viitor, la toate nivelurile. Mulțumesc mult tuturor celor care m-au susținut și pe care i-am omis fără să vreau.

Vă mulțumesc tuturor pentru tot ce m-ați învățat!

Ing. Victoria Caranfil (Yildirim)

Galați, 2024

Cuprins

Mulțumiri	4
Cuprins	5
Capitolul I. Actualitatea și importanța temei	7
1.1 Obiectivul general al tezei și obiectivele specifice	7
1.2 Stadiul actual al extragerii energiei regenerabile în zonele terestre și costiere ..	8
1.3 Concluzii	9
Capitolul II. Elemente de bază în funcționarea turbinelor de vânt și tendințe în industria energetică eoliană	10
2.1 Vântul în zone terestre și costiere	10
2.2 Turbinele eoliene și clasificarea acestora	10
2.3 Conceptul „repowering” și reglementările Uniunii Europene	11
2.4 Beneficiile conceptului de „repowering” și necesitatea implementării acestuia	12
2.5 Analiza vântului și conceptul „repowering” parțial aplicat pentru proiectul Fântânele-Cogealac	12
2.6 Concluzii	14
Capitolul III. Energia regenerabilă în contextul european și în România	15
3.1 Energia regenerabilă în context global și european. Principalele caracteristici și obiective ale Pactului Verde European	15
3.2 Energiile regenerabile și sistemul energetic românesc	15
3.3 Caracteristici fizico-geografice ale zonei de sud-est a României	17
3.4 Caracterizarea surselor de energie regenerabilă în zonele costiere românești	18
3.5 Concluzii	19
Capitolul IV. Studii climatologice privind evoluția resurselor de vânt din Europa	20
4.1 Analiza resurselor de vânt din punct de vedere meteorologic	20
4.2 Evaluarea resurselor de vânt folosind parametri specifici turbinelor eoliene	27
4.3 O analiză a potențialului de energie din sursele de energie regenerabile, în Republica Moldova	34
4.4 Concluzii	35
Capitolul V. Analiza resurselor energetice solare și eoliene în regiunea sud-est a României	36
5.1 Producția de energie solară și eoliană în orașul Galați în raport cu zonele costiere	36
5.2 Evaluarea potențialului de energie eoliană și solară în zona lacului Brateș, Galați	39
5.3 Concluzii	52
Capitolul VI. Evaluarea resurselor energetice eoliene de la țărm spre larg în România	54
6.1 Evaluări ale energiei eoliene pe litoralul de nord al României, bazate pe date de reanaliză și <i>in situ</i> , pentru o perioadă de 20 de ani	54
6.2 Rezultate obținute în urma studiului energiei eoliene în zona litoralului de nord al României folosind datele de reanaliză MERRA-2 și ERA5	56
6.3 Sinteză și analiză pentru studiul energiei eoliene în zona litoralului de nord al României, folosind datele de reanaliză pentru 20 de ani	62
6.4 Concluzii	63

Capitolul VII. Analiza potențialului energetic în zonele costiere din Marea Neagră	64
7.1 Caracteristicile climatului și a datelor de vânt din zona Mării Negre	64
7.2 Evaluarea resurselor de energie eoliană în apropierea zonelor de coastă, de la țărm spre larg, reflectată de setul de date ERA5 pentru Marea Neagră	64
7.3 Analiza și clasificarea claselor de vânt din zonele costiere	65
7.4 Studiu comparativ al indicatorilor specifici turbinelor din zonele costiere	69
7.5 Concluzii	72
Capitol VIII. Concluzii	73
8.1 Concluzii generale	73
8.2 Contribuții personale	74
8.3 Perspective privind studiile viitoare	75
Lista de lucrări ale autoarei	76
Bibliografie	78

Capitolul I Actualitatea și importanța temei

1.1 Obiectivul general al tezei și obiectivele specifice

Ritmul actual alert de creștere a populației și dezvoltarea rapidă a tehnologiei determină clar nevoia ca cererea de energie regenerabilă să fie utilizată la o scară mult mai largă [1]. Încălzirea globală, schimbarea climei și extragerea energiei din resursele de energie regenerabile sunt un subiect important în domeniul politicilor actuale, atât din punct de vedere economic, cât și al ingineriei.

În 2018, în pachetul „Energie curată pentru toți europenii”, s-a stabilit un nou obiectiv de reducere a consumului de energie cu cel puțin 32,5 % până în 2030 [2]. Potențialul tehnic la nivel mondial al energiei eoliene poate asigura de 5 ori mai multă energie decât este consumată acum de întreaga populație a globului.

În România, pe baza evaluărilor înregistrate, se pot monta instalații eoliene cu o capacitate de 14000 MW, ceea ce înseamnă un aport de 23000 GWh/an [3].

În cadrul tezei am făcut cercetări utilizând datele de reanaliză MERRA-2 și ERA5, dar și colectarea, compararea și procesarea datelor *in situ* din zonele terestre și de coastă din Europa și din România, bazate pe datele furnizate de către Administrația Națională de Meteorologie a României (ANM), dar și date conform Centrul European de Prognoză Meteo pe Termen Mediu (ECMWF).

Obiectivele specifice tezei privind extragerea energiei eoliene în zonele terestre și costiere, sunt următoarele:

- evaluarea datelor ERA5 și MERRA-2 pentru mai multe puncte de referință „*onshore*” și „*offshore*”, specifice Mării Negre și zonei costiere;
- analize cu privire la măsurătorile *in situ* procesate pentru intervalul de timp de 20 de ani pentru punctele Galați, Tulcea și Sulina, dar și identificarea valorilor medii și a valorilor maxime, specifice vitezei vântului;
- calculul distribuției orare vitezei vântului, specifice datelor de reanaliză (ERA5 și MERRA-2) pentru Galați, Tulcea și Sulina;
- cercetarea potențialul energetic al resurselor eoliene și solare locale în apropierea zonei Galați, privind resursele de energie regenerabilă din zona Lacului Brateș;
- evoluția resurselor eoliene a nouă puncte din Marea Neagră, prin utilizarea setului de date ERA5, includ date de vânt raportate direct la înălțimea de 100 m, pentru 20 de ani, setul de date fiind definit de o rezoluție spațială de 0,25 ° a câte patru valori pe zi;
- efectuarea de prognoze cu privire la distribuția sezonieră, cuantificarea calității resurselor eoliene, prin identificarea claselor de vânt, performanța anumitor turbine prin calcularea factorului de putere (Cf), calculul indicatorul $V_{\max E}$ (viteza maximă a vântului) pentru a identifica turbinele eoliene adecvate unui anumit punct de referință, dar și producția anuală de energie electrică a unei anumite turbine.

Extragerea energiei eoliene, atât în zonele terestre, dar și costiere, prezintă o serie de avantaje:

- principalul avantaj al investiției în energie eoliană este „emisii zero” de substanțe poluante și gaze cu efect de seră, datorită faptului că nu se ard combustibili;
- producția de energie eoliană nu implică producerea de deșeuri, iar 90% din componentele turbinei se pot recicla;
- costuri reduse pe unitate de energie produsă;
- costuri reduse de scoatere din funcțiune, cu posibilitatea de prelungire a duratei de viață prin implementarea conceptelor de „*repowering*”;
- stimularea de către guvern a creșterii numărului de locuri de muncă, dar și creșterea consumatorilor care utilizează surse regenerabile are beneficii pentru creșterea producției de energie regenerabilă, dar și pentru a proteja mediul;
- este recomandat ca întreprinderile mici și mijlocii să participe la campanii de conștientizare, pentru adoptarea acestor surse regenerabile de energie.

Din aceste colecții de date, ERA5 și MERRA-2 s-au extras date specifice zonelor de interes pentru a putea fi utilizate în detaliu, pentru analiza viteza și direcției vântului în zona Mării Negre, având ca obiectiv studierea potențialului acesteia în ceea ce privește energia regenerabilă și cercetarea climatologică. 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) [4].

Voi evalua scenariile de date din viitor pentru 100 de ani, această evaluare pe termen lung a condițiilor eoliene, arată impactul schimbărilor climatice și efectele acestora asupra evoluției dinamicii zonelor cu potențial eolian, care la rândul lor reprezintă un aspect deosebit de important în evaluarea și planificarea investițiilor în domeniul extragerii energiei eoliene.

1.2 Stadiul actual al extragerii energiei regenerabile în zonele terestre și costiere

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie (SRE) este un lucru primordial și actual la nivelul Uniunii Europene determinat de: protecția mediului, dar și creșterea independenței energetice față de importurile din Rusia, prin valorificarea potențialului de energie, dar și prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, precum și din alte motive de ordin economic, politic și de coeziune socială.

Cu o pondere de 24,7% în 2015, România și-a atins deja ținta pentru anul 2020 (24%) pentru energie regenerabilă datorită, în special, dimensiunii ca sectorului său hidroenergetic, care este responsabil pentru aproximativ o treime din capacitatea instalată de generare a energiei electrice. dar și evoluția energiei eoliene (9,4% din energia generată în 2014) și utilizarea biomasei pentru încălzire (16,6% din consumul final de energie) [5].

Folosind doar 4% din suprafața *offshore*, în jur de 10 km de coastă, și luând în considerare restricțiile impuse de transport maritim, platforme de gaz și petrol, zone militare, zone din „Natura 2000”, acestea pot crește potențialul cu peste 90 % (de la 2.800 TWh în 2020 și până la 3.500 în 2030) [6].

Turbinele eoliene *offshore*, reprezintă o tehnologie importantă în domeniul energiei eoliene și au câteva avantaje în plus față de turbinele eoliene *onshore*.

Unul dintre acestea este capacitatea acestora de a produce mai multă energie, datorită poziționării avantajoase, în largul mării, unde sunt expuse la vânturi mai constante și de o intensitate mai mare, ceea ce le permite să genereze cantități mai mari de energie în comparație cu turbinele *onshore*. Pe litoralul românesc al Mării Negre, de la nord la sud, există o repartiție neuniformă a intensității vitezei vântului. Intensitățile cele mai mari ale vânturilor se înregistrează pe direcțiile din sectorul nordic, având în vedere înregistrările de pe platforma marină Gloria, din largul mării [7]. Statisticile regionale ale resurselor solare și puterea fotovoltaică specifică (PVOOUT) sunt calculate din medii pe termen lung pe perioada 1994-2007 (în funcție de regiune) până în 2018; în România, PVOOUT este de 2,89 - 3,71 kWh/kWp.

În România, potențialul eolian, atât pe uscat, cât și în largul mării, este semnificativ din punct de vedere energetic, fiind de două ori mai mare decât consumului total de electricitate din prezent. În sectorul eolian românesc au investit: CEZ (Cehia) cu parcul Fântânele-Cogealac, cu peste 240 turbine eoliene de 2,5 MW, de capacitate 600 MW, Energia de Portugal (Portugalia) al treilea cel mai mare investitor la nivel mondial, a investit în Cernavodă un parc de 48 turbine de 3 MW, de o capacitate de 138 MW și Enel (Italia) parcul de la Sfânta Elena, din Caraș-Severin, și de la Agighiol, din Tulcea, ce conține 21 de turbine eoliene de 2,3 MW cu o capacitate totală de vârf de 48 MW și parcul eolian construit la nord de orașul Tulcea și care are, în total, o putere instalată de 140 MW cu 35 de turbine, de 2 MW fiecare [8]. În Figura 1.1 este reprezentată harta eoliană a României, viteza medie a vântului în m/s, la 100 m.

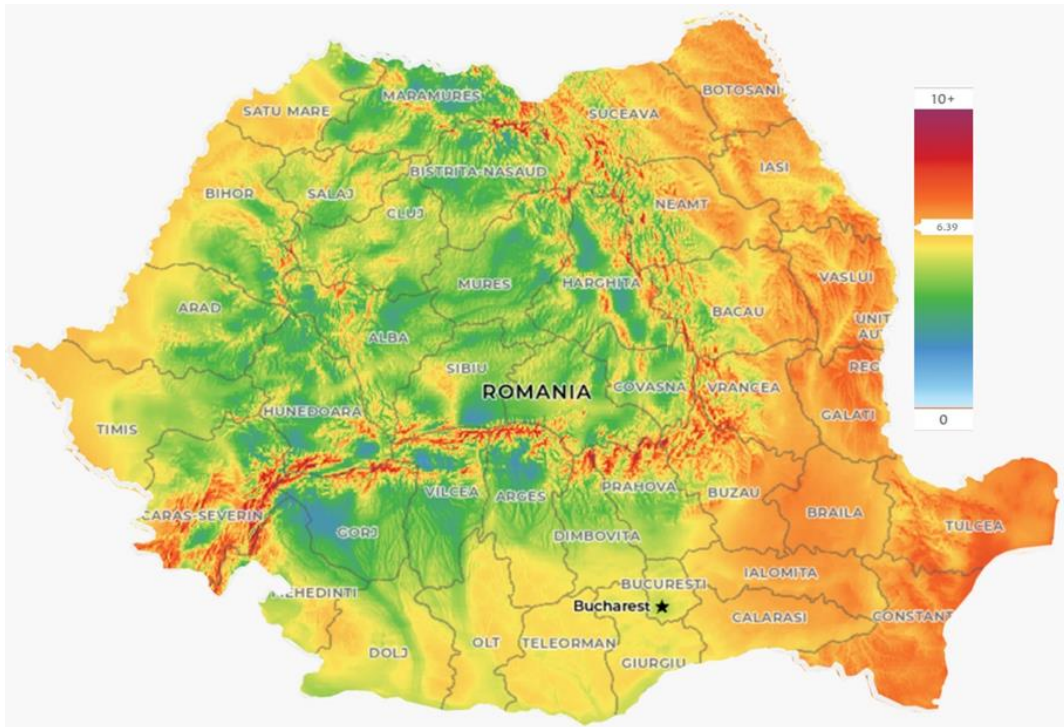


Figura 1.1. Harta eoliană a României, viteza medie a vântului în m/s, la 100 m, anul 2024
sursa: Wind Atlas Map GWA 3.3 [9]

1.3 Concluzii

Schimbările climatice vor modifica cererea și producția de energie. Consumul de energie electrică în sudul Europei, dar și în regiunea mediteraneană, vor crește datorită creșterilor de temperatura previzionate și cererea, în creștere, asociată pentru spațiul de răcire. Datorită modificărilor curgerii râurilor, producția de hidroenergie va crește în nordul Europei și va scădea în sud. În Europa, secetele de vară vor fi mai severe, limitând disponibilitatea apei de răcire și astfel reducând randamentul centralelor termice. Ambele tipuri de impact pot duce la schimbări în emisii de poluanți atmosferici și gaze cu efect de seră din energie, care sunt însă greu de estimat [10].

Orașul Galați pare că ar putea deveni următorul „Hydrogen Valley” și un pol de investiții în GREENSTEEL în energie regenerabilă, precum și despre infrastructura necesară pentru a realiza aceste obiective. “Galați- Green Valley”, reprezintă una dintre cele mai “verzi” investiții din Uniunea Europeană [11].

Capitolul II

Elemente de bază în funcționarea turbinelor de vânt și tendințe în industria eoliană

2.1 Vântul în zone terestre și costiere

În România, în zone precum Moldova, Dobrogea, în sudul și estul Munteniei, în timpul iernii își face apariția crivățul, un vânt deosebit de puternic, care suflă dinspre nord-est spre sud-vest, cu viteze ce depășesc uneori 30-35 m/s. Asociat cu ninsoarea, el determină deseori în anotimpul rece al anului cele mai cumplite viscole din țara noastră.

Viteza vântului în România atinge cele mai înalte valori în zona de est a țării, în special zona de sud-est. Viteza medie în regiune este de peste 8 m/s, măsurată la 100 m altitudine. Direcția vântului se stabilește în raport cu punctul cardinal dinspre care se propagă.

În Figura 2.1 se pot observa zilele cu viteze adecvate pentru exploatarea energiei eoliene, valori mai constante, fără extreme, se înregistrează în anotimpurile vară și toamnă, dar și primăvara, toamna, în septembrie, de exemplu, înregistrându-se valori de peste 12 m/s timp de 14 zile, iar în lunile iulie, 15 zile la aceeași viteză a vântului.

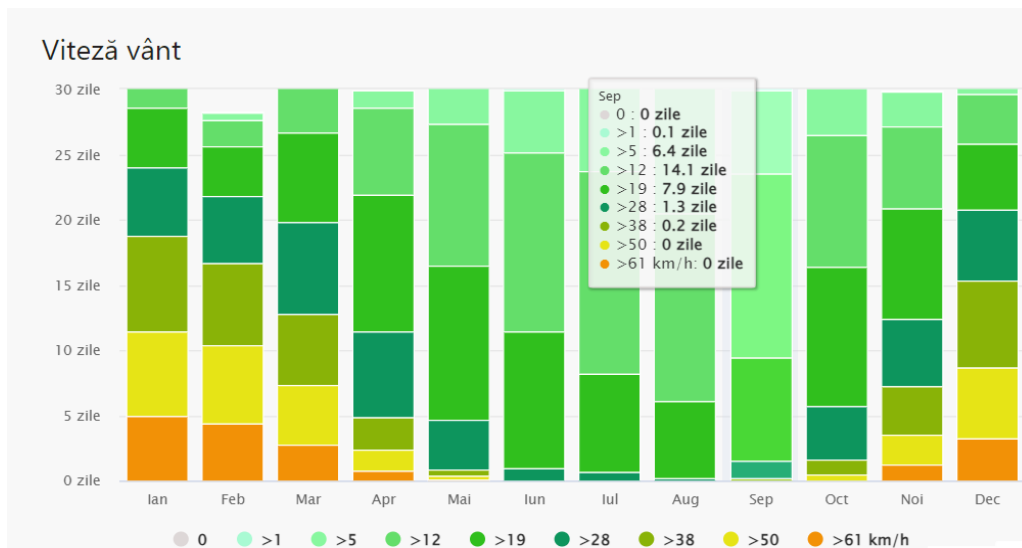


Figura 2.1. Diagrama vitezei vântului în România (km/h), cu o medie pe o perioadă de 30 de ani (1990-2020) [12].

2.2 Turbinele eoliene și clasificarea acestora

Există trei tipuri principale de turbine eoliene, conform utilizării în funcție de puterea acestora:

- **turbine eoliene la scară utilă:** turbine eoliene care au capacități cuprinse între 100 kW și 250 MW;
- **turbine eoliene mici,** sub 100 kW;
- **turbine eoliene folosite în larg:** turbine eoliene de peste 2,5 MW, care sunt instalate în mediu marin;

Conform construcției există turbine cu ax orizontal și turbine cu ax vertical.

Puterea mecanică a generatorului eolian este direct proporțională la densitatea aerului. Pe măsură ce densitatea aerului crește, și puterea disponibilă crește. Puterea mecanică (P) este valorificată datorită vitezei vântului (V). Viteza vântului este o măsură a activității generatorului turbinei eoliene și are cel mai mare efect asupra puterii mecanice. Densitatea aerului are un efect important asupra puterii mecanice și stațiile eoliene care funcționează sub aer clarifică variația densității cu viteza constantă a vântului. Puterea mecanică a generatorului este direct proporțională cu densitatea aerului. Pe măsură ce densitatea aerului crește, și puterea disponibilă crește.

Puterea vântului crește la înălțimi mai mari ale axului turbinei, de aceea cu cât o turbină este mai înaltă cu atât are o producție de energie electrică mai mare.

Variația vitezei vântului v , în funcție de înălțimea h [13]:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (2.1)$$

v_0 - viteza [m/s] la nivelul solului ($h = 0$)

α - coeficient caracteristic zonei, $\alpha = 0,1 \div 0,4$

$$P = \left(\frac{1}{2}\right) \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (2.2)$$

unde ρ , este densitatea aerului, $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$, în condiții normale de temperatură și presiune, la nivelul mării; v - viteza vântului [m/s]; S - suprafața [m²] acoperită de palele turbinei.

Având în vedere limita lui Betz, care este 0,593, relația 2.2, se poate înmulți cu acest coeficient pentru a obține puterea reală furnizată de turbină.

Totuși, această putere nu poate fi captată în totalitate, deoarece o parte este necesară pentru evacuarea aerului care a efectuat lucru mecanic asupra palelor turbinei [14].

Factorul de capacitate caracterizează randamentul turbinei eoliene. Factorul de capacitate este o măsură a eficienței generale a întregului sistem a turbinei, deoarece reprezintă combinația dintre eficiența diferitelor componente ale turbinei, precum: palele, rulmenții arborelui, generatorul, dar puterea. El poate fi exprimat ca și [15]:

$$Cf = \frac{\text{Puterea instantaneei turbinei}}{\text{Puterea nominală}} \quad (2.3)$$

Cf - factorul de capacitate.

Coeficientul de putere a fost introdus în cadrul teoriei lui Betz. Limita lui Betz indică energia maximă ce poate fi recuperată, chiar și de cele mai performante eoliene. Aceasta nu poate fi decât 59% din energia vântului. Pentru o eoliană reală, Cf este cel mult $0,3 \div 0,4$.

Teoria lui Betz modelează trecerea aerului prin palele turbine, că printr-un tub de flux de aer cu vitezele [16]:

- v_1 - viteza vântului înainte de turbină;
- v - viteza vântului în dreptul palelor eoliene; este de ordinul a câțiva m/s (~ 10 m/s);
- v_2 - viteza vântului după preluarea energiei cinetice de către palele eoliene.

Se consideră că vitezele sunt paralele cu axul turbinei eoliene, existând relațiile $V_1 > V > V_2$. Cea mai mare putere de captare a energiei este de 59,3 %, cunoscută sub numele de limita Betz. Conform legii lui Betz, determinată în 1919 de Albert Betz, nicio turbină nu poate capta mai mult de 59,3% din energia cinetică a vântului. Factorul $16/27$ (0,593) este cunoscut sub numele de coeficientul lui Betz. Aceasta este limita maximă teoretică, valoare care nu poate fi atinsă în realitate, în instalațiile practice.

2.3 Conceptul „repowering” și reglementările Uniunii Europene

Conceptul „repowering” constă, în înlocuirea turbinelor eoliene mai vechi sau părți din acestea, cu modele mai noi, în general mai mari și mai performante. Noile inovații în tehnologia energiei eoliene au crescut dramatic capacitatea de producție a turbinelor noi în comparație cu turbinele mai vechi. Prin „repowering”-ul parțial se înțelege, înlocuirea a anumitor părți din turbinele eoliene vechi cu părți noi sau îmbunătățirea anumitor piese existente, modificând dimensiunea și eficiența acestora. Aceste turbine modificate ar crește cantitatea de energie care poate fi generată dintr-un parc eolian.

Există mai multe tipuri de „repowering” și anume: total/ complet sau parțial. Managerul unui parc eolian, poate opta pentru a face față acestor active și la sfârșitul ciclului de viață a acestora:

- „repowering” complet/total: turbinele eoliene sunt demontate în totalitate. Noile turbine eoliene sunt instalate într-un teren industrial și/sau teren agricol.
- „repowering” parțial: prin extinderea duratei de viață, și anume demontarea unora dintre componentele unei turbine eoliene existente, care sunt actualizate (de ex. generator, pale) și îmbunătățite. Structura exterioară generală a fermei rămâne

neschimbată (de exemplu, înălțimea butucului, amplasarea, mărimea). Extinderea duratei de viață diferă de activitățile normale de funcționare și întreținere.

WindEurope estimează că volumul anual de „repowering” crește de la 1-2 GW în 2017 și se stabilizează la 5,5-8,5 GW până în 2027. Principalele piețe vor fi Germania, Spania, Italia, Danemarca, Portugalia și Franța.

În medie, aplicabilitatea conceptului de „repowering” a făcut ca proiectele eoliene să își reducă numărul de turbine eoliene aproximativ cu 30%, dar să îmbunătățească capacitatea de producție cu aproximativ 130%, sunt și o serie de alte beneficii precum, reducerea poluării fonice și a defrișărilor în vederea construirii noilor turbine.

2.4 Beneficiile conceptului de „repowering” și necesitatea implementării acestuia

Printre principalele beneficii ale conceptului de „repowering”, aplicate parcurilor eoliene existente, se pot enumera următoarele:

- Reducerea costurilor energiei eoliene;

„Repowering”-ul eolienei în perioada post 2020 reprezintă o oportunitate clară pentru modernizarea flotei eoliene europene cu cea mai nouă tehnologie disponibilă. Furnizarea de măsuri și cadre de reglementare pentru „repowering” vor debloca reduceri suplimentare de costuri în producția eoliană până în 2030 și vor realiza obiectivele UE de decarbonizare la un cost cât mai mic pentru societate, prin:

- integrarea resurselor de energie din vânt în rețeaua electrică națională și regională;
- îmbunătățirea acceptării sociale și beneficiile pentru comunitățile locale;
- furnizarea unui preț mai bun la energie pentru consumatori;
- soluții sustenabile cu privire la deșeuri;
- reducerea generării de deșeuri, datorită faptului că 90% din componentele unei turbine sunt reciclabile; în plus nu se vor mai genera deșeuri noi din construcții și demolări pentru turbinele existente sau noi.

2.5 Analiza vântului și conceptul „repowering” parțial aplicat pentru proiectul Fântânele-Cogealac

Cererea în creștere a energiei și schimbările climatice au obligat să se ia decizii rapide și să se dezvolte soluții eficiente. Una dintre soluții poate fi „repowering”-ul și schimbări semnificative în sistemele de transmisie pentru a o livra prin rețeaua electrică.

Se va analiza cel mai mare parc eolian existent de pe uscat din România, și anume, parcul Fântânele-Cogealac. Această fermă eoliană există din 2012, deci în cel puțin 10 ani fermei i se vor atribui îmbunătățiri. „Repowering”-ul este cea mai bună metodă de îmbunătățire a tehnologiei turbinei eoliene. Din această perspectivă s-a analizat energia eoliană actuală generată de cele 240 de turbine, fiecare turbină eoliană având o capacitate de 2,5 MW. Datele de reanaliză timp de 20 de ani, furnizate de datele ERA5, s-au comparat cu date *in situ* pentru acest interval de timp.

Obiectivul acestui studiu este de a demonstra conceptele de management al proiectelor privind sistemele de „repowering” după cei 20-25 de ani, ciclul de viață a unui parc eolian. Se va analiza *Repowering Strategic Project Management* (RSPM) pentru a prelungi durata de viață a unei ferme eoliene [17]. S-a calculat cât de mult poate fi îmbunătățită puterea, doar prin înlocuirea noilor generații de pale de vânt. Această îmbunătățire este posibilă deoarece noile pale sunt mult mai mari și, teoretic, acestea sunt capabile să capteze mai multă energie a vântului. „Repowering”-ul poate crește puterea netă generată de către o turbină eoliană cu peste 20%.

Zona studiată este Fântânele-Cogealac, cea mai mare fermă eoliană din România, situată în localitatea Dobruja, România, la latitudine nordică 44°36'54"N și 28°34'34"E longitudine (Figura 2.2); este la doar 17 kilometri de țărmul Mării Negre, cu 240 unități operaționale, cu o putere de 2,5 MW și cu o capacitate totală instalată de 600 MW. Parcul eolian există din 2012, deci în cel puțin 10 ani este necesar să se modernizeze turbinele

eoliene existente. Producția parcului eolian CEZ în 2019 a fost de 1.185 GW/h, mai mare decât în anul 2018 cu 80 GW/h.

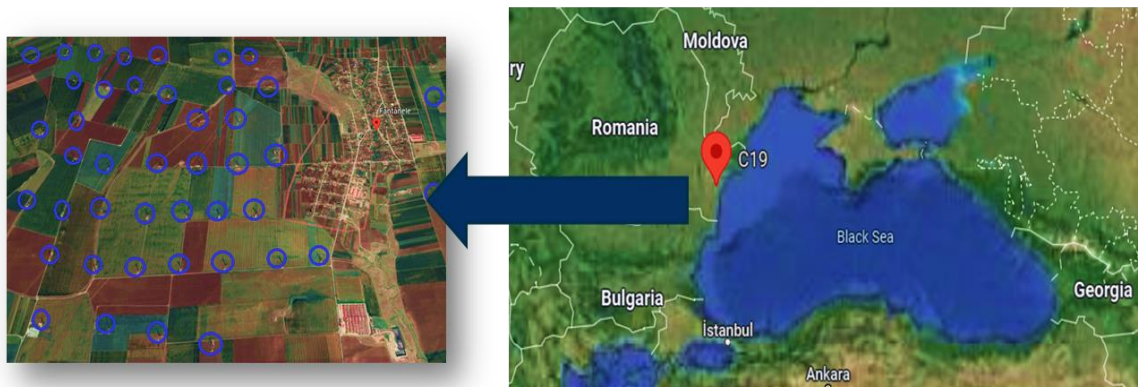


Figura 2.2. Structura parcului eolian Fântânele-Cogealac [18].

Viteza ideală a vântului pentru o turbină eoliană este de ~ 14 m/s. În zona Fântânele-Cogealac, vântul predominant suflă dinspre nord în zona de coastă și din nord-vest în zona continentală. Direcția vântului din sectorul nordic reprezintă 40,3% din totalul anual. Pe aceste direcții sunt înregistrate și cele mai mari viteze medii anuale, de 7,4 m/s pentru nord, 6,7 m/s pentru NE și 4,7 m/s pentru NV [9]. Vânturile din nord-est au cea mai mare viteză medie în noiembrie și cele din nord în cele trei luni de iarnă. În timpul anului, viteza medie a vântului și perioadele de durată ale calmului au o evoluție ciclică. Viteza lunară medie multianuală are un maxim în februarie, de 6,75 m/s, și un minim în iulie, de 5,13 m/s. În august sunt cele mai liniștite zile, 15,8% din total, iar în februarie și decembrie 8,4%, este de ~ 56 de ore și, respectiv, 62 de ore. Frecvența furtunilor care durează mai mult de 12 ore pe an variază între 16 în 1990 și 37 în 1983, cu o medie anuală de 29. În aceleași direcții sunt înregistrate și cele mai lungi durate medii ale vântului. Din direcția NE, 33 de ore, 31 de ore de la N, durată maximă de 138 de ore cu viteza vântului, mai mare de 10 m/s între 16-22 februarie 1979. Viteza medie a vântului pe luni, în anul 2005, la 10 m, a fost de 4,7 m/s, clasa 2 ca densitate de putere. Aceasta înseamnă o densitate a puterii eoliene de 100-150 W/m². Datele de reanaliză oferă un rezultat pentru viteza medie a vântului, care este de 5,86 m/s la 100 m, pentru perioada 2000-2020.

Cele mai bune luni de producție ale fermei pentru producția de electricitate brută au fost înregistrate în ianuarie 2019, februarie 2018 și decembrie 2017. În 2019, parcul eolian Fântânele-Cogealac a finalizat gradul de dezalinieră la 40% din numărul de turbine. Dezalinieră modulară produce un moment de încovoieră pe fiecare dintre arborii cuplați. O singură turbină va putea produce 13 MW putere, suficientă pentru a lumina un oraș cu aproximativ 12000 de case. Pentru comparație, s-au utilizat datele ERA5. *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF) acopă diverși parametri atmosferici raportați (uscat, suprafață terestră și zone marine). „*Repowering*”- ul s-a dovedit a fi o soluție terestră bună pentru creșterea producției de energie, reducând în același timp numărul de turbine eoliene [19]. În studiul de caz, se va aplica un sistem de „*repowering*” parțial pentru turbinele existente, prin înlocuirea unor pale noi, care să acopere un diametru mai mare. Pe baza rezultatelor obținute din datele de reanaliză timp de 20 de ani, se observă o valoare medie anuală a vântului de 6,13 m/s în 2017, în 2001 și 2015 se regăsesc următoarele valori 6,08 m/s și 6,00 m/s. Cele mai mari valori s-au înregistrat în decembrie 2018, atingându-se un maxim de 21,44 m/s (Figura 2.6).

Cantitatea de energie pe care o turbină eoliană o poate utiliza din vânt depinde în principal de trei factori: viteza vântului, densitatea aerului și aria cercului creat de pale [17]. Prin urmare, coeficientul de putere pentru turbinele existente trebuie să fie luat în considerare în ecuație, iar puterea din vânt este dată de următoarea ecuație [20]:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (2.4)$$

ρ – densitate aerului (1,23 kg/m³), A - aria acoperită de palele turbinei;

$$A = \pi r^2 \quad (2.5)$$

$V = 5,86$ m/s, $C_p = 0,43$, r - raza turbină.

Coeficientul de putere al turbinei, C_p , oferă un indicator estimativ al cantității de putere pe care turbina o poate extrage din vânt [12].

A fost studiată lungimea unei pale de 75 m, lungimea reală a palei pentru turbina eoliană fiind de 47 m. O lungime mai mare a palelor turbinei înseamnă că turbina poate capta mai multă energie din vânt. Aplicând conceptul de „repowering” parțial pentru turbinele existente, se poate obține o creștere a producției de energie cu 39%. De două decenii, coeficientul de putere al eolienei a fost cuprins în intervalul 23-35%. Cu toate acestea, valoarea medie a coeficientului de putere pentru Europa, în ultimii cinci ani este sub 21% [21].

Densitatea puterii vântului (WPD) este un parametru care poate reflecta particularitatea potențialului eolian în ceea ce privește variațiile sezoniere, diurne/nocturne sau direcționale [22]. Majoritatea studiilor indică valori pentru coeficientul de putere în intervalul 19-60%, mai frecvent între 20% și 40% [23]. Coeficientul de putere mediu global pentru turbine noi a crescut de la 27% în 2010 la 34% în 2018. Valorile coeficientului de putere rezultat în lucrarea de față pot atinge cea mai mare valoare de 31,06%, a se vedea în Tabelul 2.1. Din calculul densității de putere eoliene (WPD) se vor determina clasele de vânt. Sunt înregistrate 3 clase eoliene, începând cu clasa 1 și terminând cu clasa 4, înregistrate în anul 2017 [24]. Valoarea coeficientului de putere maximă folosită este 0,593. În prezent, nici o turbină eoliană nu poate converti mai mult de 59,3% din energia cinetică a vântului în energie mecanică, conform limitei Betz.

Tabelul 2.1. Densitatea puterii eoliene, factorul de capacitate și puterea electrică a turbinelor eoliene determinate pe baza datelor de reanaliză ale vântului în intervalul de timp 2000-2020 [25].

Perioada	Viteză vânt (m/s)	WPD (w/m ²)	C _p (MW)	C _p (%)	Puterea electrică MW/an
2015	6,004	211	0,711	28,44	6228,36
2016	5,869	206	0,696	27,85	6099,15
2017	6,133	230	0,776	31,06	6802,14
2018	5,745	198	0,667	26,69	5845,11
2019	5,716	176	0,594	23,76	5203,44

2.6 Concluzii

Conceptul de „repowering” s-a dovedit a fi o soluție terestră foarte bună pentru creșterea producției de energie electrică, reducând în același timp numărul de turbine eoliene, dar și costurile de mentenanță.

În cercetarea mea, și variația orară a vântului este esențială. De exemplu, în cazul analizat se poate observa o creștere de până la 20%, între orele 20:00 și 17:00. De asemenea, s-au obținut valori mai bune începând cu luna octombrie și terminând în decembrie.

Aplicând conceptul „repowering” parțial pentru turbinele existente, se poate obține o creștere a producției de energie cu 39%. Pentru acest concept aplicat, de „repowering” parțial, la din parcul eolian Fântânele-Cogealac, se poate alege o turbină cu pale foarte lungi și cu sisteme electronice cu *rating* foarte scăzut, astfel încât să genereze o putere nominală maximă, atunci când există o viteză a vântului mai mare și astfel ar rezulta un coeficient de putere mai mare, dar așa ar furniza mult mai puțină energie electrică decât pe parcursul anului.

Coeficientul de putere rezultat în lucrarea de față poate atinge cea mai mare valoare 31,06%, conform datelor de reanaliză pentru valorile medii, la ferma eoliană Fântânele-Cogealac. O altă soluție poate fi „repowering”-ul total pentru parcul eolian Fântânele-Cogealac, prin implementarea de noi turbine mai performante, precum General Electric, un nou prototip GE Haliade-X 13MW, cu diametrul palei de 220 m, ar putea crește puterea maximă cu 19%. O altă resursă valoroasă în ceea ce privește dezmembrarea turbinei eoliene poate fi reciclarea și reutilizarea acesteia în economia circulară, 85-90% din turbina eoliană dezmembrată poate fi reciclată. Iar spațiul rămas poate fi utilizat în activități agricole sau compania poate investi și exporta energie electrică din surse regenerabile de energie. Potrivit modelului global al schimbărilor climatice, procentul de creștere a valorilor medii anuale ale vitezei vântului va crește și va varia de la 20% la 80% la scară globală.

Capitolul III

Capitolul III. Energie regenerabilă în contextul european și în România

3.1 Energia regenerabilă în context global și european. Principalele caracteristici și obiective ale Pactului Verde European

În Uniunea Europeană, Pactul Verde European angajează statele membre către o economie curată și circulară, potrivit Raportului Eolian Global din 2022, industria eoliană s-a bucurat de cel de al doilea cel mai bun an din istorie, cu o creștere în 2021, cu doar 1,8% în comparație cu anul anterior. Aproximativ o capacitate de 94 GW a fost adăugată în sistemul energetic, în ciuda a celui de-al doilea an de pandemie provocat de virusul COVID-19. Cei 93,6 GW de instalații noi în 2021 aduc o putere a vântului globală de o capacitate de 837 GW, înregistrând o creștere pe an de 12%. Planul UE de a deveni primul continent neutru din punct de vedere al emisiilor de carbon până în 2050 a fost adoptat de către Consiliul European la sfârșitul anului 2019 de către toate statele membre, cu excepția Poloniei [26].

Legislația UE privind promovarea surselor de energie regenerabile a evoluat semnificativ în ultimii 15 ani. În 2009, liderii UE au stabilit un obiectiv de 20% din consumul de energie al UE care provin din surse regenerabile de energie până în 2020. În 2018, a fost convenit obiectivul unei cote de 32% din consumul de energie al UE provenind din surse regenerabile de energie până în 2030. În iulie 2021, având în vedere noile ambiții climatice ale UE, revizuirea obiectivului la 40% până în 2030 a fost propusă spre analiză legislativă. În 2014 a fost lansat, REmap 2030- Foaia de parcurs pentru dublarea cotei de energie regenerabilă până în 2030. Consumul de energie electric total, înregistrat în România a fost de 56,222,860 MW, în anul 2022 [27].

Până în prezent, în UE au fost instalate peste 200 GW de energie eoliană, inclusiv 16 GW *offshore*. Instalațiile respective au furnizat 16% din energia electrică generată a UE în 2022. De asemenea, alte obiective din cadrul Pactului Verde European sunt:

- 40% producție de energie din sursele de energie regenerabilă. Propunerile promovează adoptarea combustibililor regenerabili, cum ar fi hidrogenul în industrie și transport, cu obiective suplimentare, dar și reducerea consumului de energie, care este esențială pentru a reduce atât emisiile, cât și costurile energetice pentru consumatori și industrie;
- 36-39% eficiență energetică pentru 2030 pentru consumul final și primar de energie;
- renovarea a circa 35 de milioane de clădiri;
- reducerea emisiilor cu 55% de la mașini până în 2030;
- 50% reducerea emisiilor de la camioane până în 2030;
- „0” emisii de la mașinile noi până în 2035;

Ca parte a Pactului Verde European, Comisia Europeană a propus în septembrie 2020 să ridice obiectivul de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră pentru 2030 la cel puțin 55% față de 1990.

3.2 Energiile regenerabile și sistemul energetic românesc

România a atins în 2020 obiectivul de 24% din consumul de energie total provenit din surse de energie regenerabilă. Pentru 2030, noul obiectiv stabilit de guvernul român este de 30,7%, realizabil prin adăugarea capacității de 7 GW energie regenerabilă. În ceea ce privește consumul de energie, conform datelor Eurostat, în 2013, puțin peste 24% din consumul de energie a provenit din surse regenerabile de energie, plasând România pe locul 10 în UE și peste nivelul mediu al Uniunii Europene.

Ponderea de energie din surse regenerabile în consumul final brut, ce ar putea fi considerate la revizuirea legislației relevante, în lumina pachetului *Fit for 55*, pentru solar și eolian, s-a înregistrat pentru anul 2021, 4.273 MW, iar pentru scenariul de referință a anului 2030 10.309 MW. Conform estimărilor Ministerului Energiei, s-ar putea să prevadă o majorare cu 4.656 MW a capacității totale solar și eolian (inclusiv *offshore*), față de valorile asumate în

versiunea actuală, atingându-se astfel o capacitate totală a energiei din surse regenerabile de peste 22 GW în 2030 (incluzând aici și 25 MW geotermal și 85 MW biomasă [27].

În 2022, UE a produs 2.641 TWh (terawatt-oră) de energie electrică. Aproape 40 % din aceasta provenea din surse regenerabile de energie.

Observ că, în România, este o pondere a energiei regenerabile peste media UE, dar este totuși dependentă de cărbune pentru generarea de energie electrică, ceea ce duce la un preț al energiei cu peste 50% mai mare decât cel al energiei de pe piață [28]. În același timp, conform unei analize a emisiilor de gaze cu efect de seră din România, emisiile aferente categoriei sectorului energetic reprezintă aproximativ 70% din totalul emisiilor naționale de gaze cu efect de seră [29].

Conform buletinului statistic lunar al Institutului Național de Statistică, nr. 5 din 2023, principalele resurse de energie primară înregistrată în trimestrul I- 31 mai 2023, au totalizat 13544,5 mii Tone Echivalent Petrol (TOE), din care 7687,8 mii TOE din producția internă, în scădere cu 0,9 % față de aceeași perioadă a anului 2022, pentru același trimestru. Ca urmare a scăderii importului cu 6%, producția de energie primară a crescut cu 3,4%. Producția de energie electrică a însumat 25432 mln kWh, pentru trimestru I din 2023, s-a înregistrat o creștere de 5,4% față de aceeași perioadă a anului din 2022. Consumul final de energie electrică a fost de 20563.

Conform datelor publicate de către Institutul Național de Statistică și Comisia Națională de Strategie și Prognoză, în anul 2021 s-a înregistrat o creștere față de 2020, cumulând 43,2 milioane tone echivalent petrol (TEP), atât producția primară, cât și importurile au înregistrat creșteri de 0,6 milioane TEP și respectiv 1,9 milioane TEP. Pentru anul 2022, s-a înregistrat un nivel total de resurse energetice de 42,7 milioane TEP, iar importurile s-au redus cu 0,4 milioane TEP. Energia solară poate fi valorificată pe întreg teritoriul țării. În partea de sud randamentul potențial de energie fotovoltaică (PVOU) poate ajunge la 3,8 kWh/zi. Statisticile europene arată că producția de energie al României s-a micșorat cu 9% de la 19.733 MW la 18.000 MW. Începând cu 2019, România a devenit importator de energie electrică. Dacă investitorii vor susține investițiile în continuare, se prognozează ca în 2030 România să termine noi proiecte de o capacitate de 13.000 MW, din energia eoliană, solară, centrale pe gaz, reactoare modulare de mici dimensiuni (SMR), cu tehnologia NuScale. Pentru Galați se estimează un proiect nou de circa 1292 MW până în 2030, conform avizelor și contractelor de racordare, emise valabile la data de 31.01.2023. Conform autorității ANRE, la sfârșitul anului 2022 capacitatea instalată acreditată în unitățile de producție a E-SRE era de 4700 MW, în scădere față de anul 2021, având în vedere capacitățile electrice pentru care a expirat durata de valabilitate a deciziei de acreditare.

În Figura 3.1 este reprezentată producția de energie electrică în anul 2022 din toate sursele de extragere a energiei disponibile la moment.

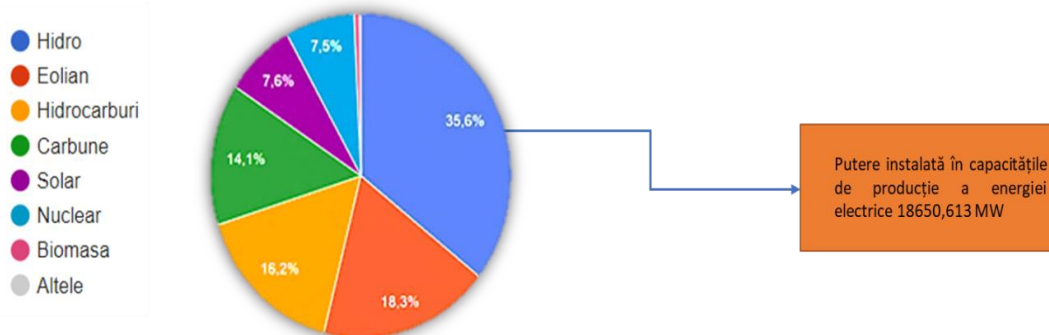


Figura 3.1. Producția instalată în capacitățile de producție de energie electrică în timp real de către ANRE, în data de 2 ianuarie 2023 [30].

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în anul 2022, s-au înregistrat scăderi ale consumului intern net și a producției nete de energie, cu 8% respectiv 6% față de aceeași perioadă a anului precedent. Consumurile cele mai mari înregistrare sunt în lunile de

iarnă: decembrie și ianuarie. De exemplu, pentru anul 2022, s-a înregistrat în ianuarie 8658 MWh/h. Comparativ cu anul 2020, s-au înregistrat de asemenea scăderi, cu 4%, respectiv 1%. Schimburile fizice transfrontaliere de export s-au înregistrat, în anul 2022 o creștere de 51% față de anul 2021, (44% față de anul 2020) iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat o creștere cu 16% (2% comparativ cu anul 2020).

3.3 Caracteristici fizico-geografice ale zonei de sud-est a României

Municipiul Galați este poziționat în sud-estul țării între 45°25' și 46°10' latitudine nordică, 27°20' și 28°10' longitudine estică, se mărginește în partea de nord cu județul Vaslui și județul Vrancea, spre sud cu județul Brăila și județul Tulcea la est cu Republica Moldova, iar la vest cu județul Vrancea [31]. Se află la o distanță de 240 de km de capitala României, București, conform informațiilor oferite de Harta rutieră a României. Poziția geografică a județului pe plan intern este proiectată pe pământul străvechi al Moldovei învecinându-se cu Dobrogea și Muntenia. Clima, este temperat-continentală.

Încadrarea municipiului Galați în rețeaua de localități ca municipiu de rang I, a avut ca și criterii faptul că are un număr de 667629 de locuitori, conform recensământului din 1 iulie 2021, universități și instituții de învățământ superior diversificate și o viață culturală bogată.

Municipiul poate dezvolta relații comerciale internaționale, datorită localizării la aproximativ 11 km de punctul vamal Giurgiulești și la 57 km de cel de la Oancea, care fac legătura cu Republica Moldova și la 88 de km de punctul vamal Ismail, care face legătura cu Ucraina. Municipiul Galați este capitală administrativă a județului Galați și principalul centru economic, politic, administrativ și cultural la nivelul județului. Caracteristici fizico-geografice ale zonei sunt următoarele: temperatura medie anuală, calculată pe o perioadă de 70 de ani, care este de 10 grade °C, temperatura medie în timpul verii este de 21,3 °C. Clima în zona aceasta este temperat-continentală. În timpul iernii, deasupra județului Galați vin din nord și nord-est mase de aer rece care produc scăderi de temperatură care oscilează între 0,2°C-3 °C. Temperatura medie lunară este mai scăzută în ianuarie când are valori de -3°C-4 °C. Temperatura medie a lunii iulie este de 21,7 grade °C.

În timpul anului sunt cca. 210 zile cu temperaturi de peste 10 °C. Vântul predominant este Crivățul, care reprezintă 29% din frecvența anuală a vânturilor. Al doilea vânt predominant este Austrul din sud, destul de uscat, cu o frecvență de 16% și bate mai mult vara.

Conform Figurii 3.2 pentru analiza din data 30 ianuarie 2023 și până în 13 februarie 2023, am observat o temperatură minimă ce nu depășește -7 °C și un maxim de 6 °C, cu valori mai frecvente între 0 și -4 °C. Viteza vântului este destul de crescută, înregistrându-se și extreme de peste 40 km/h, cele mai frecvente valori se încadrează între 10- 35 km/h.

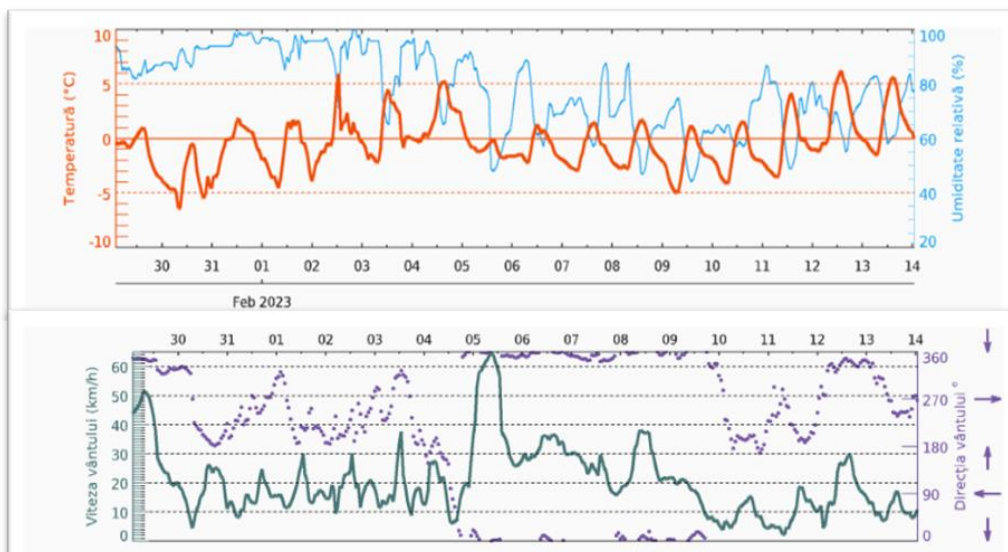


Figura 3.2. Temperatura și viteza vântului în orașul Galați pentru o perioadă de 2 săptămâni pe perioada iernii, 30 ianuarie – 13 februarie 2023 [12].

Puterea instalată în Galați, în anul 2020, a fost de 580.881 MW. Producția medie energetică în 2018 a fost de 1.701 GWh. Consum energetic mediu în 2018 a fost de 1848 GWh. Conform instituției de Distribuție Energie Electrică România, în județul Galați, s-a distribuit o cantitate de energie electrică de 752.188,751 MWh, către un număr de consumatori de 247.251 persoane.

Alimentarea cu energie electrică în orașul Galați se face din Sistemul Energetic Național prin intermediul stațiilor de sistem Smârdan (400/220 kV) și Barboși (220/110 kV). La barele de 110 kV ale acestor stații se racordează 6 stații de 110 kV aferente municipiului Galați. Compania care se ocupă cu distribuția energiei electrice în Municipiul Galați este S.C. Electrica Furnizare S.A. - Sucursala de Distribuție a Energiei Electrice Galați.

3.4 Caracterizarea surselor de energie regenerabilă în zonele costiere românești

Natura intermitentă a surselor regenerabile de energie oferă o provocare majoră pentru utilizarea surselor de energie regenerabile, cum ar fi energia eoliană, solară, chiar și a energiei valurilor, aceasta se datorează și faptului că acestea sunt variabile și intermitente [32].

Cantitatea imensă de energie primită de la soare sub formă de lumină și căldură, produce încălzirea uscatului, apelor mării și a atmosferei terestre, diferențele de temperatură, umiditate și presiune conduc la apariția curenților de aer. Se apreciază ca global 2,5 % din energia solară (1,2 mld kWh/s) este transformată în energie a vântului.

În România, clima este favorabilă atât din punct de vedere al energiei solare cât și eoliene. Pe harta din Figura 3.3 este reprezentată o hartă a resurselor de energie eoliană, date medii anuale ale vitezei vântului la 80 de metri deasupra solului și la o rezoluție spațială de 5 km bazată pe măsurătorile făcute în ultimii 10 ani creată de 3TIER pentru Megajoule. În zonele muntoase înalte viteza medie a vântului este de peste 5 m/s și de 7 m/s în zona mării Negre cât și a litoralului viteza medie a vântului este de este 7 m/s.

Capacitatea pieței energiei eoliene din România în ceea ce privește puterea instalată este de așteptat să crească de la 3,33 GW în 2024 la 4,12 GW până în 2029, la un CAGR de 4,35% în perioada de prognoză (2024-2029). Potrivit datelor Energy Institute Statistical Review of World Energy 2023, energia eoliană a generat aproximativ 12,56% din energia electrică a României, situându-se pe locul doi în rândul surselor regenerabile de energie, după hidroenergie. Potrivit statisticilor Agenției Internaționale pentru Energii Regenerabile (IRENA), capacitatea instalată de energie eoliană *onshore* în România a ajuns la 3015 MW în 2022 [33].

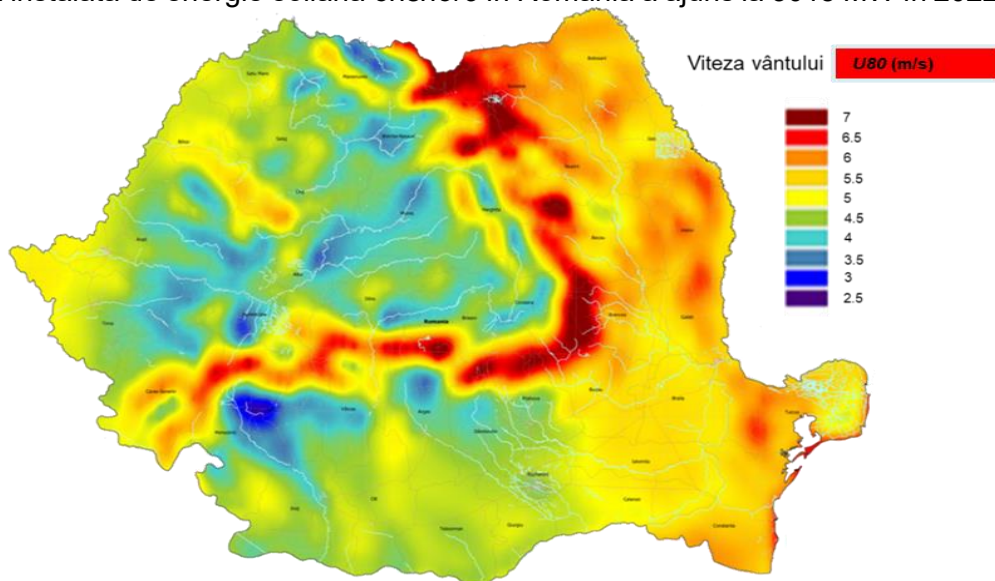


Figura 3.3. Harta resurselor de energie eoliană a României din 2014 [9].

Studiul identifică două potențiale clusteruri cu cele mai favorabile condiții pentru o primă etapă de dezvoltare eoliană *offshore*, bazată pe turbine fixe: unul cu factori de capacitate între

33-35%, la adâncimi de apă sub 50 m la 40-60 km de țărm – un zonă care atinge echilibrul corect între resursele eoliene și costurile rețelei *offshore* necesare, având în vedere posibilitatea injectării de ieșire în stația electrică Constanța Sud și proximitatea de Portul Constanța [34].

Pe mare, intensitatea vântului este mai mare decât pe țărm, astfel că parcurile eoliene „*off-shore*”, adică cele amplasate pe mare sau imediat în apropierea țărmului, vor produce o putere mai mare pe unitatea de suprafață decât cele amplasate „*onshore*”.

Datorită poziției sale geografice pe malul mării, zona Dobrogei are cel mai ridicat potențial de producție de energie eoliană din România. În regiune se află una din cele mai importante centrale electrice eoliene din România, construită în 2011 de compania Petrom la Dorobanțu, o localitate situată la aproximativ 39 km nord-vest de Constanța. Ferma eoliană dispune de 15 turbine cu o capacitate totală instalată de 45 MW. Până la sfârșitul lui 2012, compania estima atingerea unei producții anuale nete de aproape 144.000 MWh.

O investiție privată majoră în domeniul energiei regenerabile din România a fost făcută la aproximativ 50 km de Constanța, în noiembrie 2012 a devenit operațională cea mai mare fermă eoliană de coastă din Europa, situată la Fântânele-Cogealac. Proiectul de 1,1 miliarde EUR a fost dezvoltat de CEZ, un important producător și furnizor de energie din Europa Centrală și de Est. Ferma eoliană are o capacitate instalată de 600 MW. Aceasta dispune de 240 de turbine cu o capacitate instalată de 2,5 MW fiecare. Ferma eoliană de pe coastă poate furniza energie pentru milion de gospodării anual.

Datele analizate arată că viteza vântului crește odată cu distanța până la țărm, doar partea centrală a sectorului de apă adâncă având viteze medii mai mari ale vântului (aproape de 7 m/s). O mare parte a Zonei Economice Exclusive (ZEE) a României constă dintr-o zonă de apă adâncă (>50 m), mai potrivită pentru platformele plutitoare. Cu toate acestea, mai multe parcuri eoliene *offshore* din Europa au fost construite recent la aproximativ 60 km de țărm, o distanță care se află chiar în zona de tranziție a României de la apă mică la cea adâncă.

3.5 Concluzii

Pe baza evaluării și interpretării datelor înregistrate rezulta că, în România, potențialul energetic eolian este cel mai favorabil pe litoralul Marii Negre, în zonele montane și podișuri din Moldova sau Dobrogea. Zona costieră a litoralului românesc este expusă vânturilor, care contribuie la creșterea atât a energiei eoliene, cât și a energiei valurilor. Datorită regimului său calm, în comparație cu alte zone geografice de pe glob, valoarea potențialului energetic brut al valurilor din preajma litoralului românesc este relativ redusă. Deși din punct de vedere al energiei valurilor, Marea Neagră nu poate fi considerat cu un potențial ridicat, mai ales în comparație cu coastele oceanelor, în ceea ce privește resursele de energie eoliană, potențialul acestui mediu de coastă este în concordanță cu alte zone de coastă în care astfel de parcuri eoliene marine funcționează deja cu succes [35]. Orașul Galați pare că va deveni următorul „Hydrogen Valley” și un pol de investiții în GREENSTEEL în energie regenerabilă, precum și despre infrastructura necesară pentru a realiza aceste obiective. „Galați- Green Valley”, reprezintă una dintre cele mai „verzi” investiții din Uniunea Europeană [11]. Astfel, este planificată construirea la Galați a unei fabrici de hidrogen pe platforma Combinatului Siderurgic, o investiție pentru viitor. Este un proiect complex, care înseamnă dezvoltare economică, inovație, noi locuri de muncă și un mediu mai puțin poluat.

Capitolul IV Studii climatologice privind evoluția resurselor de vânt din Europa

4.1 Analiza resurselor de vânt din punct de vedere meteorologic

Pentru această analiză, 17 locații din Europa, prezentate în Figura 4.1 și Tabelul 4.1, atât zone *offshore* cât și *onshore*, au fost selectate pentru a evidenția efectele schimbărilor climatice conform datelor RCP (Representative Concentration Pathways). Au fost evaluate RCP-uri în diferite părți ale Europei și influența asupra potențialului energetic eolian. Datele RCP descriu diferite scenarii a schimbărilor climatice, toate fiind considerate posibile în funcție de cantitatea de gaze cu efect de seră (GES) emisă pentru anii ce urmează. Pentru RCP4.5, intervalul creșterii temperaturii medii globale este preconizată a fi de 2,5 până la 3 °C și pentru RCP8.5 cu 5 °C până în 2100.

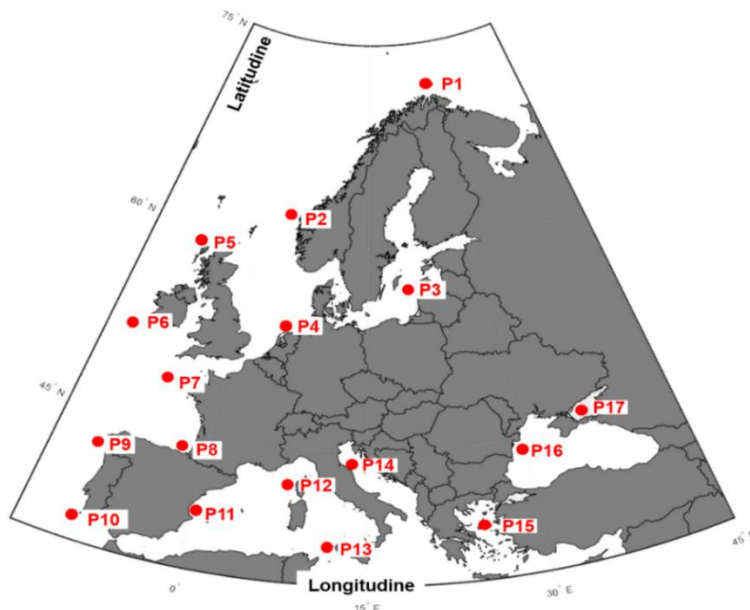


Figura 4.1. Hartă Europei și reprezentarea punctelor de referință.

Tabelul 4.1 Poziția geografică a celor 17 puncte din Europa

Nr. punctelor	Latitudine (°)	Longitudine (°)	Denumire locație	Adâncime apă (m)	Distanță țărm (km)
P1	71,85	27,60	Scandinavia	330	83
P2	61,95	4,06	Norvegia	237	46
P3	56,76	20,24	Marea Baltică	96	53
P4	53,81	5,45	Marea Nordului	18	47
P5	58,65	-7,04	Marea Britanie	122	40
P6	51,56	-11,34	Irlanda	245	75
P7	48,355	-5,47	Franța	76	50
P8	43,66	-2,19	Spania	482	42
P9	42,59	-9,68	Spania –Atlantic	1632	49
P10	36,70	-9,54	Portugalia	1798	65
P11	39,27	0,21	Spania – Marea Mediterană	588	40
P12	42,32	8,08	Corsica	2739	42
P13	37,75	11,84	Sicilia	248	51
P14	43,83	13,61	Ancona	56	30
P15	39,00	25,44	Turcia -Marea Mediterană	253	43
P16	44,28	29,49	România	63	58
P17	45,96	36,41	Marea Azov	12	57

În analiză se vor utiliza date din viitor pentru simulări climatice referitoare la viteza vântului, furnizate de baza de date MERRA-2, la o înălțime de 10 m, pentru un interval de 7 ani și la 100 de m pentru un interval de 95 de ani, pentru diferite perioade ale anului. Aceste puncte acoperă zonele costiere din Europa, de exemplu punctul P3 se află în Marea Baltică, o zonă importantă pentru dezvoltările viitoare ale sectorului eolian *offshore*. Punctul P14 Ancona, este situat în apropiere de Rimini, unde urmează să se dezvolte un proiect eolian *offshore* important.

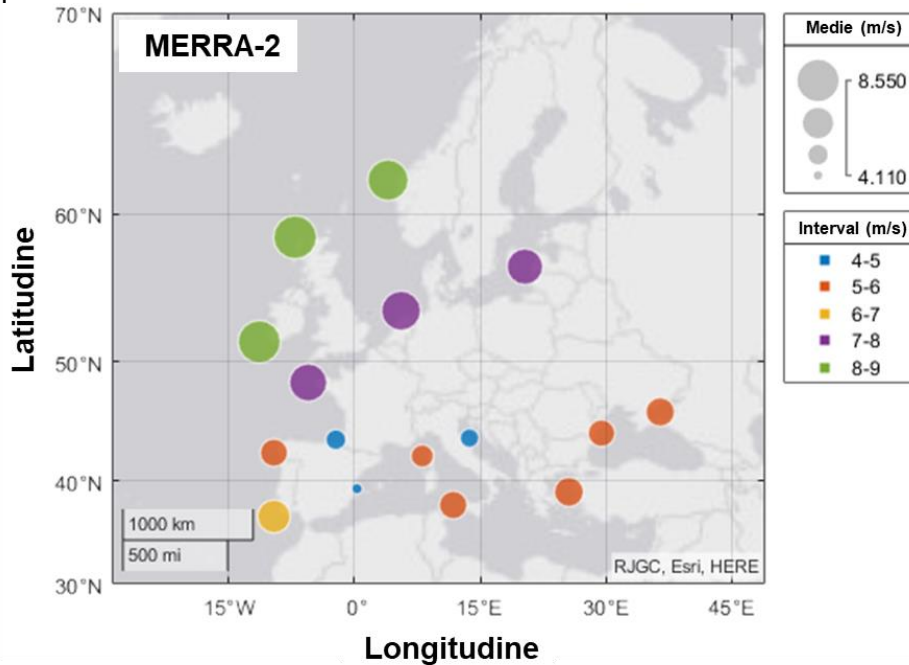


Figura 4.2. Valorile medii MERRA-2 (U_{10}) indicate pentru intervalul de timp (ianuarie 2006 – decembrie 2022).

În Figura 4.2 sunt prezentate valorile medii ale parametrului U_{10} , acestea fiind situate în intervalul 4,11 m/s și 8,55 m/s. Cele mai multe valori sunt situate în intervalul 5-6 m/s (în sud), în timp ce viteze mai mari ale vântului sunt asociate cu punctele din nord. Conform datelor MERRA-2, pentru perioada de timp (ianuarie 2006-decembrie 2022), cu verde sunt înregistrare cele mai mari valori în partea de nord a Europei, valori între 8-9 m/s, iar cele mai mici sunt reprezentate cu albastru cu valori de 4-5 m/s, în unele regiuni din Spania și Italia.

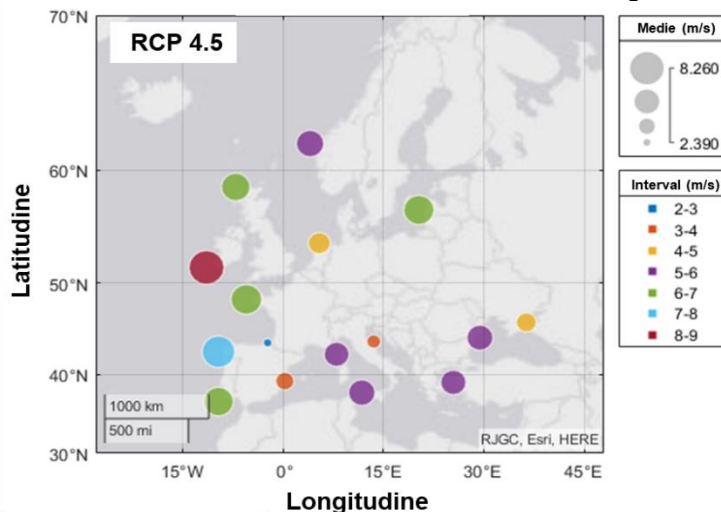


Figura 4.3. Valorile medii RCP 4.5 (U_{10}), indicate pentru intervalul de timp ianuarie 2006-decembrie 2022.

În Figurile 4.3 și 4.4 sunt reprezentate valorile medii asociate datelor RCP 4.5 (U_{10}) și RCP8.5 indicate pentru intervalul de timp ianuarie 2006-decembrie 2022, majoritatea punctelor selectate prezintă valori între 6-8 m/s.

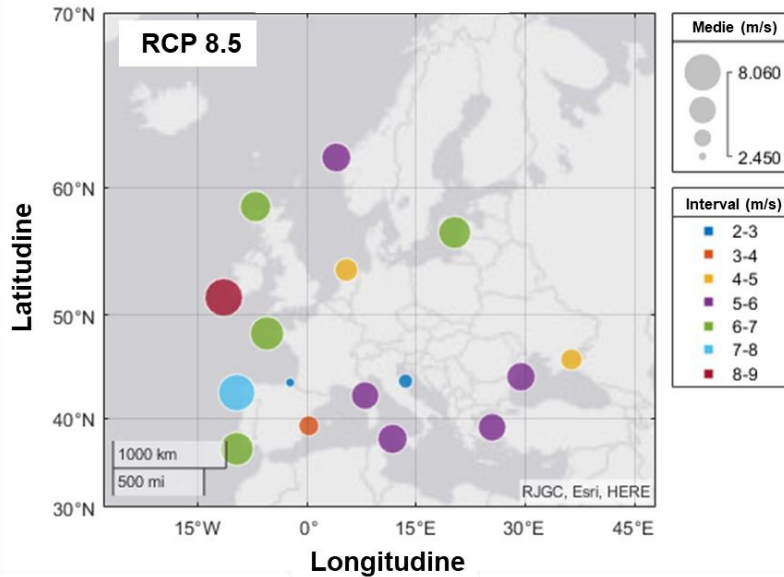


Figura 4.4. Valorile medii RCP 8.5 (U_{10}) indicate pentru intervalul de timp ianuarie 2006-decembrie 2022.

MERRA-2 este o bază de date mai solidă, așa că datele RCP au fost comparate cu valori extrase din baza de date MERRA-2 [36]. În Figura 4.5 sunt comparații directe între MERRA-2 și datele RCP, indicate pentru parametrul U_{10} . Rezultate specifice ale intervalului de timp 2006-2022, arată că valorile negative sunt asociate cu o sub-estimare, iar pentru valorile cu plus, acestea sunt asociate cu o supra-estimare a datelor RCP în comparație cu MERRA-2. Diferențele sunt exprimate în procente și după cum se observă, nu diferă foarte mult datele RCP4.5 de datele RCP8.5. Având în vedere că pot exista diferențe de până la 50%, fiecare punct din fiecare bază de date a fost ajustat cu un coeficient. Majoritatea sunt negative, ceea ce înseamnă că datele RCP sunt mai mici decât datele MERRA-2. Dacă un anumit punct a avut o diferență de 0,5, seria lui de timp a fost ajustată cu 1,5 ca să compenseze această variație. În continuare următoarele rezultate se vor obține folosind aceste date ajustate.

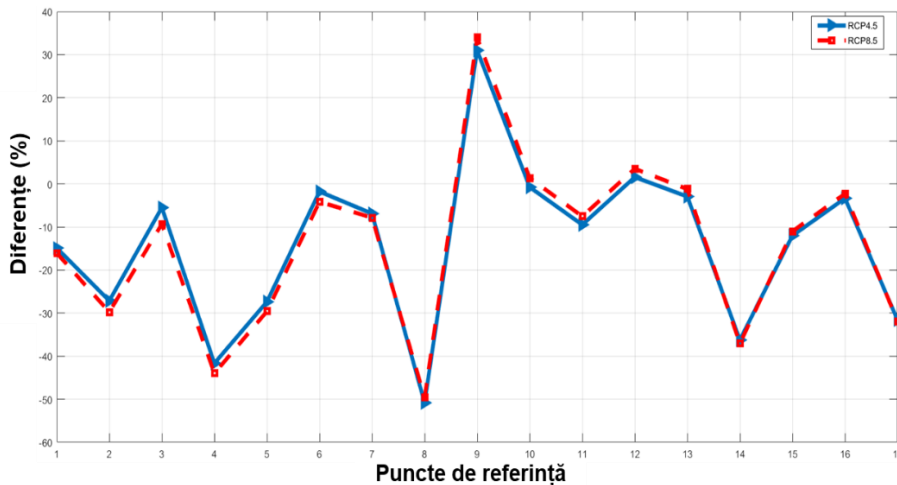


Figura 4.5. Comparații directe dintre datele MERRA-2 și datele RCP, indicate pentru parametrul U_{10} . Rezultate specifice intervalului de timp 2006-2022, unde valorile negative sunt asociate cu o sub-estimare a datelor RCP în comparație cu MERRA-2.

Pentru studiu de față s-au ales datele RCP4.5 și RCP8.5 pentru că sunt asociate cu cele mai relevante scenarii. Diferențele au fost calculate doar pentru o perioadă istorică (2006-2022), folosind formula de mai jos [37]:

$$PFC = \left(\frac{U_{RCP} - U_{Merra-2}}{U_{RCP}} \right) * 100 (\%) \quad (4.1)$$

unde, U_{RCP} - viteza vântului asociată cu datele RCP, $U_{Merra-2}$ - viteza vântului asociată cu datele MERRA-2.

Rezultatele arată modificări diferite ale productivității eoliene în funcție de fiecare scenariu în parte. După cum se observă din această figură, valorile pot fi pozitive iar altele negative. Pentru cele pozitive, înseamnă ca datele RCP sunt mai mari decât MERRA-2, iar pentru cele negative valorile RCP sunt mai mici. În continuare, Figurile 4.6, 4.7, ilustrează evoluția parametrului U_{10} pentru punctele P2, P6, P9 și P14, seriile de timp fiind specifice intervalului 2006-2100.

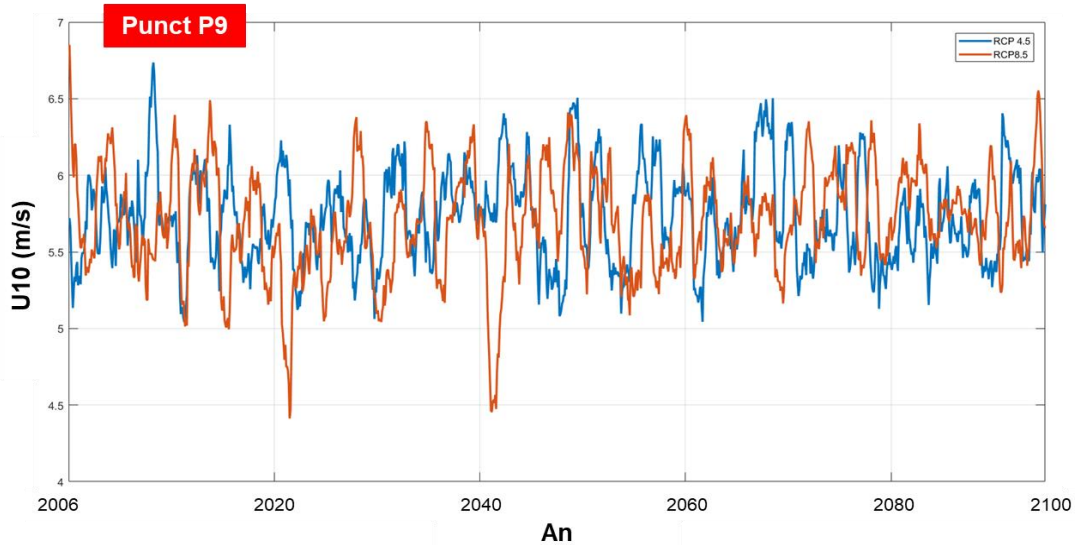


Figura 4.6. Valori medii anuale (U_{10}) indicate de datele RCP (4.5 și 8.5) pentru punctul de referință P9, considerând intervalul de timp 2006-2100.

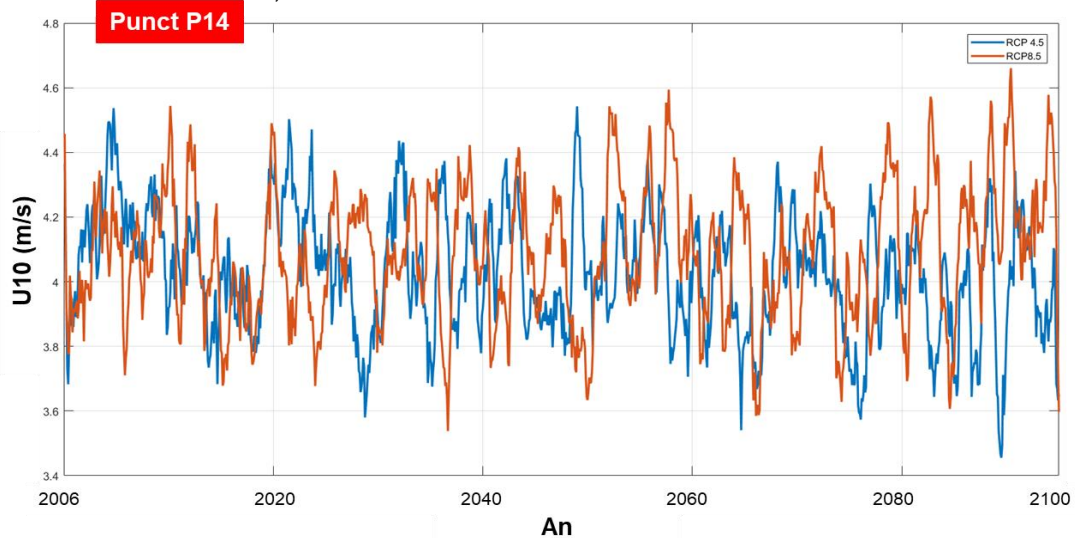


Figura 4.7. Valori medii anuale (U_{10}), indicate de datele RCP (4.5 și 8.5) pentru punctul de referință P14, considerând intervalul de timp 2006-2100.

Pentru punctul P9, înregistrat în nord-vestul Spaniei, valorile de tip RCP8.5 înregistrează niște scăderi mai accentuate în perioada 2021 și 2042, apoi valorile se normalizează. Pentru datele de tip RCP4.5 valorile sunt mai constante în această perioadă de timp, dar cu tendință de creștere.

Punctul 14 se află în zona de nord-est a Italiei, unde se manifestă o tendință de creștere mai accentuată după anul 2050, conform datelor RCP8.5, iar pentru datele de tip RCP4.5 o scădere treptată în aceeași perioadă, cu o scădere accentuată înregistrată în anul 2094.

În figurile ce urmează se vor compara datele de timp RCP4.5 și RCP8.5, considerând fiecare anotimp în parte.

În Figura 4.8 și 4.9 sunt date valorile medii RCP4.5 și respectiv RCP8.5, primăvara. Punctul P2 înregistrează o valoare mai scăzută a vitezei vântului în scenariu RCP4.5 și anume de 6-7 m/s, în timp ce în scenariu RCP8.5 se înregistrează o valoare de 7-8 m/s.

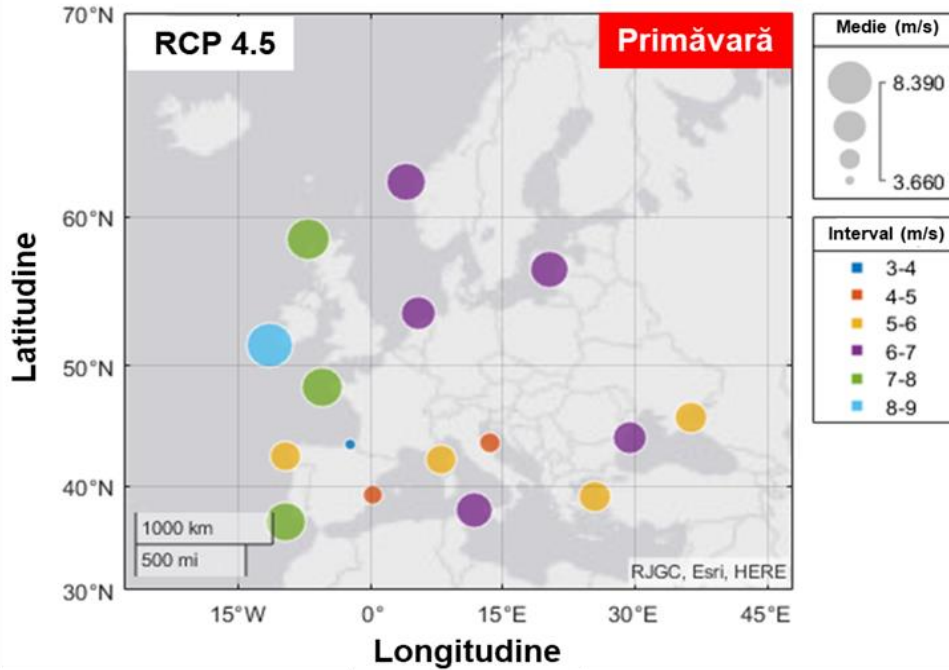


Figura 4.8. Primăvară - valori medii RCP 4.5 (U_{10}) indicate pentru intervalul ianuarie 2006 – decembrie 2100.

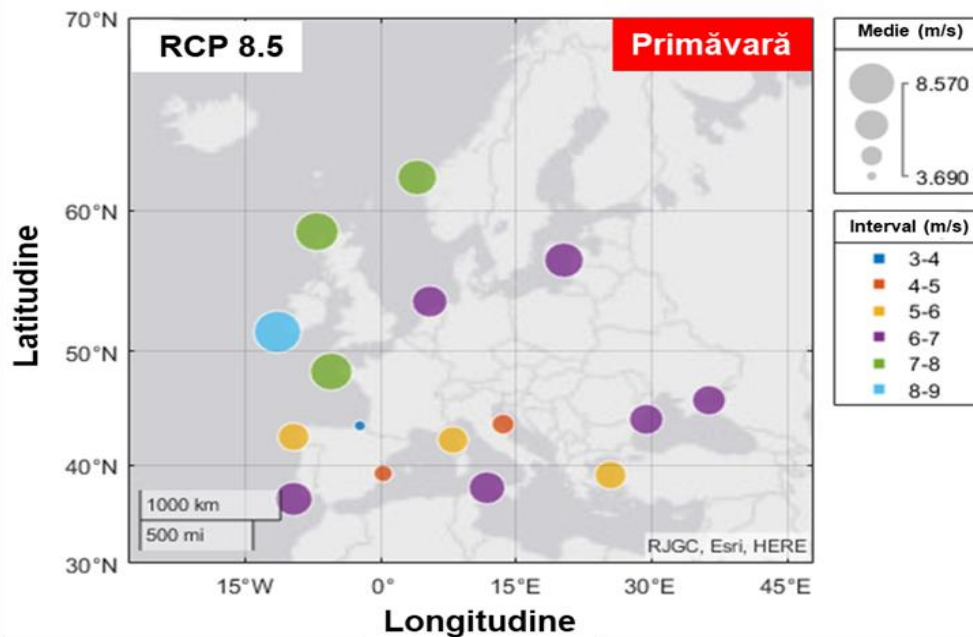


Figura 4.9. Primăvară - valori medii RCP 8.5 (U_{10}) indicate pentru intervalul ianuarie 2006 – decembrie 2100.

În Figura 4.10 și 4.11, sunt reprezentate valorile medii RCP4.5 și, respectiv, RCP8.5, vara; punctul P10 înregistrează o valoare mai scăzută a vitezei vântului în scenariul RCP8.5 de 7-8 m/s, iar în scenariul RCP4.5 are o valoare modificată de 8-9 m/s. O altă diferență nesemnificativă se înregistrează la punctul P13 de pe hartă, în scenariul RCP8.5 de 3-4 m/s, iar în scenariul RCP4.5, există o valoare modificată de 4-5 m/s.

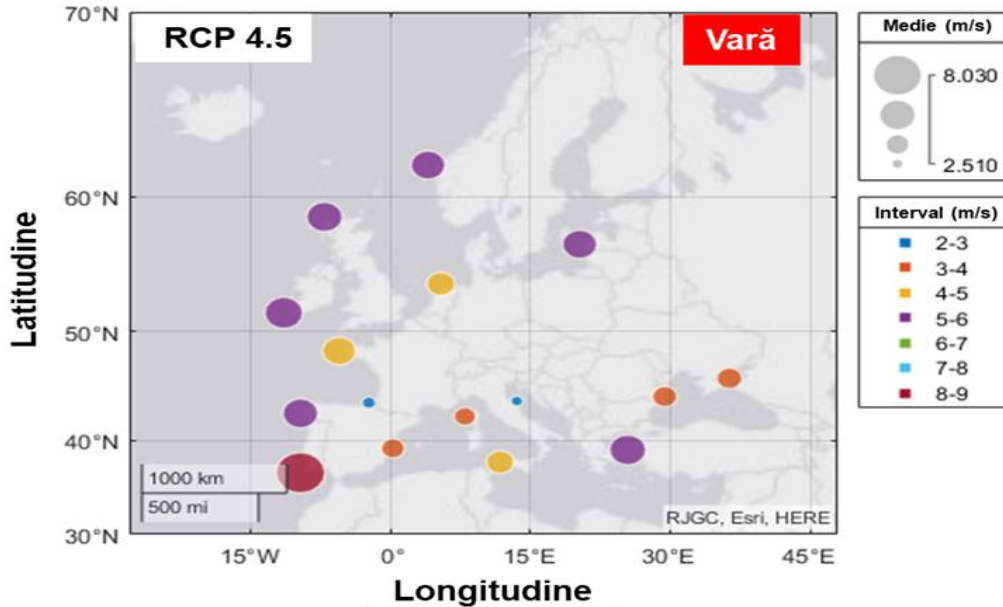


Figura 4.10. Vară - valori medii RCP 4.5 (U_{10}) indicate pentru intervalul ianuarie 2006 - decembrie 2100.

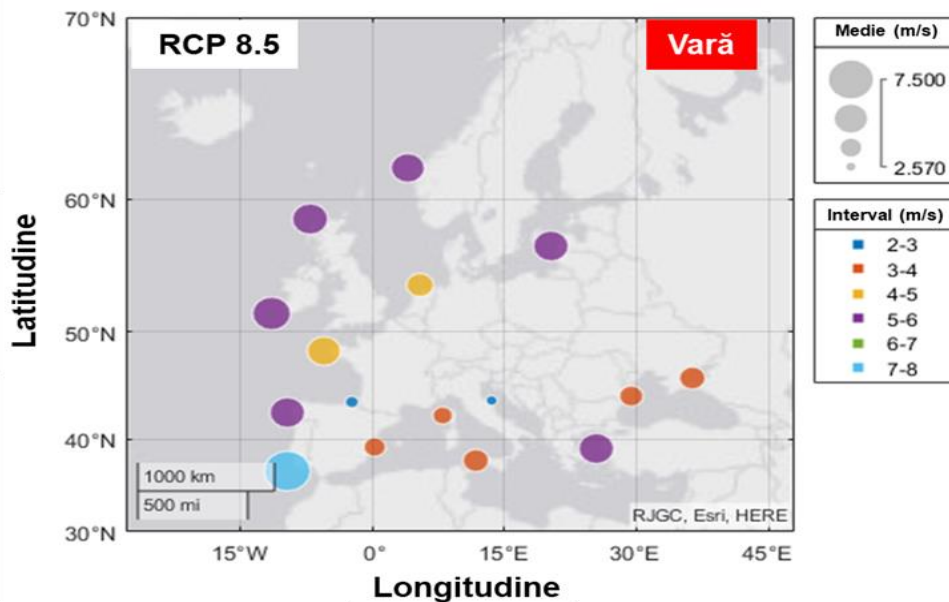


Figura 4.11. Vară - valori medii RCP 8.5 (U_{10}) indicate pentru intervalul ianuarie 2006 - decembrie 2100.

În Figura 4.12 și 4.13, sunt reprezentate valorile medii RCP4.5 și, respectiv, RCP8.5, toamna; se înregistrează diferențe la punctele P2, P9 și P10. Pentru punctul P2 se înregistrează o valoare mai crescută a vitezei vântului în scenariul RCP8.5 de 8-9 m/s, iar în scenariul RCP4.5 vântul are o valoare mai scăzută de 7-8 m/s.

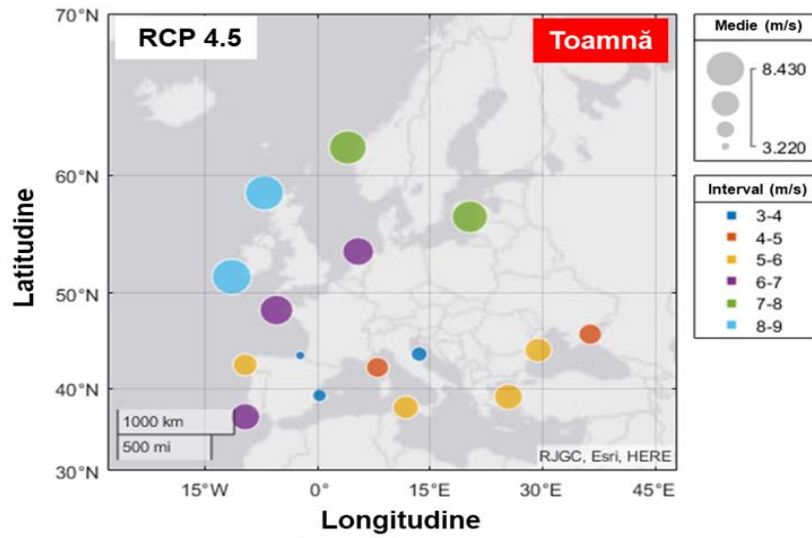


Figura 4.12. Toamnă - valori medii RCP 4.5 (U_{10}) pentru intervalul ianuarie 2006 - decembrie 2100.

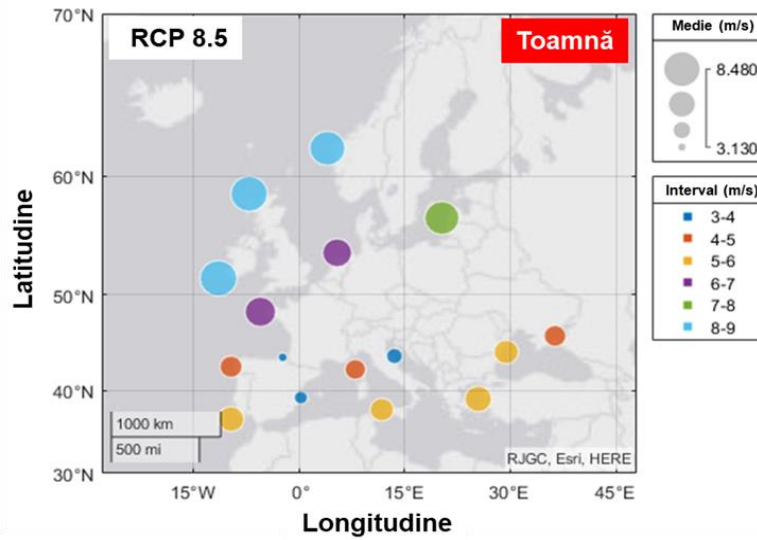


Figura 4.13. Toamnă - valori medii RCP 8.5 (U_{10}) indicate pentru intervalul ianuarie 2006 - decembrie 2100.

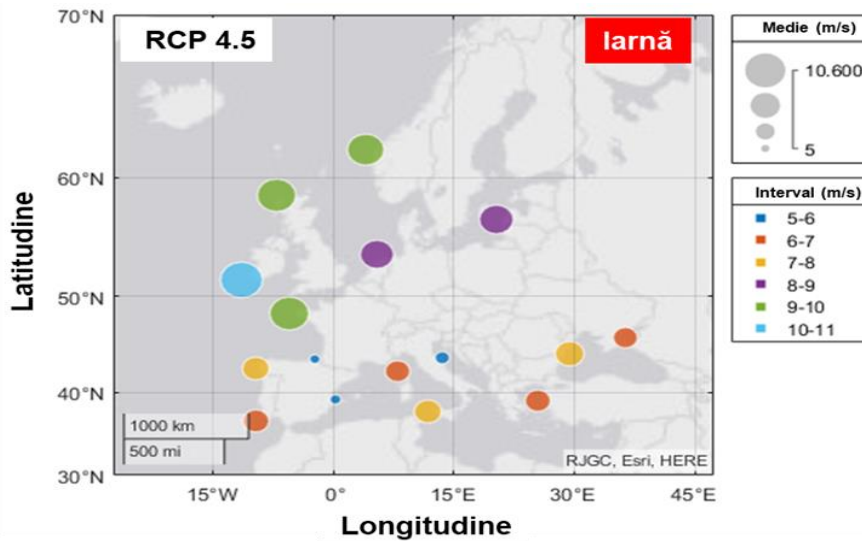


Figura 4.14. Iarnă - valori medii RCP 4.5 (U_{10}) indicate pentru intervalul I=ianuarie 2006 - decembrie 2100

O altă diferență se înregistrează la punctul P9 de pe hartă, în scenariul RCP8.5 este înregistrată o scădere față de datele RCP4.5, astfel se înregistrează 4-5 m/s, iar în scenariul RCP4.5 are o valoare mai crescută și anume de 5-6 m/s.

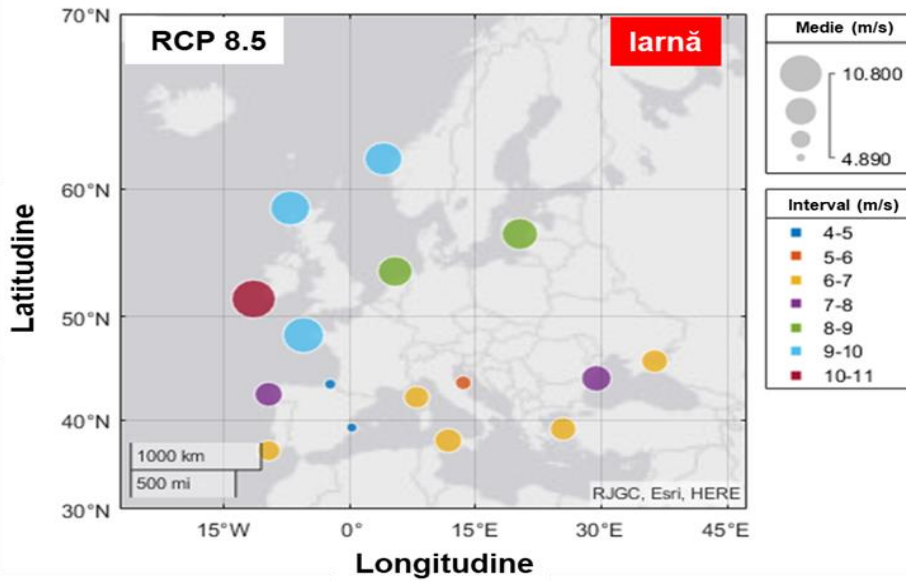


Figura 4.15. Iarnă - valori medii RCP 8.5 (U_{10}) indicate pentru intervalul ianuarie 2006-decembrie 2100.

În Figurile 4.14 și 4.15, sunt reprezentate de asemenea, valorile medii RCP4.5 și respectiv RCP8.5; iarna, diferențe ușoare se regăsesc la punctele P8 și P11.

Pentru punctul P8 pentru datele RCP4.5 există valoarea de 4-5 m/s, iar pentru datele de tip RCP8.5 este o ușoară scădere 4-5 m/s. Pentru punctul P11 pentru datele RCP4.5 este valoarea de 5-6 m/s, iar pentru datele de tip RCP8.5 există o ușoară scădere, la fel ca și la punctul P8, de 4-5 m/s.

4.2 Evaluarea resurselor de vânt folosind parametri specifici turbinelor eoliene

Datele de vânt RCP urmează a fi considerate pentru a evalua dinamica resurselor de vânt, pentru intervalul de timp ianuarie 2006-decembrie 2100. A fost considerată utilă procesarea câmpurilor eoliene la înălțimi de 160,2 m (notate cu $U_{160,2}$), disponibile, aceasta fiind înălțimea turnului la care funcționează în prezent majoritatea parcurilor eoliene.

Un alt obiectiv al prezentei lucrări este estimarea performanțelor unor turbine eoliene *offshore* care se preconizează a fi implementate în proiecte viitoare. Mai jos, în Tabelul 4.1 sunt specificați și parametrii turbinei studiate. Datele RCP au fost raportate la o înălțime de 10 m, până acum s-a analizat vântul în acest mod cu U_{10} . Dar, această turbină funcționează la o înălțime de 160,2 metri, iar pentru această înălțime s-au folosit ecuațiile de mai jos.

Viteza vântului la 10 m se va ajusta în funcție de înălțimea turbinei eolienei $U_{160,2}$ m, după cum urmează [38]:

$$U_{\text{turbina}} = U_{160,2} \cdot \ln\left(\frac{z_{\text{turbina}}}{z_0}\right) / \ln\left(\frac{z_{160,2}}{z_0}\right) \quad (4.2)$$

Unde U_{turbina} - viteza vântului la 160,2 m, $z_{160,2}$ - înălțime inițială (160,2 m în acest caz), z_{turbina} - înălțime inițială și cea ajustată (160,2 m în acest caz).

Puterea turbinei va fi ajustată. Viteza inițială a vântului ($U_{160,2}$) se va calcula [39]

$$P_{\text{turbina}} = \int_{\text{cut-in}}^{\text{cut-out}} f(u)P(u)du \quad (4.3)$$

unde $f(u)$ - funcția de distribuție Weibull;

$P(u)$ - curba de putere a turbinei eoliene de cuplare și decuplare, limitele de operabilitate (vezi Tabelul 4.1).

Producția anuală de energie electrică (sau AEP) poate fi obținută înmulțind puterea de ieșire cu numărul mediu de ore pe an (8760 în acest caz). Se va calcula producția anuală de

energie (AEP) pentru o turbină de 20 MW, atât cu datele RCP4.5, cât și cu datele RCP8.5, pentru intervalul de timp 2006-2100.

Tabel 4.1. Parametrii turbinei studiate 20 MW (U160,2)

Parametrii turbinei	Valoarea lor
Putere nominală (MW)	20
Viteza vântului de pornire (m/s)	3
Viteza nominală a vântului (m/s)	10,7
Viteza vântului de decuplare (m/s)	25
Înălțimea turnului (m)	160.2
Raza rotorului (m)	135
Orientarea rotorului	pe direcția vântului

Conform calculelor, reprezentate în Figurile 4.16 și 4.17, se observă o schimbare pentru punctele P2 și P15, unde conform datelor RCP4.5 înregistrează o creștere, și anume P2 de 100-120 m/s și P15 80-100 m/s, însă conform datelor RCP8.5, pentru P2 se înregistrează 80-100 m/s și P15, 60-80 m/s.

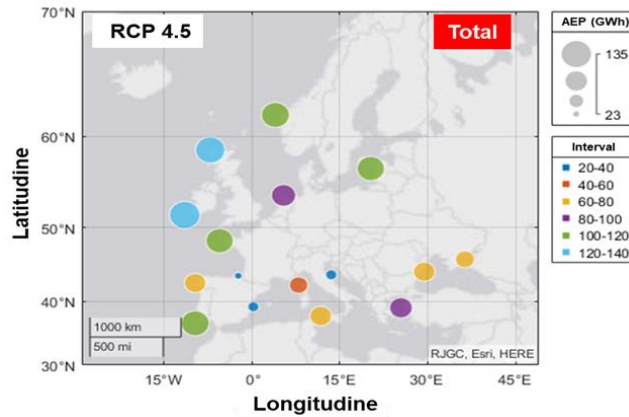


Figura 4.16. Valori AEP (în GWh) calculate pentru o turbină de 20 MW (U160,2), considerând date RCP 4.5 care acoperă intervalul de timp 2006-2100

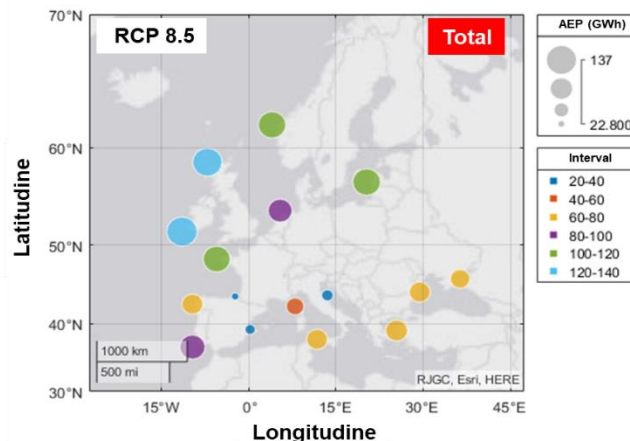


Figura 4.17. Valori AEP (în GWh) calculate pentru o turbină de 20 MW (U160,2), considerând date RCP 8.5 care acoperă intervalul de timp 2006-2100

Conform calculului, se observă o schimbare pentru punctele P2 și P15, unde conform datelor RCP4.5, se înregistrează o creștere, și anume P2 de 100-120 m/s și P15 la 80-100 m/s, însă conform datelor RCP8.5, pentru P2 se înregistrează 80-100 m/s și P15, 60-80 m/s.

Pe baza ecuației (4.3) au fost calculate AEP-urile (în GWh) turbinei de 20 MW ($U_{160,2}$), pentru toate anotimpurile, considerând toate datele RCP4.5 și RCP8.5.

Valorile specifice sezonului de primăvară, sunt reprezentate, în Figurile 4.18 și

4.19; se observă o schimbare la punctele P7, P10 și P17, unde, conform datelor RCP4.5 s-au înregistrat modificări pentru Punctele P7 și P17 și anume P7 de 20-30 m/s și P17 de 10-20 m/s, însă conform datelor RCP8.5, pentru Punctele P7 și P17 se înregistrează o creștere și anume pentru P7 sunt valori de 30-40 m/s și P17, 20-30 m/s. Pentru punctul P10, valori mai semnificative se observă la datele de tip RCP4.5, de 30-40 m/s, în schimb AEP pentru datele de tip RCP8.5 înregistrează 20-30 m/s.

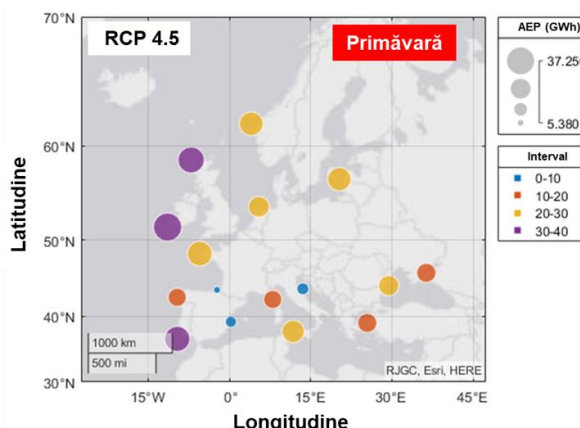


Figura 4.18. Primăvară - valori AEP (în GWh), calculate pentru o turbină de 20 MW ($U_{160,2}$), considerând date RCP 4.5, care acoperă intervalul de timp 2006-2100

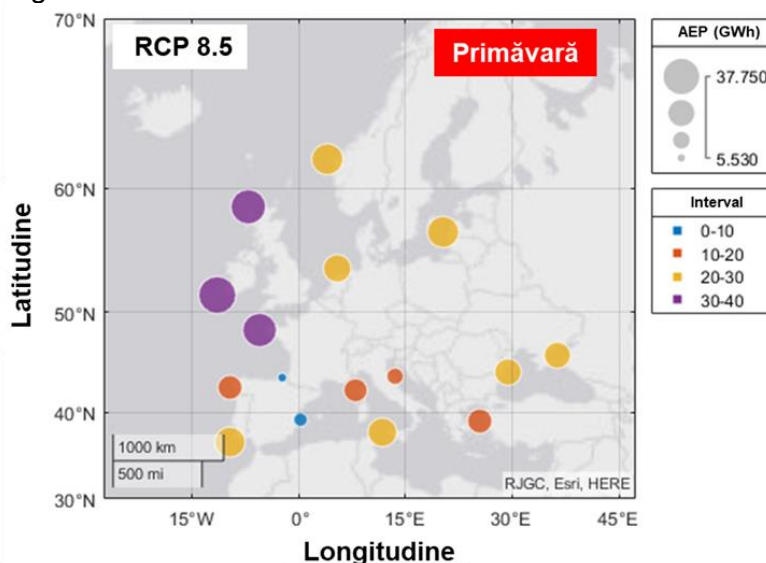


Figura 4.19. Primăvară - valori AEP (în GWh) calculate pentru o turbină de 20 MW ($U_{160,2}$), considerând date RCP 8.5 care acoperă intervalul de timp 2006-2100.

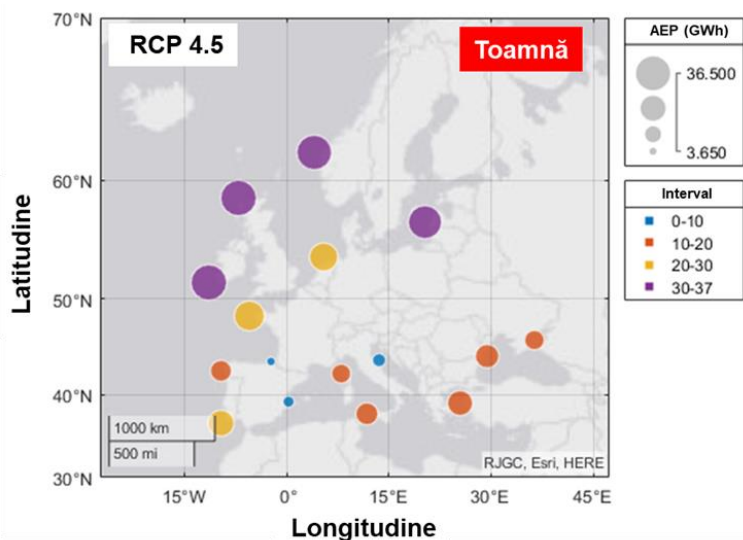


Figura 4.20. Toamnă - valori AEP (în GWh), calculate pentru o turbină de 20 MW ($U_{160,2}$), considerând date RCP 4.5, care acoperă intervalul de timp 2006-2100

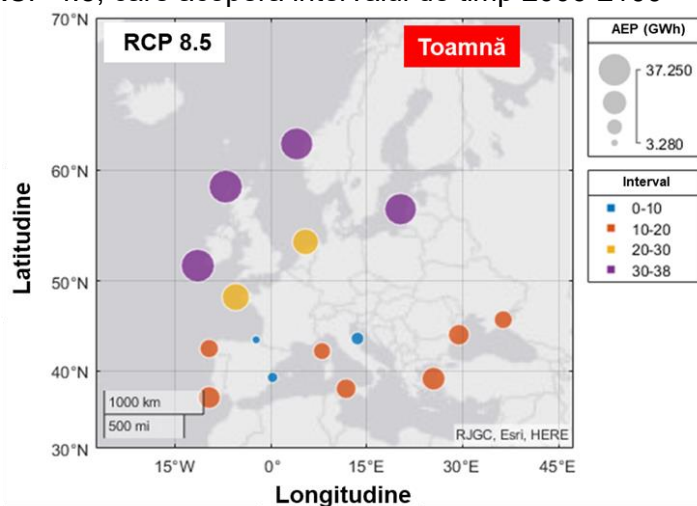


Figura 4.21. Toamnă - valori AEP (în GWh), calculate pentru o turbină de 20 MW ($U_{160,2}$), considerând date RCP 8.5, care acoperă intervalul de timp 2006-2100

Valorile AEP pentru sezonul de toamnă, sunt reprezentate în Figurile 4.20 și 4.21, unde se observă o schimbare la Punctul P10, astfel că datele RCP4.5 înregistrează 20-30 m/s, iar datele RCP8.5 înregistrează o ușoară scădere în raport cu datele RCP4.5, care reprezintă valori de 10-20 m/s.

Valorile AEP pentru sezonul de iarnă sunt reprezentate în Figurile 4.22 și 4.23, unde se observă o schimbare la Punctul P3, datele RCP4.5 înregistrează 30-40 m/s, iar datele RCP8.5 înregistrează o ușoară creștere în raport cu datele RCP4.5, valorile fiind de 40-45 m/s.

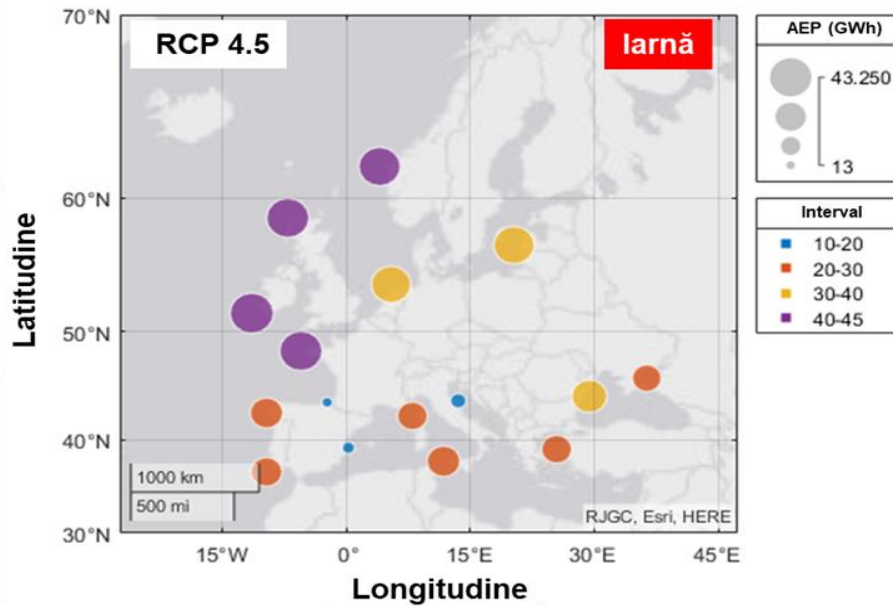


Figura 4.22. Iarnă - valori AEP (în GWh), calculate pentru o turbină de 20 MW ($U_{160,2}$), considerând date RCP 4.5, care acoperă intervalul de timp 2006-2100

Performanța generală a unei anumite turbine, poate fi estimată folosind indicele factorului de capacitate (sau C_f), definit ca raportul dintre puterea instantanee a turbinei și puterea nominală a unei anumite turbine eoliene și poate fi exprimată ca [38]:

$$C_f = \frac{P_t}{P_n} \times 100 \quad (\%) \quad (4.4)$$

unde C_f - factorul de capacitate, este exprimat procentual; P_t - puterea turbinei, asociate unui anumit interval de timp (în MW); P_n - puterea nominală de ieșire a unei anumite turbine (indicată în Tabelul 4.1).

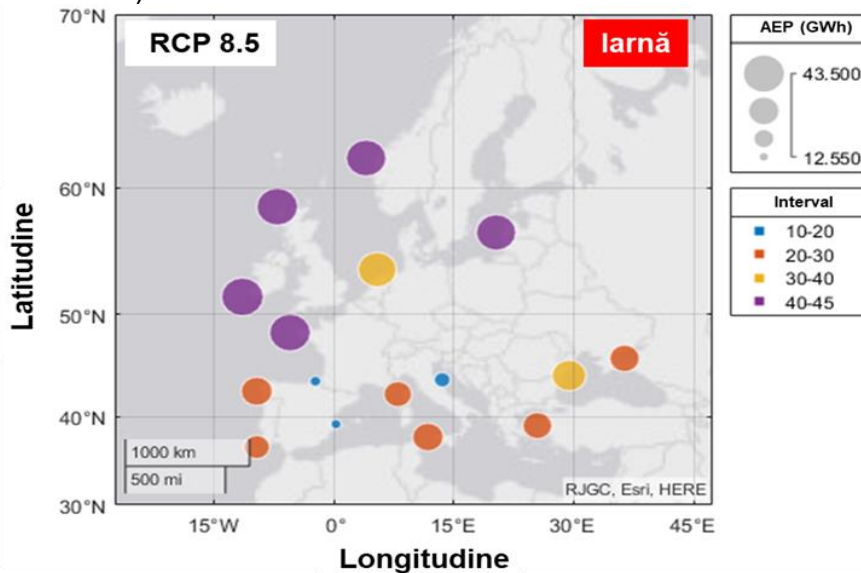


Figura 4.23. Iarnă - valori AEP (în GWh), calculate pentru o turbină de 20 MW ($U_{160,2}$), considerând date RCP 8.5 care acoperă intervalul de timp 2006-2100

Mai jos se va calcula factorul de capacitate pentru datele RCP4.5 și RCP8.5, luând în considerare perioada totală 2006-2100, dar și evoluția sezonieră.

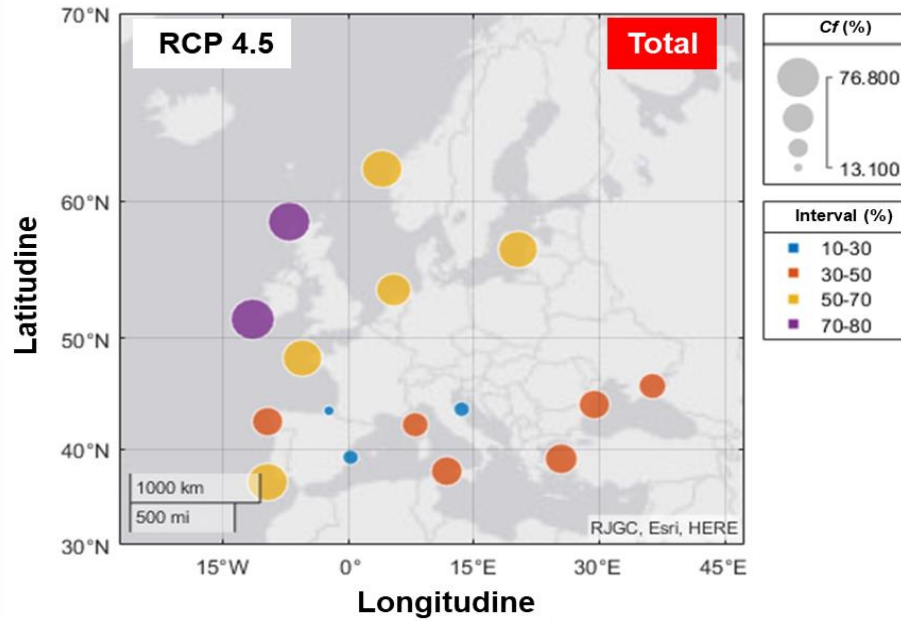


Figura 4.24. Factor de capacitate (%) calculat pentru o turbină de 20 MW (U160.2), considerând date RCP 4.5 care acoperă intervalul de timp 2006-2100

Din observații factorul de capacitate atât pentru RCP4.5 cât și pentru RCP8.5, pentru perioada de timp 2006-2100, înregistrează rezultate constante.

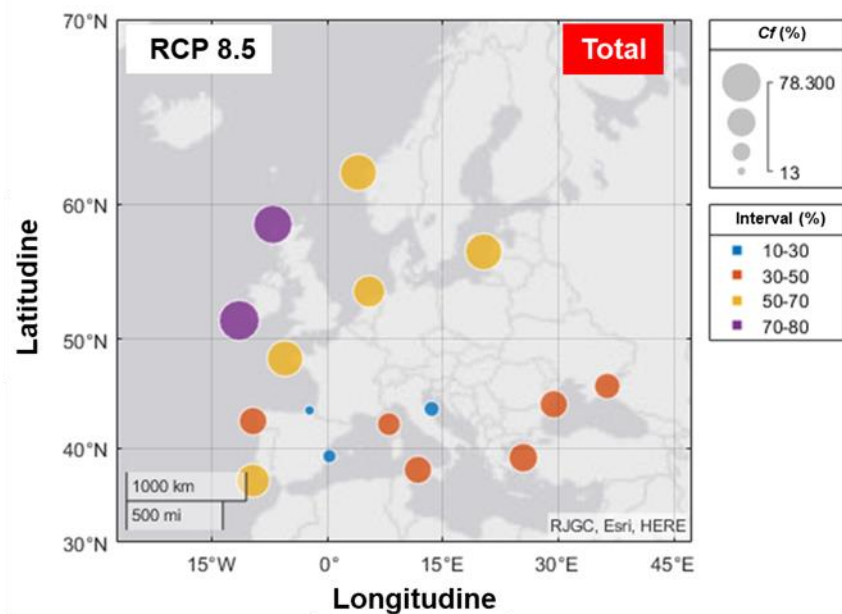


Figura 4.25. Factor de capacitate (%) calculat pentru o turbină de 20 MW (U160.2), considerând date RCP 8.5 care acoperă intervalul de timp 2006-2100

Din observațiile prezentate în Figura 4.24 și 4.25 factorul de capacitate, atât pentru RCP4.5, cât și pentru RCP8.5, pentru perioada de timp 2006-2100, înregistrează rezultate similare.

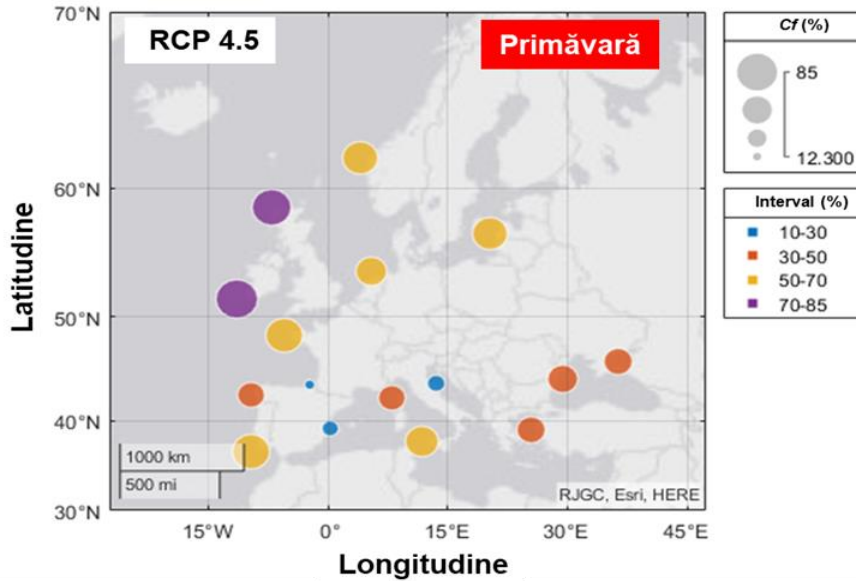


Figura 4.26. Primăvară – factor de capacitate (%), calculat pentru o turbină de 20 MW ($U_{160,2}$), considerând date RCP 4.5, care acoperă intervalul de timp 2006-2100

În Figurile 4.26 și 4.27 este reprezentat factorul de capacitate pentru anotimpul primăvara; se înregistrează o mică modificare la punctul P7, și anume, pentru datele RCP4.5, unde indică o valoare de 50-70%, iar pentru datele de tip RCP8.5 se înregistrează o creștere, în intervalul 70-87%.

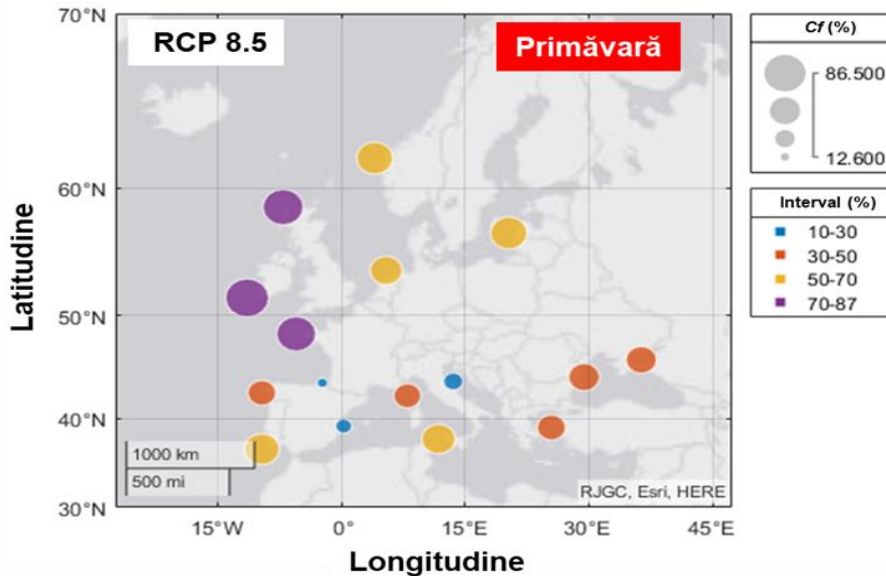


Figura 4.27. Primăvară – factor de capacitate (%), calculat pentru o turbină de 20 MW ($U_{160,2}$), considerând date RCP 8.5, care acoperă intervalul de timp 2006-2100

Factorul de capacitate în anotimpul vara; se înregistrează o mică modificare la Punctul P2 și anume, pentru datele RCP4.5 este o valoare de 30-50%, iar pentru datele de tip RCP8.5 se înregistrează o mică scădere, iar imaginea arată o valoare de 10-30%.

4.3 O analiză a potențialul de energie din sursele de energie regenerabile, în Republica Moldova

În această subcapitol s-a evaluat cererea de energie și posibilitățile de acoperire a nevoilor de energie din prisma energiilor regenerabile pe teritoriul Republicii Moldova.

Evaluarea resurselor de energie alternativă este extrem de importantă deoarece Republica Moldova depinde, în principal, de Ucraina pentru importul de energie

În decembrie 2023, liderii UE au decis să deschidă negocierile de aderare la UE, teza descrie directivele legislației actuale și tendința de a se conforma cu legislația UE în ceea ce privește domeniul energiei regenerabile. Pentru această lucrare am analizat datele înregistrate de NASA, în zona Chișinău astfel, pentru energia eoliană am investigat valorile medii lunare a vitezei vântului pe o perioadă de 10 ani și pentru energia solară radiația medie lunară normală directă pe zona Chișinăului pe o perioadă de 22 de ani.

În 2023, doar 6% din consumul de energie electrică reprezintă energia regenerabilă. 54% din aceasta este eoliană, 34% - energia fotovoltaică și câte 6% - energia hidro și pe bază de biogaz. Ultimele două sunt surse continue și sigure și nu depind de capriciile vremii. Cea mai mare capacitate nevalorificată este în cazul energiei pe bază de biogaz.

Conform ultimului raport cu privire la bilanțul energetic, în Moldova gazul natural este cel mai consumat combustibil fosil, adică aproximativ 57% din toată energia consumată. Gazul natural este importat exclusiv din Rusia. În 2017, ponderea surselor regenerabile din consumul energetic final brut al Republicii Moldova a fost de 27,8%. Biomasa asigură însă 98% din această pondere și este utilizată în special în sectorul încălzirii [40]. Principala resursă de energie alternativă exploatabilă în Republica Moldova este biomasa. Întrucât Moldova este o țară agricolă cu o producție agroalimentară care depășește 40% din produsul intern brut (PIB) al țării. În anul 2021, instalațiile eoliene au produs aproximativ 76,3 milioane kW/h, ceea ce reprezintă 1,83% din consumul total de energie electrică a țării. BERD a evaluat potențialul eolian de 1000 MW în Republica Moldova.

Republica Moldova are și 2 hidrocentrale. O hidrocentrală este în raionul Dubăsari, cu o capacitate de 48 MW, construită în 1954-1966, iar a doua este la Costești, cu o capacitate de 16 MW, construită în 1978). Capacitatea totală generată de centralele hidroelectrice este de 64 MW. Cel mai mare furnizor de energie electrică din Moldova este compania Gas Natural Fenosa [41]. Potențialul vântului măsurat deasupra nivelului mării la 50 de metri, ne arată că, pe mai mult de 98% din teritoriul țării, viteza vântului este cuprinsă între 4,0 m/s și 7,5 m/s, dar la 100 m viteza vântului va crește cu 25%.

Viteza anuală a vântului variază de la an la an, fiind mai mare decât media cu aproximativ 25,6% și mai mică decât media care cu aproximativ 24,5%. Totodată, aceste valori variază puternic de la o stație la alta și se observă o variație mai puternică la stațiile amplasate în locuri deschise, cum ar fi Comrat, Ceadâr-Lunga, Soroca [42].

În ceea ce privește datele de la NASA Surface Meteorology and Solar Energy [43], viteza medie lunară a vântului la 50 m deasupra suprafeței pământului în zona Chișinău, din anul 1983 până în anul 1993, este de 5,84 m/s. Energia solară nu este suficient exploatată în Republica Moldova, unele cercetări au fost făcute de BERD, care au subliniat energia potențială prin aplicații solare termice. Conform profilului făcut de BERD, există un potențial de peste 150.000 m² pentru aplicații solare termice și aproximativ 300 kW pentru sistemele fotovoltaice [44]. Figura 4.28 ilustrează radiația normală medie lunară directă pe 22 de ani din 1983 până în 2005, media se situează în jurul valorii de 2,86 kWh/m²/zi.

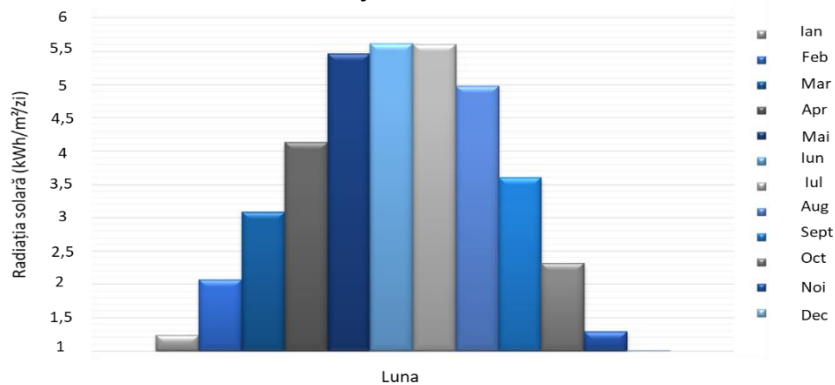


Figura 4.28. Radiație normală directă (valori medii lunare) specifice zonei Chișinăului care acoperă intervalul de timp 1983-2005 (22 de ani) [45].

Pentru condițiile standard de testare pentru citarea eficienței celulelor pentru aplicații terestre se folosesc: iradierea globală = 1.000 W/m², AM (masa aerului) 1,5 pentru spectrul normal direct și o temperatură de 25°C.

4.4 Concluzii

Pentru producția anuală totală a energiei AEP, conform datelor RCP 8.5, care acoperă intervalul de timp 2006-2100, se observă o schimbare pentru două dintre punctele selectate P2 și P15, unde conform datelor RCP4.5, se înregistrează o creștere, iar pentru datele conform scenariului RCP8.5, pentru același punct P2 se înregistrează o scădere. Pentru mai multe puncte conform datelor RCP4.5 se înregistrează modificări, care au tendință de creștere în scenariul RCP8.5. Aceeași tendință se repetă și la calculul factorului de capacitate, unde, pentru datele RCP4.5 primăvara, este o valoare de 50-70%, iar pentru datele de tip RCP8.5 se înregistrează o creștere, în intervalul 70-87%. În schimb pentru anotimpul vara și toamna, factorul de capacitate, înregistrează o mică modificare cu valori mai crescute în scenariu RCP4.5 decât în scenariul RCP8.5. În ceea ce privește dependența ridicată a energiei importate, acesta reprezintă un efect de blocaj pentru economia Moldovei și trebuie subliniate următoarele aspecte:

- există o stabilizare a prețului energiei electrice, din surse de energie regenerabilă, tot mai multe tehnologii realizând reduceri spectaculoase ale costurilor. Costurile medii ale energiei fotovoltaice solare la nivel de utilități și ale energiei eoliene terestre au scăzut cu 73% și respectiv 22%, între 2010 și 2017 [46].
- viteza vântului depășește nivelul minim de 3 m/s pe care turbina începe mai întâi să se rotească și să genereze putere, deci avem un rezultat de 5,84 m/s în unele zone până la 7 m/s, la 100 m, conform studiului IRENA 2019 [46].
- energia eoliană are o putere instalată în prezent de 27 MW, fiind cea mai utilizată tehnologie RES din sectorul energetic din Moldova și se bazează pe turbine second-hand importate din țările europene.

Capitolul V

Analiza resurselor energetice solare și eoliene în regiunea sud-est a României

5.1 Producția de energie solară și eoliană în orașul Galați în raport cu zonele costiere

Obiectivul acestui capitol din teză este de a estima beneficiile care pot fi obținute în urma implementării unui proiect solar și eolian în zona de sud-est a României, prin luarea în considerare a mai multor puncte de referință, conform datelor de reanaliză situate în partea de sud-est a României. În primul studiu de caz, va fi evaluată atractivitatea energiei solare pentru o fabrică de producție situată în vecinătatea orașului Galați. Se va discuta despre fluctuația sezonieră și anuală a energiei solare, luând în considerare și performanțele unui panou fotovoltaic, care poate fi

instalat pe acoperișul acestor hale de producție. În ceea ce privește cel de-al doilea studiu de caz, performanțele unor turbine eoliene de ultimă generație vor fi evaluate luând în considerare trei amplasamente situate de-a lungul țărmului românesc și anume Sf. Gheorghe, Năvodari și Vama Veche, din Figura 5.1. Conform acestor rezultate, s-a observat că panourile fotovoltaice vor acoperi parțial necesarul de energie pentru fabrica selectată, iar în cazul energiei eoliene, o singură turbină eoliană cu o capacitate nominală de 3 MW, pare să acopere energia electrică locală, raportată pentru localitățile Sf. Gheorghe și Vama Veche.

Mă voi axa pe studii despre tehnologia fotovoltaică și despre energia electrică generată pe suprafața unei fabrici de producție existente a companiei Grande Gloria Production SA. Halele industriale sunt structuri cu un singur etaj și mențin un raport acoperiș-planșeu relativ înalt, dar și cu o suprafață mare, în acest caz, au o suprafață totală de 8404 m² (4 hale x 2101 m² fiecare).

Pentru evaluare au fost luați în considerare doi parametri și anume: ALLSKY- incident de insolație totală a cerului pe o suprafață orizontală (kWh/m²); CLRSKY- incident de insolație cu cer senin pe o suprafață orizontală (kWh/m²) [47]. Primul parametru include toate valorile, în timp ce pentru al doilea doar datele care au o acoperire medie a norilor mai mică de 10% pe parcursul unei zile date, mediată pentru luna respectivă.

Producția de energie solară raportată de un sistem fotovoltaic poate fi estimată folosind următoarea ecuație [38]:

$$E = A \times r \times H \times PR \quad (5.1)$$

unde, E - energie (kWh); A - suprafața totală a panoului solar, (m²); r - randamentul panoului solar; H – iradierea medie anuală pe panouri; PR – raportul de performanță.

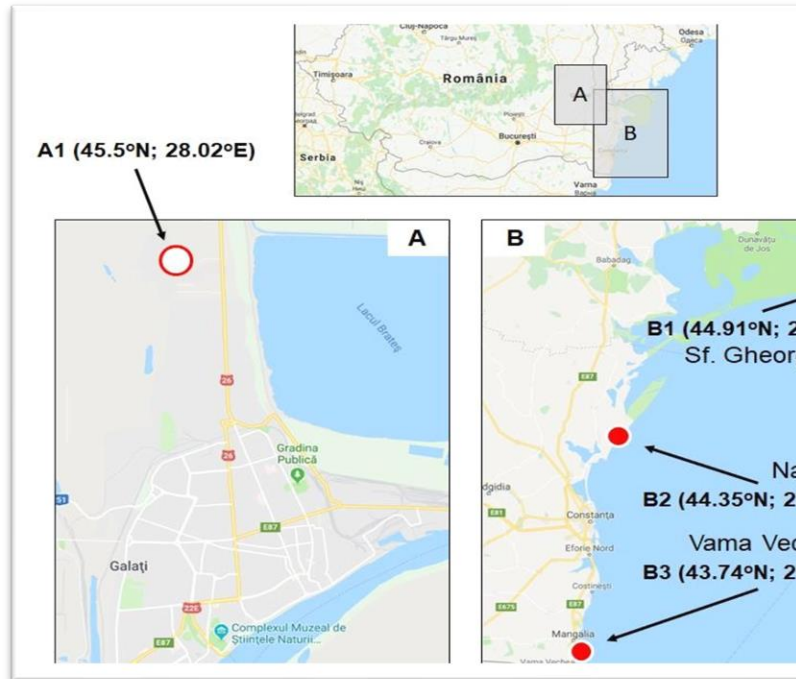


Figura 5.1. Zone țintă, luate în considerare pentru evaluare, unde: a) energia solară; b) energia eoliană

Punctele de referință luate în considerare pentru evaluarea vântului sunt situate de-a lungul zonelor litorale românești, fiind definite în apropiere de Sf. Gheorghe (punctul B1), Năvodari (punctul B2) și Vama Veche (punctul B3) (Figura 5.1).

Viteza vântului (raportată la 10 m înălțime deasupra suprafeței mării) corespunde bazei de date ERA- Interim [25]. Pentru cercetare au fost luate în considerare trei turbine eoliene, și anume V90-3.0MW[48] , Areva M5000-116 [49] și Senvion 6.2M126 [50], curbele de putere ale acestor generatoare sunt prezentate în Figura 5.2.

Deoarece majoritatea turbinelor funcționează la o înălțime a butucului de cel puțin 80 m, condițiile inițiale ale vântului ERA-Interim au fost ajustate la acest nivel de referință printr-o lege logaritmică [38,51,52]. Pentru această lucrare se va lua în considerare intervalul de timp situat între 1.01.1998 și 31.12.2017.

Figura 5.3 ilustrează variația anuală a radiației solare, indicată pentru parametrii CLRSKY și ALLSKY. Primul parametru, CLRSKY prezintă o valoare mult mai mare, indicând valori în jurul pragului de 4,9 kWhr/m², în timp ce, în cazul ALLSKY, rezultatele raportate nu depășesc 3,8 kWhr/m².

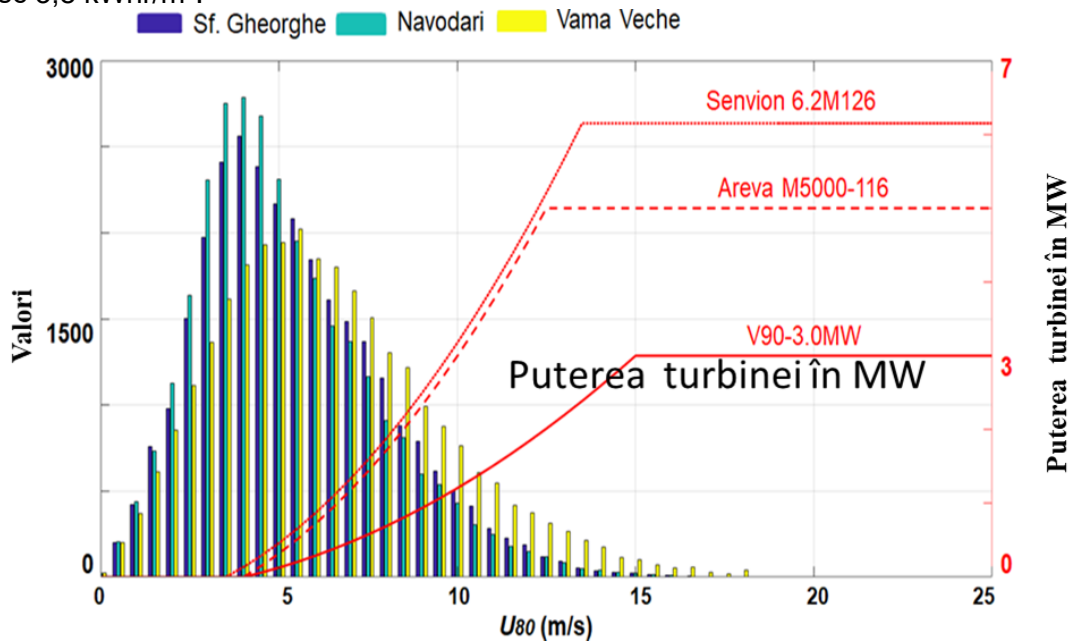


Figura 5.2 Histogramele vântului și curbele de putere a turbinei [47]

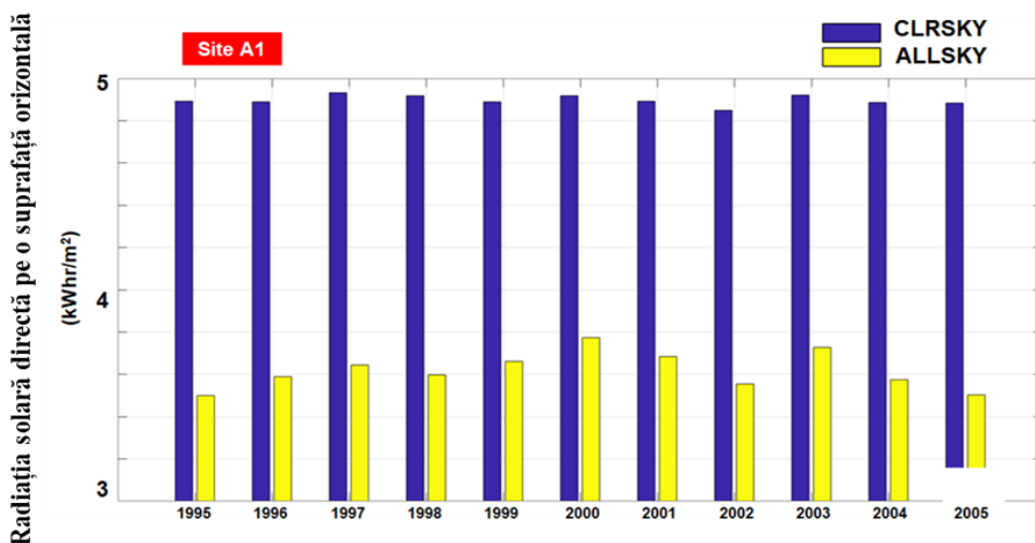


Figura 5.3 Evoluția anuală a radiației solare (valori medii) raportate pentru punctul A1 (Vânători, Galați) [47]

Variațiile sunt mai mici, în cursul anului 2005, fiind raportat un minim de 3,502 kWh/m². Variația sezonieră a energiei, unde valorile au fost grupate în patru intervale dominante: iarna - decembrie, ianuarie, februarie; primăvara – martie, aprilie, mai; vara – iunie, iulie, august; toamna – septembrie, octombrie, noiembrie. După cum era de așteptat, cele mai importante rezultatele sunt observate în perioada de primăvară și vară, raportând maximum 6,98 kWhr/m² pentru datele CLRSKY și 5,8 kWhr/m² pentru parametrul ALLSKY. Figura 5.4 ilustrează performanțele teoretice, raportate de un proiect PV teoretic (legenda din stânga), care poate funcționa pe acoperișul Fabricii Grande Gloria, luând în considerare doar setul de date CLRSKY. În acest fel, se vor estima cele mai bune performanțe, care pot fi obținute dintr-un astfel de proiect și locație.

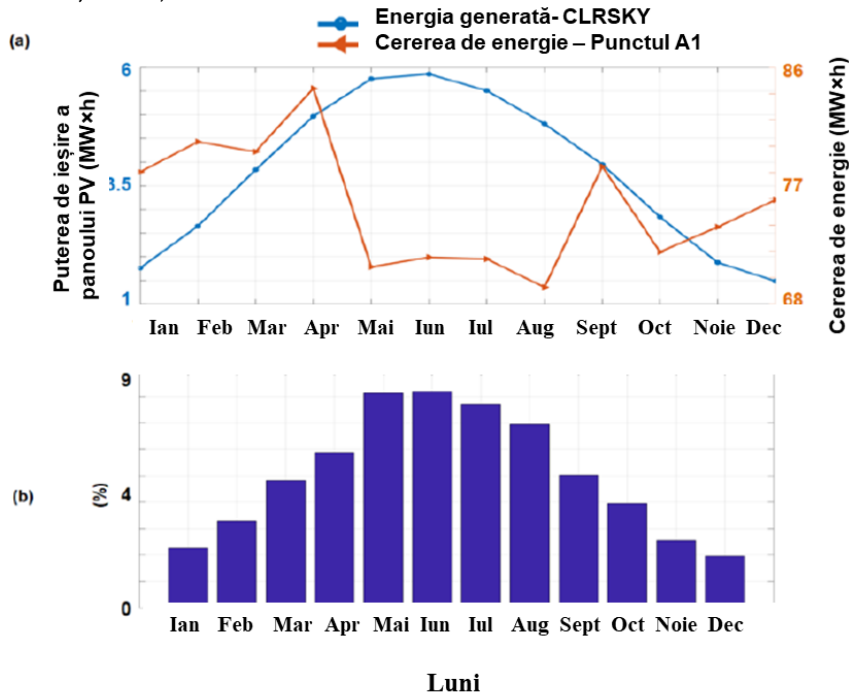


Figura 5.4. Performanța unui panou PV teoretic, care poate fi instalat pe acoperișul Grande Gloria, pe halele industriale. (a) cererea lunară de energie electrică a fabricii și energia generată de un proiect fotovoltaic; (b) cererea de energie electrică acoperită de proiectul fotovoltaic [47].

Se poate observa că cererea de energie electrică (dreapta, legenda) pentru această fabrică este mult mai mare în perioada septembrie-aprilie, ceea ce corespunde unei radiații solare moderate. În ceea ce privește cota de energie electrică acoperită de proiectul fotovoltaic, se pot aștepta valori în intervalul de 4,82% și 8,2% în lunile aprilie și septembrie, în timp ce valori situate aproape de 2% pot fi raportate în lunile decembrie și ianuarie.

În ceea ce privește energia eoliană, Figura 5.7 prezintă producția anuală de energie (AEP) raportată pentru fiecare turbină și, de asemenea, factorul de capacitate (CF), care este raportul dintre puterea reală și capacitatea nominală. Producția de energie electrică a fost estimată utilizând curba de putere a fiecărui sistem și distribuția vântului asociată fiecărui amplasament [53]. După cum am observat deja din histogramele vântului prezentate în Figura 5.5, punctul de referință Vama Veche pare să dezvăluie resurse eoliene mai consistente, care se reflectă și în performanța turbinei. De la turbina Senvion se poate aștepta un maxim de 12 MWh, în timp ce un minim de 2,5 MWh este reprezentat de V90-3,0 MW în cazul amplasamentului Năvodari. Indicele CF relevă valori în intervalul 9,6% și 24,3%, cu mențiunea că sistemul Areva M5000 (5 MW) dezvăluie o eficiență mai bună decât Senvion 6.2M126 (6,2 MW).

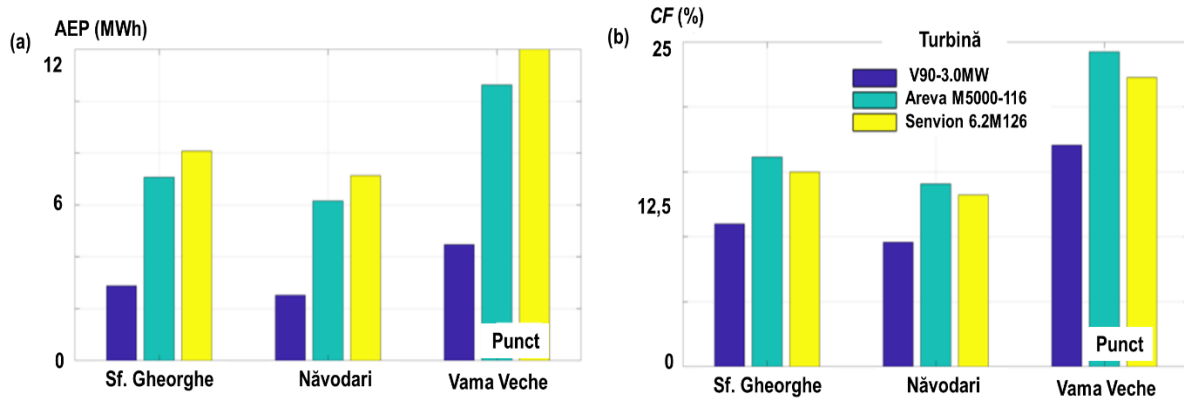


Figura 5.5 Performanța turbinelor eoliene care pot funcționa în vecinătatea Sf. Gheorghe, Năvodari și Vama Veche, unde a) reprezintă AEP în MWh și b) CF în % [47].

În Tabelul 5.1 voi prezenta consumul de energie, estimat pentru amplasamentele Sf. Gheorghe, Năvodari și Vama Veche, indicând, în același timp, valoarea acoperită de o singură turbină.

Tabelul 5.1. Cererea de energie electrică și performanța turbinelor raportate pentru punctele de referință

Populația		Consum (MWh)	
Sf. Gheorghe	797	Sf. Gheorghe	1787
Năvodari	31554	Navodari	7075
Vama Veche	178	Vama Veche	399
Puterea turbine (MWh)		Distribuția din turbine (%)	
Sf. Gheorghe	V90-3.0MW	2885	161
	Areva M5000	7062	395
	Senvion 6.2M126	8082	452
Năvodari	V90-3.0MW	2520	3,56
	Areva M5000	6161	8,7
	Senvion 6.2M126	7126	10,07
Vama Veche	V90-3.0MW	4481	1122
	Areva M5000	10618	2660
	Senvion 6.2M126	11997	3005

Conform acestei estimări, Năvodari, cu 31554 locuitori, necesită aproximativ 7075 MWh, în timp ce celelalte puncte relevă o valoare mult mai mică de 1787 MWh (Sf. Gheorghe) și 399 MWh (Vama Veche). Cererea de energie este acoperită cu ușurință de turbinele pentru locațiile Sf. Gheorghe și Vama Veche, care sunt zone îndepărtate, cunoscute în mare parte pentru activitățile turistice, în timp ce pentru punctul Năvodari, maxim 10% este acoperit de generatorul Senvion.

5.2 Evaluarea potențialului de energie eoliană și solară în zona lacului Brateș, Galați

Ținând cont de faptul că orașul Galați este situat în sud-estul României, este considerat un punct atractiv din punct de vedere al energiilor regenerabile, în cadrul acestui studiu am oferit mai multe detalii referitoare la potențialul energetic al resurselor locale eoliene și solare, prin urmare s-a luat în considerare spre evaluare performanțele unor turbine eoliene performante. În urma unor date pe o perioadă de 22 de ani, conform ERA5, cea de-a cincea generație de date de reanaliză ECMWF pentru clima și vreme la nivel global [54], s-a analizat intervalul de date cuprinse între 2001-2022, ce ne oferă o imagine mai complexă cu privire la resursele de energie regenerabilă din zona Lacului Brateș. Comparând resursele eoliene și solare cu unele date *in situ* și a datelor de reanaliză, s-a identificat un rezultat relativ bun, mai ales în cazul valorilor medii. În ceea ce privește condițiile de viteză a vântului la o înălțime a

butucului turbinelor eoliene de 100 m, se poate aștepta o valoare maximă de 19,28 m/s în timpul iernii, în timp ce, pentru radiația solară, nivelul de energie poate ajunge până la 932 W/m² în timpul verii. Au fost luate în considerare pentru evaluare mai multe turbine de 2 MW, la care a fost adăugat și un sistem de ultimă generație de 6,2 MW. Factorul de capacitate calculat al turbinelor poate ajunge în intervalul 11,71-21,23%, performanțe mai bune fiind așteptate de la turbinele Gamesa G90. De asemenea, lacul Brateș poate fi folosit cu succes pentru a derula un proiect solar plutitor, acest lucru fiind în conformitate cu obiectivul planului REPowerEU. Au fost luate în considerare mai multe unități solare plutitoare pentru a simula aceste proiecte, la scară largă, care pot acoperi între 10 și 40% din suprafața lacului Brateș. Pe lângă producția de energie electrică așteptată, a fost luată în considerare și cantitatea de apă evaporată, economisită de aceste panouri solare. Astfel că cererea de apă pentru cel puțin 3,42 km² de suprafețe agricole, care poate fi acoperită la scară anuală, ceea ce poate reprezenta un element de noutate pentru această regiune.

Scopul Pactului European „Green Deal” publicat în 2019 este de a promova utilizarea resurselor de energie regenerabilă (RES) pentru a obține o reducere semnificativă a amprentei de carbon. Pentru atingerea acestor obiective, rețererele preconizate implică o scădere a CO₂ cu 55% în 2030 (față de 1990), emisii zero generate de autoturismele noi până în 2035 și atingerea emisiilor zero de CO₂ până în 2050 [55].

Datorită dezvoltării tehnologiei apar noi oportunități, cum ar fi dezvoltarea de proiecte FPV care pot fi instalate pe diferite corpuri de apă ale Europei, cum ar fi cele din zonele de coastă, rezervoare hidroenergetice și chiar lacuri urbane. Un proiect FPV are potențialul de a reduce creșterea algelor și evaporarea apei, are performanțe mai bune decât o fermă de pe uscat datorită temperaturii mai scăzute a apei, nu va concura cu utilizarea terenului, în timp ce efectul de umbră va fi minim [56].

La sfârșitul anului 2018, aproape 1,3 GWh de PSP au fost instalați la scară globală, față de aproape 500 GWp contabilizați de piața *onshore* [57]. Fiind situată în emisfera nordică, România este una dintre cele mai mari țări din partea de sud-est a Europei, acoperind o suprafață de 240.000 km². Combinația dintre caracteristicile geografice și climatice, face din această zonă un candidat potrivit pentru dezvoltarea proiectelor din surse regenerabile, precum proiectele solare [58,59].

Se estimează că perioada medie de insolație variază între 1.600 h/an și 3.200 h/an, proiecte fotovoltaice mai importante fiind dezvoltate în zonele de relief mai joase, precum Podișul Moldovei și Dobrogei (partea de est). Pentru intervalul 2010-2019, investițiile în sectorul solar au acoperit aproape 2.000 de milioane de euro, din care un vârf maxim a fost asociat intervalului 2012-2014, când a fost alocat aproape 90% din acest buget.

În acest moment, trebuie să menționăm că nu există proiecte FPV care operează în această regiune de sud-est, deși la un moment dat au fost vehiculate unele planuri de dezvoltare a unui proiect combinat eolian *offshore* și solar plutitor. Cu excepția zonelor montane, cele mai importante regiuni din România pentru dezvoltarea proiectelor eoliene se regăsesc și în partea de est, mai exact în apropierea Mării Negre, Delta Dunării, Dobrogea de Nord sau chiar Podișul Bârladului, unde viteza anuală a vântului poate ajunge până la 10 m/s la 50 m înălțime. În consecință, o parte semnificativă a parcurilor eoliene în exploatare se află în aceste zone, fiind indicată o pondere de 78% pentru Dobrogea și partea de sud a Podișului Bârladului, inclusiv județul Galați, Brăila [61].

Cu siguranță, proiectul Fântânele-Cogealac (600 MW) este unul dintre cele mai reprezentative parcuri eoliene românești, fiind definit de un total de 240 de turbine care funcționează la o înălțime de 100 m. Un total de 1,1 miliarde de euro au fost alocați acestui proiect, fiind de așteptat să acopere o pondere de 10% din totalul producției de RES din România [60].

Pentru orașul Galați mai este loc de analiză și cercetare. Astfel, mai este loc de analiză și dezvoltare, fapt fiind aprobarea unui proiect eolian de 629 MW condus de compania Hoopeks International. Aceasta va implica un total de 136 de turbine (de 6,2 MW), un cost de investiție de 500 de milioane de euro și o suprafață acoperită de 13.000 ha. Mai mult decât atât, aceste două proiecte fotovoltaice (de 310 MW fiecare) au fost aprobate pentru dezvoltare la jumătatea anului 2022.

În secolele al XVIII-lea și al XIX-lea acest lac avea o suprafață de $\approx 100 \text{ km}^2$, între timp a fost drenat. Datorită diverselor intervenții umane, suprafața acestuia s-a redus la 20 km^2 și la o adâncime maximă a apei de 3 m [61].

Pentru același interval de timp, au fost luate în considerare setul de date de vânt ERA5, cu mențiunea că acestea includ valori orare (24 de valori pe zi) și, de asemenea, componentele u și v . Setul de date ERA5 este un proiect asociat Centrului European de Prognoze Meteorologice pe Interval Mediu (ECMWF) care are o rezoluție spațială de 30 km, fiind folosit frecvent de către cercetători pentru a identifica potențialul de energie regenerabilă din diverse medii geografice [62].

Din România, s-au luat în considerare trei puncte de referință specifice, reprezentate în Figura 5.6 notate A, B și C sunt luate în considerare pentru analiză. Punctul A, corespunde poziției unei stații meteorologice, menținute de Administrația Națională de Meteorologie a României din Galați (sau ANM), măsurătorile asociate vântului (U_{10}) fiind folosite pentru verificarea acurateții datelor de reanaliză. Punctul B (Lacul Brateș), va fi luat în considerare în continuare pentru a evidenția profilurile resurselor regenerabile (eoliene și solare), precum și performanțele unor turbine eoliene de uscat, dar și pentru panouri solare plutitoare. Punctul C (Bocșa, Caraș-Severin) se vor analiza cât poate acoperi din întreg consumul de energie o instalație fotovoltaică existentă la o companie privată, bazată pe înregistrări și măsurători reale [63].

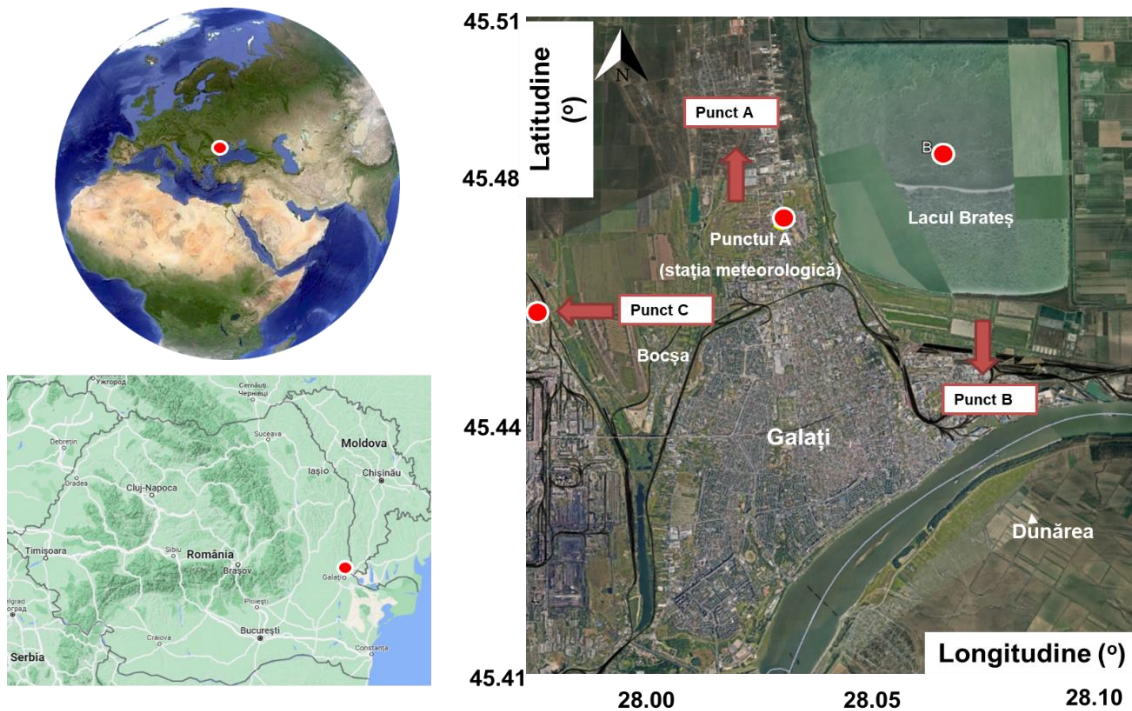


Figura 5.6. Prezentare generală a zonei vizate, inclusiv locația amplasamentului A (stația meteorologică), amplasamentului B (în mijlocul lacului Brateș) și C (Bocșa). Informații procesate din Google Earth 2023 [64].

În teza de față au fost luate în considerare mai multe seturi de date și variabile, așa cum sunt prezentate în Tabelul 5.2. Măsurătorile vântului *in situ* sunt disponibile numai pentru punctul A, fiind asociate cu o înălțime de referință de 10 m (U_{10}). Au fost prelucrate în total 22 de ani de date (ianuarie 2001-decembrie 2022), seria temporală implicând valori zilnice ale valorilor medii și maxime a vitezei vântului.

Instalația fotovoltaică pe care o analizez în această lucrare pentru punctul C, Bocșa, se află în Caraș-Severin, la un consumator industrial, ce dispune de 160 de panouri fotovoltaice cu o putere unitară de 270 W, cu o putere totală de 40 kW, are două invertoare, un senzor de putere inteligent și conectarea, măsurarea și aparate de siguranță [63].

Din punct de vedere meteorologic, parametrul U_{10} este mai relevant, dar pentru o turbină eoliană este mai important să se ia în considerare condițiile de vânt care sunt caracteristice la nivelul înălțimii butucului unei turbine eoliene (de exemplu, 100 m).

O modalitate de identificare a potențialului de energie solară presupune utilizarea radiației solare incidente pe o suprafață (SSRD în J/m^2), care a fost procesată din pachetul ERA5 (24 de valori pe zi), fiind definită ca o combinație de radiație solară directă și difuză, care a atins un plan orizontal de pe Pământ. Ajunsă la suprafața terestră o parte din radiația solară incidentă (directă și difuză) este reflectată.

Tabelul 5.2. Principalele caracteristici ale punctelor de referință luate în considerare în lucrarea de față. Informații procesate din Google Earth 2023 [64].

Locația	ID	Tipul de date	Parametru	Latitudine (°)	Longitudine (°)
Galați	Punctul A	<i>In situ</i> , ERA5	U_{10}	45,473	28,032
Galați	Punctul B	ERA5, SARAH	U_{10}, U_{100} , SSRD, Temperatura, Evaporare	45,483	28,070
Bocșa, Caraș-Severin	Punctul C	Date din raport, ERA5	SSRD	48,384	21,777

Prin împărțirea acestui parametru, radiația solară directă la perioadă de acumulare (3600 s), se poate obține o nouă formă care este exprimată în W/m^2 [65] :

$$\text{Radiația solară} = \frac{SSRD}{3600} \quad (5.2)$$

Au fost luate în considerare și prelucrate temperatura zilnică (temperatura la 2 metri înălțime) și rata de evaporare din baza de date ERA5, pentru a oferi o imagine completă a condițiilor de mediu locale (valori zilnice, 2001-2022). Mărimea fluxului radiației reflectate depinde, pe lângă factorii astronomici și de cei meteo și climatici, în primul rând de natura suprafeței active și de capacitatea ei de reflexie. Raportul procentual dintre radiația reflectată și cea incidentă poartă numele de albedou. Prezența unui proiect FPV poate reduce semnificativ volumul de apă evaporate [66], un alt obiectiv al acestei lucrări fiind acela de a estima prevenirea evaporării apei pentru zona Lacului Brateș. Măsurătorile *in situ* utilizate în această lucrare sunt disponibile numai pentru condițiile vântului și, în consecință, înregistrarea datelor SARAH [179], va fi utilizată pentru a verifica acuratețea unor alți parametri (de exemplu, temperatură și radiația solară). Aceste date sunt disponibile și în lucrarea [67], fiind asociate Punctul B (Lacul Brateș) pentru intervalul ianuarie 2005- decembrie 2016. În Figura 5.7 sunt prezentate principalele caracteristici ale turbinelor de la țarm luate în considerare pentru studiu. Aceste sisteme sunt definite de puteri nominale de 2 MW, cu excepția turbinei General Electric (2,5 MW), cu mențiunea că generatoarele similare funcționează în proiecte eoliene din această regiune. Făcând o analiză pentru viitoarele parcuri eoliene *onshore*, care se preconizează a fi implementate în această zonă, am observat că acestea vor include sisteme de capacitate mai mare, care pot ajunge până la 6,2 MW per turbină. Privind în perspectivă piața turbinelor eoliene, este posibil ca acesta să implementeze și un sistem Vestas V162-6,2 MW, care poate fi instalat în alte regiuni din România.

Conform, detaliilor tehnice furnizate de firma Vestas pentru această turbină, valoarea de cuplare este setată la 3 m/s, în timp ce întreruperea este similară cu celelalte generatoare (25 m/s). Cu toate acestea, viteza nominală a vântului nu este furnizată, ceea ce înseamnă că aceasta va fi identificată în continuare prin compararea cu generatoare eoliene similare (de exemplu, Senvion 6.2M152).

Deși, profilul turbinelor de 2 MW poate arăta similar, principalele diferențe apar în ceea ce privește valorile de cuplare și viteza nominală a vântului, cele mai performante din acest punct de vedere fiind turbinele T3 și, respectiv, T4. Mai mult decât atât, înălțimea turnului pentru sistem poate fi reglată, valorile mergând de la 67 m (T4) la maximum 138 m (T3). În funcție de această înălțime, performanța fiecărei turbine va fi ajustată prin modificarea parametrului U_{100} la un anumit nivel, după cum urmează [38]:

$$U_{hub} = U_{100} \cdot \ln\left(\frac{z_{hub}}{z_0}\right) / \ln\left(\frac{z_{100}}{z_0}\right) \quad (5.2)$$

unde: U_{hub} – viteza vântului asociată unei anumite înălțimi a axului, z_{hub} - înălțimea de referință a axului turbinei și z_{100} - înălțimea de referință a axului turbine la 100 m; z_0 – factor de rugozitate al turbine, ales pentru amplasamentul B (suprafața apei = 0,0002 m).

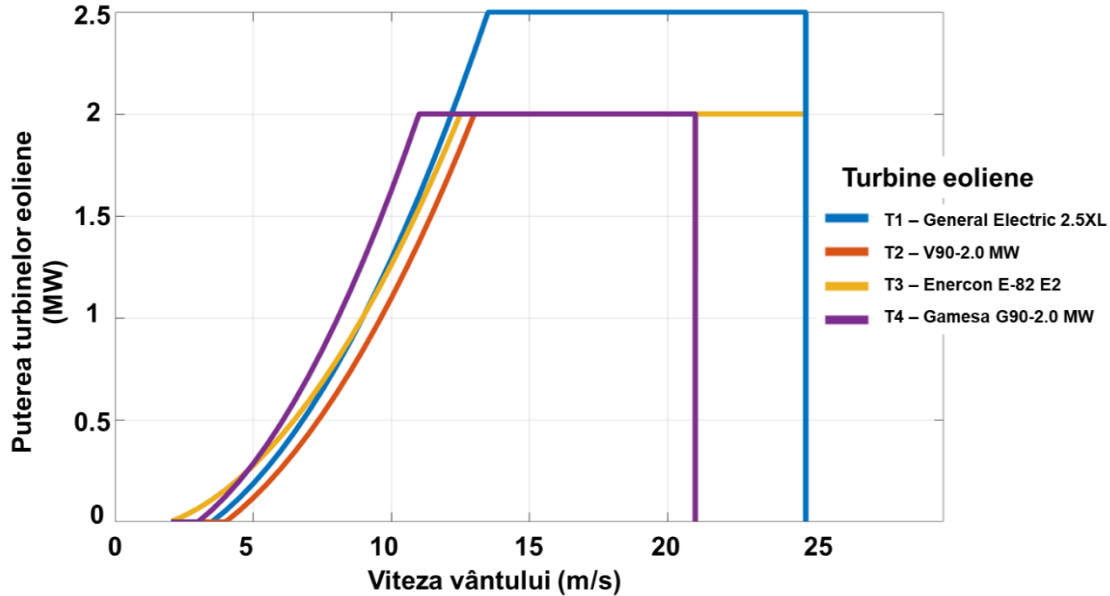


Figura 5.7. Curbele de putere ale turbinelor eoliene onshore, luate în considerare [64]

Producția anuală de energie electrică (AEP) a unei anumite turbine eoliene poate fi estimată astfel [38]:

$$AEP = 8760 \cdot \int_{cut-in}^{cut-out} P(u) f(u) du \quad (5.3)$$

unde, 8760 – numărul de ore pe an, $P(u)$ – curba de putere a turbinei eoliene, $cut-out/cut-in$ decuplare/cuplare – limite de funcționare a turbinei. În ceea ce privește funcția de densitate a probabilității Weibull, aceasta poate fi definită astfel [38]:

$$f(u) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (5.4)$$

unde, u – viteza vântului; k , c – parametrii de formă și scală.

Întrucât zona Galați prezintă resurse solare adecvate pentru dezvoltarea proiectelor regenerabile, un alt obiectiv al prezentei lucrări este acela de a identifica modul în care o fermă solară plutitoare poate funcționa pentru zona lacului Brateș. Acesta poate fi considerat un element de noutate ținând cont de faptul că nu există un astfel de proiect în România. În Tabelul 5.3 sunt prezentate caracteristicile modulelor plutitoare luate în considerare pentru evaluare. Puterea variază de la 280 W la 540 W, în timp ce sistemului JRH 540 prezintă o eficiență maximă de 21,35% și un panou de suprafață de 2,58 m².

Tabelul 5.3. Specificațiile panourilor solare PV plutitoare [68].

Parametru	Q-Power-G5 280 (P1)	GCLM6/60H-325 (P2)	Trina Solar (P3)	JRH 540 W (P4)
Putere (W)	280	325	375	540
Eficiență (%)	17,10	20,00	19,30	21,35
Suprafață (m ²)	1,94	1,62	1,95	2,58

Pe baza acestor caracteristici, puterea estimată a unui panou solar poate fi estimată pur și simplu după cum urmează [38]:

$$AEP = \text{Radiația solară} * A_s * T_r * \eta \quad (5.5)$$

Unde radiația solară (în W/m²), A_s – suprafața panoului solar, T_r – ore de iradiere solară, η – eficiența panoului solar.

Pe lângă producția de energie electrică, un alt avantaj al unui proiect FPV este că poate reduce cantitatea de apă evaporată prin blocarea razelor solare. Pentru lucrarea de față au fost luate în considerare mai multe scenarii de acoperire a suprafeței Lacului Brateș cu panouri solare (10%, 20%, 30% și 40%). Un scenariu de 40% poate fi considerat a fi unul realist, având în vedere că există studii în care un scenariu de 50% a fost asociat unei suprafețe de lac de 100 km², acesta fiind cazul lacului Walker [64].

Tabelul 5.4 prezintă capacitatea instalată așteptată (în MW) pentru fiecare scenariu, unde suprafața apei asociată fiecărui scenariu a fost împărțită la suprafața acoperită de numărul total de panouri solare. Numărul de panouri și capacitatea crește rapid pe măsură ce trecem la scenariul de 40%, într-un mod realist un 10% fiind mai ușor de implementat într-o perioadă scurtă.

Tabelul 5.4. Scenarii care implică zona Lacului Brateș și sistemele FPV. Capacitatea instalată necesară pentru fiecare proiect solar indicată în MW.

Sisteme FPV	Lacul Brateș – scenarii			
	10% (2 km ²)	20% (4 km ²)	30% (6 km ²)	40% (8 km ²)
Q-Power-G5 280	289	577	866	1155
GCLM6/60H-325	401	802	1204	1605
Trina Solar	385	769	1154	1538
JRH 540 W	418	836	1254	1672

O abordare similară (așa cum este prezentată în , va fi utilizată pentru a cuantifica volumul de apă evaporată asociat prezenței unui proiect FPV pentru zona lacului Brateș. În primul rând, evaporarea naturală a lacului (nu a proiectului FPV) este estimată ca [64]:

$$V \left(\frac{m^3}{zi} \right) = E \left(\frac{m}{zi} \right) * A_1 * (m^2) \quad (5.6)$$

în timp ce cantitatea de apă economisită de prezența panourilor FPV este indicată ca:

$$\Delta V \left(\frac{m^3}{zi} \right) = k * E \left(\frac{m}{zi} \right) * A * (m^2) \quad (5.7)$$

unde, E – cantitatea de evaporare (din ERA5); A₁ – zona Lacului Brateș (20 km²); k – factor de reducere asociat tipului și platformei FPV (k=0,6); A - zonă acoperită de panouri FPV.

O privire de ansamblu asupra parametrilor principali legați de zona Lacului Brateș este oferită în Figura 5.8, unde boxplot-urile lunare ale datelor ERA5 acoperă un interval de timp de 22 de ani (2001-2022). Diferențele sezoniere dintre anotimpurile de vară și cele de iarnă sunt vizibile, indicând diverse modele în funcție de caracteristica luată în considerare. De exemplu, în cazul condițiilor U100 (Figura 5.8a) sunt așteptate valori mai mari în cursul lunii ianuarie, unde poate apărea o valoare extremă a vitezei vântului de 19,28 m/s, comparativ cu doar 13,28 m/s așteptate în decembrie. Valorile medii merg de la 4,28 m/s (iulie) și ating un vârf de 5,80 m/s în martie.

Radiația solară, este foarte scăzută în intervalul septembrie-aprilie cu valori medii situate sub 41,02 W/m², crescând treptat până la 124,30 W/m² în iulie. Nu sunt vizibile valori aberante pentru intervalul aprilie-septembrie, comparativ cu sezonul de iarnă. Un vârf maxim de 932,90 W/m² este așteptat în iunie, scăzând treptat până la o valoare de 148,53 W/m² pentru decembrie, în cazul percentilei 95.

În cazul temperaturii (Figura 5.8c), valorile oscilează între -21,14°C și 40°C, fiind așteptate valori medii de 0°C în ianuarie, 33,59°C în mai și respectiv 12,17°C în octombrie. Rata de evaporare (pe zi) a lacului Brateș, este ilustrată în Figura 5.8d, fiind estimată în termeni de mm de apă echivalent, unde valorile pozitive indică condensare. În lunile iunie și iulie, rata de evaporare este mult mai mare, atingând o valoare maximă de 0,53 m, față de 0,14 m în

decembrie. Condensarea prezintă valori mai mici, fiind de așteptat o contribuție mai importantă în intervalul ianuarie-februarie. Proiectul ERA5 reprezintă principala sursă de date pentru lucrarea de față și, în consecință, trebuie verificată acuratețea acestor valori.

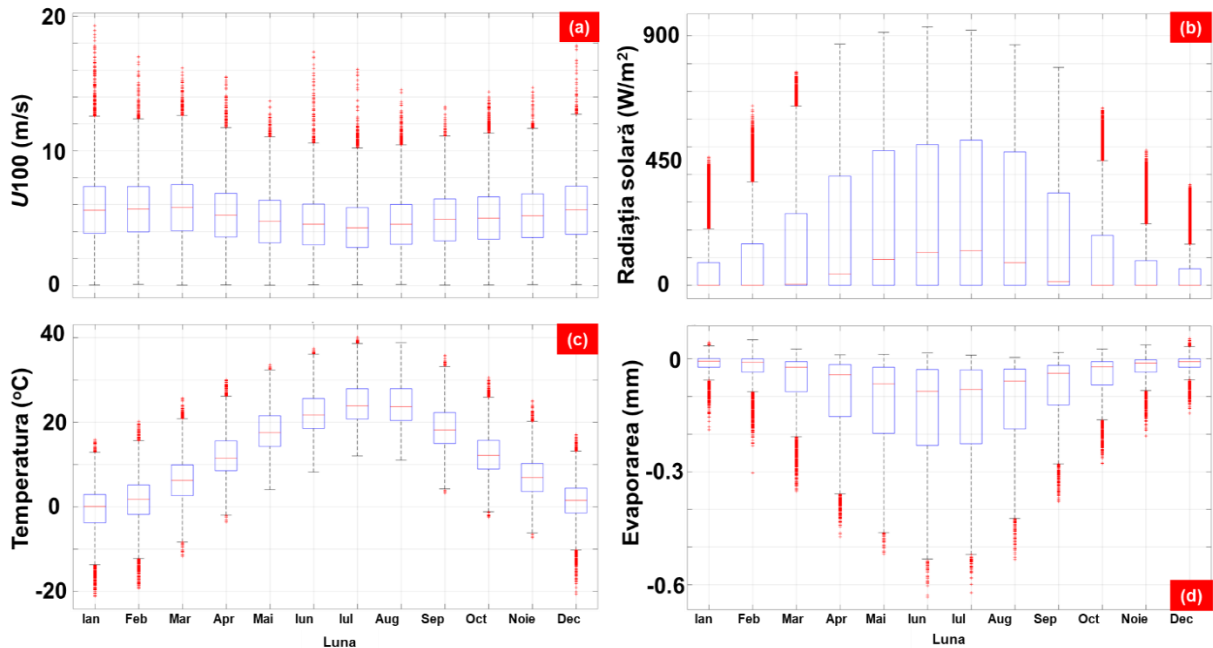


Figura 5.8 Distribuția lunară a principalilor parametri fizici ai lacului Brateș (punctul B). Boxplotul bazat pe datele ERA5 (2001-2022), unde: (a) U_{100} în m/s; (b) radiația solară în W/m^2 ; (c) temperatura în $^{\circ}C$; (d) evaporarea (mm echivalent apă – valori negative) [64].

În Figura 5.8 este prezentată o primă analiză a datelor ERA5, în care măsurătorile lunare ale vântului de la Punctul A (U_{10}) sunt comparate cu cele de la stația meteorologică care operează în această locație. După cum se poate observa în Figura 5.9, ERA5 supraestimează viteza medie a vântului, în timp ce se așteaptă un model invers în cazul valorilor maxime. ERA5 prezintă valori medii în intervalul 2,73 – 3,36 m/s și valori maxime care variază între 8,93 – 12,31 m/s. Datele meteorologice indică medii de 2,31–3,13 m/s, în timp ce maxima poate ajunge până la 28 m/s. Valorile maxime *in situ* sunt definite printr-o variație aleatorie, fiind posibil să apară evenimente extreme în timpul sezonului estival. Acest aspect nu este vizibil în cazul ERA5, unde maximele sunt definite de o fluctuație lunară lină, aceasta fiind o caracteristică a unui set de date de reanaliză, unde valorile sunt mediate pe o anumită grilă [186].

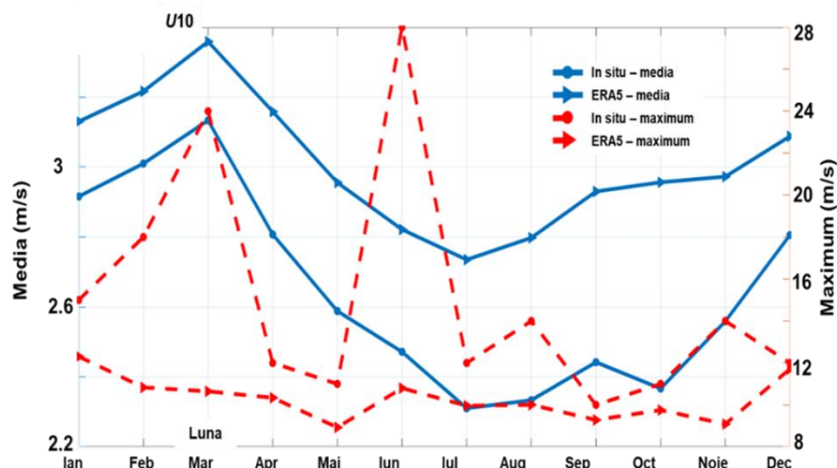


Figura 5.9. U_{10} – comparație directă între datele *in situ* și ERA5 pentru intervalul de timp 2001-2020, pentru Punctul A, unde: axa stângă – valori medii; axa dreaptă – valori maxime .

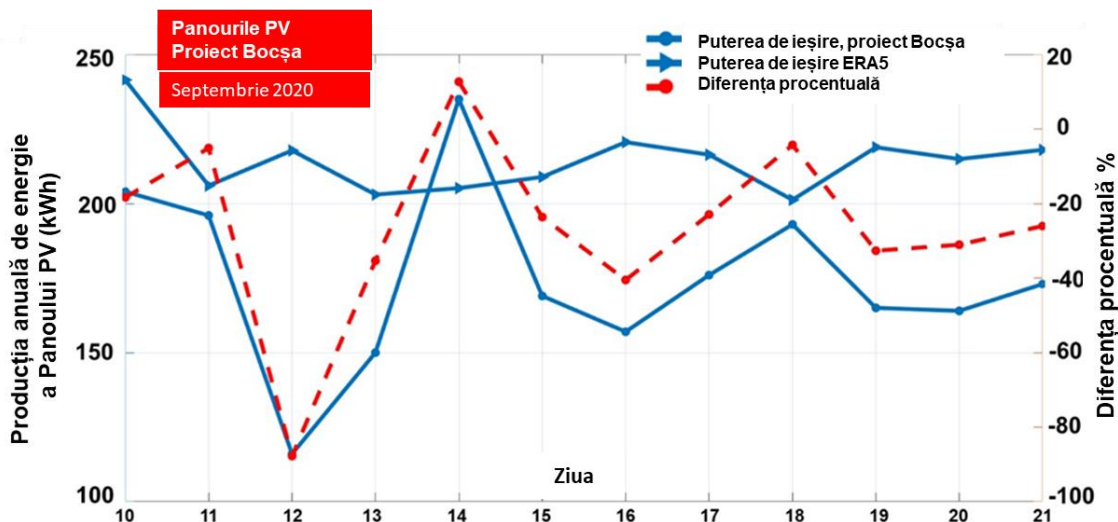


Figura 5.10. Comparare directă între producția de energie electrică raportată și producția teoretică bazată pe radiația solară totală conform datelor ERA5 pentru Punctul C, proiectul fotovoltaic Bocșa. Rezultatele au fost procesate pentru intervalul 10-21 septembrie 2020, unde pe axa din stânga este producția de energie electrică, iar în dreapta este diferența procentuală[175].

În Figura 5.10, s-au făcut măsurători între perioada 10 septembrie 2020 și 21 septembrie 2020 dintre datele înregistrate și datele ERA5 pentru Punctul 3, Bocșa, proiect fotovoltaic. Se observă o diferență procentuală accentuată în ziua de 11, 14 și 18 septembrie.

În funcție de luna luată în considerare, diferențele dintre cele două seturi de date sunt în intervalul [21,5- 31]%, valori mai mari fiind așteptate în timpul iernii. Se observă o evoluție diferită pentru datele de temperatură.

O analiză mai detaliată a parametrului U_{100} este prezentată în Figura 5.11, luând în considerare, de această dată, rozele vânturilor asociate fiecărui anotimp. Conform acestor informații, sectoarele nord și sud reprezintă direcția dominantă a vântului, cu mențiunea că sectorul nordic este definit de resurse eoliene mai energetice care depășesc frecvent 8 m/s. Fiecare anotimp este definit de caracteristici particulare, care de exemplu în cazul orelor de vară vor însemna o concentrare a vântului din partea de nord, care va ajunge la aproape 10% din întregul set de date. Pe măsură ce trecem la perioada de iarnă, se poate observa o prezență semnificativă a acțiunii vântului din sectorul de sud-vest, care va avea un impact asupra performanței unui anumit proiect eolian. Valorile de primăvară și toamnă se situează sub 5%, fiind de așteptat niște vârfuri energetice pentru sectorul nordic, unde pot apărea viteze ale vântului mai mari de 10 m/s. Comisia de Electrotehnică Internațională- IEC 61400, stabilește în detaliu cerințele pentru dezvoltarea și funcționarea unui anumit proiect eolian [187]. Printre diverși parametri, aceștia includ clasele de vânt IEC (de la 1 la 4), care sunt definite de viteza medie anuală specifică a vântului, și anume [188]: C1 (vânt puternic) – 10 m/s; C2 (vânt mediu) – 8,5 m/s; C3 (vânt slab) – 7,5 m/s; C4 (vânt foarte scăzut) – 6 m/s.

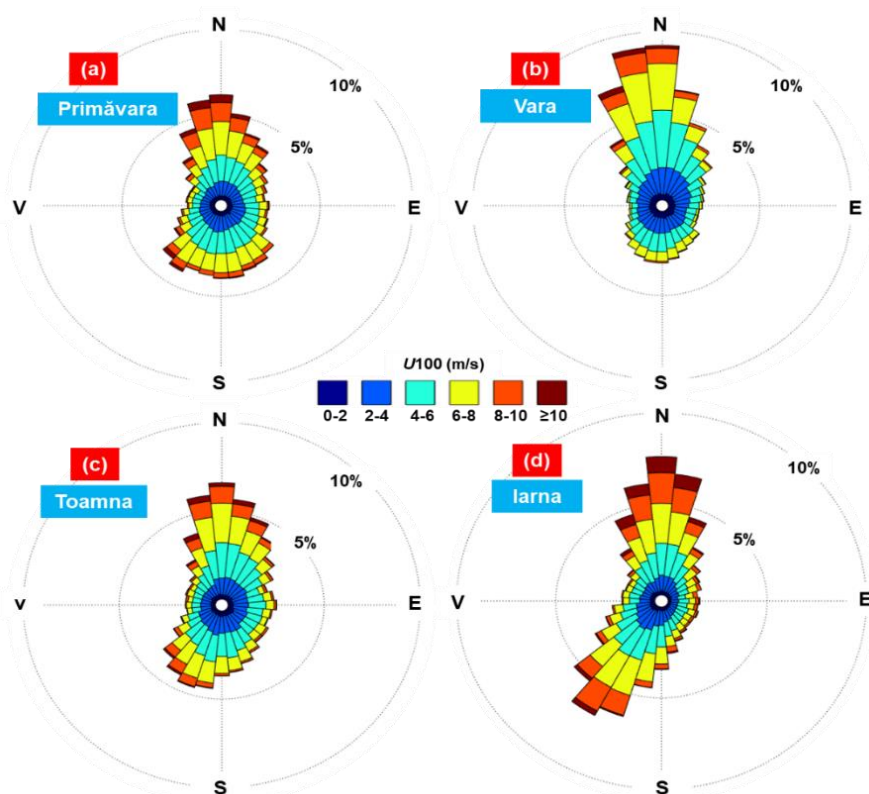


Figura 5.11. Roza vânturilor pentru lacul Brateș (punctul B) luând în considerare setul de date ERA5 (2001-2022). Distribuțiile sezoniere ale parametrului U_{100} sunt legate de: (a) martie-aprilie-mai; (b) iunie-iulie-august; (c) septembrie-octombrie-noiembrie; (d) decembrie-ianuarie-februarie [173].

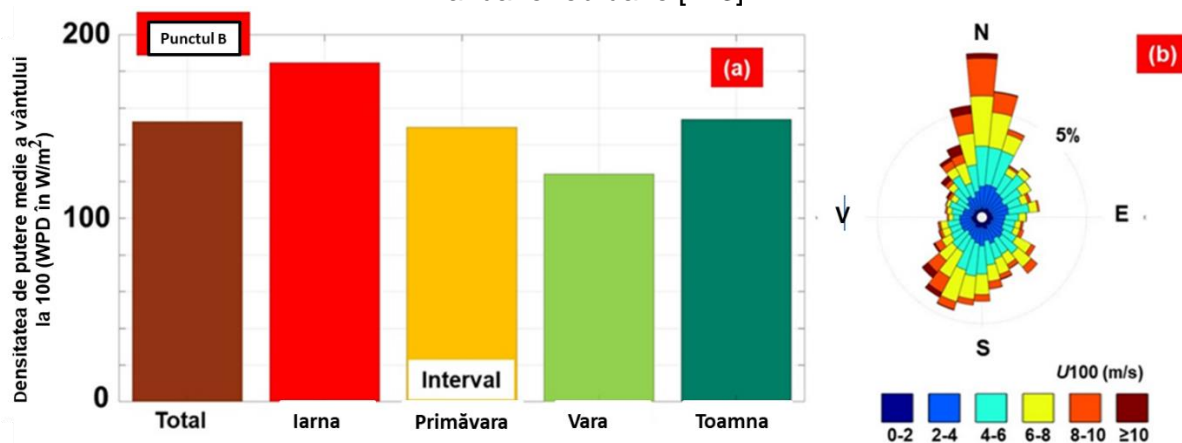


Figura 5.12. Profilul energiei eoliene corespunzătoare punctului B (Lacul Brateș) asociat datelor ERA5. Intervalul de timp este 2001-2020, unde: (a) distribuția sezonieră a densității de putere medie a vântului la 100 m înălțime (WPD); (b) roza vântului.

În Figura 5.12 este reprezentată densitatea de putere medie a vântului pe sezoane la 100 m înălțime (WPD) și roza vântului, observăm pe perioada de iarnă un WPD crescut, iar pentru roza vântului o creștere a valorilor de la 6 m/s la 10 m/s. Distribuția lunară a claselor de vânt, cu mențiunea că în selecția lor s-a luat în considerare doar viteza medie a vântului, fără a include detalii suplimentare, precum intensitatea turbulenței sau evenimentele de rafală pentru o perioadă de 50 de ani. Valorile din clasa 1 va reprezenta un scenariu potrivit pentru dezvoltarea unui proiect eolian. Pentru Lacul Brateș, aceste evenimente sunt mai frecvente în luna ianuarie, cu valori maxime de 6% (din valori lunare). Valorile cresc treptat pe măsură ce trecem de la C1 la C4, fiind de așteptat un maxim de 9% pentru clasa C2 (în martie și decembrie), 11% pentru clasa C3 sau 22% pentru clasa C4, în februarie și martie. Aceste

rezultate au fost calculate pe baza datelor asociate pragurilor indicate în ghidul IEC (menționat mai sus), ceea ce înseamnă că valorile lipsă (până la 100%) sunt legate de valorile U_{100} situate sub 6 m/s. Se poate estima că în timpul iernii o anumită turbină eoliană poate obține performanțe mai bune în comparație cu alte perioade de timp. Potențialul energetic solar poate fi indicat prin utilizarea radiației solare (W/m^2), fiind de așteptat ca un punct de referință definit de valori medii pe an de $140 W/m^2$ să prezinte interes pentru dezvoltarea unui proiect fotovoltaic [69]. În Figura 5.13 este reprezentată distribuția anuală a radiației solare (valori medii), unde lunile asociate au fost împărțite între fiecare anotimp. În perioada de primăvară (Figura 5.13 a), în luna martie pot fi obținute performanțe mai bune ale unui sistem fotovoltaic, cu un maxim de $275 W/m^2$ (în 2003), dar în unele cazuri de exemplu în luna aprilie (în anul 2020), e posibil să devină mai semnificative, cu un vârf de $245 W/m^2$. Trecând la sezonul de vară (Figura 5.13 b), se poate observa vârfuri de $294 W/m^2$, dar și fluctuații interanuale semnificative care sunt în intervalul (19,3-20,4)%. În timpul toamnei (Figura 5.13c), valorile scad treptat pe măsură ce mergem spre noiembrie, fiind așteptată o valoare minimă de $48,4 W/m^2$. Valorile obținute sunt relativ constante, unele vârfuri energetice de $193 W/m^2$ și $132 W/m^2$ fiind sesizate în septembrie (2012) și, respectiv, octombrie (2022). După cum s-a observat, în timpul iernii (Figura 5.13d) valorile asociate lunilor decembrie și ianuarie nu depășesc $70 W/m^2$, fiind așteptate valori mai mari din februarie care se situează în intervalul $74,6 - 116 W/m^2$.

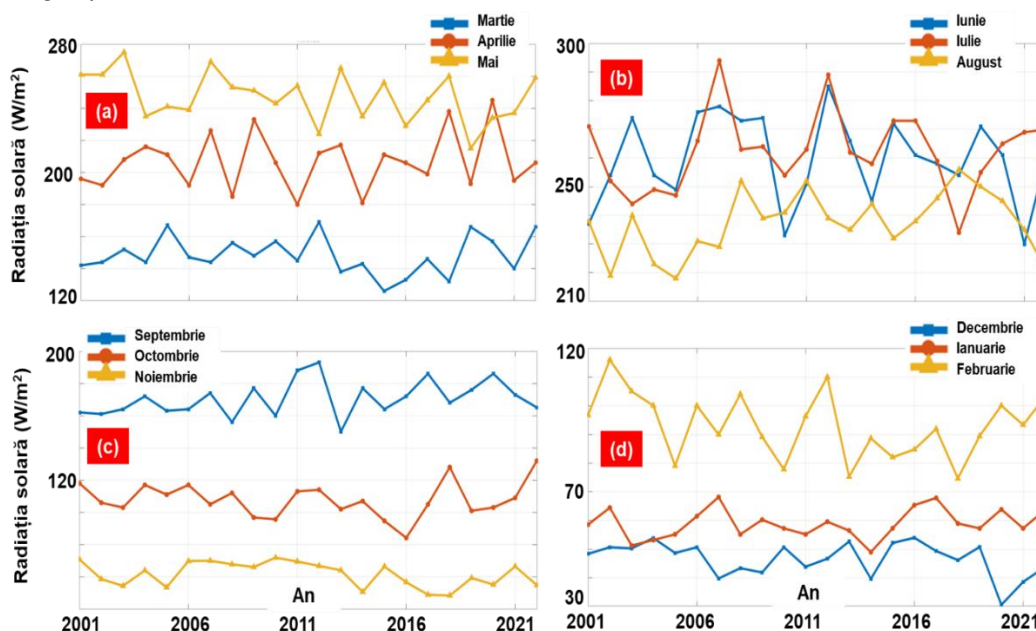


Figura 5.13. Lacul Brateș, punctul B – radiația solară (în W/m^2), corespunzătoare setului de date ERA5, calculată pentru intervalul de timp 2001-2022. Valori medii asociate cu: (a) primăvara; (b) vara; (c) toamna; (d) iarna [64].

O analiză mai detaliată a radiației solare este evidențiată în Figura 5.14, luând în considerare toate combinațiile orare/lunare. Un vârf maxim de $725 W/m^2$ este observat în intervalul iunie-august, în timp ce, așa cum era de așteptat, în timpul nopții, energia solară nu va genera energie electrică. Intervalul de timp noiembrie-februarie este cel mai puțin energetic, cu valori care nu depășesc vârfuri de $368 W/m^2$. Orezile de vară prezintă cele mai bune resurse solare, care pot fi clasificate în trei intervale: a) 06-07 AM și 04-05 PM - radiația solară $< 340 W/m^2$; b) 07-08 AM și 03-04 PM radiația solară $< 490 W/m^2$; c) 08:00-15:00 - radiație solară între 490 și $725 W/m^2$. Pe lângă evaluarea resurselor, cercetarea propune identificarea performanței așteptată a unor sisteme solare și eoliene care pot funcționa în apropierea Lacului Brateș.

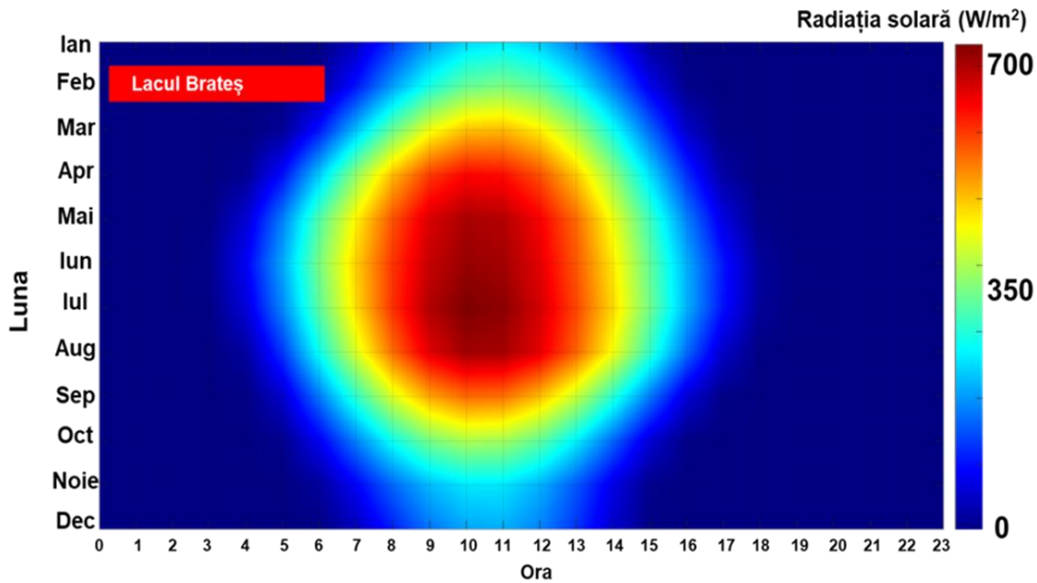


Figura 5.14. Lacul Brateș – Punctul B, distribuția radiației solare pe luni și ore, conform setului de date ERA5 (interval 2001-2022) – valori medii [70]

În Tabelul 5.5 s-au estimat diferite înălțimi ale axului turbinelor. Deși turbinele T2 și T4 au aceeași capacitate nominală și înălțimi relativ apropiate ale axului operațional, producția AEP este influențată semnificativ de faptul că T4 are cea mai mică viteză nominală a vântului (11 m/s) dintre toate generatoarele considerate. Un alt dezavantaj al turbinei T2, este legat de valoarea mai mare a limitei de cuplare (4 m/s), care, de exemplu, în cazul turbinei T3 este asociată cu 2 m/s.

Tabelul 5.5. Factorul de capacitate (%) al turbinelor eoliene așteptat pentru zona Lacului Brateș. Rezultate bazate pe datele ERA5 (2001-2022) luând în considerare diferite înălțimi ale turnului.

Turbina	Înălțimea turnului turbinei (m)											
	67	75	78	80	85	90	95	98	100	105	108	138
T1		11,91							12,68			
T2				11,71			12,2			12,49		
T3			17,82		18,08			18,53			18,83	19,61
T4	19,64		20,24			20,81			21,23			

Din tabel se poate observa că turbina T4 este singura care depășește 21%, atingând un maxim de 21,23%. Pe o parte opusă putem găsi turbina T2 care pentru o înălțime a axului de 80 m se poate aștepta un factor de capacitate minim de 11,71%. Turbina T3 prezintă valori în intervalul 17,82 și 19,61%, comparativ cu turbina T1, la care se poate atinge un maxim de 12,68%. Deși turbina T3 este definită a fi cu cea mai înaltă înălțime a axului (138 m), o astfel de soluție nu este justificată, ținând cont că se poate obține un AEP maxim de 3,44 GWh. Această valoare este relativ apropiată de cea așteptată de la o turbină T4, care poate funcționa la o înălțime mult mai mică a axului (de exemplu, 67 m). Producția AEP a acestor sisteme funcționează în intervalul: T1 – 2,61 GWh și 2,78 GWh; T2 – 2,05 GWh și 2,19 GWh; T3 – 3,12 GWh și 3,44 GWh; T4- 3,44 GWh și 3,72 GWh.

Rezultatele prezente sunt în concordanță cu factorul de capacitate mediu menționat pentru alte zone *onshore* europene [71], care indică valori în intervalul 20 % și 30%. Industria eoliană *onshore* evoluează foarte rapid, inclusiv apariția unor generatoare de mare capacitate. Pentru a anticipa implementările unei turbine eoliene de 6,2 MW în vecinătatea orașului Galați, a fost luată în considerare pentru evaluare performanța turbinei Vestas V162-6,2 MW, care a fost deja implementată în unele zone din România.

Din informațiile oficiale furnizate de producătorul Vestas lipsește valoarea nominală a vitezei vântului asociată acestui generator, iar pentru simplitate au fost presupuse două valori

(11 m/s și 12 m/s). Acest lucru este în conformitate cu tendința din acest sector, de a reduce viteza nominală a vântului pentru a obține performanțe mai bune [72].

În Figura 5.15 este prezentată performanța sistemului Vestas V162, luând în considerare toate scenariile posibile (înălțimile axului și vitezele nominale ale vântului).

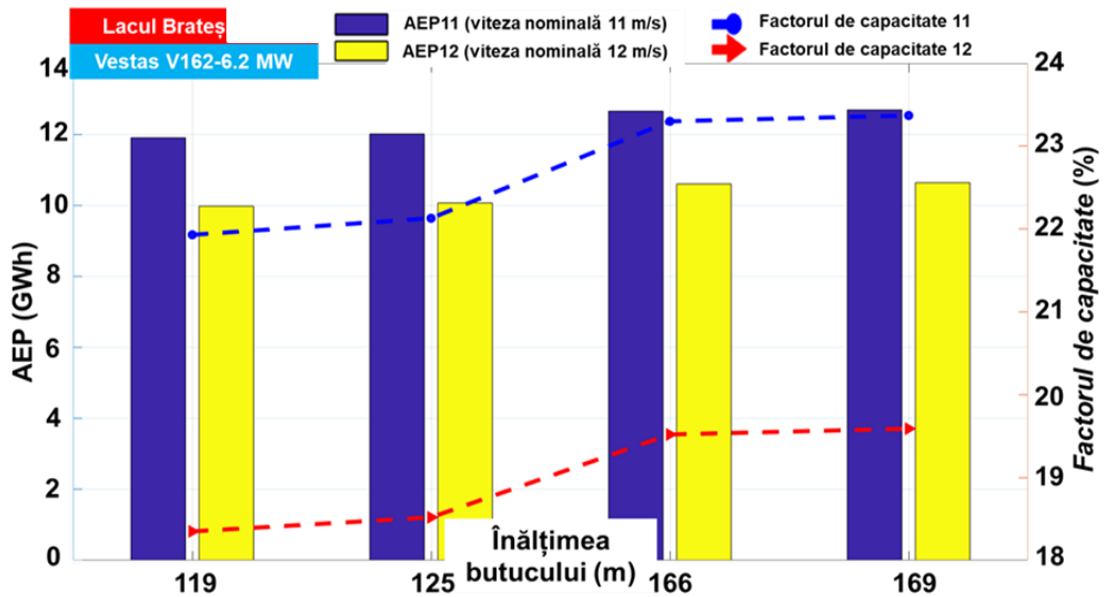


Figura 5.15. Performanța sistemului Vestas V162-6.2 MW pentru locația Brateș, conform datelor ERA5 (pentru intervalul de timp 2001-2022). AEP și factorul de capacitate sunt estimate pentru diferite înălțimi ale axului și viteze nominale ale vântului 11 m/s și 12 m/s ale acestei turbine .

Așa cum era de așteptat, performanțe mai bune sunt asociate cu o viteză nominală de 11 m/s, valorile AEP mergând de la 11,91 GWh la 12,69 GWh în funcție de înălțimea axului considerat (de la 119 m la 169 m). Pentru același scenariu, factorul de capacitate pleacă de la 21,93% și ajunge la maximum 23,3%, pentru înălțimi de ax care depășesc 166 m. Pentru o turbină eoliană care funcționează la viteza nominală de 12 m/s, performanțele scad cu 16,3% în cazul AEP și factorului de capacitate [72]. În Figura 5.22 este prezentată producția AEP a celor patru panouri solare indicate în Tabelul 5.5, pentru care suprafața de apă acoperită de sistemele FPV a fost crescută treptat de la 10% la 40%.

Producția de AEP crește treptat odată cu suprafața acoperită, pornind de la un minim de 475 GWh în cazul panoului solar P1 (10% suprafață) și atingând un maxim de 2372 GWh pentru sistemul P4 (40% suprafață) care este definit și de cea mai mare capacitate de producție a unei singure unități (540 W). Un astfel de proiect ar putea asigura, la scară anuală, următoarea producție medie de energie electrică, dacă se acoperă suprafața cu: a) 10% – 475 GWh până la 593 GWh (de la P1 la P4); b) 20% – 950 GWh până la 1186 GWh; c) 30% – 1425 GWh până la 1779 GWh; d) 40% – 1900 GWh până la 2372 GWh. Un scenariu de 40% (8 km²) este greu de obținut, deși în lucrări similare sunt propuse scenarii care implică zone de apă care depășesc 20 km² din care se poate obține o energie solară de 7434 GWh [195].

În Figura 5.16 este reprezentată radiația solară incidentă pe o suprafață pentru punctul B, calculat pentru intervalul de timp 2001-2020, conform setului de date ERA5, rezultatele indică pentru media anuală valori crescute de peste 165 W/m² în anul 2007 și 2011, iar pentru media lunară valori maxime în lunile iunie și iulie de peste 250 W/m².

Un alt obiectiv al prezentei lucrări este legat de impactul unui proiect FPV asupra evaporării apei din Lacul Brateș. Figura 5.24 prezintă o astfel de analiză, unde evaporarea naturală din această zonă (fără FPV) a fost estimată pe baza datelor ERA5 și a Ecuației 5.6. La scară anuală (Figura 5.17a) există fluctuații semnificative, fiind preconizate valori minime de $1,02 \times 10^7$ m³ și vârfuri de $1,36 \times 10^7$ m³ în anii mai călduroși (ca de exemplu 2017). În ceea ce privește proiecția lunară (Figura 5.24b), în lunile iunie și iulie este posibil să se atingă un

vârf de evaporare de $4,37 \times 10^7 \text{ m}^3$, față de doar $0,43 \times 10^7 \text{ m}^3$ așteptat pentru perioada de iarnă.

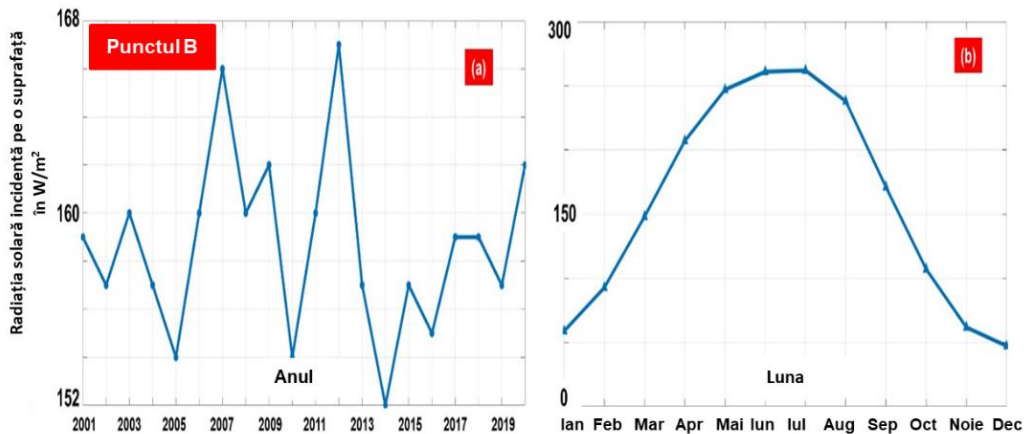


Figura 5.16. Radiația solară totală (în W/m^2) pentru punctul B, calculată pentru intervalul de timp 2001-2020, conform setului de date ERA5. Rezultatele indicate în termeni de: (a) medie anuală; (b) media lunară.

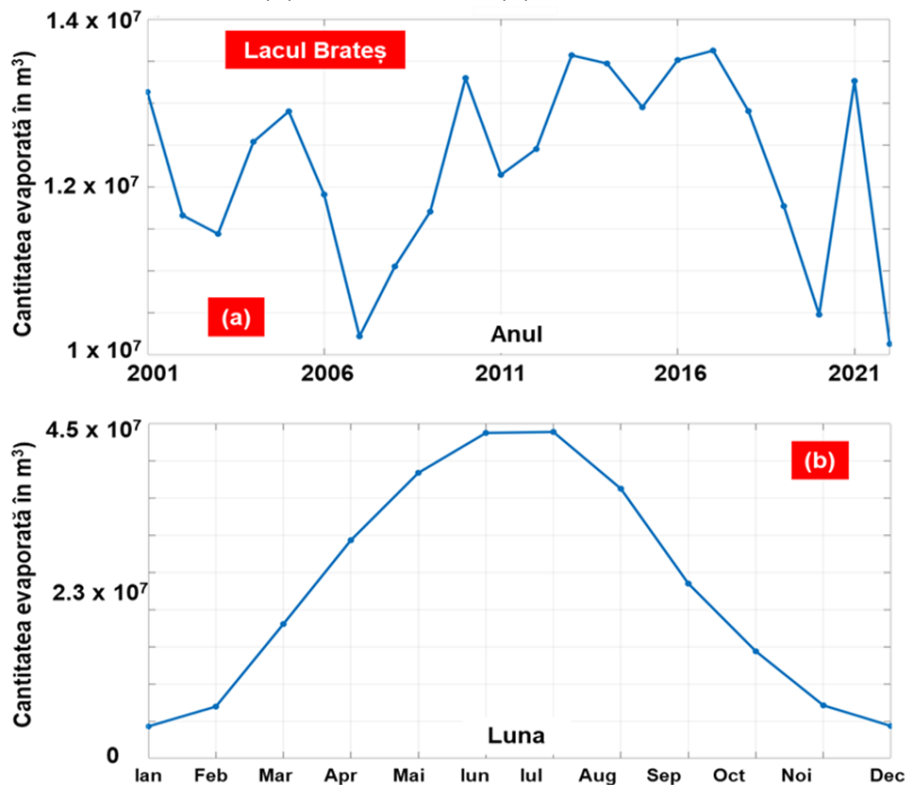
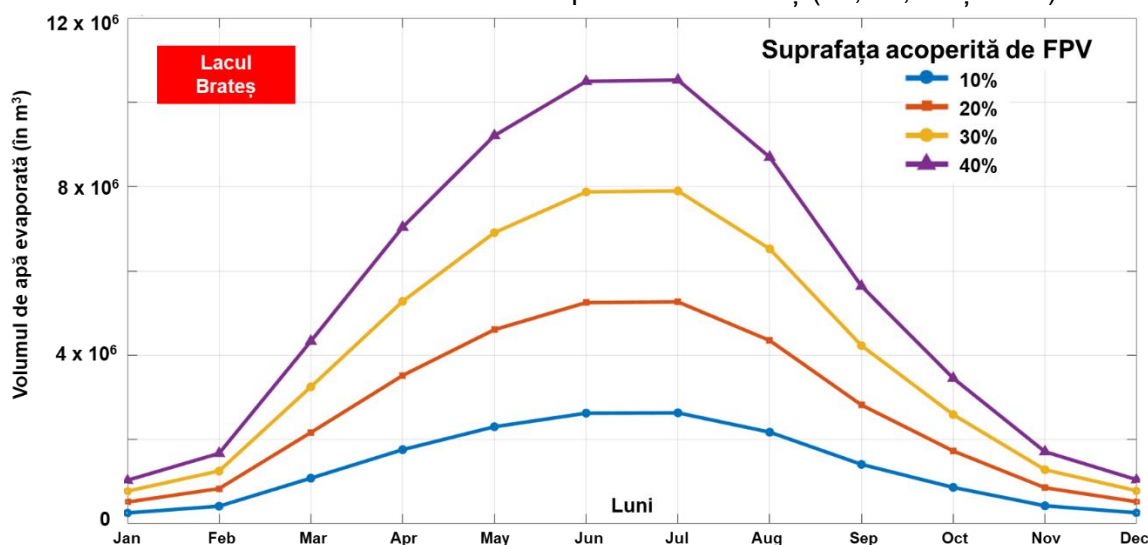
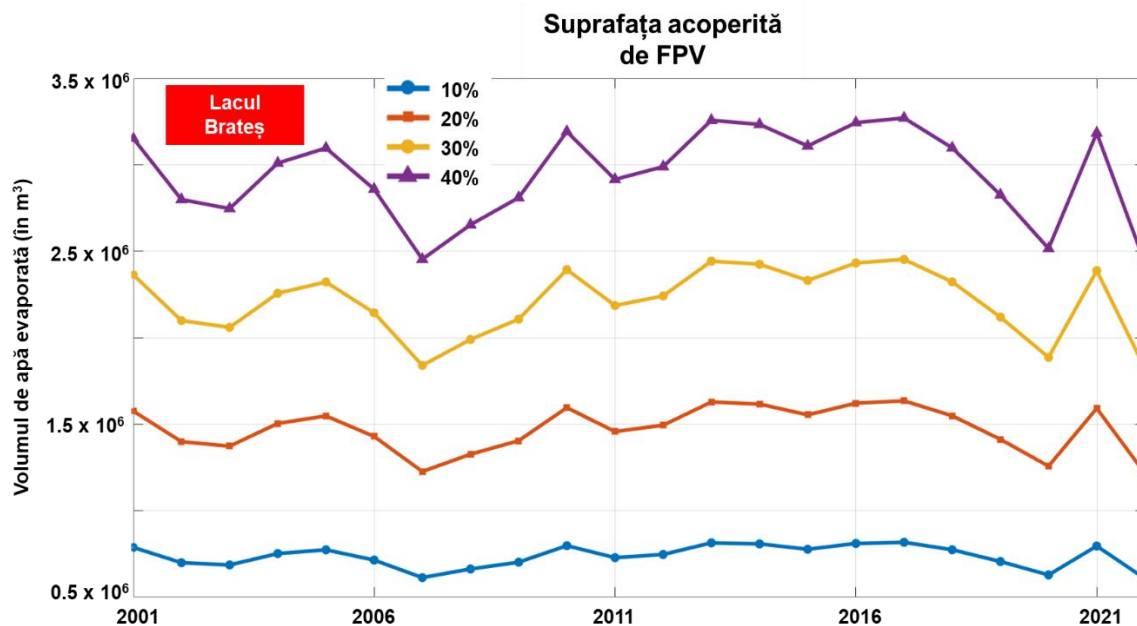


Figura. 5.17. Evaporarea apei (în m^3) estimată pentru întreaga zonă a Lacului Brateș pe baza datelor ERA5 (2001-2022).

În Figura 5.18 este prezentat volumul de apă preconizat economisit prin prezența unui proiect FPV care poate funcționa pe Lacul Brateș, având în vedere distribuția anuală. Conform acestor rezultate, valorile merg de la minim $0,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ în cazul scenariilor de 10% și pot atinge un maxim de $3,27 \times 10^6 \text{ m}^3$ pentru scenariul de 40%. O analiză similară a fost realizată în Figura 5.19, luând în considerare de această dată distribuția lunară. Un scenariu care implică o fermă de 10% FPV, poate reduce evaporarea apei cu valori în intervalul $0,25$ și $2,62 \times 10^6 \text{ m}^3$, crescând treptat până la maxim $5,24 \times 10^6 \text{ m}^3$ (pentru 20%), $7,87$ și $10,49 \times 10^6 \text{ m}^3$ pentru Scenarii de 30 și 40%. Comparând acest număr cu volumul de apă preconizat economisit de o fermă FPV care operează pe lacul Brateș, putem observa că, în medie, un

scenariu de 10% poate asigura suficientă apă pentru 3,42 km² de culturi agricole, valori care cresc până la 13,71 km² în cazul unui scenariu de 40%.



5.3 Concluzii

În teza de față s-a oferit o perspectivă generală a beneficiilor care pot fi obținute în urma implementării mai multor proiecte din surse regenerabile, care pot fi dezvoltate în partea de sud-est a României. Obiectivul principal a fost estimarea performanței unor panouri PV pentru o fabrică care deja funcționează în vecinătatea orașului Galați, dar și în regiunea Caraș-Severin. Rezultatele indică faptul că un astfel de proiect amplasat pe acoperișul acestor fabrici, nu poate acoperi cererea industrială de energie electrică în totalitate, în special în timpul iernii, când radiația solară este mult mai mică. Rezultatele raportate indică cel mai bun scenariu (CLRSKY), iar în cazul valorilor (ALLSKY), care includ acoperirea norilor, rezultatul așteptat poate scădea semnificativ. În ceea ce privește studiile de caz care implică turbine eoliene, s-a observat că partea de sud a zonei litorale românești dezvăluie un climat eolian mai atractiv. Au fost luate în considerare eoliene de ultimă generație, dar pentru Sf. Gheorghe și Vama

Veche dezvăluie o valoare mult mai mare decât cererea de energie, ceea ce a indicat că, probabil, va fi mai realist să luăm în considerare pentru implementare sisteme eoliene cu o capacitate nominală mult mai mică. Mergând spre punctul de referință Năvodari, se observă că pentru acest punct se poate avea o configurație de parc eolian care va fi mai potrivită pentru implementare, ținând cont că acest punct pare să dezvăluie cel mai scăzut potențial de energie eoliană al acestei zone de coastă. Județul Galați are un mare potențial de a deveni un *hot-spot* regional din punct de vedere al SRE, fiind de așteptat în viitorul apropiat dezvoltarea unui proiect eolian care să depășească capacitatea celui de la Fântânele-Cogealac, situat în vecinătatea acestei zone și care este printre cele mai mari parcuri eoliene operaționale pe uscat din Europa. Pe baza datelor ERA5 și a unor măsurători *in situ*, a fost identificată dinamica resurselor eoliene și solare din vecinătatea lacului Brateș, inclusiv evoluția altor parametri cheie (temperatura și evaporarea apei). Acest lac, deși se află într-o stare avansată de degradare, rămâne totuși unul dintre corpurile de apă importante din România și din regiune. Pentru această zonă, datele ERA5 reproduc destul de bine fluctuațiile lunare ale vitezei medii ale vântului (U_{10}), în timp ce apar diferențe semnificative atunci când se discută despre valorile maxime. Din performanțele sistemelor regenerabile, evidențiem în mod clar producția AEP a sistemului Vestas V162-6,2 MW care se preconizează a fi instalat în această regiune. Un obiectiv al planului REPowerEU este implementarea mai multor soluții fotovoltaice plutitoare în mediul marin sau pe lacuri, pentru a crește producția de energie electrică și pentru a reduce evaporarea apei. În acest context, suprafața lacului Brateș (20 km^2) a fost calculată ca fiind acoperită de panouri solare în %, procentul considerat variind de la 10 % la 40% acoperire. Pe lângă producția de energie electrică, s-a constatat că dacă doar 10% din această suprafață ar fi acoperită, se va putea salva și asigura suficientă apă dulce pentru aproape $3,5 \text{ km}^2$ de teren agricol.

Capitolul VI Evaluarea resurselor energetice eoliene de la țărm spre larg în România

6.1 Evaluări ale energiei eoliene pe litoralul de nord al României, bazate pe date de reanaliză și *in situ*, pentru o perioadă de 20 de ani

Datorită faptului că viteza vântului tinde să crească pe măsură ce trecem de la țărm spre larg, am stabilit că scopul acestei lucrări este să analizeze a unui sector din preajma litoralului românesc situat în apropierea Deltei Dunării. Au fost analizate o serie de date pe parcursul a 20 de ani de observații *in situ* (2001–2020) și date de reanaliză (ERA5 și MERRA-2) a condițiilor locale de vânt, care au fost evaluate din punct de vedere meteorologic și din punct de vedere regenerabil. Această evaluare include două puncte de referință aflate pe uscat (Galați și Tulcea), un punct situat în apropiere de litoral, și anume Sulina, și două puncte de referință *offshore* definite la 64 km și 126 km de coastă.

Pentru anul 2020, sectorul energiei eoliene ar avea o capacitate instalată de 3.029 MW, care acoperă aproape 12% din totalul consumului energetic electric al României. Cu toate acestea, este de așteptat ca această contribuție să se ridice la aproape 35% până la sfârșitul anului 2030 [33]. Cu siguranță, din această regiune putem menționa ferma de vânt de la Fântânele-Cogealac, cu o investiție de peste 1,1 miliarde euro și o capacitate de 600 MW (120 de turbine), care este unul dintre cele mai importante proiecte din Europa. Cu o producție de energie de 255,970 MW/h în 2010, societatea de exploatare a ajuns la un pas important, obținând cu acest proiect o pondere totală de 35,50% din toate certificatele verzi ale României [73]. Cu toate acestea, pe termen lung, zonele *offshore* par a fi mai promițătoare cu privire la potențialul energiei eoliene. În plus, în acordul „*Green Deal*” promovat de Uniunea Europeană, energia eoliană *offshore* este considerată un pilon major și se estimează că va atinge o capacitate instalată de 60 GW și 300 GW până în anii 2030 și, respectiv, anul 2050 [56]. În toată zona Mării Negre, partea de nord-vest prezintă mai mult interes pentru sectorul eolian *offshore* deoarece este definit de resurse eoliene mai energetice.

Pe parcursul iernii, această zonă este definită de o putere medie a vântului de 823,4 W/m² care pot crește cu ușurință până la 857,2 W/m² în viitorul apropiat (2021–2050) [74]. Aceste rezultate sunt confirmate și în studiile anterioare în care a fost evidențiată partea de vest a acestei mări ca sursă importantă de energie eoliană și a valurilor [74].

Există o distincție clară între *onshore* și *offshore*, distribuția vântului, indicând valori mult mai mari, care pot atinge până la 8,76 m/s în timpul iernii. S-a mai indicat că viteza vântului începe să se stabilizeze sau să fie în ușoară scădere pe măsură ce se ajunge la limita de est a României, zonă economică, situată la 180–260 km de linia țărmului [56].

Din comparația datelor ERA5 cu măsurătorile *in situ*, s-a constatat că datele de reanaliză subestimează condițiile vântului de pe uscat cu cel puțin 11%, acest *bias* (eroare sistematică) crește pe măsură ce se merge spre țărm [75].

Un alt obiectiv este și evaluarea influenței acestora asupra performanței unei turbine eoliene generice. Din moment ce unele măsurătorile vor fi utilizate, ca obiectiv secundar, acuratețea seturilor de date de reanaliză vor fi discutate la nivel general luând în considerare diverse perioade de timp.

În Figura 6.1, este reprezentată structura generală a lucrării de față, în timp ce în Figura 6.2 este evidențiată zona țintă, care acoperă partea de nord-est a României, mai exact regiunea Galați-Tulcea și, de asemenea, zona *offshore* situată în fața Deltei Dunării. Caracteristicile profilului vântului din acest mediu vor fi evaluate luând în considerare mai multe puncte de referință situate pe mal (Galați, Tulcea și Sulina) și de asemenea prin adăugarea a două puncte din zona *offshore* (O1 și O2).

În acest moment, trebuie subliniat faptul că, din cercetările făcute de până acum, aceasta este prima lucrare științifică în România, în care acuratețea diferitelor date de reanaliză cu privire la viteza vântului, sunt prelucrate pentru acest mediu și sunt discutate comparații directe cu măsurătorile *in situ* (serie de timp).

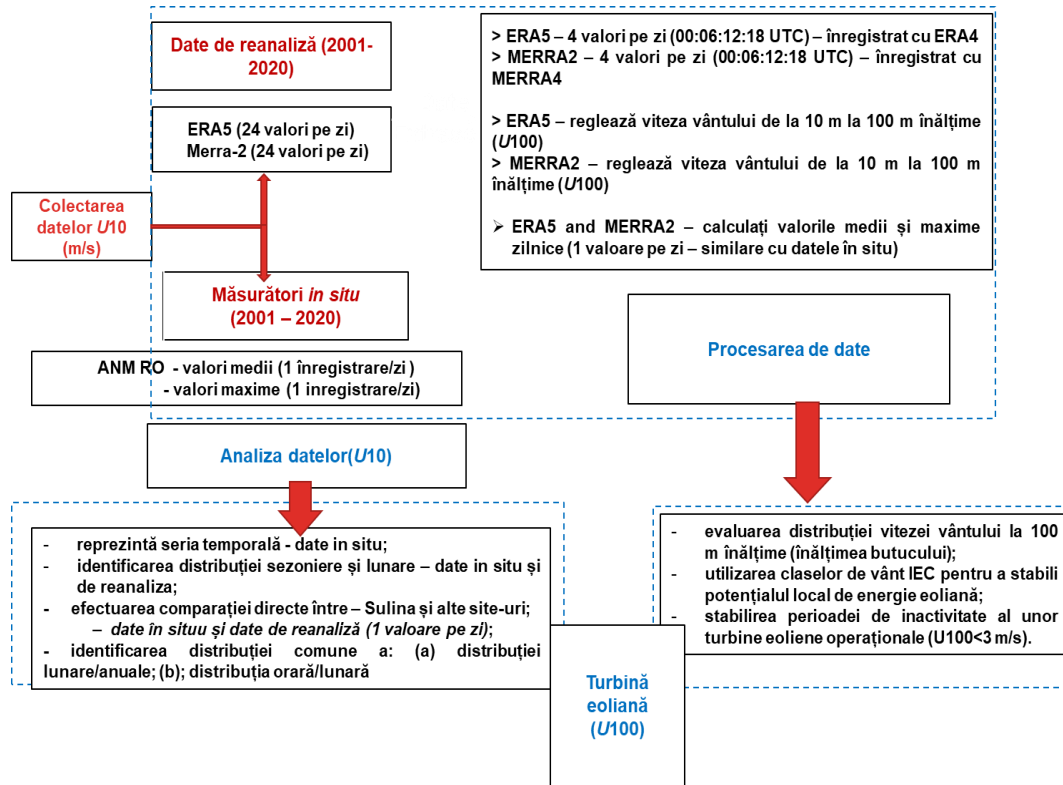


Figura 6.1. Organigrama cercetării curente, care reprezintă principalele activități legate de prelucrarea datelor, analiza datelor și, respectiv, evaluarea turbinelor eoliene [76].

În Figura 6.2b, mai multe detalii cu privire la acestea sunt prezentate puncte care sunt de la o altitudine de 72 m (Galați) la o adâncime a apei de 171 m (punct O2). În comparație cu punctul Sulina (situat în apropierea țărmului), punctul O2 este situat la o distanță de 126 km, fiind depășit de punctul Galați cu 140 km, mai departe de țărm.

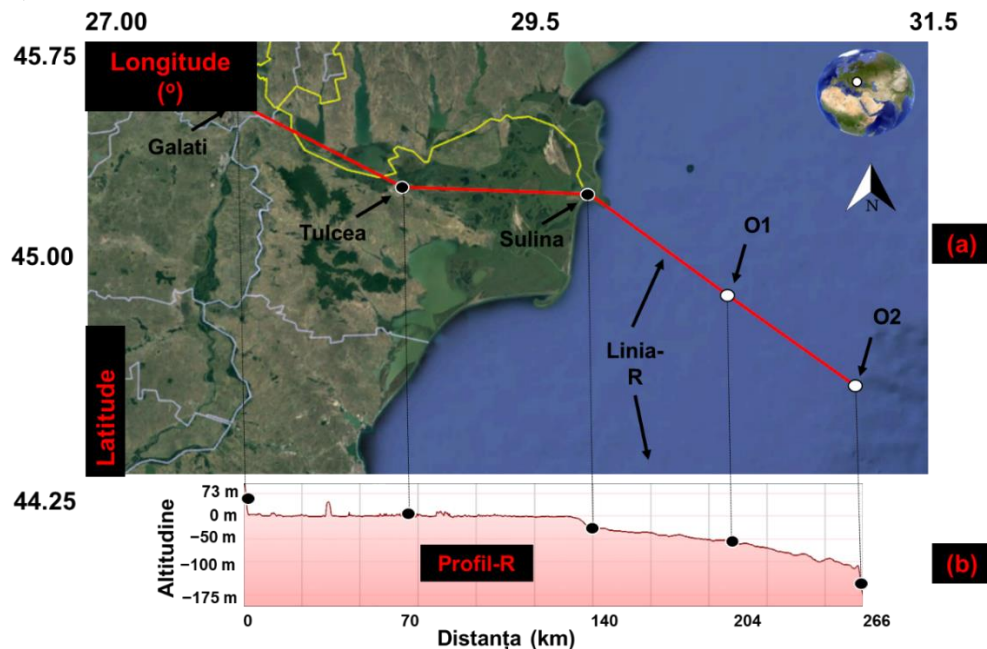


Figura 6.2. Zona de coastă nordică a României, unde: (a) reprezintă amplasarea punctelor de referință; (b) profilul-R, inclusiv detalii legate de cota și distanțele dintre puncte. Informații sunt prelucrate din Google Earth 2022 [76]

Vor fi luate în considerare mai multe seturi de date pentru zone diferite. Pentru punctele situate *onshore* (Galați, Tulcea și Sulina), sursa primară de date este legată de măsurătorile *in situ*, corespunzătoare vitezei vântului înregistrată la o înălțime de 10 m (notat în continuare cu U_{10}). Aceste măsurători sunt furnizate de Administrația Națională de Meteorologie a României [213], acoperind un interval de timp de 20 de ani (ianuarie 2001–decembrie 2020) a valorilor medii și maxime, cu o eșantionare de (1 valoare pe zi).

În Tabelul 6.1 sunt reprezentate punctele de referință alese pentru studiu, parametrul U_{10} media și maxima unei zile pentru măsurătorile *in situ*, iar pentru datele ERA5 și MERRA-2 24 de valori pe zi, o valoare pe oră și 4 valori pe zi la intervale orare diferite.

Tabelul 6.1. Detalii privind datele și punctele considerate pentru această analiză a datelor ERA5 cu măsurătorile *in situ* [76].

Date de vânt	Punctele de referință	Intervalul de timp	Parametri	Rezoluția Spațială (Lat/Long)
Măsurători	Galați, Tulcea, Sulina	Ianuarie 2001–Decembrie 2020	U_{10} — media și maxima (1 înregistrare pe zi) (1 înregistrare pe zi)	<i>In situ</i>
ERA5	Toate punctele	Ianuarie 2001–Decembrie 2020	U_{10} —24 de valori pe zi (1 valoare pe oră); U_{10} —4 valori pe zi (la 00:06:12:18 UTC)	$0,25^\circ \times 0,25^\circ$
MERRA-2	Toate punctele	Ianuarie 2001–Decembrie 2020	U_{10} —24 de valori pe zi (1 valoare pe oră); U_{10} —4 valori pe zi (la 00:06:12:18 UTC)	$0,5^\circ \times 0,625^\circ$

Întrucât această lucrare implică observații *in situ*, aceasta reprezintă o bună oportunitate de a evalua acuratețea setului de date pentru diferite scenarii (4 valori și 24 de valori). Indiferent de scenariul luat în considerare pentru comparație, datele de reanaliză au fost procesate pentru a obține valori zilnice de viteze medii și maxime ale vântului (o valoare pe zi - asemănătoare cu cele la fața locului sau *in situ*). O analiză directă cu măsurători *in situ* va fi efectuată luând în considerare două seturi de date, care acoperă 4 valori pe zi, notate cu 4 valori (notate cu MERRA4) sau 24 valori (MERRA24). Tabelul 6.2 oferă mai multe detalii cu privire la datele procesate.

6.2 Rezultate obținute în urma studiul energiei eoliene în zona litoralului de nord al României folosind datele de reanaliză MERRA-2 și ERA5

Un prim punct de vedere al resurselor eoliene locale este reprezentat în Figura 6.3 și Tabelul 6.2, unde au fost luate în considerare doar măsurătorile *in situ*. Din analiza seriilor de timp, putem observa clar că punctul Sulina (situat în apropierea țărmului) reprezintă mai multe resurse de energie a vântului, și mai consistente, decât în punctele de referință Galați și Tulcea. În ceea ce privește valorile medii, Sulina cu 6,02 m/s, a depășit cu mult doar o valoare medie a vitezei vântului de 2,64 m/s. Pentru punctele Galați și Tulcea, se poate observa seria temporală a celor două care este destul de asemănătoare.

Pentru a evidenția mai clar distribuția parametrului U_{10} , s-a aplicat un filtru de rulare pe timp de o lună (30 de zile) (doar pentru Figura 6.3), acesta fiind motivul de ce valorile statistice din Tabelul 6.2 pot indica un model diferit. Acesta este și cazul valorilor maxime, în cazul în care ocazional unele valori mari ale vântului pot apărea în apropierea punctului Galați (28,00 m/s).

Din analiză seriei temporale (Figura 6.3b), punctul Sulina se ridică cu valori mai mari, raportând constant valori de 8 m/s (indicator de mod), punctul Tulcea, care pentru a doua parte a timpului luat în considerare intervalul (2010–2020) indică valori mult mai mari decât la Galați. Pe baza acestor informații, se poate vedea clar că viteza vântului crește treptat de la uscat spre țărm, raportând un salt semnificativ la interfața mare-țărm a sectorului de nord al României.

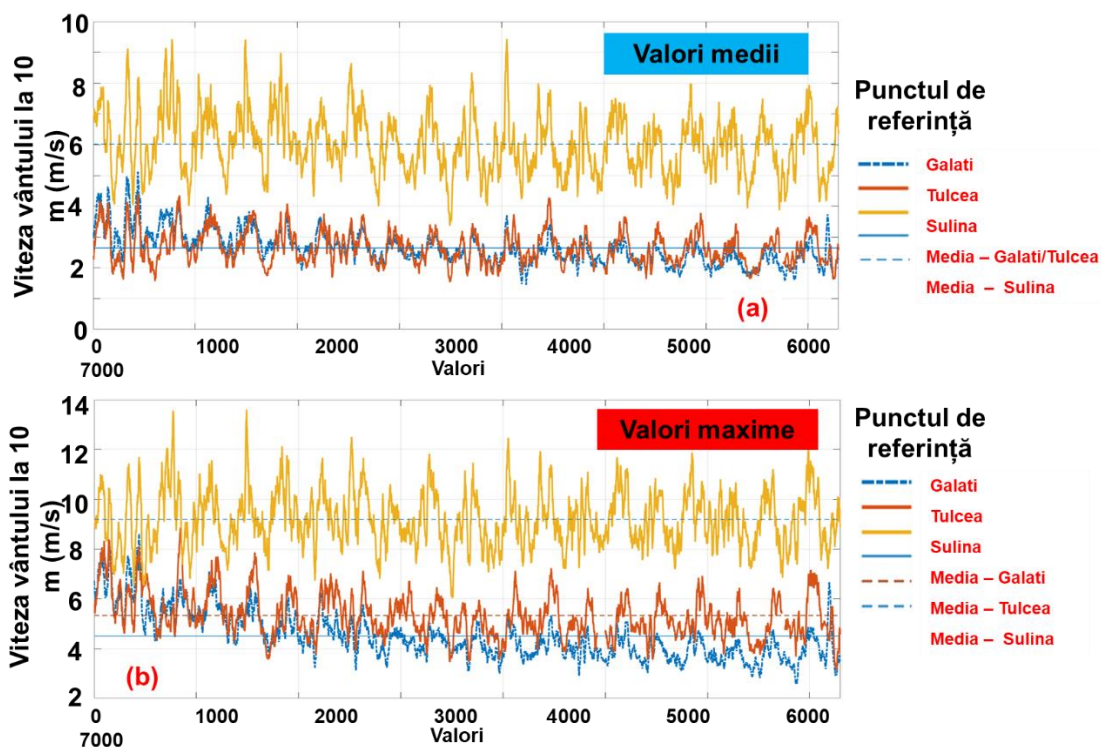


Figura 6.3. Măsurători *in situ* procesate pe o perioadă de 20 de ani din ianuarie 2001 și până în decembrie 2020. Viteza vântului (U_{10}) asociat punctelor de referință Galați, Tulcea și Sulina, unde: a) valori medii; b) valori maxime [76]

Tabelul 6.2. Analiza statistică a parametrului U_{10} înregistrat prin măsurătorile *in situ* pentru punctele Galați, Tulcea și Sulina. Rezultatele sunt disponibile pentru intervalul de timp de 20 de ani din ianuarie 2001 până în decembrie 2020.

Punctul de referință	Valori			
	Media (m/s)	Maxim (m/s)	Viteza vântului (m/s)	
			Media	Max
Galați	2,64	28,00	2,00	4,00
Tulcea	2,65	16,00	1,8	4,00
Sulina	6,02	27,00	5,00	8,00

Figura 6.4, o analiză mai detaliată a observațiilor *in situ*, concentrându-ne de data aceasta pe sezoanele principale (MAM: martie–aprilie–mai; IIA: iunie–iulie–august; SON: septembrie–octombrie–noiembrie; DIF: decembrie–ianuarie–februarie). Pe timpul iernii (DIF), valorile medii ajung la o valoare maximă de 6,78 m/s lângă Sulina și la un minim de 2,28 m/s tot lângă Sulina în timpul verii (IIA). În ceea ce privește ora de vară, condițiile medii de pe punctul Galați depășesc puțin resursele eoliene de la Tulcea, atingând o valoare U_{10} de 2,91 m/s iarna. Când privește valorile maxime, Galațiul și Sulina sunt definite de condiții care pot depăși 25 m/s, care reprezintă operabilitatea limită pentru majoritatea turbinelor eoliene comerciale. Cu toate acestea, o investigație mai detaliată va fi necesară în vederea identificării apariției unor evenimente adverse de vânt care pot influența integritatea structurală a unui sistem eolian.

Folosind punctul Sulina oferă ca referință, diferența relativă a soldului, BRE (în %), pentru analiza *in situ* a fost calculată ca [77,78]:

$$BRE = \left(\frac{X_{baza} - X_{comparat}}{X_{baza}} \right) \quad (6.1)$$

unde, X_{baza} - măsurători *in situ* asociate cu punctul Sulina; $X_{comparat}$ - *in situ* măsurători asociate punctelor Galați/Tulcea.

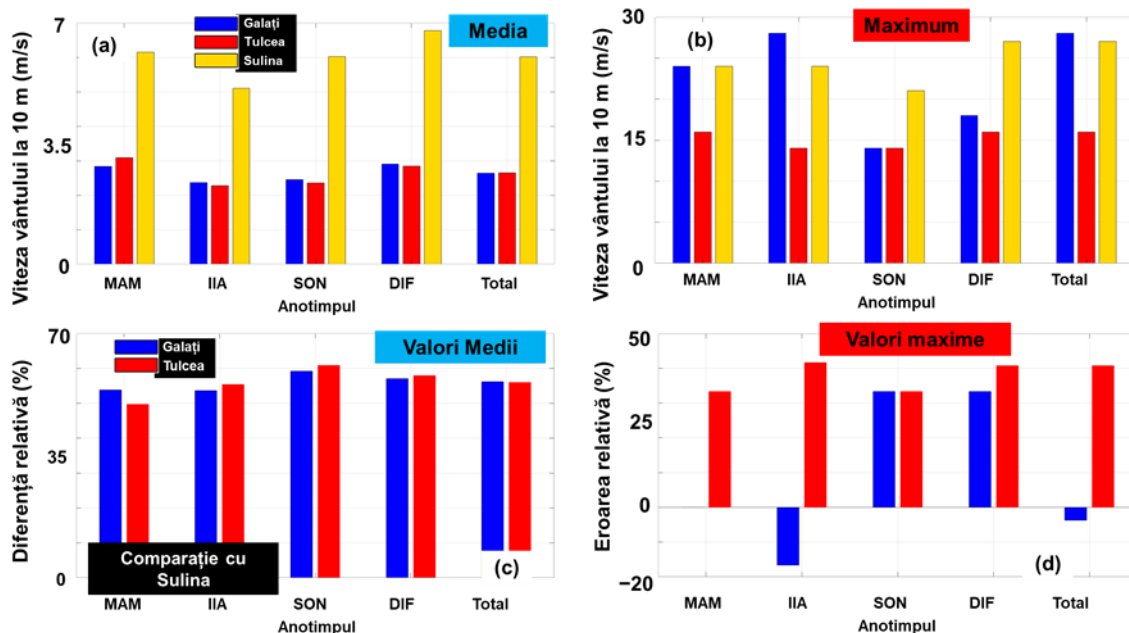


Figura 6.4. U_{10} rezultate statistice cu privire la toate anotimpurile. Valorile sunt asociate pe un interval de 20 de ani din ianuarie 2001 până în decembrie 2020, unde (a) valori medii, (b) valori maxime; (c, d) diferențe raportate la punctul Sulina calculate pe valori medii și maxime [79]

Această comparație este mai relevantă pentru valorile medii (Figura 6.4c), unde se poate observa că viteza vântului din Sulina arată diferențe mai consistente. De exemplu, în timpul sezonului de toamnă (SON), diferența maximă de 60,9% se observă din comparația cu Tulcea, în timp ce un minim de 49,8%, este observat, în timpul primăverii pentru același punct de referință.

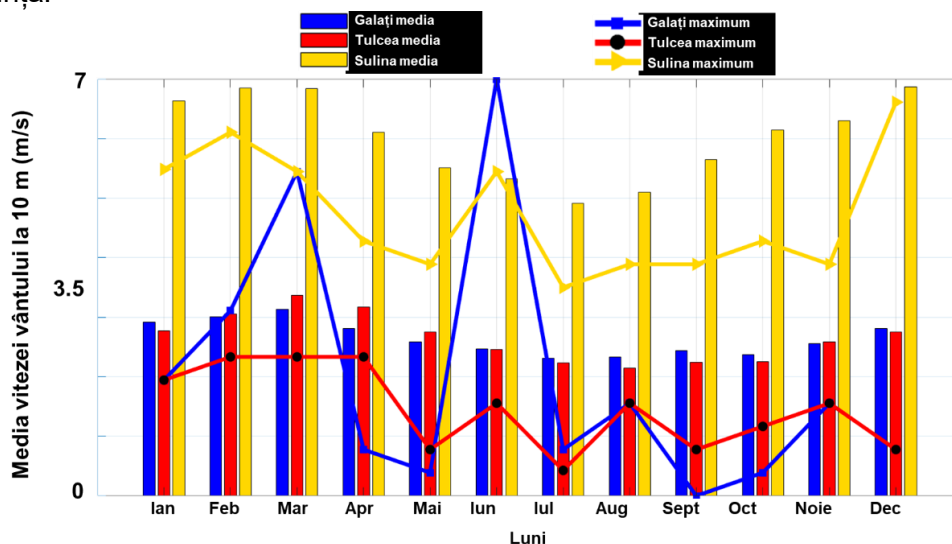


Figura 6.5. U_{10} , valori lunare corespunzătoare măsurătorilor *in situ* aferente pentru Galați, Tulcea și Sulina. Rezultatele statistice sunt procesate pentru un interval de timp de 20 de ani ianuarie 2001–Decembrie 2020, indicate în termeni de valori medii și maxime [79]

Distribuția lunară a condițiilor vântului este prezentată în Figura 6.5, inclusiv valorile medii (legenda din stânga) și maxime (legenda din dreapta). Valorile medii arată modelul sezonier al condițiilor, cu un minim în timpul verii și maxim în iarna. Pentru valorile maxime (reprezentare pe linie), există o distribuție aleatorie, cu vârfuri care apar pe parcursul întregului an, ceea ce, de exemplu, în cazul punctului Galați, poate merge până la 28 m/s (în iunie).

Acest lucru pare oarecum contraintuitiv, ținând cont că această valoare este raportată pe parcursul unei luni de vară, depășind și valoarea maximă asociată cu punctului Sulina (27 m/s în decembrie).

Există patru clase principale, sortate în funcție de viteza medie a vântului (10 m/s; 8,5 m/s; 7,5 m/s și 6 m/s), o zonă adecvată pentru un proiect de energie regenerabilă eoliană se va cerceta în vederea acoperirii claselor superioare de vânt. În plus, selectarea unei anumite turbine eoliene poate fi realizată conform unei anumite clase de vânt IEC.

Viteza inițială a vântului U_{10} a fost ajustată pentru o înălțime de 100 m, utilizând următoarea formulă [35,80]:

$$U_{100} = U_{10} \left(\frac{\ln(z_{100}) - \ln(z_{10})}{\ln(z_{10}) - \ln(z_0)} \right) \quad (6.2)$$

unde U_{100} - viteza vântului la 100 m (în m/s); U_{10} - viteza vântului la 10 m (în m/s); z_{100} și z_{10} - înălțimi de referință (100 m și 10 m); și z_0 - rugozitatea suprafeței mării.

Din informațiile furnizate în Figura 6.6, clasă IEC1 a fost observată o singură dată, doar în ultimii ani (2015–2020), cu mențiunea că în ultimii trei ani consecutiv valorile au depășit 10 m/s (februarie 2018, decembrie 2019 și 2020). În timpul anotimpurilor de iarnă, vară și toamnă prezența valorilor IEC2 și IEC3 este vizibilă, în timp ce în timpul verii majoritatea valorilor se încadrează în categoria IEC4 (sau mai jos). De regulă, clasa IEC4 nu este considerată a fi potrivită pentru dezvoltarea unui proiect eolian, fiind posibil să întâlnești aceste tipuri de condiții chiar și pe timpul iernii. Din acest punct de vedere, iulie reprezintă luna mai puțin energetică cu valori în intervalul 4,66–7,50 m/s. Per total, în ultimii ani, clasa IEC2 începe să devină mai frecventă, acest aspect fiind evidențiat de distribuțiile din martie și noiembrie. Distribuția de frecvență a claselor de vânt este prezentată în Figura 6.6, prin includerea tuturor seriilor de date de vânt disponibile raportate pentru intervalul de timp ianuarie 2001–decembrie 2020, incluzând și valorile medii și maxime. Pentru punctele de referință din Galați și Tulcea, valorile medii sunt concentrate în intervalul 3–10 m/s, în timp ce pentru Sulina există o distribuție constantă în intervalul 6–16 m/s și un interval de vârf pentru 16–17 m/s.

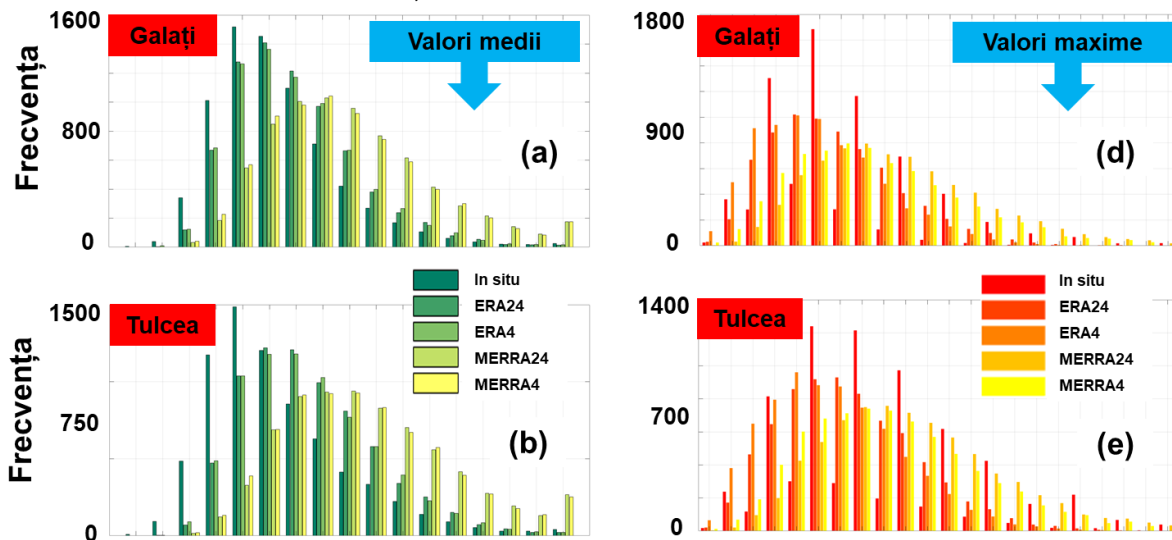


Figura 6.6. Distribuția de frecvență a parametrului U_{10} , indicată de seturile de date de vânt în punctele Galați, Tulcea și Sulina, cu ajutorul seturilor de date ERA5 și MERRA-2. Rezultatele sunt prelucrate pentru intervalul de timp de 20 de ani (2001–2020), fiind indicate pentru Galați, Tulcea și Sulina, unde: (a–c) valori medii; (d–f) valori maxime.

Din observațiile măsurătorilor pentru Galați și Tulcea, valorile medii, sunt mult mai mari pentru condițiile de vânt situate sub 6 m/s, după ce acest prag a fost constant sub distribuția indicată pentru datele de reanaliză. Pe măsură ce se trece la valorile mai mari, seturile de date MERRA supraestimează condițiile vântului, depășind și valorile ERA5. Pentru punctul Sulina (Figura 6.6c), ERA5 prezintă valori mult mai mari pentru interval 0–10 m/s și pare să subestimeze resursele eoliene pentru clasele mai mari de vânt. Din bazele de date luate în

considerare (24 de valori și 4 valori), pe zi se pare că în cele mai multe dintre cazurile din categoria celor 24 de valori oferă rezultate ceva mai mari, însă diferențele observate au fost destul de puține. Pentru valorile maxime din (Figura 6.6d–f) sunt date din măsurătorile *in situ*, fiind distribuite sub 10 m/s pentru punctele de pe uscat (Galați și Tulcea) iar pentru cazul Sulinei, peste 16 m/s.

O comparație directă între cele două seturi de date (24 de valori și 4 valori per zi) este prezentată în Tabelul 6.3, doar pentru date de vânt ERA5, unde pentru prima dată am a introdus punctele *offshore* O1, respectiv O2. După cum este indicat în Figura 6.8 de mai sus diferențele între valorile medii sunt destul de mici (aproape de zero), variații mai importante fiind luate în considerare prin valorile maxime (de exemplu, punctul O2) și parametrul mod, adică cel mai frecvent număr asociat cu un set de date (m/s).

Tabelul 6.3. Analiza statistică a parametrului U_{10} pe baza datelor procesate ERA5 pentru cei 20 de ani interval de timp: ianuarie 2001–decembrie 2020. Rezultatele acoperă două seturi de date, și anume: (*) toate valorile— 24 de valori pe zi; (**) 4 valori pe zi legate de 00:06:12:18 UTC.

Punct de referință	Set de date	Parametri			
		Media (m/s)	Maxim (m/s)	Abaterea standard (m/s)	Cea mai întâlnită valoare (m/s)
Galați	Toate valorile(*)	3,01	12,30	1,46	2,32
	4 valori (**)	3,03	11,70	1,47	2,21
Tulcea	*	3,29	13,70	1,58	3,00
	**	3,30	13,70	1,58	2,19
Sulina	*	4,62	17,10	2,17	2,46
	**	4,62	16,80	2,18	4,99
O1	*	6,17	22,7	2,94	5,95
	**	6,17	22,7	2,94	10,3
O2	*	6,13	25,30	2,93	3,86
	**	6,13	20,30	2,93	10,10

Distribuția orară a condițiilor de vânt (valori medii și maxime) este indicată în Figura 6.7, luând în considerare doar datele de reanaliză. În cazul valorilor medii, datele MERRA-2 indică în mod constant valori mai mari decât ERA5 pe parcursul întregii zile, și indiferent de zona luată în considerare. Pentru punctele Galați și Tulcea se va putea considera o turbină eoliană care performează mult mai bine în timpul zilei (07:00–16:00 UTC) atingând un vârf maxim în jurul orei 12:00 UTC. Cât despre Sulina, conform ERA5, apar resurse mai importante în timpul orelor 05:00 și 15:00 UTC.

Pe de altă parte, datele MERRA-2 indică valori U_{10} mai mari de 5,9 m/s în intervalul 05:00 și 10:00 UTC, în timp ce valorile scad sub 5,6 m/s în a doua parte a zilei (14:00–18:00 UTC). Din parcela care furnizează valori maxime (Figura 6.7b), există o distribuție constantă pe parcursul întregii zile, cu mențiunea că pentru punctul de referință Sulina, datele MERRA-2 sunt semnificativ mai mari în timpul primei părți ale zilei și scad treptat, de la 23 m/s la un minim de 18,2 m/s în apropiere de ora 13:00 UTC. În acest caz, valorile mai mici sunt indicate de setul de date ERA5 pentru Galați la țarm și Tulcea. Ca un pas următor, o evaluare mai detaliată a condițiilor vântului la o înălțime de 100 m (înălțimea axului) va fi efectuată utilizând numai setul de date ERA5, care pare să arate un rezultat mai bun cu măsurătorile *in situ* pentru două (din trei) stații *in situ*. Mai mult decât aceasta, datele ERA5 sunt frecvent utilizate pentru a evalua energia eoliană [81], arătând un nivel bun al observațiilor la scară globală [82].

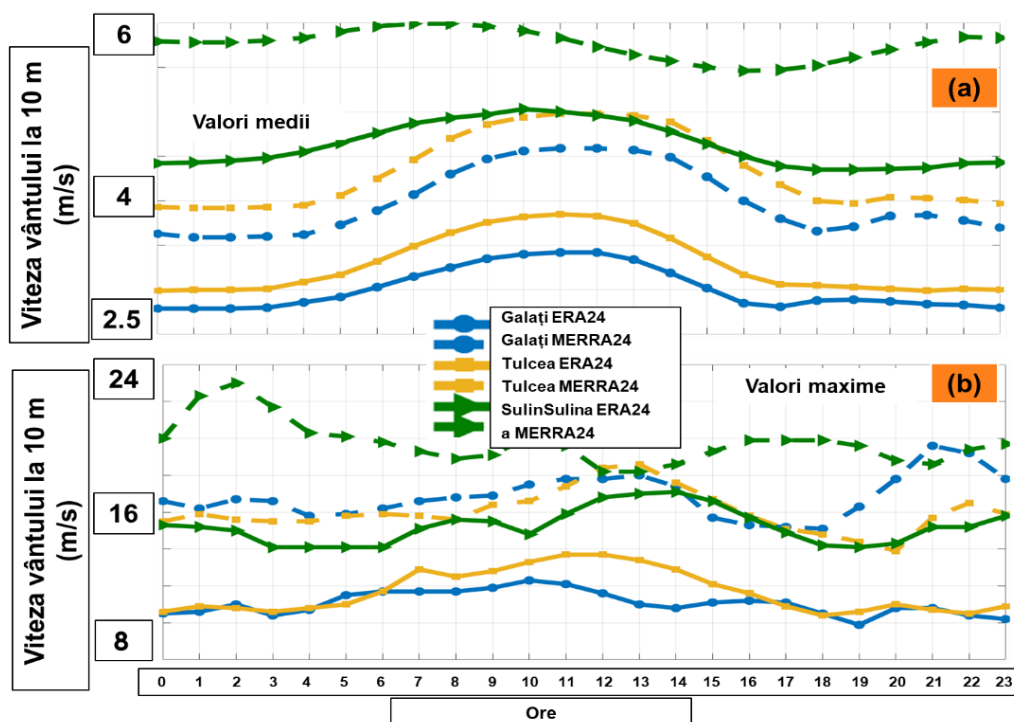


Figura 6.7. Distribuția orară a vitezei vântului, așa cum este indicată de date de reanaliză (ERA5 și MERRA-2), pentru punctele de referință Galați, Tulcea și Sulina, unde: (a) valori medii; (b) valori maxime [76]

În Figura 6.8 se prezintă distribuția parametrului U_{100} cu o valoare (medie) pe luni și ore, având în vedere doar punctul de referință, Sulina. Variațiile sezoniere sunt mai importante decât distribuția diurnă, așteptând resurse eoliene mai mari în perioada noiembrie-martie, interval cu un vârf maxim pentru intervalul de timp 07:00–13:00 UTC.

În această perioadă, condițiile de vânt ajung frecvent la 7 m/s, raportând și perioade cu valori în interval (6- 6,5) m/s. În timpul verii, se observă valori maxime ale vitezei vântului de 5 m/s ziua, în timp ce noaptea valorile scad la 4 m/s. În acest caz, tranziția între cele două zone energetice se observă în jurul orei 03:00 UTC, respectiv 17:00 UTC.

Pe lângă Tulcea, în cazul Galați, se observă două puncte cu o viteză a vântului scăzută care apar la 19:00 UTC, în lunile mai și august (24%).

Diferențele maxime apar de obicei în timpul iernii, dar în cazul Tulcea, de exemplu, aceste tipuri de valori sunt observate pe parcursul tuturor lunilor, cu excepția părții centrale de distribuție, unde influența orară din zi are o influență mai mare. Diferențele dintre O1 și O2 sunt foarte asemănătoare, evidențiind un acord mai bun în luna mai (20%) comparativ cu restul lunilor.

Fiecare turbină eoliană este definită de o anumită valoare *cut-in*, pentru viteza de pornire a acesteia, în cele mai multe cazuri această viteză este situată în jurul valorii de 3 m/s [212]. Valoare care va fi luată în considerare în continuare pentru evaluare. În Figura 6.11, este prezentată distribuția timpilor de nefuncționare a turbinei pentru Sulina.

Un maxim ar fi valoarea de 33,12% care este prezentă în timpul verii după ora 16:00 UTC, în timp ce un minim va fi valoarea de 8%, care se observă frecvent în timpul iernii (ianuarie–februarie–decembrie). Pe baza acestor valori, este de așteptat ca o sarcină de întreținere să fie planificată în timpul verii, în special pe timp de noapte.

Perioadele de oprire asociate cu restul punctelor de referință sunt ilustrate în Figura 6.13 Pentru punctele *onshore*, se pot aștepta perioade de inactivitate de 63% în timpul verii (de exemplu Galați), față de doar maxim 23% pentru cele *offshore* (de exemplu O1).

În timpul iernii, care este considerată a fi o perioadă mai energică, valorile pot coborî la: Galați - 20,36%; Tulcea -15,39%; O1 - 3,95%; și O2 - 3,8%. De pe punctele de pe uscat,

de asemenea Tulcea prezintă o perioadă de oprire mai mică în perioada august–decembrie, în special pentru interval 06:00 - 14:00 UTC.

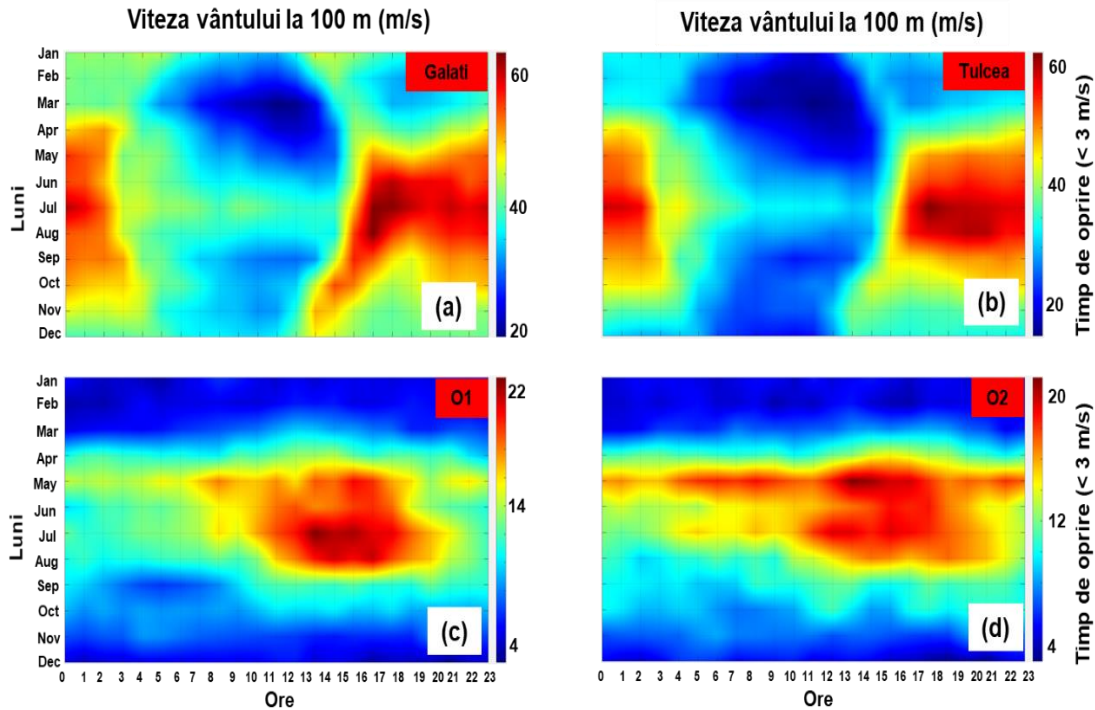


Figura 6.8. Diferențele dintre parametrul U_{100} (valori medii) corespunzătoare punctelor de referință Sulina, (a) Galați; (b) Tulcea; (c) O1; (d) O2. Datele de reanaliză ERA5 acoperă întregul interval de timp (2001–2020) [76]

6.3 Sinteza și analiza studiului energiei eoliene în zona litoralului de nord al României, folosind datele de reanaliză pentru o perioadă de 20 de ani

Obiectivul Pactului Ecologic European (Green Deal) este de a atinge neutralitatea climatică prin reducerea emisiilor de gaze cu cel puțin 55% (comparativ cu 1990) până în 2030 și să promoveze utilizarea soluțiilor regenerabile.

În mod clar, se poate observa că în timpul iernii producția de energie eoliană crește (ex: 1000 MW în 2015), în timp ce vara aceasta este redusă cu aproape 50%. La sfârșitul anului 2021, electricitatea obținută din vânt a depășit producția de cărbune și era relativ aproape de valori obținute din sectorul nuclear.

Pe baza rezultatelor obținute și comparate cu lucrările anterioare ale autorilor (sau alte lucrări), pot fi evidențiate următoarele noutăți. Pentru prima dată, mai multe serii de timp *in situ* sunt utilizate pentru a cuantifica variația condițiilor de vânt pe măsură ce se trece de la țărm spre larg (Galați-Tulcea-Sulina). Aceste rezultate confirmă studiile anterioare axate pe analiza spațială a condițiilor vântului, unde au fost prelucrate doar seturile de date de reanaliză (ERA-Interim, NCEP sau ERA5). Diferențele dintre valorile orare (24 de valori pe zi) și 4 valori (la 00:06:12:18 UTC) ale setului de date de reanaliză au fost efectuate. Pentru zona țintă actuală și pentru intervalul de timp considerat (2001–2020), nu există diferențe semnificative, care să indice faptul că datele mult mai mici pot fi utilizate pentru a utiliza, energia valorilor. Din cunoștințele autoarei, o astfel de evaluare nu a fost încă efectuată.

Datele moderne de analiză pentru cercetare și analiză MERRA-2 o apreciere a valorilor a fost utilizată pentru prima dată în partea de nord-vest a Mării Negre în vederea evaluării potențialului energetic eolian. Din comparația cu datele *in situ*, acestea par să ofere un randament mai bun pentru punctele situate de-a lungul litoralului, comparativ cu ERA5. Cu toate acestea, acest aspect mai trebuie dezvoltat în continuare.

6.4 Concluzii

Partea de sud-est a României este definită de resurse eoliene importante și drept urmare, este vizat de dezvoltatorii de energie eoliană, majoritatea proiectelor fiind situat între județul Galați și țărmul Mării Negre. Potrivit unor lucrări de cercetare anterioare ale autoarei bazate pe date de reanaliză, s-a constatat că energia eoliană locală crește semnificativ pe măsură ce se trece de la regiunile *onshore* la cele *offshore*, cu un salt semnificativ lângă profilul litoralului. În acest context, pentru teza de față s-au studiat date pe o perioadă de 20 de ani (2001–2020) și au fost evaluate luând în considerare măsurătorile *in situ* de la trei puncte de pe uscat (Galați, Tulcea și Sulina) și date de reanaliză (ERA5 și MERRA-2), care includ și unele zone marine situate în apropierea Deltei Dunării.

Potrivit observațiilor *in situ* (*U10*), diferențele dintre cele două puncte *onshore* (Galați și Tulcea) sunt destul de mici din punct de vedere al valorilor medii (2,65 m/s), comparativ cu Sulina, unde se observă un maxim de 6,02 m/s. În acest moment, pot spune că punctul Sulina este mai atractiv pentru un proiect eolian, cu lucrări viitoare care se așteaptă să includă unele măsurători *offshore* (de exemplu de pe platforma Gloria) pentru a confirma această tendință pentru regiunile marine. Din comparație cu datele de reanaliză, ERA5 oferă un acord mai bun pentru punctele *onshore* (Galați și Tulcea) din punct de vedere al valorilor medii, în timp ce pentru punctul Sulina (zona litoralului) MERRA-2 valorile sunt mai precise. Acest tip de analiză a fost acoperit în linii generale, prima dată când au fost utilizate datele de vânt MERRA-2 pentru zona de coastă românească și, în consecință vor fi necesare analize suplimentare pentru a confirma acest model. Pentru a reduce cererea de calcul, pentru studii pe termen lung și climatologice s-au utilizat numai patru momente din zi, (00:06:12:18 UTC), care au fost luate în considerare în locul datelor orare. Selecția acestor intervale de timp orare pare să fie potrivită pentru aceste tipuri de studii, observându-se foarte mici diferențe între cele două categorii de date. Acest lucru se observă pentru ambele baze de date (ERA5 și MERRA-5) în ceea ce privește media valorilor, în timp ce pentru valorile maxime, categoria cu patru valori subestimează întotdeauna aceste tipuri de evenimente.

Din distribuția claselor IEC (valori *U100*—date *in situ*), s-a evidențiat că în perioadele de iarnă și primăvară, clasele de vânt dominante sunt C2 și C3, cu valorile C1 (patru evenimente) observate pe scurt în lunile ianuarie, februarie și decembrie. Mai mult decât aceasta, la nivel interanual, profilul vântului se schimbă, cu un vânt mai energizant, condițiile fiind observate în ultimii 10 ani (2010–2020). Pe timpul verii și toamna, majoritatea condițiilor de vânt se încadrează în categoria C4, care este considerată a fi neatractivă pentru un proiect eolian. Pentru acest interval, s-ar putea aștepta performanțe mai bune în aprilie și octombrie, timp în care apare frecvent clasa C3 ($U100 > 7,5$ m/s). În funcție de perioada de nefuncționare ($U100 < 3$ m/s), punctele Galați și Tulcea, sunt definite de o perioadă mai mică de inactivitate în timpul zilei (05:00–15:00 UTC), indicând ca sarcinile de întreținere să fie efectuate în timpul nopții, de preferință vara și toamna. Perioada de inactivitate poate ajunge până la 60%, față de doar 33% pentru punctul Sulina. Pentru punctele *offshore* alese (O1 și O2), valorile timpilor de nefuncționare sunt direct influențate de distribuția lunară, dar chiar și așa nu depășesc un maxim de 23%. În sfârșit, pot concluziona că sectorul eolian românesc este în continuă expansiune, unde apar în mod constant noi proiecte pe lângă litoralul Mării Negre (*onshore*), și dacă această tendință se va menține în continuare, se preconizează că unele parcuri eoliene *offshore* vor apărea în viitorul apropiat.

Capitolul VII

Analiza potențialului energetic în zonele costiere din Marea Neagră

7.1 Caracteristicile climatului și a datelor de vânt din zona 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 [246]. 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 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 acestuia. În timpul verii, prevalează vânturile de vest și nord-vest, care aduc aer rece și uscat dinspre Europa centrală. Principala concluzie este că Marea Neagră este susceptibilă la variații semnificative ale vântului, valurilor și temperaturii apei, datorate influenței fenomenelor meteorologice.

Dintr-o perspectivă generală, este clar că zonele *offshore* (la 100 km de țărm) sunt definite de valori mult mai mari ale vitezei vântului decât cele de la țărm, atingând o medie de 8,75 m/s pentru punctele situate pe sectorul vestic. Pe timpul iernii, aceste valori pot ajunge până la 8,75 m/s, cu mențiunea ca sectoarele nordice din Ucraina și Rusia pot depăși ușor 8 m/s. În ceea ce privește selectarea turbinelor eoliene, pentru zonele *offshore* definite de resurse eoliene consistente, generatoarele se vor considera că sunt definite de o viteză nominală a vântului de 11 m/s. În sfârșit, se poate menționa că o turbină eoliană *offshore* teoretică de 20 MW poate atinge un factor de capacitate situat între 20,9 și 48,3%, în timp ce o producție maximă anuală de energie electrică de 84,6 GWh poate fi obținută din locațiile situate în apropierea sectoarelor românești și respectiv, ucraineană.

7.2 Evaluarea resurselor de energie eoliană în apropierea zonelor de coastă, de la țărm spre larg, reflectată de setul de date ERA5 pentru Marea Neagră

Fiecare proiect eolian este definit de caracteristici particulare, în funcție de zona de instalare (*onshore* și *offshore*). Cel mai bun exemplu este proiectul Fântânele-Cogealac, definit de o capacitate de operare de 600 MW și este situat la aproximativ 17 km de țărm [83]. Privind studiile existente axate pe condițiile de vânt din Marea Neagră, am observat că aceste resurse cresc semnificativ pe măsură ce mergem de la *onshore* la *offshore*, fiind de așteptat o tranziție bruscă în apropierea țărmului. De exemplu, în teza respectivă [80], din distribuția spațială a condițiilor vântului, s-a evidențiat că resursele eoliene din zonele marine le depășesc constant pe cele de pe uscat (de cel puțin 2 ori mai mult). Un alt aspect interesant este reprezentat prin faptul că din această regiune cele mai bune resurse eoliene se remarcă în partea centrală, în Marea Azov, unde pot apărea maximum viteze ale vântului de peste 8,24 m/s în timpul iernii (valori U_{10}). În lucrare, [84] au fost evaluate resursele eoliene regionale (valori U_{10}), luând în considerare măsurători conform datelor de reanaliză. Pe timpul iernii, pot apărea valori medii ale vitezei vântului de 8 m/s în zonele de nord-vest (de exemplu, Peninsula Crimeea) în timp ce valori medii minime de 3,5 m/s, sunt asociate sectorului de sud-est. Deși condițiile vântului cresc semnificativ de la țărm spre larg, este de așteptat o stabilizare a condițiilor. Acesta pare a fi cazul sectorului litoral românesc, unde condițiile medii ale vântului (U_{10}) pot porni de la 4,37 m/s (linia de țărm), unde se atinge un maxim de 5,89 m/s (la 100 km de țărm), și se reduce la 5,75 m/s la o distanță de 220 km de țărm. Aceste valori sunt specifice părții de sud a acestei regiuni fiind bazate pe date de reanaliză ERA5. Cele mai multe dintre studiile de vânt s-au concentrat pe întregul bazin al Mării Negre și acoperă doar zonele marine, unde au fost analizate pe diverse teme precum analiza evenimentelor extreme [85] schimbările climatice [74] sau ca date de intrare pentru modelele de valori regionale [86].

În Figura 7.1 este ilustrată zona țintă a Mării Negre, inclusiv punctele de referință pentru analiză, care sunt luate în considerare. În total, există nouă linii de referință, definite de-a lungul

diferitelor zone de coastă, cum ar fi România, Rusia, Georgia, sau Turcia cu mențiunea ca, dintre toate punctele de referință situate în apropierea liniei țărmului (notate cu nr. 2), s-au considerat la o distanță de 100 km pentru a defini punctele (nr. 1), în timp ce o distanță similară a fost asociată cu punctele *offshore* (nr. 3). Mai multe detalii privind punctele luate în considerare sunt furnizate în Tabelul 7.1.

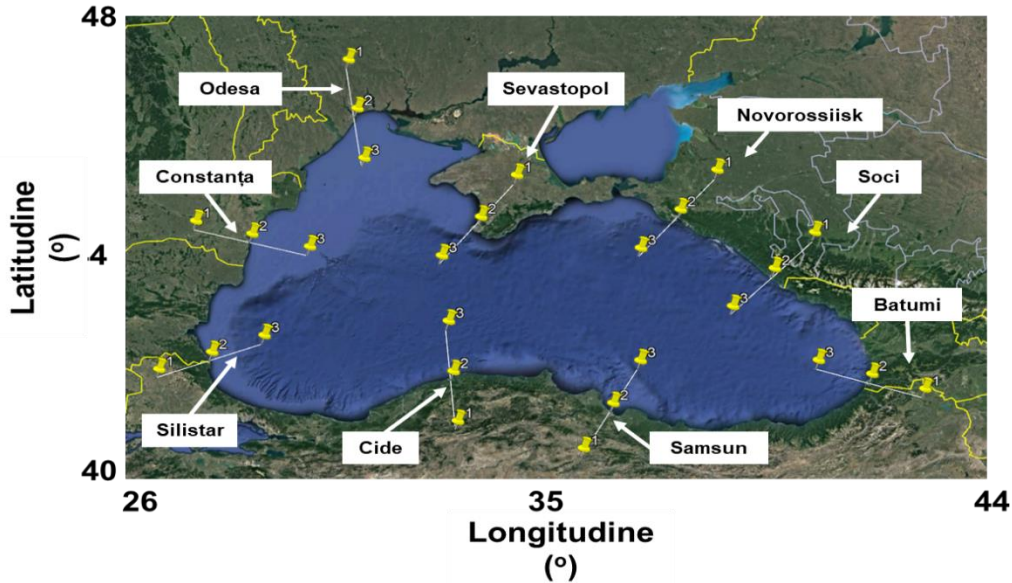


Figura 7.1. Zona țintă a Mării Negre, inclusiv punctele de referință, unde: 1- *onshore*, 2 – *nearshore*, 3- *offshore*. Harta procesată de pe Google Earth, 2022 [87]

Tabelul 7.1 Caracteristicile punctelor de referință, situate de-a lungul liniei țărmului Mării Negre [87]

Linia de referință	Punctul de referință	Lat (°)	Long (°)	Înălțime/adâncime (m)
L1	Constanța (RO)	44,15°	28,66°	-9
L2	Odesa (UA)	46,47°	30,76°	1
L3	Sevastopol (UA)	44,60°	33,55°	47
L4	Novorosiisk (RU)	44,70°	37,81°	63
L5	Soci (RU)	43,59°	39,75°	78
L6	Batumi (GA)	41,60°	41,66°	47
L7	Samsun (TR)	41,31°	36,29°	0
L8	Cide (TR)	41,87°	33,04°	216
L9	Silistar (BG)	42,01°	28,01°	17

În Tabelul 7.1 este reprezentat caracteristicile punctelor de referință și liniile de profil, inclusiv informații legate de nivelul mării (înălțime=0 m) și distanța până la locurile din apropierea țărmului (distanța de la linia țărmului=0 km).

7.3 Analiza și clasificarea claselor de vânt din zonele costiere

Evoluția resurselor eoliene regionale se realizează prin utilizarea setului de date ERA5 [88], care include câmpuri de vânt raportate direct la nivelul de 100 m (notat cu U_{100}), această înălțime fiind frecvent luată în considerare pentru dezvoltarea generatoarelor eoliene *onshore* și *offshore*. Un total de 20 de ani de date, care acoperă intervalul din ianuarie 2002 până în decembrie 2021, sunt procesate, setul de date inițial fiind definit de o rezoluție spațială de 0,25° și de patru valori pe zi (00-06-12-18 UTC).

Figura 7.2 se regăsesc liniile de profil, inclusiv informații legate de nivelul mării (înălțime=0 m) și distanța până la locurile din apropierea țărmului (distanța de la linia țărmului=0 km). Fiecare linie este definită de caracteristici particulare care variază de la o altitudine maximă de 2.694 m până la adâncimi de apă de 2.605 m, cele mai atractive pentru

implementarea parcurilor eoliene fiind amplasate pe sectorul de vest (L1- Constanța și L2- Odesa). Punctele marine situate în apropierea liniilor L1 și L2 pot permite implementarea unui proiect de monopilot, deoarece acestea sunt situate într-o zonă de platou unde adâncimea apei este aproape de 50 m (sau mai jos).

Acest set de date este folosit frecvent pentru evaluarea energiei eoliene în întreaga lume, fiind luată în considerare și pentru unele sectoare de coastă din Marea Neagră [89]. Sunt efectuate diverse analize, inclusiv distribuția sezonieră, care sunt sortate astfel: Primăvară- martie, aprilie, mai; Vara- iunie, iulie, august; Toamna- septembrie, octombrie, noiembrie; Iarna- decembrie, ianuarie, februarie. O modalitate de a cuantifica calitatea resurselor eoliene este utilizarea claselor de vânt. Acestea încep de la clasa C1 (nivel scăzut de energie) la C7 (condiții ideale), așa cum se poate observa din Tabelul 7.2. În lucrarea de față sunt luate în considerare doar condițiile de vânt între clasele C4 și C7, întrucât acestea sunt cele mai reprezentative pentru dezvoltarea unui proiect eolian. O clasificare mai detaliată a condițiilor vântului este oferită în Costoya și Colab. [90] după cum se poate observa din Tabelul 7.2, unde, sunt luați în considerare câțiva parametri și anume: W_{ann} (m/s) - viteza medie anuală a vântului, raportată la U_{100} ; EWSO (%) - frecvența de apariție a vitezei efective a vântului; RLO (%) - apariția nivelului înalt; C_v - coeficient de variație; M_v - variabilitatea lunară; EWS (m/s) - viteze extreme ale vântului; WD (m) - adâncimea apei; DC (°) - distanța până la coastă. În prima parte (notat cu a), o valoare normalizată între 0 și 1 (cu o valoare de 0,25 ca interval) sunt alocați fiecărui indicator.

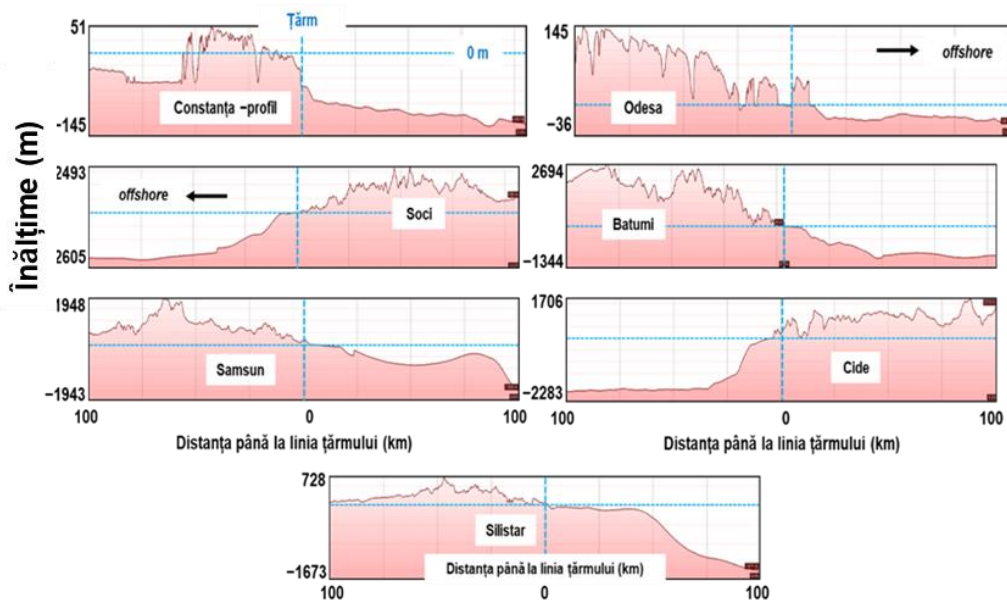


Figura 7.2. Liniile de profil reprezentate pentru toate punctele de referință. Toate valorile sunt relative la nivelul mării ($h=0$), conform informațiilor furnizate în Google Earth 2022 [79].

Indicatorul EWSO este legat de distribuția vitezei vântului între cuplare și valorile de decuplare ale unei turbine (4 m/s și 25 m/s în acest caz) iar dacă un procent mai mare de 80% se observă, fiecărui indicator i se alocă o valoare normalizată de 1.

Acest tip de analiză a fost dezvoltat pentru a evalua doar potențialul eolian al unui anumit punct marin, în timp ce în lucrarea de față au fost luate în considerare mai multe puncte de referință de pe uscat, care poate fi considerat ca un element de noutate.

În pasul următor (notat cu b), fiecărui indicator i se aplică o valoare de pondere în funcție de importanța lor, cei mai importanți fiind considerați W_{ann} și EWSO, în timp ce în partea opusă am găsit adâncimea apei (0,07) și respectiv, variabilitatea lunară (0,05). Indicatorul RLO este legat de apariția densității energiei eoliene mai mari de 200 W/m^2 și, de exemplu, dacă se observă o distribuție de 90% peste acest prag, o valoare de distribuție normalizată este contabilizată. În ceea ce privește parametrii C_v și M_v , dacă valorile raportate de un punct de referință depășește 1,75, se ia în considerare o valoare normalizată, care este zero. În cazul

adâncimii apei și a distanței până la coastă, dacă aceasta nu depășește 25 m și, respective 0,5 m, se va acorda un punctaj maxim, în timp ce pe partea opusă, dacă adâncimea depășește 500 m, se ia în considerare o valoare normalizată, care este zero.

Într-un scenariu ideal, un anumit punct poate fi clasificat drept superb (clasa C7) dacă pentru toate criteriile, este obținută o valoare normalizată de unu. În cele din urmă, pentru fiecare punct de referință, se obține un număr situat în intervalul 0–1 care poate fi inclus în șapte clase (din C1 și C7) în funcție de atractivitatea lor pentru un proiect de vânt. Mai multe detalii privind această abordare și definirea parametrilor implicați sunt prevăzute în [91].

Viteza vântului care transportă parametrul de energie maximă (notat cu V_{maxE}) poate fi folosit pentru a găsi locul potrivit pentru o anumită turbină eoliană la un anumit punct de referință, luând în considerare resursele eoliene disponibile [92].

Un alt obiectiv al prezentei lucrări a fost de a evalua performanțele unor turbine de vânt care pot funcționa și în larg și pe uscat.

Tabelul 7.2. Clasificarea resurselor de energie eoliană implicând mai mulți parametri. Rezultatele procesate de la (a) la (c) conform Costoya [90]

(a) criteriu normalizat								
Valori normalizate	EWSO (%)	RLO (%)	C_v	M_v	EWS (m/s)	WD (m)	DC (°)	
0	<20	<20	>1,75	>1,75	>28	>500	>4	
0,25	20-40	20-40	1,25-1,75	1,25-1,75	25-28	100-500	3-4	
0,5	40-60	40-60	0,75-1,25	0,75-1,25	20-25	50-100	2-3	
0,75	60-80	60-80	0,25-0,75	0,25-0,75	15-20	25-50	0,5-2	
1	80-100	80-100	<0,25	<0,25	<15	0-25	<0,5	
(b) importanța fiecărui parametru								
	W_{ann}	EWS O	RLO	C_v	M_v	EWS	WD	DC
Pondere	0,22	0,22	0,1	0,1	0,05	0,14	0,07	0,1
(c) clasificarea resurselor								
Clasa	1	2	3	4	5	6	7	
Categoria	$x \leq 0,4$	$0,4 \leq x \leq 0,5$	$0,5 \leq x \leq 0,6$	$0,6 \leq x \leq 0,7$	$0,7 \leq x \leq 0,8$	$0,8 \leq x \leq 0,9$	$x > 0,9$	
Indicatori	Slab	Marginal	Rezonabil	Bun	Excelent	Remarcabil	Superb	

În acest caz, un generator definit de o viteză nominală a vântului, care este aproape la valoarea acestui indicator, este mai mult decât recomandat.

Acest indicator poate fi calculate ca [93]:

$$V_{maxE} = c \left(1 + \frac{2}{k} \right)^{1/k} \quad (7.2)$$

Unde c și k reprezintă parametrii de scară și formă ai unei funcții de distribuție Weibull.

Distribuția Weibull poate fi definită ca [94]:

$$f(u) = \left(\frac{k}{c} \right) \left(\frac{u}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{u}{c} \right)^k \right] \quad (7.2)$$

unde c , k —parametri Weibull; u —viteza vântului (U100 în acest caz).

În Tabelul 7.3 sunt date două turbine eoliene, turbina GE Energy 2.5xl 5, este fiind folosită frecvent în proiecte *onshore* precum cel de la Fântânele- Cogeaalac, România. Fiind că se preconizează că în viitorul apropiat, astfel de sisteme vor deveni operaționale, având o capacitate nominală ce pot depăși cu ușurință 20 MW [95,96].

Tabelul 7.3. Caracteristicile turbinelor eoliene cercetate în lucrare de față

Model turbină	Putere (MW)	Viteza de pornire (m/s)	Viteza nominală a vântului (m/s)	Viteza de oprire (m/s)	Înălțimea turnului (m)	Referințe
GE Energy 2.5xl	2,5	3,5	13,5	25	75-100	[97]
20 MW model	20	3	10,7	25	160.2	[98]

Producția anuală de energie electrică a unei turbine poate fi definită ca [38]:

$$AEP = T \times \int_{cut-in}^{cut-out} f(u)P(u)du \quad (7.3)$$

unde, AEP- este exprimat în GWh, T- numărul de ore de funcționare într-un an (8760 în acest caz), f(u)- funcția Weibull din ecuația (2), P(u)- curba de putere a unei anumite turbine de vânt, definită de valorile de decuplare.

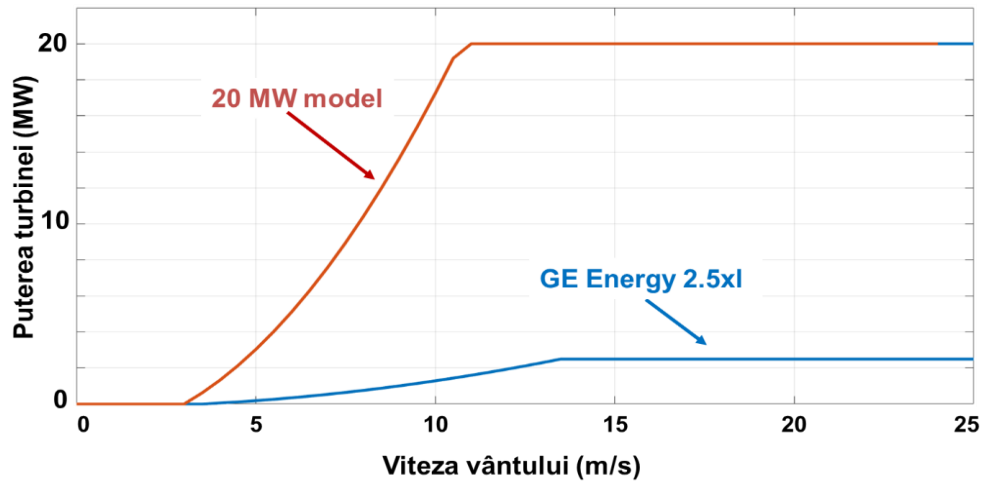


Figura 7.3. Turbine eoliene — reprezentarea curbei de putere [87].

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. Iar, 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 [99].

Mai multe detalii referitoare la curbele de putere ale cele două turbine eoliene utilizate în această lucrare pot fi găsite în Figura 7.3.

$$Cf = \frac{P_{generată}}{P_{nominală}} \quad (7.4)$$

unde $P_{generată}$ - puterea generată de o turbină eoliană; $P_{nominală}$ - putere nominală a unei turbine.

În Figura 7.3, distribuția parametrului U_{100} (valori medii) este prezentată distribuția cu normă întreagă. Rezultatele sunt sortate în funcție de diferite intervale care trec de la un minim de 2,45 m/s la un maxim de 7,35 m/s.

Din această reprezentare, se poate observa clar că punctele de referință *offshore* sunt definite de valori mult mai mari, care frecvent depășesc 7 m/s în cazul regiunii vestice. Sunt asociate valori considerabil mai mici cu punctele de referință *onshore* din sud și sud-est, unde pentru această perioadă de timp media valorile vitezei vântului sunt sub 3 m/s. Punctele de pe linia țărmului se îndreaptă de la linia Constanța, Odesa și Sevastopol unde sunt definite de condiții de vânt similare cu punctele *offshore* (la 100 km de țărm) asociate cu liniile Sevastopol, Novorossiysk și Cide care prezintă resurse de vânt în intervalul 6–7 m/s.

Evoluția sezonieră a vitezei vântului este prezentată în Figura 7.4, unde putem observa valori mai impresionante în timpul iernii dinspre vest pentru punctele de referință *offshore*, iar nordul poate atinge valori medii ale vitezei vântului de până la 8,75 m/s. Pe timpul primăverii, aceste valori medii ale vitezei vântului oscilează în intervalul 2,44–7,36 m/s, cu mențiunea ca de data aceasta punctul *offshore* de la Silistar nu este cotate ca având printre cele mai importante valori. În ceea ce privește vara, ne putem aștepta la maximum 6,02 m/s doar de pe amplasamentul asociat cu Odesa, în timp ce se observă un minim de 2,07 m/s pe suprafețele de uscat din est și sud. În timpul iernii, o turbină eoliană *offshore* va obține cele mai bune performanțe în apropierea șantierelor din sectoarele nord și vest, comparativ spre punctul de sud-est (Georgia) care se află la același nivel energetic cu punctele de pe uscat din Constanța și Silistar (100 km pe uscat). Pentru clasa C5, amplasamentul din sectorul vestic (de-a lungul țărmului și offshore) prezintă valori în intervalul 5–5,5 m/s, în această categorie fiind inclusă și un punct marin din Cide (sectorul sud). Diferențele dintre punctele de referință *onshore* și

offshore tind să devină mai semnificative pe măsură ce mergem la clase superioare, de exemplu în cazul clasei C7 când trece de la 0,021 la 26,1%. Pentru clasa C7, doar punctul Odesa prezintă mai multe resurse eoliene consistente, fiind urmate îndeaproape de alte puncte de referință care indică o distribuție în intervalul 20–25%. Evoluția indicatorului V_{maxE} este prezentat în Figura 7.5, luând în considerare toate datele disponibile ale vântului (U_{100} -pentru timpul total).

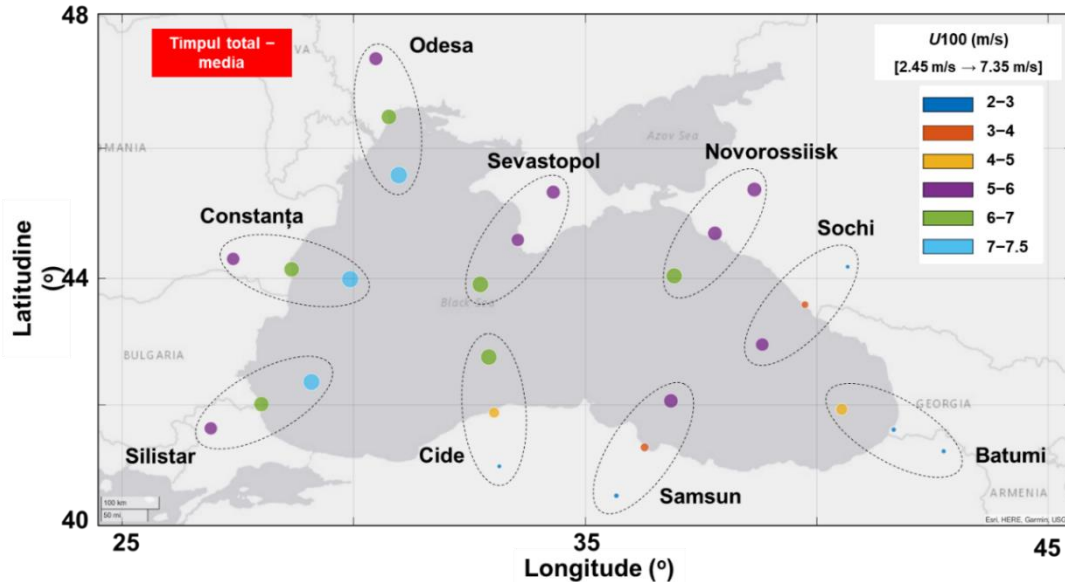


Figura 7.4. Valorile medii U_{100} ale datelor de vânt ERA5 corespunzătoare intervalului de timp de 20 de ani, din ianuarie 2002 până în decembrie 2021. Numerele dintre paranteze pătrate indică minimul și maximum aferente acestei hărți [87].

Pe parcursul primăverii, aceste valori evoluează de la 3,96 la 11,4 m/s, fiind urmate de toamnă, cu valori în interval 3,47–11,3 m/s, în timp ce în timpul verii se așteaptă un maximum de 9,44 m/s, în apropierea punctelor *offshore*.

7.4 Studiu comparativ al indicatorilor specifici turbinelor din zonele costiere

Aceste hărți arată clar că viteza vântului crește cu cât este măsurată mai departe de țărm. Cu toate acestea, datele arată că doar partea centrală a sectorului de adâncime are viteze medii ale vântului mai mari (aproape de 7 m/s), comparativ cu partea de sud-est a zonei economice exclusive (ZEE) românești, unde viteza vântului scade. În ceea ce privește distribuția sezonieră, zonele marine au viteze ale vântului în intervalul 8-9 m/s iarna, față de un maximum de 7 m/s în partea de nord-est a ZEE vara. Valoarea medie a vitezei vântului este un indicator relevant în acest context, deoarece indică ce tip de turbină eoliană este potrivită pentru mediul de coastă analizat. Factorul de capacitate, este un indicator care ne ajută să calculăm eficiența unui anumit generator. Mai aproape de țărm, factorul de capacitate al unei singure turbine este în intervalul 24-28%, care poate ajunge până la 35%, aproape de curba de nivel de 50 m.

În sfârșit, au fost excluse și domeniile de analiză care nu au putut fi cuprinse în totalitate în ZEE românească. Pentru estimarea AEP, calculele au presupus pierderi de 15% din cauza unor factori precum înghețul, timpul de nefuncționare, efectele parcului, pierderile la transformator etc.

În această zonă, niciunul dintre punctele de referință nu sunt incluse în clasa C7 (superb) și doar punctul marin de la Odesa este asociat cu secțiunea C6 (remarcabil). Trei dintre punctele de referință sunt legate de clasa C5 (excelent), acesta fiind cazul Constanței și Silistar. Valoarea medie a vitezei vântului este un indicator relevant în acest context, deoarece indică ce tip de turbină eoliană este potrivită pentru mediul de coastă analizat. Prezentarea generală a indicatorului V_{maxE} (în m/s), este reprezentat în Figura 7.5 pentru parametrul $U(100)$, unde se regăesc zone cu o viteză a vântului de 11m/s -11,5 m/s.

Luând în considerare, toate anotimpurile, indiferent de sezonul luat în considerare, niciunul dintre puncte nu este evaluat ca un amplasament de clasa C7, cu valori înregistrate în intervale precum: primăvara-0,33–0,78 m/s; vara-0,33–0,74 m/s; toamna-0,33–0,84; iarna-0,37–0,87 m/s. În timpul primăverii, o parte semnificativă a punctelor este inclusă în clasele C4 și C5 (bun și excelent), în timp ce vara echilibrul este mutat în clasa C4 și C3 (rezonabil). Pentru sezonul de toamnă, punctele marine din Constanța și Odesa sunt incluse în clasa C6, toate acestea fiind reprezentate în Figura 7.6 implicând cei opt parametri (W_{ann} , EWSO, RLO, CV, M_v , EWS, WD, DC) pentru clasificarea energiei eoliene.

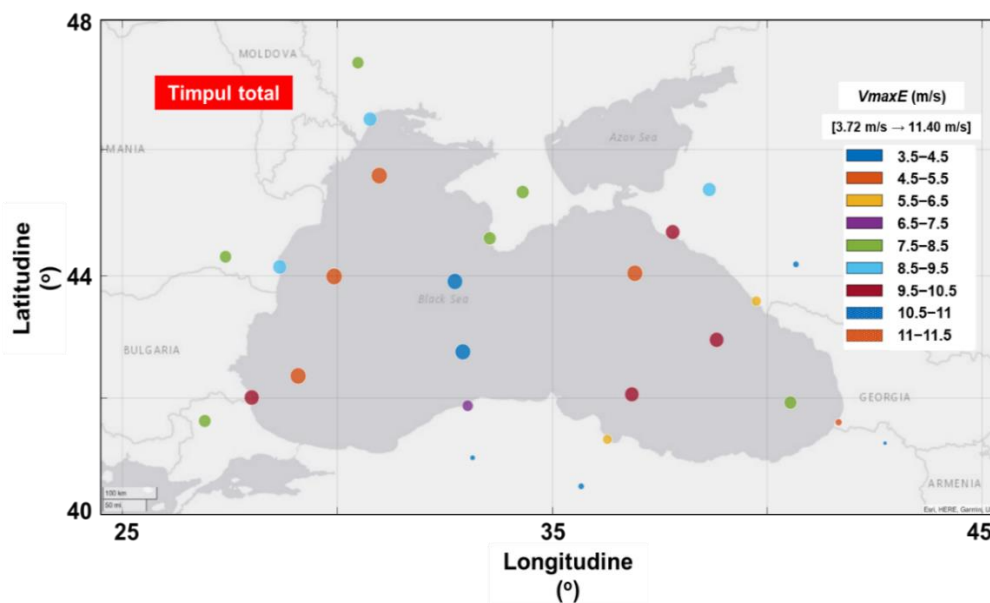


Figura 7.5. Prezentarea indicatorului V_{maxE} (în m/s), viteza nominală a vântului, asociat fiecărui punct de referință. Rezultatul calculat pentru o perioadă de 20 de ani (2002–2021) și legat de parametrul U_{100} . Numerele dintre parantezele pătrate indică valorile minime și valorile maxime aferente acestei hărți [87].

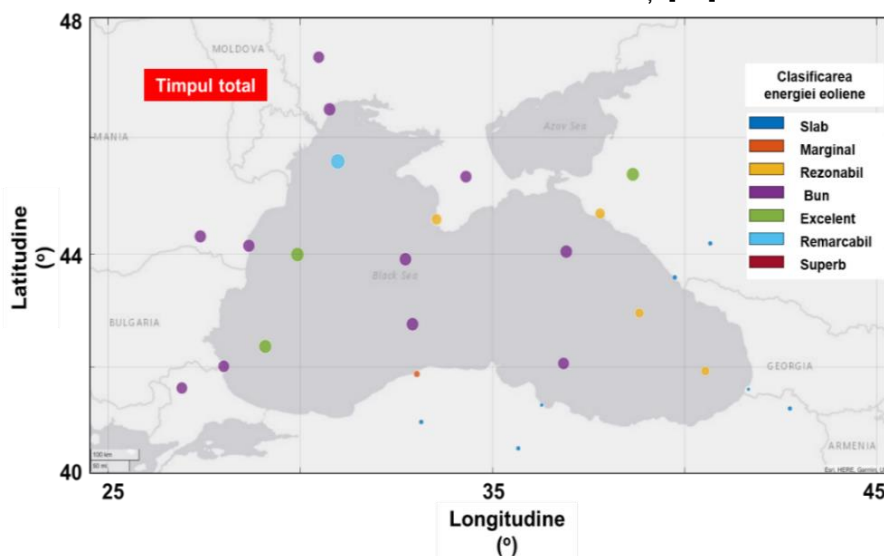


Figura 7.6 Clasificarea energiei eoliene ce implică cei opt parametri (W_{ann} , EWSO, RLO, CV, M_v , EWS, WD, DC) corespunzătoare distribuției totale a timpului (2002–2021). Aceste rezultate iau în considerare parametrul U_{100} și se bazează pe metodologia propusă în Costoya et al.[91]

Producția anuală de energie electrică (AEP) a unui sistem individual GE Energy 2.5 xl este luată în considerare în Figura 7.7, luând în considerare toate punctele de referință (*onshore* și *offshore*). Producția (AEP) a unui sistem individual GE Energy 2.5 xl este luată în considerare pentru toate punctele de referință (*onshore* și *offshore*). Se poate observa că producția începe de la 0,159 GWh până la 6,84 GWh, fiind de așteptat performanțe mai bune în sectorul vestic. Din toate punctele marine situate în vest (Odesa, Constanța și Silistar), se așteaptă la o producție în intervalul 6–6,84 GWh, care scade treptat la 4,5 GWh pentru țarm și mai departe la 2,3 GWh pentru cele *onshore*. Figura 7.8 prezintă distribuția spațială a factorului de capacitate raportat pentru această turbină de vânt. Sunt de așteptat performanțe mai bune în zonele *offshore*, unde o valoare maximă a factorului de capacitate de 31,2% este de așteptat în apropiere de Constanța și Odesa, în timp ce un maxim de 30% poate fi atins de punctele marine din partea centrală a Mării Negre. În această zonă, niciunul dintre puncte nu sunt incluse în clasa C7 (superb) și doar punctul marin de la Odessa este asociat cu secțiunea C6 (remarcabil). Trei dintre puncte sunt legate de clasa C5 (excelent), acesta fiind cazul Constanței și Silistar la care adăugăm punctul onshore din Novorossiysk. Pentru punctele rămase, majoritatea sunt incluse în clasa 4, cu excepția celor occidentale care sunt asociate cu clasa 1 (slab).

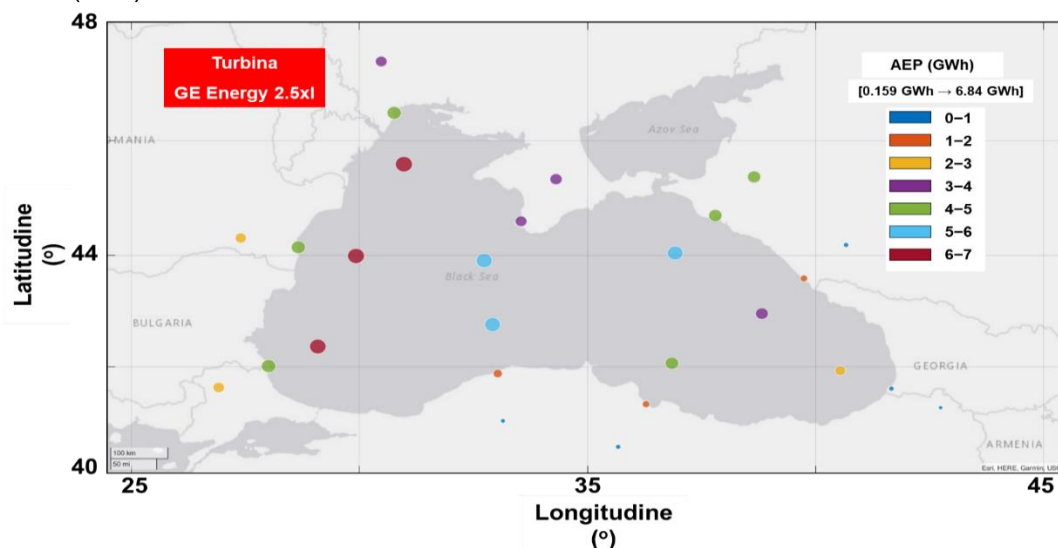


Figura 7.7. Producția anuală de energie electrică (în GWh), aferentă turbinei eoliene GE Energy 2,5 xl.

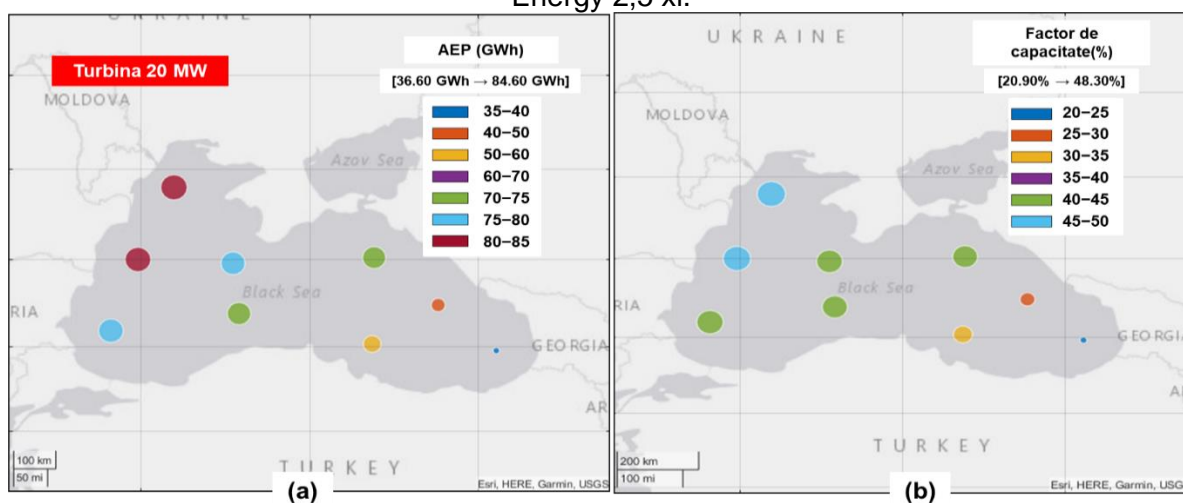


Figura 7.8 Performanțe ale unei turbine eoliene teoretice definite de o capacitate nominală de 20 MW, unde: (a) producția anuală de energie electrică; (b) factor de capacitate. Rezultatele sunt procesate pentru o înălțime a axului de 160,2 m, conform detaliilor menționate în Ashuri și colab. [99]. Numerele din legendă indică valorile minime și maxime, aferente fiecărei hărți.

Aproape de țărm, factorul de capacitate, este relativ aproape de 25% (sectorul de vest) sau 20% (sectorul de nord) și nu depășește 5% în cazul punctelor estice și sudice. Pentru punctele *onshore* situate la vest sector, este de așteptat un factor de capacitate în intervalul 10–15%. În ceea ce privește factorul de capacitate (Figura 7.8b), această turbină este definită de valori mai mari în comparație cu turbina anterioară (model GE), principalele motive fiind legate de valorile caracteristicilor de cuplare și viteza nominală a vântului. Valorile în intervalul 45–48,3% sunt așteptate pentru punctele Constanța și Odesa, în timp ce pe locul doi se găsește intervalul 40–45%, care definește partea centrală a Mării Negre. Punctele de referință din sud-est reprezintă o anumită categorie care nu depășește procentul de 35% și poate atinge un minim de 20,9% în cazul Batumi.

7.5 Concluzii

Din analiza datelor eoliene ERA5 (U100), resursele eoliene *offshore* din Marea Neagră sunt semnificativ mai mari decât cele de pe zona uscată, aceasta fiind prima dată când un studiu a cercetat această problemă. Punctele din vest și nord prezintă resurse eoliene mai importante care pot merge la viteza medie a vântului de până la 8,75 m/s în timpul iernii.

Scopul acestei lucrări nu este de a face o comparație directă între cele două turbine de vânt de (2,5 MW și 20 MW) deoarece sunt destinate pentru diferite proiecte. Scopul acestei lucrări este de a face o comparație directă între zonele terestre și marine din Regiunea Mării Negre. O turbină de 2,5 MW poate reprezenta o soluție adecvată, întrucât se pot găsi generatoare similare în proiectele *onshore* (de exemplu Fântânele-Cogealac, România) sau în cele *offshore* (ca tehnologie mai veche). Cât despre zonele marine, în viitorul apropiat pot observa apariția unei noi generații de turbine eoliene care poate depăși cu ușurință 20 MW din punct de vedere al puterii nominale, făcându-le un candidat potrivit pentru mediul Mării Negre sau pentru un proiect de *repowering*. Astfel, se poate aștepta un maxim de 10,2 t/MWh de la GE Energy 2,5 xl, în timp ce un maxim de 22,8 t/MWh este asociat cu turbina de 20 MW, luate în considerare în această lucrare.

Cercetarea oferă o imagine generală a resurselor de energie eoliană din mediul de coastă al Mării Negre (*onshore* și *offshore*), ERA5 prezintă date cu privire la potențialul eolian ce acoperă un interval de timp de 20 de ani din ianuarie 2002 până în decembrie 2021. Pe lângă o analiză generală a resurselor eoliene la nivelul înălțimii axului turbinei (100 m), au fost efectuate și analize specifice, legate de energia eoliană. Acestea include distribuția pe clase de vânt, o clasificare multicriterială a punctelor, evoluția V_{maxE} indicator și performanța unei turbine eoliene de 20 MW. Pot concluziona că resursele eoliene *offshore* regionale sunt semnificativ mai puternice decât cele de pe uscat, indiferent de sectorul litoral considerat. S-a observat și că resursele de vânt cresc treptat de la țărm spre larg, cu mențiunea că punctele situate de-a lungul țărmului pot prezenta condiții adecvate pentru dezvoltarea unui proiect eolian. Privind acum întrebările inițiale, pot fi oferite următoarele răspunsuri.

- Conform evoluției indicatorului V_{maxE} , viteza nominală a unei turbine eoliene ar trebui să fie situată în intervalul de 3,5–11,5 m/s la scară generală, cu valorile mai mari legate de un generator eolian *offshore*. În timpul iernii, un generator funcționează în apropierea unei valori de 12,8 m/s, această viteză nominală poate fi considerată eficientă pentru majoritatea zone marine (100 km de mal);
- Prin aplicarea unei idei multicriteriale, s-a constatat că punctul marin situat în apropiere de zona Odessa (Ucraina) prezintă condiții de vânt evaluate ca fiind remarcabile (clasa C6), în timp ce toamna și iarna, alte puncte sunt incluse în această categorie, de exemplu, Constanta, România;
- o turbină eoliană evaluată la 20 MW (*offshore*) va avea o capacitate mai mare de producție de energie electrică, comparativ cu un generator de 2,5 MW (versiunea *onshore*), indicând performanțe mai bune în ceea ce privește factorul de capacitate.

În prezent nu există un proiect eolian care să funcționeze cu un generator de 20 MW, ci pe termen mai lung, această este politica promovată de UE, poate fi aplicabilă în cadrul proiectelor precum Mobil-Grid-CoP [100].

Capitolul VIII Concluzii

8.1 Concluzii generale

În viitorul apropiat se preconizează o creștere a ponderii surselor de energie în sectorul energetic, cel puțin la nivel european, aceasta fiind și filozofia promovată de Uniunea Europeană prin intermediul diferitelor strategii, cum ar fi Pactul Verde European. Diferite obiective sunt propuse, cum ar fi, de exemplu extinderea fermelor eoliene offshore din Europa până la o capacitate de circa 60 GW până în 2030, și respectiv la un maxim de 300 GW, care este estimat pentru sfârșitul anului 2050. Sectorul eolian din Europa este unul dinamic, fiind de așteptat ca aceste obiective să devină realitate. La sfârșitul anului 2021, fermele de vânt convenționale (amplasate pe uscat) înregistrau o capacitate instalată de circa 207 GW, în timp ce pentru zona offshore aceasta ajungea la 16 GW. Chiar și în aceste condiții, proiectele offshore devin tot mai interesante, la ora actuală fiind instalate turbine care au o putere medie de circa 8.5 MW, în comparație cu 4 MW pentru proiectele convenționale, estimându-se că sisteme de circa 20 MW ar putea fi dezvoltate, eventual, prin intermediul unor platforme plutitoare, amplasate în zone cu apă adâncă.

Energia solară reprezintă o altă sursă de energie importantă, fiind considerată în diferite proiecte care au în vedere producerea de electricitate sau de apă caldă. La nivel european, acest sector a înregistrat o creștere de circa 50% pentru intervalul 2006-2016, înregistrând mai apoi o scădere de 32% în anul 2017. Dezvoltarea fermelor FPV care pot fi amplasate în diferite zone cu apă, cum ar fi, zonele costiere, diferite sisteme hidrotehnice. Un astfel de proiect are potențialul de a reduce apariția algelor și evaporarea apei, are performanțe mai bune decât sistemele amplasate pe uscat, în timp ce zonele de umbră sunt aproape inexistente.

Mai multe direcții de cercetare au fost abordate în prezenta teză de doctorat, acestea fiind strâns legate de promovarea surselor de energie regenerabile din Europa, o atenție deosebită fiind acordată zonelor costiere din Marea Neagră și a celor din România.

Unul din studiile de caz abordate, este legat de evoluția resurselor de vânt din Marea Neagră. Studiile anterioare au evidențiat faptul că este o zonă promițătoare, pentru dezvoltarea fermelor de vânt *offshore*, astfel că o analiză detaliată a fost realizată considerând date de tip ERA5, care acoperă intervalul de timp 2002-2021 (20 de ani). Din analiza acestor rezultate, s-a evidențiat faptul că zonele *offshore* aflate la o distanță de circa 100 km față de coastă prezintă resurse de vânt mai importante în comparație cu cele din zona costieră. Se pot menționa valori medii care ajung la un maxim de circa 8,75 m/s în partea de vest a bazinului Mării Negre. În ceea ce privește performanțele unor turbine, pe baza analizelor teoretice ale unei turbine având o capacitate de circa 20 MW, s-a obținut un factor de capacitate care prezintă valori în intervalul 20,9 – 48,3%, acesta fiind asociat cu o producție maximă de electricitate de circa 84,6 GWh, în special pentru regiunile din apropierea României și Ucrainei.

Având în vedere că în Marea Neagră se înregistrează o creștere a vitezei vântului în apropierea zonelor costiere, următorul studiu de caz s-a axat pe evaluarea acestor condiții din apropierea zonelor costiere românești, mai precis din apropierea Deltei Dunării. Analizele au fost realizate considerând măsurători de vânt *in situ* și date de reanaliză (ERA5 și MERRA-2), care acoperă intervalul 2001-2020, rezultatele obținute acoperind studii ce țin de domeniul meteorologic, dar și din zona surselor de energie regenerabile. Evaluarea a inclus două puncte aflate pe uscat (Galați și Tulcea), unul aflat în apropierea liniei țărmului (Sulina), precum și două puncte aflate în zona *offshore* la o distanță de circa 64 km și respectiv 126 km, față de țărm. Din comparația cu măsurătorile *in situ*, se observă că datele ERA5 prezintă o mai bună acuratețe pentru punctele de pe uscat, în timp ce pentru Sulina valorile MERRA-2 sunt mai exacte. S-a observat că doar prin folosirea a patru valori din datele de reanaliză (00:06:12:18 UTC), valorile medii ale vitezei vântului sunt foarte apropiate de cele indicate atunci când s-au considerat toate valorile zilnice (24 de valori). În ceea ce privește performanțele unei turbine de vânt la (U_{100}), pentru zonele de uscat, s-a înregistrat o perioadă de inactivitate în timpul nopții (până la 63%), în comparație cu doar 23%, care poate să apară în cazul zonelor *offshore* de-a lungul întregii zile.

Trecând de la zonele costiere la cele de uscat, un alt studiu de caz important s-a axat pe evaluarea resurselor solare și de vânt din apropierea lacului Brateș, care este situat în partea de nord a orașului Galați. La un moment dat, acest lac era unul din cele mai importante lacuri din România, cu o suprafață de apă de circa 100 km², de-a lungul timpului această suprafață fiind semnificativ redusă, ajungându-se în prezent la un minim de circa 20 km² și o adâncime a apei de maxim 3 m. Se estimează că acest lac se află într-o stare avansată de degradare, principalele cauze fiind legate de activitățile agricole din zonă și de activitatea unor agenți industriali din zonă. În acest context, un alt obiectiv al acestei teze a fost de a vedea cum un proiect de energie regenerabilă (solar sau eolian) ar putea contribui la revitalizarea acestei zone din punct de vedere economic. Datele folosite acoperă intervalul 2001-2022, fiind implicate date de reanaliză ERA5, precum și măsurători *in situ*. Analizând condițiile de vânt specifice unei înălțimi de 100 m, s-a evidențiat un maxim de 19,28 m/s în perioada de iarnă, în timp ce pentru radiația solară valori mai semnificative apar vara atunci când se poate ajunge până la 932 W/m². Pentru această zonă au fost considerate mai multe turbine de vânt specifice zonei de uscat, capacitățile acestora pornind de la 2 MW și ajungând la 6.2 MW. Rezultatele obținute, indică un factor de capacitate care poate să atingă un maxim de 21%, valori mai promițătoare fiind înregistrate de sistemul Gamesa G90. Următorul pas l-a reprezentat considerarea unor panouri solare plutitoare, amplasate pe lacul Brateș, suprafața acoperită crescând gradual de la 10% la 40%. Cantitatea de apă evaporată care poate fi salvată de prezența panourile a fost luată în considerare, estimându-se un volum de apă anual care să acopere nevoile de apă pentru o suprafață agricolă de cel puțin 3,42 km².

Concluzionând, se poate spune că există interes pentru dezvoltarea sectorului de energie regenerabile la nivel european, România fiind situată într-o zonă propice implementării unor proiecte de mare capacitate, care să aibă la bază energia solară/eoliană, sau care să considere, în mod armonios, ambele surse de energie.

8.2 Contribuții personale

Pe baza studiului prezent, contribuțiile autoarei sunt:

- identificarea potențialului energetic al unor resurse naturale din România considerând hărți și date statistice disponibile în literatura de specialitate;
- analiza resurselor de vânt din zona costieră a Mării Negre, evidențiind variațiile care apar între zona de uscat și cea maritimă;
- identificarea potențialului energetic eolian specific Mării Negre, având în vedere parametri specifici (de exemplu, EWSO, clase de valori) precum și performanțele unor turbine clasice dar și de capacitate mare (20 MW) care ar putea fi implementate în viitorul apropiat în această regiune;
- evaluarea potențialului energetic al Lacului Brateș (Galați, România) din punct de vedere al energiei solare și al vântului. Analizele au avut la bază măsurători *in situ* și date de reanaliză, rezultatele obținute fiind legate de analiza din punct de vedere meteorologic al acestor resurse, precum și de performanțele unor panouri solare sau turbine de vânt;
- realizarea de studii privind modul în care o fermă solară plutitoare, amplasată pe Lacul Brateș poate contribui la reducerea cantității de apă evaporate. Aceasta reprezintă un element de originalitate, fiind unul din primele studii de caz de acest gen care ia în considerare un lac din România;
- analiza detaliată a resurselor de vânt din partea de nord a zonei costiere Românești (zonele Galați, Tulcea, Sulina), considerând diferite surse de date. Un element de noutate, îl reprezintă realizarea unor comparații între seturi de date având 24 de valori pe zi și unele care includ doar 4 valori (00:06:12:18 UTC). Rezultatele obținute nu indică diferențe statistice semnificative între cele două seturi de date, în special în cazul unor studii care acoperă perioade lungi de timp;
- prezentarea conceptului de ``repowering`` și realizarea unor studii de caz privind modul în care o astfel de abordare poate fi aplicată proiectului Fântânele-Cogealac, România;

- analiza resurselor de vânt din apropierea unor zone de energie marină din Europa, considerând date de tip RCP 4.5 și 8.5 pentru (interval 2006-2100);
- evaluarea performanțelor unei turbine de tipul *offshore*, amplasată în diferite zone costiere din Europa, considerând date de tip RCP (2006-2100);
- evaluarea potențialului de energie solară și eoliană din Republica Moldova, considerând date specifice intervalului de timp 1983-2005;
- analiza performanțelor unor panouri solare amplasate în diferite zone costiere Românești (Sfântul Gheorghe, Năvodari, Vama Veche).

8.3 Perspective privind studiile viitoare

Studiile prezentate în această teză pot reprezenta un punct de plecare pentru dezvoltarea unor alte direcții de cercetare, cum ar fi:

- aprofundarea și implementarea conceptului de ``*repowering*`` , dar și dezvoltarea unor studii de caz pentru fermele de vânt existente din zonele costiere, care în următorii 20 de ani ar trebui să-și oprească activitatea;
- analize climatologice ale resurselor solare și de vânt care să devină baze de date actualizate (de exemplu, CMIP6);
- evaluarea în detaliu a potențialului energetic din Republica Moldova și a unor scenarii care să implice dezvoltarea unor proiecte solare/vânt;
- configurarea spațială a unor ferme de vânt care ar putea opera în cadrul unor bazine închise, considerând diferite restricții costiere (de exemplu, zone protejate, rute maritime);
- analiza performanțelor unor ferme hibride solar-vânt care ar putea fi dezvoltate în diferite zone costiere din Europa;
- evaluarea impactului costier specific unor ferme de energie marină amplasate în vecinătatea zonelor costiere;
- analiza diferitelor tipuri de turbine specifice zonelor maritime, dezvoltate la ora actuală, cum ar fi cele cu ax vertical;
- identificarea perioadelor optime pentru realizarea unor activități specifice proiectelor *offshore* (de exemplu, montaj, inspecție, mentenanță), având în vedere analiza unor parametri specifici mediului marin, cum ar fi: înălțimea și perioada valurilor, viteza vântului;
- analiza performanțelor unor sisteme de extracție a energiei valurilor amplasate în apropiere de linia costieră (de exemplu, sisteme cu coloană de apă oscilantă);
- identificarea performanțelor unor ferme solare plutitoare care ar putea opera în lacurile naturale sau barajele de acumulare din România. Diferite aspecte pot fi luate în considerare, cum ar fi identificarea reducerii volumului de apă evaporat.

Listă lucrări

Cercetările realizate în perioada studiilor de doctorat au fost incluse în următoarele publicații științifice:

Lucrări publicate în jurnale indexate Web of Science (ISI). Indexate SCOPUS.

1. Rusu E., Georgescu P. L., Onea F., **Yildirim V.**, Dragan S., 2023. The Potential of Lakes for Extracting Renewable Energy-A Case Study of Brates Lake in the South-East of Europe. *Inventions*. (FI=3.4/2022), Q1 Engineering Multidisciplinary in ECSI edition. <https://doi.org/10.3390/inventions8060143>. WOS:001130724900001.
2. **Yildirim V.**, Rusu E., Onea F., 2022. Wind Variation near the Black Sea Coastal Areas Reflected by the ERA5 Dataset. *INVENTIONS* 7(3), 57, <https://doi.org/10.3390/inventions7030057>, WOS:000858623600001, (FI: 3.4/2022), Q1 ENGINEERING, MULTIDISCIPLINARY in ESCI edition 2022. <https://doi.org/10.3390/inventions7030057>. WOS:000858623600001.
3. **Yildirim V.**, Rusu E., Onea F., 2022. Wind Energy Assessments in the Northern Romanian Coastal Environment Based on 20 Years of Data Coming from Different Sources. *Sustainability* 14 (7), 4249, WOS:000781321400001, (FI: 3.9/2022), Q2 ENVIRONMENTAL SCIENCES in SCIE edition. <https://doi.org/10.3390/su14074249>. WOS:000781321400001.

Lucrări publicate în reviste BDI

4. Onea F., Rusu L., **Yildirim V. (Caranfil)** 2018. Renewables and the Romanian energy system. *Mechanical Testing and Diagnosis*, 8(2), 5-10. <https://doi.org/10.35219/mtd.2018.2.01>
5. **Yildirim V. (Caranfil)**, Onea F., Rusu E., 2018, An evaluation of the solar and wind energy in the southeast of Romania, *Mechanical testing and Diagnosis*, Galati , ISSN 2247-9635, 2018 (VIII), Volume 2, pp. 15-20.
DOI:10.35219/mtd.2018.2.03
1. **Yildirim V. (Caranfil)**, Onea F., Rusu E., 2022. Partial energy consumption supplied by renewable energy sources for a production halls. *Annals of "Dunarea de jos" University of Galați – fascicle*, Galati. <https://www.gup.ugal.ro/ugaljournals/index.php/math>.
2. **Yildirim V.**, Rusu E., Onea F., 2021. Wind condition analysis and partial repowering concept for Fantanele – Cogeaalac *onshore* project. Indexate **SCOPUS**. 21st International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM, 16 - 22 August, V-21, 2021. DOI:10.5593/sgem2021/4.1/s17.24
<https://www.proquest.com/docview/2677065807?pq-origsite=gscholar&fromopenview=true&sourcetype=Conference%20Papers%20&%20Proceedings>

Lucrări prezentate la conferințe internaționale

3. **Yildirim V.**, Rusu E., Onea F., 2021. Current analyses of the wind condition and repowering perspective for Fantanele –Cogeaalac Onshore Project. 21st International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM, 16-22 August, V-21, 2021. DOI:10.5593/sgem2021/4.1/s17.24.
Indexata SCOPUS <https://www.proquest.com/docview/2677065807?pq-origsite=gscholar&fromopenview=true&sourcetype=Conference%20Papers%20&%20Proceedings>
4. **Caranfil (Yildirim) V.**, Rusu E., Onea F., 2018. An analysis of the renewable energy resources in the Republic of Moldova- 18 International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM, 02-08 iulie 2018, V18 pp 119-126 International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. DOI:10.5593/sgem2018/4.1/S17.016.

Indexata SCOPUS

<https://www.proquest.com/docview/2182646714?pq-origsite=gscholar&fromopenview=true&sourcetype=Conference%20Papers%20&%20Procedings>

Lucrări prezentate la conferințe naționale

5. Scientific Conference of Doctoral Schools SCDS-UDJG, Perspectives and challenges in doctoral research 6th Edition, "Dunarea de Jos" University of Galati, 7-8 of June 2017. Sectiunea postere. **Caranfil V. ***, Rusu E., Onea F., Partial energy consumption supplied by renewable energy sources for a production halls. Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați, Facultatea de inginerie, RO-800008, Galati, Romania.
6. Scientific Conference of Doctoral Schools SCDS-UDJG. UGAL - Scientific and Cultural Dialogues, Dialoguri stiintifice si culturale, 18-28 octombrie 2021. Perspectives and challenges in doctoral research 9th Edition, "Dunarea de Jos" University of Galati, 10-11 of June 2021. Sectiunea postere. **Yildirim V.***, Rusu E., Onea F. Current analyses of the wind condition and repowering perspective for Fantanele –Cogealac *Onshore* Project.
7. Scientific Conference of Doctoral Schools SCDS-UDJG. A X-a ediție CSSD-UDJG 2022, organizată în perioada 09–10 Iunie 2022. Secțiunea de postere. **Yildirim V.***, Rusu E., Florin O., Assessment of the Wind and Solar Energy Potential in the Area of the Brateș Lake, Romania. Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați, Facultatea de inginerie, RO-800008, Galati, Romania.

Premii

1. Premiul I. Secțiunea 1. Advanced Research in Mechanical and Industrial Engineering din cadrul Conferinței Științifice a Școlilor Doctorale CSSD-UDJG 2022, **Yildirim V. ***, Onea F., Rusu E., Evaluation of the *onshore* and *offshore* wind energy resources associated to the Black Sea basin.
2. Diplomă de excelență 14.12.2022, Pentru rezultate excelente în activitatea de cercetare în cadrul IOSUD-UDJG în anul 2022. Școala Doctorală de Inginerie Mecanică și Industrială. **Yildirim V. ***, Onea F., Rusu E., Wind Energy Assessments in the Northern Romanian Coastal Environment Based on 20 Years of Data Coming from Different Sources.

Bibliografie

- [1] Ciucci M. Energia din surse regenerabile 2023, https://www.europarl.europa.eu/erpl-app-public/factsheets/pdf/ro/FTU_2.4.9.pdf, accesat 15.03.2024.
- [2] ***Buletin informativ ANRE — Trimestrul II 2014 I. utoritatea Națională de Reglementare în domeniul energiei; 2014.
- [3] Țenchea A.I., Contribuții privind cercetarea arderii în strat fluidizat a biomasei. Universitatea “Politehnica” din Timișoara, 2008.
- [4] Gleixner, S.; Demissie, T.; Diro, G.T., Did ERA5 Improve Temperature and Precipitation Reanalysis over East Africa?, *MDPI Atmosphere* 2020;11:996. <https://doi.org/10.3390/atmos11090996>.
- [5] ***Raport Privind Progresul Înregistrat în Îndeplinirea Obiectivelor Naționale de Eficiență Energetic. Bucuresti: Agentia Nationala pentru Reglementare in domeniul Energiei (ANRE)., 2016.
- [6] ***Europe’s onshore and offshore wind energy potential. Copenhagen,: EEA technical report; 2009.
- [7] ***Global wind map n.d. ESMAP V DTU, World Bank group, Global Wind Atlas, 2024, <https://globalwindatlas.info/en>, accesat 12.07.2022.
- [8] Souvik S., Ganguly S., Opportunities, barriers and issues with renewable energy development—A discussion. *Renew Sustain Energy Rev* 2017; Volumul 69, paginile 1170-1181. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.137>.
- [9] Pană I., Energia Eoliană 1989, <https://op.europa.eu/webpub/eca/special-reports/windsolar-power-generation-8-2019/ro/index.html>, accesat 15.03.2024.
- [10] ***Energy and environment report 2008. Copenhagen: European Environmental Agency, 2008, https://www.eea.europa.eu/publications/eea_report_2008_6, accesat 24.07.2023.
- [11] Ciutacu A., Bellu C, Tiron M. Conferința ZF/Liberty Galați Green Valley – noul pol de investiții pentru viitor. <https://www.zf.ro/companii/ajay-aggarwal-liberty-steel-europe-romania-are-un-potential-enorm-de-21762707>, 2023
- [12] ***Meteoblue. MeteoblueCom. <https://www.meteoblue.com/ro/user/order/historyplus>, 2006.
- [13] Ion I, Câmpian C.V, Cuzmoș A, Dumbravă C. Determinarea vitezei vântului pe baza valorilor măsurătorilor experimentale obținute de la stâlpi anemometrici n.d., A XII Conferință Națională multidisciplinară-cu participare internațională „Profesorul Dorin Pavel-fondatorul hidroenergeticii românești” Sebeș, 2012. <https://stiintasiinginerie.ro/wpcontent/uploads/2013/12/60-determinarea-vitezeiv% c3%82ntului-pe-baza.pdf>, accesat 23.06.2024.
- [14] ***Hólmfríður H., Sandström M. Lifetime Analysis of a Wind Turbine Component. Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Gothenburg, 2016.
- [15] ***Carlson O., Lecture notes in Sustainable Power Production and Transportation. . Chalmers University of Technology, 2015.
- [16] A Al-Shahrani A., A.Nada, Jazan University, S. . Shape optimization of Low Speed Wind Turbine Blades using Flexible Multibody Approach. Elsevier;134:577–87, 2017.
- [17] Martínez E., Latorre-Biel JI, Jiménez E, Sanz F, Blanco J. Life cycle assessment of a wind farm repowering process. *Renewable and Sustainable Energy*, 2018;93:260–71. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.044>.
- [18] Google MAPS. <https://WwwGoogleCom/Maps> n.d.
- [19] Bezbradica M., Kerkvliet H., Borbolla IM, Lehtimäki P. Wind farm repowering a strategic management perspective. Department of Earth Sciences, Swed 2016:11.

- [20] Hussain I., Haider A., Ullah Z., Russo M., Casolino GM, Azeem B. Comparative Analysis of Eight Numerical Methods Using Weibull Distribution to Estimate Wind Power Density for Coastal Areas in Pakistan. *Energies* 2023;16:1515. <https://doi.org/10.3390/en16031515>
- [21] Abadie L., Goicoechea N., Old Wind Farm Life Extension vs. Full Repowering: A Review of Economic Issues and a Stochastic Application for Spain,. *Energies*, 2021:4. <https://doi.org/10.3390/en14123678>.
- [22] Onea F., Rusu E. ,Efficiency assessments for some state of the art wind turbines in the coastal environments of the Black and the Caspian seas. *Energy Explor Exploit* 2016;34:217–34. <https://doi.org/10.1177/0144598716629872>
- [23] ***IRENA (International Renewable Energy Agency). Renewable energy technologies: cost analysis series. Wind power, 2012.
- [24] Kosky P., Balmer R., William K., George W., *Exploring Engineering*. vol. Third edition, 2013.
- [25] ECMWF reanalysis. ERA5 data n.d. <https://doi.org/DOI: 10.24381/cds.adbb2d47>.
- [26] ***J. Store. Consiliul aprobă concluzii privind un val de renovări în UE, Consiliul European; 2021.
- [27] ***Raport anual privind activitatea ANRE 2022. București: Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, <https://anre.ro/despre/rapoarte/>, accesat 15.02.2023
- [28] Florea NM., Bădîrcea RM, Meghisian-Toma G-M, Puiu S, Manta AG, Berceanu D. Linking Public Finances' Performance to Renewable-Energy Consumption in Emerging Economies of the European Union. *Sustainability* 2021;13:6344. <https://doi.org/10.3390/su13116344>.
- [29] ***Guillot J.D., Emisiile de gaze cu efect de seră pe țări și pe sectoare. *Parlamentul European* 2023:3.
- [30] ***Buletin informativ ANRE - Trimestrul II 2014 I. Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, 2014.
- [31] ***Timnea R.Ș., *Strategia de Dezvoltare Durabilă 2021-2027 a Municipiului Galați*, 2020.
- [32] Barton J.P., and D. G. Infield. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2004;19:441. <https://doi.org/10.1109/TEC.2003.822305>.
- [33] ***Romania Wind Energy Market | 2022 - 27 | Industry Share, Size, Growth - Mordor Intelligence 2022. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/romania-wind-energy-market>, accesat 28.01.2022.
- [34] Dudău R. MB. *Romania's Offshore Wind Energy Resources: Natural potential, regulatory framework, and development prospects.*. Bucharest, 2020.
- [35] Onea F., Rusu E., Sustainability of the Reanalysis Databases in Predicting the Wind and Wave Power along the European Coasts. *Sustainability* 2018;10:193. <https://doi.org/10.3390/su10010193>.
- [36] MERRA-2 n.d. <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>, accesat 25.06.2024.
- [37] Devis A., Van Lipzig NPM, Demuzere M. Should future wind speed changes be taken into account in wind farm development? *Environmental Research Letters* 2018;13:064012. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aabff7>.
- [38] Rusu E., Onea F., A parallel evaluation of the wind and wave energy resources along the Latin American and European coastal environments. *Renewable Energy* 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.117>.
- [39] Al-Nassar WK, Neelamani S., Al-Salem KA, Al-Dashti HA. Feasibility of offshore wind energy as an alternative source for the state of Kuwait. *Energy* 2019;169:783–96. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.140>.

- [40] ***Evaluarea gradului de pregătire privind valorificarea energiei regenerabile: Republica Moldova, Agenția Internațională pentru Energie Regenerabilă, Abu Dhabi, 2019
- [41] ***Raport privind monitorizarea securității aprovizionării cu energie electrică și gaze naturale a Republicii Moldova pentru perioada 2020-2021. Ministerului Infrastructurii și Dezvoltării Regionale nr. 200, 2022
- [42] Rachier V., Evaluarea potențialului energetic eolian al Republicii Moldova. Universitatea Tehnică a Moldovei, Facultatea de energetică și inginerie electrică, 2016.
- [43] S Solar radiation. MY NASA DATA, 2018. <https://myasadata.larc.nasa.gov/glossary/solar-radiation-2/>.
- [44] ***Moldova Country Strategy 2023-2028, 2021.
- [45] ***Serviciul Hidrometeorologic de Stat, 2005. <https://www.meteo.md/index.php/transparenta/planuri-rapoarte-de-activitate/>.
- [46] ***Evaluarea gradului de pregătire privind valorificarea energiei regenerabile. Republica Moldova. IRENA, 2019.
- [47] C Caranfil V, Rusu E, Onea F. An Evaluation of the Solar and Wind Energy in the South-East of Romania. *Mechanical Testing and Diagnosis* 2018;8:15–20. <https://doi.org/10.35219/mtd.2018.2.03>.
- [48] Ali S., Lee S-M., Jang C-M., Techno-Economic Assessment of Wind Energy Potential at Three Locations in South Korea Using Long-Term Measured Wind Data. *Energies* 2017;10:1442. <https://doi.org/10.3390/en10091442>.
- [49] V Vestas V90-3.0 - 3,00 MW - Wind turbine 2018. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/603-vestas-v90-3.0> , accesat 29.07.2018.
- [50] Areva M5000-116 - 5,00 MW - Wind turbine 2018. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/23-areva-m5000-116> , accesat 29.07.2018.
- [51] Senvion 6.2M126 Offshore - 6,15 MW - Wind turbine 2018. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/885-senvion-6.2m126-offshore>, accesat 29.07.2018
- [52] Agarwal A., Venugopal V., Harrison GP., The assessment of extreme wave analysis methods applied to potential marine energy sites using numerical model data. *Renew Sustainability Energy Review* 2013;27:244–57. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.049>.
- [53] Onea F., Raileanu A., Rusu E., Analysis of extreme wind and wave conditions in the Black Sea , as reflected by the Altimeter Measurements. *Mechanical Testing and Diagnosis*, 1:5–12, ISSN 2247 – 9635, 2016 (VI), Volume 1, pp. 5-12.
- [54] Wang J., Mamkhezri J., Khezri M, Karimi MS, Khan YA. Insights from European nations on the spatial impacts of renewable energy sources on CO2 emissions. *Energy Rep* 2022;8:5620–30. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.005>.
- [55] Hersbach H., Bell B., Berrisford P., Hirahara S., Horányi A., Muñoz-Sabater J., et al. The ERA5 global reanalysis. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* Volume 146, Issue 730 p., 2020;146:1999–2049. <https://doi.org/10.1002/qj.3803>.
- [56] ***A European Green Deal | European Commission 2022. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en , accesat 22.05.2022.
- [57] ***Wind energy in Europe: 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027. *WindEurope* 2023. <https://windeurope.org/data-and-analysis/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027>, accesat 20.03.2023.
- [58] Constantin D-E., Bocăneala C., Voiculescu M, Roșu A, Merlaud A, Roozendaal MV, et al. Evolution of SO2 and NOx Emissions from Several Large Combustion Plants in Europe during 2005–2015. *International Journal of Environmental Research and Public Health* 2020;17:3630. <https://doi.org/10.3390/ijerph17103630>.

- [59] Durakovic G., del Granado PC., Tomsgard A., Powering Europe with North Sea offshore wind: The impact of hydrogen investments on grid infrastructure and power prices. *Energy* 2023;263:125654. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125654>.
- [60] Madsen DN., Hansen JP., Outlook of solar energy in Europe based on economic growth characteristics. *Renewable Sustainability Energy Reviews* 2019;114:109306. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109306>.
- [61] Dragomir G., Șerban A., Năstase G., Brezeanu AI., Wind energy in Romania: A review from 2009 to 2016. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;64:129–43. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.080>.
- [62] Onea F., Rusu L., A Study on the Wind Energy Potential in the Romanian Coastal Environment. *J Mar Sci Eng* 2019;7:142. <https://doi.org/10.3390/jmse7050142>.
- [63] Guillory A., ERA5. ECMWF 2017. <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>, accesat 31.03.2019.
- [64] Spunei E., Piroi I., Piroi F., Efficiency of a small power photovoltaic installation connected to the low voltage network. *J Phys Conf Ser* 2022;2212:012020. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2212/1/012020>.
- [65] Rusu E., Georgescu P.L., Onea F., Yildirim V., Dragan S., The potential of lakes for Extracting Renewable Energy- A Case study of Brates Lake in the South-East of Europe. *Inventions* 2023; Multidisciplinary in ECSI edition. <https://doi.org/10.3390/inventions8060143>.
- [66] Nascimento MM, Shadman M, Silva C, de Freitas Assad LP, Estefen SF, Landau L. Offshore wind and solar complementarity in Brazil: A theoretical and technical potential assessment. *Energy Conversion and Management* 2022;270:116194. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116194>.
- [67] Khalifeh S. SR, Mostafaeipour A, Almutairi K, Hosseini Dehshiri SJ, Hosseini Dehshiri SS, Techato K. Predicting effect of floating photovoltaic power plant on water loss through surface evaporation for wastewater pond using artificial intelligence: A case study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 2022;50:101849. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101849>.
- [68] Urraca R, Gracia-Amillo AM, Koubli E, Huld T, Trentmann J, Riihelä A, et al. Extensive validation of CM SAF surface radiation products over Europe. *Remote Sens Environ* 2017;199:171–86. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2017.07.013>.
- [69] López M., Rodríguez N., Iglesias G., Combined Floating Offshore Wind and Solar PV. *J Mar Sci Eng* 2020;8:576. <https://doi.org/10.3390/jmse8080576>.
- [70] Fereshthepour M, Javidi Sabbaghian R, Farrokhi A, Jovein EB, Ebrahimi Sarindizaj E. Evaluation of factors governing the use of floating solar system: A study on Iran's important water infrastructures. *Renewable Energy* 2021;171:1171–87. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.12.005>.
- [71] ***International Electrotechnical Commission. International Standard IEC 61400-1 Wind turbines –Part 1:Design requirements. 2005.
- [72] Onea F., Rusu E., An Evaluation of Marine Renewable Energy Resources Complementarity in the Portuguese Nearshore. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2022;10:1901. <https://doi.org/10.3390/jmse10121901>.
- [73] Popa P., Murariu G., Timofti M., Georgescu LP., Multivariate statistical analyses of Danube River water quality at Galați, Romania. *Environmental Eng Manag J* 2018;17:1249–66. <https://doi.org/10.30638/eemj.2018.124>.
- [74] Michalco BT. Kim Tranberg and David. *Statistics* 2023. <https://turbines.dk/statistics>, accesat 3.04.2023.

- [75] Boretti A., Castelletto S., Trends in performance factors of wind energy facilities. *SN Appl Sci* 2020;2:1718. <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03526-z>.
- [76] ***Romania: CEZ Cogeaalac-Fântânele wind farm case study. Eurofound, 2022. <https://www.eurofound.europa.eu/hu/observatories/emcc/case-studies/the-greening-of-industries-in-the-eu/romania-cez-cogeaalac-fntnele-wind-farm-case-study>, accesat 28.01.2022.
- [77] Rusu E., A 30-year projection of the future wind energy resources in the coastal environment of the Black Sea. *Renewable Energy* 2019;139:228–34. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.082>.
- [78] Onea F., Rusu E., Rusu L., Assessment of the Offshore Wind Energy Potential in the Romanian Exclusive Economic Zone. *J Mar Sci Eng* 2021;9:531. <https://doi.org/10.3390/jmse9050531>.
- [79] Yildirim V., Rusu E., Onea F., Wind Energy Assessments in the Northern Romanian Coastal Environment Based on 20 Years of Data Coming from Different Sources. *Sustainability* 2022;14:4249. <https://doi.org/10.3390/su14074249>.
- [80] Bezrukovs V., Zacepins A., Bezrukovs V., Komasilovs V., Comparison of different methods for evaluation of wind turbine power production based on wind measurements. *Renewable Energy Environ Sustain* 2016;1:22. <https://doi.org/10.1051/rees/2016025>
- [81] Silhavy R., Silhavy P., Prokopova Z., Computational Statistics and Mathematical Modeling Methods in Intelligent Systems. vol. Volume 1047. Switzerland: Springer; 2019.
- [82] Yildirim V., Rusu E., Onea F., Wind Variation near the Black Sea Coastal Areas Reflected by the ERA5 Dataset n.d. *Inventions*, <https://www.mdpi.com/2411-5134/7/3/57>, accesat 4.06.2024.
- [83] Rusu L., Ganea D., Mereuta E., A joint evaluation of wave and wind energy resources in the Black Sea based on 20-year hindcast information. *Energy Exploration & Exploitation* 2018;36:335–51. <https://doi.org/10.1177/0144598717736389>.
- [84] Olauson J., ERA5: The new champion of wind power modelling? *Elsevier Renewable Energy* 2018;Volume 126:PP 322-331. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.056>.
- [85] Dawn S., Tiwari PK., Goswami AK., Singh AK., Panda R., Wind power: Existing status, achievements and government's initiative towards renewable power dominating India. *Energy Strategy Rev* 2019;23:178–99. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.002>.
- [86] Kubryakov A., Stanichny S., Shokurov M., Garmashov A., Wind velocity and wind curl variability over the Black Sea from QuikScat and ASCAT satellite measurements. *Remote Sens Environ* 2019;224:236–58. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2019.01.034>.
- [87] Divinsky BV., Kosyan RD., Spatiotemporal variability of the Black Sea wave climate in the last 37 years. *Cont Shelf Res* 2017;136:1–19. <https://doi.org/10.1016/j.csr.2017.01.008>.
- [88] Amarouche K., Akpınar A., Soran MB., Myslenkov S., Majidi AG., Kankal M., et al. Spatial calibration of an unstructured SWAN model forced with CFSR and ERA5 winds for the Black and Azov Seas. *Appl Ocean Res* 2021;117:102962. <https://doi.org/10.1016/j.apor.2021.102962>.
- [89] Yildirim V., Rusu E., Onea F., Wind Variation near the Black Sea Coastal Areas Reflected by the ERA5 Dataset n.d. *Inventions*, <https://www.mdpi.com/2411-5134/7/3/57>, accesat 4.06.2024.
- [90] Archer CL., Jacobson MZ., Evaluation of global wind power. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* 2018;110. <https://doi.org/10.1029/2004JD005462>.
- [91] Costoya X., deCastro M., Carvalho D., Gomez-Gesteira M., On the suitability of offshore wind energy resource in the United States of America for the 21st century. *Applied Energy* 2020;262:114537. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114537>.

- [92] ***Fundamentals and Source Characteristics of Renewable Energy Systems, 2022.
- [93] Shu ZR., Jesson M., Estimation of Weibull parameters for wind energy analysis across the UK. *J Renewable Sustainability Energy* 2021;13:023303. <https://doi.org/10.1063/5.0038001>.
- [94] Al-Nassar WK., Neelamani S., Al-Salem KA., Al-Dashti HA., Feasibility of offshore wind energy as an alternative source for the state of Kuwait. *Energy* 2019;169:783–96. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.140>.
- [95] Qin C., Loth E., Zalkind DS., Pao LY., Yao S., Griffith DT., et al. Downwind coning concept rotor for a 25 MW offshore wind turbine. *Renewable Energy* 2020;156:314–27. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.04.039>.
- [96] Souza CES, Bachynski-Polić EE. Design, structural modeling, control, and performance of 20 MW spar floating wind turbines. *Marine Structure* 2022;84:103182. <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2022.103182>.
- [97] GE Energy 2.5xl - Manufacturers and turbines - Online access - The Wind Power 2019. https://www.thewindpower.net/turbine_en_59_ge-energy_2.5xl.php, accesat 10.03.2019.
- [98] Manufacturers and turbines - Online access - The Wind Power, 2018. https://www.thewindpower.net/turbines_manufacturers_en.php, 20.05.2018.
- [99] Ashuri T., Martins JRRA., Zaaijer MB., van Kuik GAM., van Bussel GJW., Aeroservoelastic design definition of a 20 MW common research wind turbine model: A 20 MW common research wind turbine model. *Wind Energy* 2016,19:2071–87. <https://doi.org/10.1002/we.1970>.
- [100] Mobil-Grid-CoP 2022. <https://www.iwes.fraunhofer.de/en/research-projects/current-projects/mobil-grid-cop.html>, 22.06.2022.