

**IOSUD – UNIVERSITATEA „DUNĂREA DE JOS” DIN GALAȚI**

**Școala doctorală de Inginerie Mecanică și Industrială**



# **TEZĂ DE DOCTORAT**

## **Rezumat**

**STUDII ȘI CERCETĂRI PRIVIND**

**OPTIMIZAREA UTILIZĂRII**

**TURBINELOR EOLIENE ÎN ROMÂNIA**

**Doctorand,**

**Ing. Romeo MARIN**

**Conducător științific,**

**Prof. univ. dr. ing. habil. Mihaela BUCIUMEANU**

**Seria 16: Inginerie mecanică Nr. 82**

**GALAȚI**

**2024**



IOSUD – UNIVERSITATEA „DUNĂREA DE JOS” DIN GALAȚI

Școala doctorală de Inginerie Mecanică și Industrială



**TEZĂ DE DOCTORAT**  
**Rezumat**  
**STUDII ȘI CERCETĂRI PRIVIND**  
**OPTIMIZAREA UTILIZĂRII**  
**TURBINELOR EOLIENE ÎN ROMÂNIA**

Doctorand,

Ing. Romeo MARIN

Președinte,

Prof. acad. univ. dr. ing. habil. Eugen RUSU

Conducător  
științific,

Prof. univ. dr. ing. habil. Mihaela BUCIUMEANU  
Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați

Referenți științifici:

Prof. acad. univ. dr. ing. habil. Daniel CONDURACHE

Prof univ. dr. ing. Sorin-Ștefan BIRIȘ

Prof univ. dr. ing. Elena MEREUȚĂ

Seria 16: Inginerie mecanică Nr. 82

GALAȚI

2024

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

**Domeniul fundamental ȘTIINTE 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 ȘTIINTE SOCIALE**

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

**Domeniul fundamental ȘTIINTE UMANISTE**

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

**Domeniul fundamental MATEMATICĂ ȘI ȘTIINTE ALE NATURII**

- Seria C: **Chimie**

**Domeniul fundamental ȘTIINTE BIOMEDICALE**

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



## Mulțumiri

Una dintre concluziile la care am ajuns după încheierea acestui drum către finalizarea pregătirii mele în domeniul ingineresc a fost că, în valorificarea energiei eoliene, se intersectează o multitudine de domenii conexe, fiecare dintre acestea fiind legat de aspecte esențiale pentru o eficientizare a extragerii acestei forme de energie regenerabilă. Nu aș fi putut finaliza această lucrare fără sprijinul permanent acordat de echipa de îndrumare, ai căror membri, în frunte cu Prof. dr. ing. habil. Mihaela Buciumeanu, mi-au deschis porțile cunoașterii în domenii fundamentale și cărora le sunt profund recunoscător.

În primul rând doresc să adresez mulțumirile mele Doamnei Prof. dr. ing. habil. Mihaela Buciumeanu care, pornind de la pregătirea științifică deosebită în domeniul tribologiei, a fost cea care m-a direcționat spre tema de cercetare aleasă, fiind în același timp și factorul coagulant în integrarea studiilor și experimentelor desfășurate sub atenta îndrumare a colegilor din echipă. Doamna Profesoară a fost un permanent sprijin pentru mine, în nu puține clipe de cumpănă, când hățișul problemelor ivite pe parcursul desfășurării cercetărilor părea de nepătruns.

Adâncă recunoștință doresc să adresez Domnului Acad. Prof. habil. dr. ing. Eugen Victor Rusu care, în pofida preocupărilor sale științifice majore, a găsit timp și înțelegere pentru a mă îndruma în domeniul legat de energia regenerabilă eoliană, punând astfel piatra de temelie pentru prezenta lucrare.

Nu în ultimul rând doresc să mulțumesc Doamnei Conf. dr. ing. Doina Boazu și Domnului Conf. dr. ing. Sorin Ciortan care, prin abilitățile științifice acumulate în domeniul simulării și modelării, mi-au deschis perspective largi în studiul problematicii legate de subiectul tezei.

Se cuvine a fi menționați și toți membrii Departamentului de Inginerie Mecanică, din cadrul Facultății de Inginerie, care, la un moment dat, s-au dovedit a fi deosebit de dispuși să mă ajute în diferite momente ale desfășurării cercetărilor.

Romeo MARIN

## Cuprins

Mulțumiri .....	5
Cuprins .....	6
Content .....	<b>Eroare! Marcaj în document nedefinit.</b>
Introducere.....	9
Energia regenerabilă în contextul încălzirii globale .....	9
Direcții de cercetare abordate în teza de doctorat .....	9
Prezentarea structurii tezei .....	10
Capitolul 1. Stadiul actual al cercetărilor privind valorificarea energiei eoliene .....	11
1.1. Turbine utilizate în valorificarea energiei eoliene .....	11
1.2. Turbine eoliene tip HAWT .....	12
1.3. Turbine utilizate în varianta onshore .....	13
1.3.1. Efecte asupra faunei și florei .....	13
1.3.2. Efecte sociale.....	13
1.3.3. Modificări climatice.....	13
1.3.4. Impedimente în extinderea exploatării energiei eoliene onshore .....	14
1.4. Turbine utilizate în varianta offshore .....	14
1.4.1. Efectele asupra mediului marin .....	14
1.4.2. Efectele asupra condițiilor hidrografice.....	14
1.4.3. Efectele asupra navigației .....	14
1.5. Onshore versus Offshore.....	14
1.6. Probleme specifice în construirea și exploatarea turbinelor eoliene .....	16
1.6.1. Efectul vitezei vântului.....	16
1.6.2. Efectul ariei acoperite de elice.....	17
1.6.3. Aspecte legate de elicele turbinelor eoliene HAWT .....	19
1.6.3.1. Forma palei.....	20
1.6.3.2. Structura palei .....	20
1.6.3.3. Materiale utilizate în construirea palelor pentru elice eoliene .....	21
1.6.3.4. Tehnologii utilizate în construirea palelor pentru elice eoliene .....	22
1.6.3.5. Degradări specifice palelor pentru elice eoliene .....	22
1.6.3.6. Metode de reparare a palelor pentru elice eoliene .....	25
1.7. Exploatarea energiei eoliene în România .....	26
1.7.1. Exploatări onshore .....	27
1.7.2. Exploatări offshore .....	29

1.8. Concluzii privind stadiul actual al cercetărilor privind valorificarea energiei eoliene ...	30
Capitolul 2. Metode de analiză și predicție în exploatarea energiei eoliene .....	31
2.1. Scenarii climatice.....	31
2.2. Teoria sistemelor dinamice .....	33
2.3. Rețele neuronale artificiale .....	34
2.4. Testarea la degradare prin eroziune .....	36
2.5. Concluzii.....	40
Capitolul 3. Modelare, analiză și rezultate privind exploatarea energiei eoliene .....	41
3.1. Analiza evoluției vitezei vântului utilizând scenariile climatice .....	41
3.2. Modelarea puterii generate de turbinele eoliene cu ajutorul TSD.....	45
3.3. Identificarea locațiilor optime de amplasare a parcurilor eoliene utilizând RNA.....	54
3.4. Analiza degradării prin eroziune a materialului palelor de elice eoliene .....	57
3.4.1. Analiza particulelor abrazive .....	57
3.4.2. Analiza compozitului palei elicei eoliene.....	59
3.4.3. Analiza comportării la eroziune .....	60
3.4.3.1. Analiza degradării prin eroziune.....	60
3.4.3.2. Protejarea contra degradării prin eroziune cu folii de protecție.....	65
3.5. Analiza comportării la impact a materialului palelor de elice eoliene .....	67
3.6. Concluzii.....	71
Capitolul 4. Concluzii generale și contribuții originale .....	72
4.1. Concluzii generale .....	72
4.2. Contribuții originale .....	73
4.3. Direcții viitoare de cercetare .....	74
Lista lucrărilor publicate .....	75
Bibliografie .....	77



## Introducere

### Energia regenerabilă în contextul încălzirii globale

Parlamentul European a emis o serie de directive, ce reglementează obținerea de energie din surse regenerabile, începând cu anul 2001 - Directiva 2001/77/CE, referitoare la obținerea de energie electrică [1] continuând cu Directiva 2003/30/CE, referitoare la utilizarea bio-combustibililor [2] și Directiva 2009/28/CE [3], stabilind obiectivele naționale până în anul 2020. În anul 2021 este stabilit Pactul Verde European (Delivering the European Green Deal) [4], care își propune să aducă Europa în stare neutră din punct de vedere climatic până în anul 2050.

În scopul îndeplinirii cerințelor impuse, este necesară extinderea utilizării energiilor regenerabile, printre care cele mai importante sunt: energia solară, energia eoliană, energia valurilor, hidro-energia și energia geotermală. Unele dintre acestea au fost, și sunt încă utilizate pe scară largă (hidro-energia), în timp ce altele au fost abordate timid în trecut, în principal datorită dificultăților tehnologice impuse de exploatarea acestora (energia solară, energia eoliană și energia valurilor). Odată cu dezvoltarea de noi materiale și tehnologii, energiile regenerabile au ajuns să ocupe un loc din ce în ce mai important în portofoliul energetic global, una dintre acestea, **Energia eoliană**, este generată de curenții de aer care circulă între diferite zone geografice. La ora actuală, energia eoliană este de departe sursa de energie regenerabilă cea mai exploatată, la nivel mondial existând la nivelul anului 2024 capacități instalate de aproximativ 1 TW, dintre care 117 GW au fost instalate în decursul anului 2023 [5].

### Direcții de cercetare abordate în teza de doctorat

Teza de față se concentrează pe problematica specifică turbinelor eoliene, legată de amplasarea și mentenanța acestora. Ca obiectiv general, se urmărește eficientizarea valorificării energiei eoliene, stabilind următoarele direcții de cercetare:

- propunerea unor metodologii de predicție a evoluției vitezei vântului, cu scopul aprecierii oportunității amplasării de noi parcuri eoliene sau de dezvoltare a celor existente,
- construirea unui model capabil să permită stabilirea cantității de energie extrasă într-o perioadă de timp,
- propunerea unor metodologii de optimizare a identificării de noi locații pentru înființarea de noi parcuri eoliene,
- stabilirea unor metodologii de simulare, testare și analiză în laborator a mecanismelor de degradare specifice palelor elicelor eoliene,
- elaborarea unor concluzii capabile să conducă la îmbunătățirea comportării materialelor din care sunt fabricate palele elicelor.

## **Prezentarea structurii tezei**

Lucrarea este structurată pe 4 capitole astfel:

Capitolul 1 abordează stadiul actual în domeniul extragerii energiei eoliene. Sunt prezentate evoluția valorificării acestei energii, dispozitivele utilizate - turbine eoliene și problematica legată de impactul asupra mediului, precum și aspecte legate de poziția societății civile. De asemenea, se analizează modurile și cauzele de defectare a palelor elicelor eoliene. În finalul capitolului se investighează situația valorificării energiei eoliene în România.

Capitolul 2 conține prezentări detaliate ale metodologiilor utilizate în prezenta teză pentru atingerea scopurilor propuse. Se propun metode și modele pentru eficientizarea valorificării extragerii energiei eoliene precum și metodologii de testare a degradării palelor de elice eoliene, prin eroziune și impact.

Capitolul 3 include prezentarea detaliată a rezultatelor obținute prin simularea pe modelele propuse precum și prin testele efectuate asupra materialului palelor eoliene. Sunt analizate formele de degradare prin eroziune și impact.

Capitolul 4 prezintă concluziile generale, rezultate în urma cercetărilor efectuate și evidențiază contribuțiile originale.

## Capitolul 1. Stadiul actual al cercetărilor privind valorificarea energiei eoliene

### 1.1. Turbine utilizate în valorificarea energiei eoliene

Turbinele eoliene se clasifică după două criterii: poziția axului elementului rotativ față de suportul de susținere și modul cum acționează forța aerodinamică asupra elementului rotativ [6]. Conform primului criteriu, există două variante constructive: turbină eoliană cu ax orizontal (HAWT - Horizontal Axis Wind Turbine), și, respectiv, turbină eoliană cu ax vertical (VAWT - Vertical Axis Wind Turbine), Figura 1.1 [7].

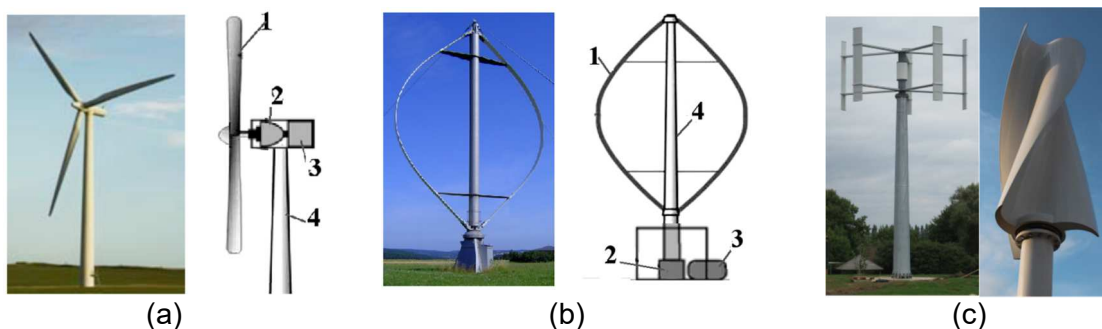


Figura 1.1. Turbine eoliene - variante constructive:

(a) cu ax orizontal; (b) cu ax vertical-model Darrieus; (c) cu ax vertical-Savonius: 1-pala elice; 2-angrenaj; 3- generator electric; 4- pilon susținere (adaptată după [7])

După acțiunea forței aerodinamice se diferențiază: turbine la care forța aerodinamică are aceeași direcție ca și curentul de aer (tip "drag-force"), turbine la care forța aerodinamică este perpendiculară pe direcția curentului de aer (tip "lift-force") și turbine combinate. În prima categorie se înscriu turbinele model Savonius (Figura 1.1c), în timp ce în a doua categorie sunt cuprinse turbinele HAWT (Figura 1.1a) și cele de model Darrieus (Figura 1.1b). La cele de tip "drag-force" producția este limitată la circa 15% și la cele de tip "lift-force" este de până la 59%. Ca urmare turbinele cu ax vertical sunt utilizate mai ales în locații urbane [8]. Un aspect constructiv referitor la elicele turbinelor HAWT este stabilirea numărului de pale, Figura 1.2.

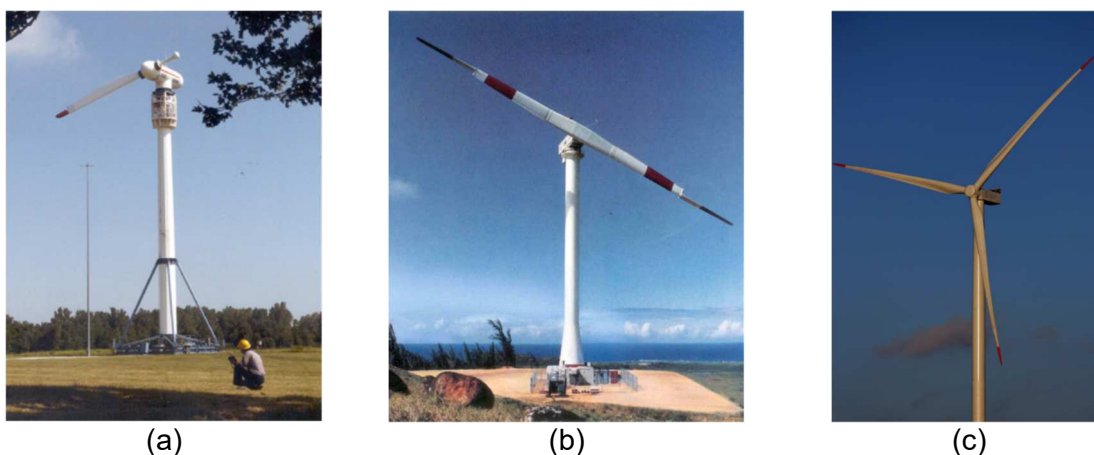


Figura 1.2. Elice pentru turbine eoliene - variante constructive:

(a) cu o singură pală; (b) cu două pale; (c) cu trei pale. (adaptată după [9])

În Tabelul 1.1 se prezintă o comparație (pe o scară de la 1-nesatisfăcător, la 5-excelent) între performanțele oferite de elice în funcție de numărul de pale cu care acestea sunt dotate.

Tabelul 1.1. Comparație între performanțele oferite de elice în funcție de numărul de pale [9]

Criteriul	1 pală	2 pale	3 pale	4 pale
Performanță	3	4	5	5
Preț	5	4	3	2
Greutate	5	5	4	3
Zgomot produs	2	3	4	5
Comportare dinamică	1	3	5	5
Tensiuni mecanice	3	3	5	3
Total	19	22	26	23

Se observă în Tabelul 1.1 că performanțele optime se obțin pentru trei pale. În Tabelul 1.2, se prezintă o comparație între turbinele de tip HAWT și VAWT [7].

Tabelul 1.2. Comparație HAWT – VAWT [7]

	HAWT	VAWT
<b>Avantaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pot fi amplasate la înălțimi mari, unde vântul are viteză mai mare,</li> <li>- eficiență ridicată, pot converti până la 59% din energia eoliană,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- reductorul și generatorul sunt la nivelul solului,</li> <li>- sunt omnidirecționale</li> </ul>
<b>Dezavantaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- întreținere dificilă datorită amplasării la înălțimi ridicate,</li> <li>- reparațiile necesită asistență cu macarale specializate,</li> <li>- necesită sisteme suplimentare pentru aliniere la direcția vântului.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sunt mai puțin eficiente, cele de tip "drag-force" convertind circa 15% din energia eoliană,</li> <li>- fiabilitate scăzută datorită fenomenului de auto-portanță,</li> <li>- nu au capacitatea de auto-start.</li> </ul>

Având în vedere cele prezentate, turbinele cu ax orizontal și elice cu trei pale sunt utilizate la pe scară largă, atât în variantă onshore cât și offshore.

## 1.2. Turbine eoliene tip HAWT

În Figura 1.3 se prezintă structura unei turbine eoliene cu ax orizontal, tip HAWT.

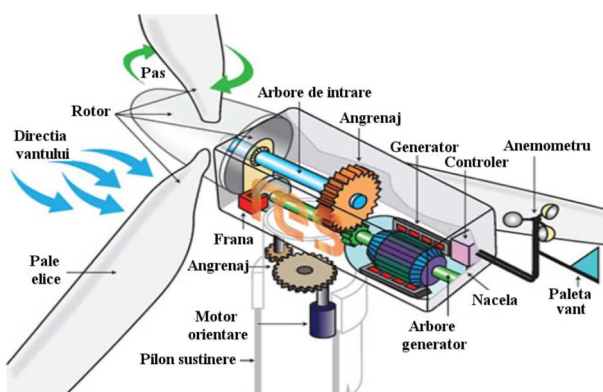


Figura 1.3. Turbină eoliană cu ax orizontal (adaptată după [7])



### 1.3. Turbine utilizate în varianta onshore

Turbinele onshore sunt amplasate pe sol, în afara zonelor urbane. Ritmul de instalare este în continuă creștere, în decursul anului 2023 fiind date în folosință capacități onshore de peste 100 GW, atingându-se 924 GW [5]. Luând în considerare faptul că turbinele sunt montate în grupuri, efectele negative asupra mediului pot atinge un nivel ridicat, fiind afectate: fauna și flora, societatea umană și condițiile climatice [10].

#### 1.3.1. Efecte asupra faunei și florei

Elementele constructive ale turbinelor, cum ar fi elicea, turnul, nacela, cablurile electrice, etc., sunt obstacole care produc rănirea sau chiar moartea păsărilor [11], deși nu s-a ajuns la un sistem de evaluare unitar al pierderilor [12]. Condițiile meteo sunt o altă cauză ce poate conduce la coliziunea păsărilor cu elementele turbinei [11]. S-a demonstrat că 14-22% dintre păsări și-au modificat atât altitudinea de zbor, cât și direcția astfel încât să ocolească turbinele cu până la 1000 m [13]. Un alt aspect este legat de lilieci [14]. Datorită particularităților acestora - detecția cu ultrasunete, materialele și formele constructive afectează puternic capacitatea de a evita coliziunile [15] [16]. Pentru a reduce impactul fermelor eoliene asupra faunei se iau măsuri la nivelul de proiectare, modificând formele elementelor constructive și aspectul optic al acestora [17] [18] în funcție de rezultatele obținute în urma analizei habitatului din zonele vizate [19,20].

Efectele negative asupra florei sunt prezente în principal în faza de construire a turbinelor, atunci când se degradează solul și flora. În vederea limitării acestor efecte se recomandă refacerea rapidă a zonelor verzi afectate, prin replantări [21].

#### 1.3.2. Efecte sociale

Efectele sociale induse de fermele eoliene se referă la două aspecte: vizual și auditiv. Din punct de vedere vizual, efectele se regăsesc în reflexiile luminii solare generate de pale în timpul rotației și integrarea turbinelor în spațiul peisagistic, acestea generând opinii negative față de amplasarea în apropierea zonelor locuite [22] [23], manifestându-se chiar un sindrom specific: "Nu în curtea mea" (Not In My Back Yard - NIMBY) [24] [25]. Ca urmare, au fost efectuate studii cu scopul reducerii nivelului acestor efecte negative [26] [27].

Legat de zgomotul produs în funcționare, studiile efectuate demonstrând că zgomotul este deranjant într-o zonă de până la 500 m în jurul turbinelor [28]. Frecvența acestor zgomote este de 20-100 Hz, cu efecte dăunătoare asupra sănătății umane [29] [30], impunându-se limite ale valorilor presiunii acustice, cuprinse în domeniul 40 - 55 dB [31] [32] [33].

#### 1.3.3. Modificări climatice

Turbinele eoliene influențează curenții de aer, perturbând circulația pe direcție verticală, rezultând modificări ale temperaturii locale [34], cu efecte asupra ploilor. Studiile au demonstrat că în zona fermelor eoliene se remarcă o creștere medie a temperaturii cu 0,72°C și, dacă până în anul 2100, 10% din cantitatea mondială de energie va proveni din energie eoliană, temperatura globală va crește cu 1°C [35] [36]. Efectul produs de turbinele eoliene se regăsește și într-o emisie de gaze cu efect de seră (CO<sub>2</sub>), produsă pe întreaga durată de viață a turbinei, începând cu etapa de construire, continuând cu întreținerea și încheindu-se cu operațiile de dezafectare. Studiile indică emisii cuprinse între 2 - 86 CO<sub>2</sub>e/kWh, în funcție de puterea instalată [37].

### **1.3.4. Impedimente în extinderea exploatării energiei eoliene onshore**

Streimikiene et al. [38] evidențiază o serie de 41 de cauze ce conduc la încetinirea exploatării energiei eoliene în variantă onshore, în principal legate de aspecte instituționale, economico-financiare, tehnice și sociale. Conform datelor raportate de Diógenes et al. [39], în România principalele piedici în dezvoltarea fermelor eoliene sunt de tip economico-financiar, urmate de cele de tip instituțional, social și cele legate de o infrastructură insuficient dezvoltată.

## **1.4. Turbine utilizate în varianta offshore**

Exploatăriile eoliene offshore prezintă o serie de avantaje: impactul asupra mediului redus, viteze ale vântului ridicate ceea ce conduce la densități de putere mai mari etc. [40]. Totuși există și o serie de dezavantaje: dificultățile legate de transportul energiei electrice către țărm, amprenta de carbon mai ridicată decât în cazul exploatărilor onshore [41] și costul de implementare mai ridicat comparativ cu varianta onshore [42]. Turbinele utilizate în varianta offshore se împart în două categorii: cu fundație fixă (fixed bottom) sau cu fundație flotantă (floating bottom) [43] [44].

### **1.4.1. Efectele asupra mediului marin**

Un efect al turbinelor cu bază fixă, este "efectul de recif" [45]: depunerea de organisme acvatice pe fundații. Alt efect este generat de câmpurile electromagnetice produse de turbine și de transferul energiei prin cablurile de legătură cu țărmul [46], acestea afectând traseele de migrație a unor specii acvatice. În cazul turbinelor amplasate în apropierea țărmului, există posibilitatea interferării cu speciile de păsări [47].

### **1.4.2. Efectele asupra condițiilor hidrografice**

Turbinele plasate offshore generează și efecte asupra condițiilor hidrografice, afectând gradientul valurilor datorită reducerii vitezei vântului și a frecării apei de pilonul de susținere [48].

### **1.4.3. Efectele asupra navigației**

În cazul fermelor cu turbine de mari dimensiuni există riscul coliziunii cu mijloacele de transport [49]. Evitarea situațiilor periculoase se face prin protocoale de siguranță.

## **1.5. Onshore versus Offshore**

În Tabelul 1.3. se prezintă o comparație între cele două tipuri de exploatări eoliene. Deși costurile exploatărilor eoliene în onshore sunt mai reduse decât în offshore [50], avantajele oferite de acestea din urmă prevalează și se prefigurează o creștere a numărului acestora. În Figura 1.4 [5] se prezintă valorile pentru puterea obținută din exploatăriile eoliene în perioada 2001-2023 și estimările pentru perioada 2023-2028.

Tabelul 1.3. Comparație onshore vs. Offshore [50]

	Onshore	Offshore
<b>Avantaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- costuri de instalare mai reduse,</li> <li>- amortizarea investiției în circa 2 ani,</li> <li>- transportul facil al energiei către rețea</li> <li>- există tehnologii și specialiști pregătiți pentru proiectare, implementare și întreținere.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- existența unor zone de instalare cu suprafețe mari</li> <li>- impactul sonor și vizual sunt reduse,</li> <li>- densitate de energie eoliană ridicată</li> </ul>
<b>Dezavantaje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- necesitatea unei predicții precise a evoluției vitezei vântului pe durata de viață a turbinei,</li> <li>- limitări datorate condițiilor de instalare (costul terenului, dezvoltarea ulterioară a regiunii respective etc.),</li> <li>- efecte negative asupra mediului (afectează biosfera, au impact sonor și vizual negativ).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- costuri ridicate generate de infrastructură (fundații, turnuri etc.),</li> <li>- costuri ridicate generate de transportul energiei la rețeaua de utilizatori,</li> <li>- timpul de instalare depinde de condițiile meteo,</li> <li>- supraveghere și mentenanță dificile.</li> </ul>

Este interesant de observat că, deși instalările onshore prevalează, exploatarea offshore ocupă un loc din ce în ce mai mare. Acest fapt este cauzat și de consumul mai redus de materiale pentru instalările offshore comparativ cu cele onshore (Figura 1.5) [51]. Se poate observa în Figura 1.5 că instalările offshore necesită un consum de materiale de circa trei ori mai mic comparativ cu cele pentru instalările offshore.

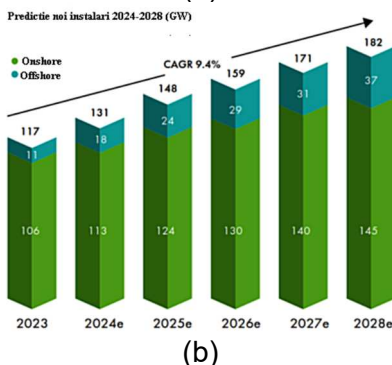
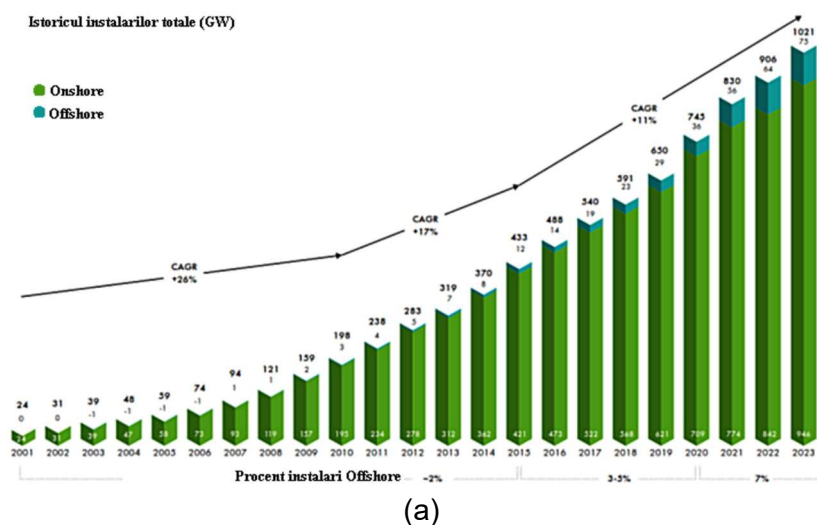


Figura 1.4. Puterea totală [GW] obținută din ferme eoliene a) perioada 2001-2023; b) estimat pentru perioada 2023-2028 (adaptată după [5])

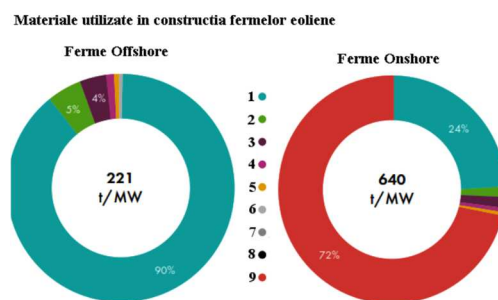


Figura 1.5. Consumul de materiale necesar pentru instalarea turbinelor eoliene  
 1-oțel; 2-componente electronice; 3-materiale plastice armate cu fibra de sticlă; 4- cupru;  
 5-materiale plastice armate cu fibra de carbon; 6- metale rare; 7-aluminiu; 8-plumb; 9-  
 beton (adaptată după [51])

## 1.6. Probleme specifice în construirea și exploatarea turbinelor eoliene

Puterea mecanică transferată de curenții de aer către o turbină de tip HAWT poate fi estimată cu ecuația 1.1 [52]:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_w^3 \cdot f\left(\frac{r \cdot \omega}{V_w}, \beta\right) \quad (1.1)$$

unde:

$\rho$  - densitatea aerului [kg/m<sup>3</sup>],  $A$  - aria acoperită de elice [m<sup>2</sup>],  $V_w$  - viteza vântului la nivelul elicei [m/s],  $r$  - raza elicei (m),  $\omega$  - viteza unghiulară a elicei (rad/sec),  $\beta$  - unghiul de înclinare a palei elicei (°).

Se poate observa în ecuația 1.1 că elementele care concură la eficiența unei turbine eoliene sunt aria măturată de elice și viteza vântului.

### 1.6.1. Efectul vitezei vântului

Viteza vântului este influențată de rugozitatea terenului din zona de amplasare, ca urmare valorile utilizate pentru calculul puterii furnizate de o turbină eoliană trebuie corectate în funcție de acești factori, ecuația 1.2 [52].

$$V(z) = V_{ref} \cdot \frac{\ln \frac{z}{Z_0}}{\ln \frac{z_{ref}}{Z_0}} \quad (1.2)$$

unde:

$V(z)$  - viteza vântului la înălțimea turbinei [m/s],  $V_{ref}$  - viteza de referință a vântului (valoare măsurată la o înălțime de referință) [m/s],  $z_{ref}$  - valoarea înălțimii de referință [m],  $z$  - valoarea înălțimii turbinei [m],  $Z_0$  - valoarea rugozității terenului [m].

Valorile rugozității terenului sunt specificate, în funcție de caracteristicile terenului pe care se amplasează turbina, Tabelul 1.4.

Având în vedere că durata de viață a unei turbine este în jur de 20 ani [54], apare necesitatea predicției evoluției vitezei vântului cel puțin pentru perioada de funcționare a acesteia. Referitor la metodele de predicție utilizate în analiza evoluției vitezei vântului, există mai multe abordări: metode fizice - bazate pe modele climatice, metode statistice - bazate pe prelucrarea unor date obținute anterior, metode bazate pe modele construite cu rețele neuronale artificiale și metode combinate [55].

Tabelul 1.4. Clase de rugozitate pentru terenuri [52] [53]

Tip teren	Valoare rugozitate [m]
Teren plat, deschis - gheață, etc.	0,0001
Teren plat, deschis - apă liniștită, etc.	0,0002
Teren plat, deschis - piste de aeroport, etc.	0,0024
Teren agricol deschis, fără garduri vii, clădiri foarte rare	0,03
Suprafață de apă cu valuri	0,05
Teren agricol, cu garduri vii și clădiri rare	0,055
Teren agricol, cu garduri vii și clădiri dese	0,1
Teren agricol, cu garduri vii, plante arborescente, clădiri dese,	0,2
Sate, orașe mici, terenuri agricole, păduri, terenuri accidentate	0,4
Orașe mari, cu clădiri înalte	0,8
Orașe mari, cu blocuri turn	1,6

### 1.6.2. Efectul ariei acoperite de elice

În Figura 1.6 se prezintă variația puterii în funcție de diametrul elicei, producătorii mărind continuu dimensiunile turbinelor (Figura 1.7 [5]) începând cu diametre de 25 m și atingând actualmente diametre de 220-280 m.

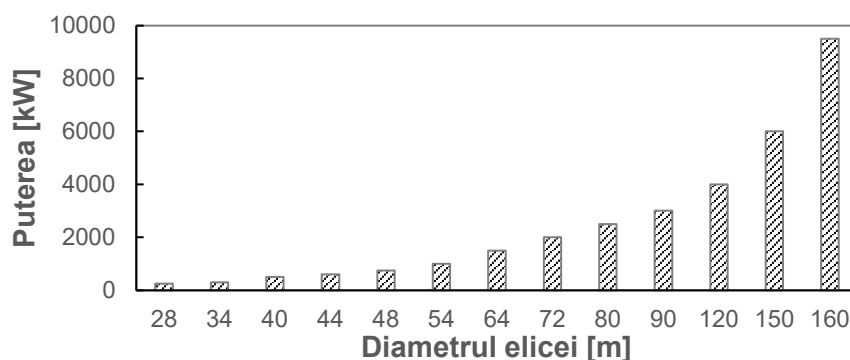
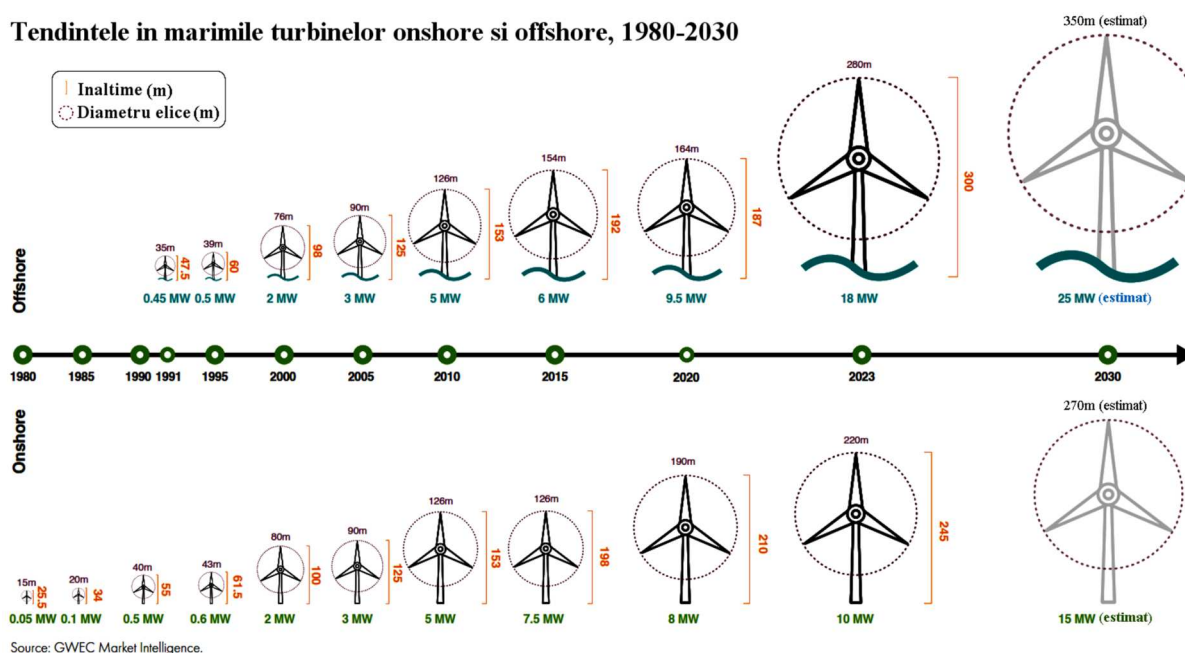


Figura 1.6. Dependența dintre diametrul elicei și puterea generată

### Tendințele în marimile turbinelor onshore și offshore, 1980-2030



Source: GWEC Market Intelligence.

Figura 1.7. Evoluția dimensiunilor turbinelor eoliene (adaptată după [5])

Turbinele eoliene funcționează într-un domeniu relativ restrâns de valori ale vitezei vântului, cuprins între aproximativ 5 - 13 m/s, Figura 1.8 [56]. Relativ la durata de funcționare, după cum menționează Ziegler et al. [54] este de aproximativ 20 de ani.

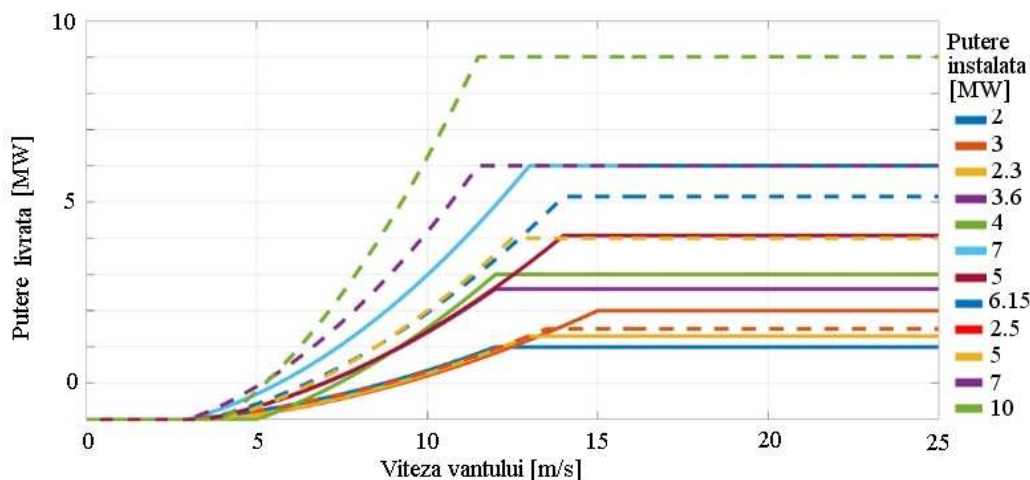


Figura 1.8. Interval de funcționare pentru turbine cu diferite puteri instalate (adaptată după [56])

Luând în considerare faptul că transformarea energiei cinetice a vântului în energie mecanică nu poate fi în procent de 100% - nu ar mai exista curgerea fluxului de aer, s-a definit un coeficient de eficiență  $C_P$  [53] [57]:

$$C_P = \frac{P_E}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_w^3} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \frac{V_{AV}}{V_{AM}}\right) \cdot \left(1 + \frac{V_{AV}}{V_{AM}}\right)^2 \quad (1.3)$$

unde:

$P_E$  - puterea mecanică transferată către elice [W],  $\rho$  - densitatea aerului [kg/m<sup>3</sup>],  $A$  - aria acoperită de elice [m<sup>2</sup>],  $V_w$  - viteza vântului la nivelul elicei [m/s],  $V_{AV}$  - viteza vântului în aval de elice [m/s],  $V_{AM}$  - viteza vântului în amonte de elice [m/s].

S-a demonstrat că valoarea coeficientului de eficiență pentru o turbină HAWT nu poate depăși valoarea  $C_P = 16/27$ , corespunzător unei eficiențe teoretice maxime a transformării energiei de 59,3%, aceasta fiind așa-numita limită Betz. Ca urmare, puterea preluată de elice va avea expresia [57].

$$P_E = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot V_w^3 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (1.4)$$

unde:

$P_E$  - puterea mecanică transferată către elice [W],  $\rho$  - densitatea aerului [kg/m<sup>3</sup>],  $D$  - diametrul elicei [m],  $V_w$  - viteza vântului la nivelul elicei [m/s].

Alte fenomene care afectează eficiența unei turbine sunt legate de raportul între viteza vântului și viteza de rotație a elicei (TSR - Tip Speed Ratio) [58], conform ecuației 1.5.

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot r}{V_w} \quad (1.5)$$

unde:

$\lambda$  – TSR,  $\Omega$  - viteza de rotație a elicei [rot/min],  $r$  - raza elicei [m],  $V_w$  - viteza vântului la nivelul elicei [m/s].

Pentru elicele cu trei pale, TSR se recomandă a avea valori cuprinse între 6...8. În Figura 1.9 se prezintă o comparație între variația coeficientului de performanță în funcție de raportul TSR - viteza vântului, între variantele constructive cu două, respectiv trei pale.

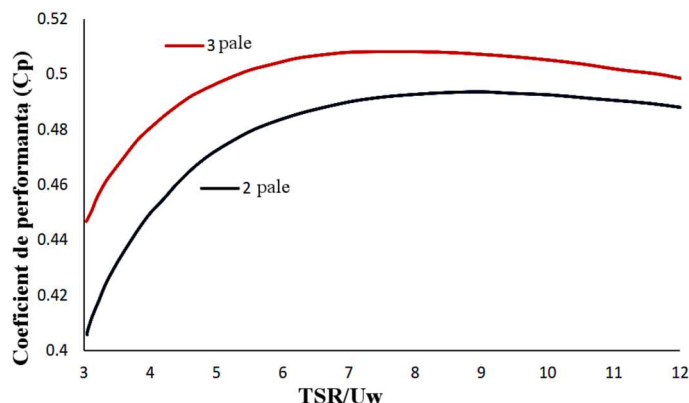


Figura 1.9. Variația coeficientului de performanță în funcție de TSR (adaptată după [9])

Stabilirea valorii optime a raportului TSR este o problemă de optimizare, trebuind luate în considerare o serie de avantaje și dezavantaje, care sunt prezentate în Tabelul 1.5.

Tabelul 1.5. TSR - avantaje și dezavantaje [58]

TSR	Valori scăzute (< 1-2)	Valori ridicate (> 10)
Utilizare	mori de vânt, pompe de apă	la elice cu două pale
Cuplu	crescut	scăzut
Eficiența	scade rapid sub valori de 5, datorită cuplului mare de pornire	creșteri ne semnificative peste valoarea 8
Forțe centrifuge	scăzute	cresc cu pătratul vitezei de rotație
Forțe aerodinamice	scăzute	cresc proporțional cu viteza de rotație
Aria de blocare	necesită cel puțin 20 pale	scăzută
Profilul palei	mărit	redus semnificativ
Comportarea aerodinamică	simplă	critică
Zgomot în funcționare	crește cu aproximativ valoarea TST la puterea a șasea	

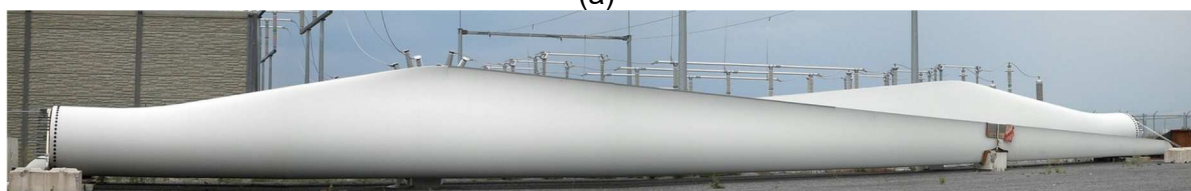
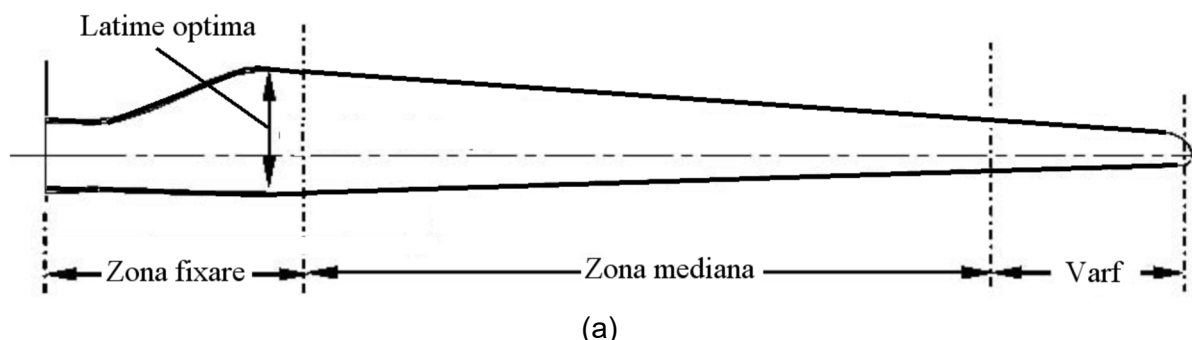
### 1.6.3. Aspecte legate de elicele turbinelor eoliene HAWT

Elicea fiind unul dintre cele mai importante elemente constructive ale unei turbine eoliene, fiind legată direct de eficiența obținută, proiectarea și construirea acesteia presupun integrarea pluridisciplinară a mai multor domenii.



### 1.6.3.1. Forma palei

Forma generală a palei, Figura 1.10, este dictată de considerente aerodinamice, fiind rezultatul unei optimizări între o valoare impusă a raportului TSR și solicitările aerodinamice la care este supusă [58].



(a)  
(b)  
Figura 1.10. Pală de elice eoliană  
a) forma teoretică (adaptată după [58]); b) reală [59]

Elementul optimizat este lățimea optimă, a cărei valoare depinde de o serie de parametri constructivi și de mediu [58]. Astfel lățimea optimă a palei se poate calcula cu relația:

$$C_{opt} = \frac{2\pi \cdot r \cdot 8 \cdot U_{wd}}{n \cdot 9 \cdot C_L \cdot \lambda \cdot V_r} \quad (1.6)$$

unde:

$r$  - raza elicei [m],  $n$  - numărul de pale,  $C_L$  - coeficientul forței aerodinamice,  $\lambda$  - TSR,  $V_r$  - viteza locală rezultantă a curentului de aer [m/s],  $U_{wd}$  - viteza de proiectare a vântului [m/s].

### 1.6.3.2. Structura palei

Având în vedere dimensiunile mari ale palelor, la construirea acestora se utilizează structuri de tip cheson, Figura 1.11.

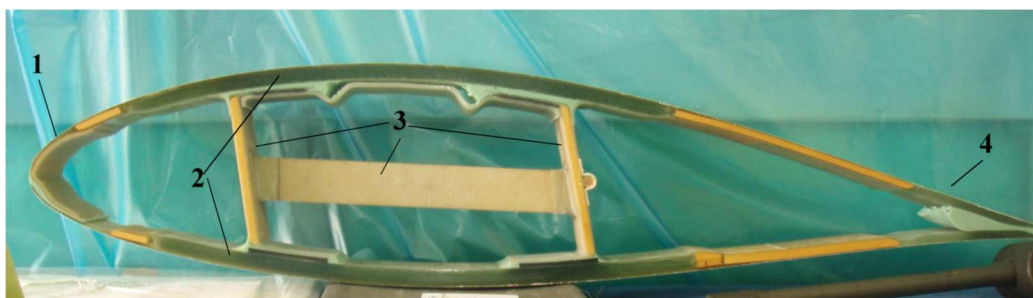


Figura 1.11. Secțiune prin pală de elice eoliană: 1-zona frontală; 2-suprafețe superioare-inferioare; 3-armături de rigidizare; 4-zona posterioară (adaptată după [59])



Ținând cont că asupra palei acționează forțe importante, proiectarea palei, din acest punct de vedere, presupune trei scenarii [58]:

**Oprirea de urgență** - structura palei trebuie să fie suficient de elastică pentru a putea permite deformații fără distrugerii [58].

**Sarcini extreme în funcționare** - palele sunt supuse la solicitări peste limitele admisibile [60].

**Condiții extreme**, în special evenimente meteorologice rare, care ar putea afecta structura palei [58].

Un alt aspect se referă la stabilitatea valorii vitezei vântului pe durata funcționării turbinei. Astfel, s-a demonstrat că o pală cu o structură elastică oferă variații mai scăzute a valorii coeficientului  $C_p$  (Ecuația 1.3) în comparație cu o pală cu structură rigidă, pentru un domeniu mai larg al valorilor TSR [61] [62].

În proiectarea structurii palelor se utilizează metode ce permit optimizarea formei palelor pentru creșterea ariei măturate de elice [63] [64].

### 1.6.3.3. Materiale utilizate în construirea palelor pentru elice eoliene

Solicitările la care este supusă pala în funcționare nu sunt identice pe toată suprafața sa (Figura 1.12). Structurile de tip cheson, cu pereții din compozite, sunt adecvate tensiunilor mecanice generate în zonele respective [65].

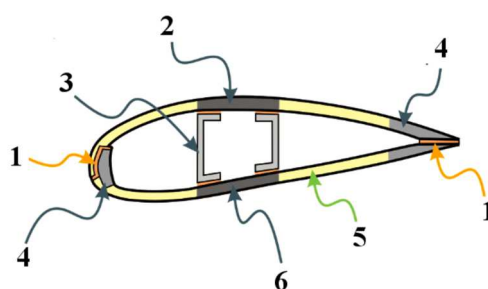


Figura 1.12. Zone de solicitări specifice în pala cu structură tip cheson: 1-îmbinări lipite; 2-compozit rezistent la compresiune; 3-armătura de rigidizare; 4- compozit rezistent la tracțiune-compresiune; 5-structură de tip sandwich; 6-compozit rezistent la tracțiune (adaptată după [65])

Toate aceste considerente au condus la soluția utilizării pentru construirea palelor a materialelor polimerice compozite și compozite hibride.

Matricea utilizată pentru compozitele constă în polimeri termorigizi sau termoplastici. Peste 80% din materialele actuale folosesc matrice din rășini epoxidice. Ca ranforsanți sunt folosite diferite tipuri de fibre și/sau nano-componente [66] [67] [65], cum ar fi: fibrele de sticlă, fibrele de carbon, fibrele aramidice, fibrele naturale, în special pentru zonele mai puțin solicitate din structura de tip cheson a palei [68].

Nano-ranforsanții sunt o altă soluție pentru îmbunătățirea proprietăților mecanice. Introducerea în matricea polimerică a unor cantități reduse de nano-tuburi de carbon (circa 0,5%) conduce la o creștere a rezistenței la oboseală și la compresiune cu până la 30-80% și la mărirea duratei de viață cu până la 1500% [69]. Reduceri de până la 20%, în greutatea palelor pentru turbinele de 5 MW, au fost obținute prin adăugarea în matricea compozitului a unui procent de 1-5% de nano-fibre de carbon [70].

Având în vedere creșterea semnificativă a dimensiunilor palelor elicelor, s-a impus utilizarea spumelor polimerice pentru structurile tip sandwich din componența palei. Testele efectuate au demonstrat creșteri ale rezistenței la oboseală de până la  $10^7$  cicluri, în condiții de temperatură de la  $-40^{\circ}\text{C}$  până la  $70^{\circ}\text{C}$  [71].

Un alt aspect legat de materialele utilizate pentru palele de elice eoliene se referă la durata de viață. Studii efectuate pe acest subiect [72], recomandă aplicarea unor soluții constructive ce pot conduce la o creștere de greutate de doar 8,57%, cu obținerea unei creșteri a duratei de funcționare, în condițiile unei fiabilități de 99% pe 20 ani, cu aproximativ 32,47%.

O altă problemă se referă la reciclarea materialelor după încheierea perioadei de funcționare a turbinei. Aproximativ 85-90% din masa totală a turbinei poate fi reciclată, pentru componentele construite din materiale tradiționale există tehnologii de reciclare funcționale [73]. Pentru fibrele de carbon a căror cantitate se estimează a atinge la nivel mondial aproximativ 500000 tone în 2050 [74], procedurile de reciclare sunt bazate pe tratamente termochimice, specifice [75].

#### 1.6.3.4. Tehnologii utilizate în construirea palelor pentru elice eoliene

Palele de dimensiuni reduse (35 - 55 m) se construiesc manual, prin impregnarea ranforsantului, sub formă de țesătură, întinderea pe șabloane, obținându-se astfel cele două jumătăți și apoi asamblarea acestora cu structurile de armare, utilizând adezivi, Figura 1.13.

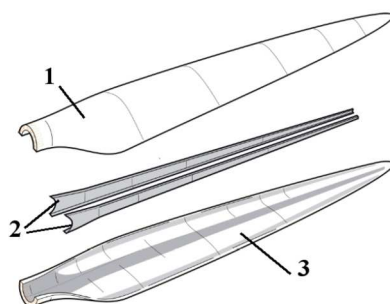


Figura 1.13. Componente ale palelor elicelor eoliene: 1-semi-pală superioară; 2-structuri de armare; 3- semi-pală inferioară (adaptată după [65])

La ora actuală, se utilizează tehnologia bazată pe injecția de rășină, presupunând plasarea straturilor de țesătură în carcase etanșe (pozițiile 1 și 3 din Figura 1.13) și introducerea rășinii sub presiune [65]. Prin așezarea straturilor de țesătură începând dinspre butuc către vârf și reducerea progresivă a lungimii acestora, se obține o variație a grosimii straturilor pe lungimea palei [77]. Pe această structură este plasată rășina și apoi o învelitoare etanșă, creându-se astfel o cameră de vacuum. Prin aplicarea vacuumului rășina este impregnată în tot ansamblul [65].

#### 1.6.3.5. Degradări specifice palelor pentru elice eoliene

Datorită lungimii palelor elicelor eoliene, viteza tangențială poate depăși 150 m/s (540 km/h) [78] astfel, se manifestă o serie de fenomene care pot conduce la degradarea palelor.

Printre cele mai întâlnite fenomene pot fi amintite:

**i. Uzura** - apare prin contactul repetat cu alte corpuri sub formă de particule dure și are ca efect degradarea stratului superficial al palei până la distrugerea acestuia. Poate fi evitată fie prin adăugarea în compozitul palei a unor pulberi dure [79], fie prin acoperirea palei cu straturi rezistente la uzură [80]. Uzura apare și în cazul contactului palei cu picăturile de ploaie, manifestându-se oboseala stratului superficial și generându-se desprinderi de material [81] [82]. Evitarea acestei situații presupune utilizarea unor materiale capabile să absoarbă energia șocului la impactul cu picăturilor de apă [83]. Deteriorările produse prin uzură sunt mult mai evidente pe bordul de atac al palei, după cum se observă în Figura 1.14 [84].

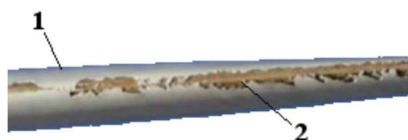


Figura 1.14. Degradări prin uzură pe bordul de atac al palelor elicelor eoliene (adaptată după [84])

**ii. Degradarea prin impact** survine atunci când pala eoliană este lovită de corpuri cu duritate ridicată, cu ar fi grindina [85]. În acest caz apar degradări ale stratului superficial, care evoluează până la distrugerea completă a stratului [86]. Degradarea suprafeței exterioare a palei provoacă o scădere a performanțelor aerodinamice ale acesteia [87].

**iii. Givrajul.** Se manifestă prin depunerea unui strat de gheață pe palele elicei (Figura 1.15) [88]. Pentru protecție se utilizează straturi protectoare puternic hidrofobe [89].



Figura 1.15. Depuneri de gheață pe palele elicelor eoliene (adaptată după [88])

**IV. Oboseala structurii** apare datorită solicitărilor variabile complexe, staționare sau nestaționare. Efectele se manifestă sub formă de fisuri ale starturilor, rupturi ale matricei, delaminări și chiar rupturi ale fibrelor (Figura 1.16) [90].

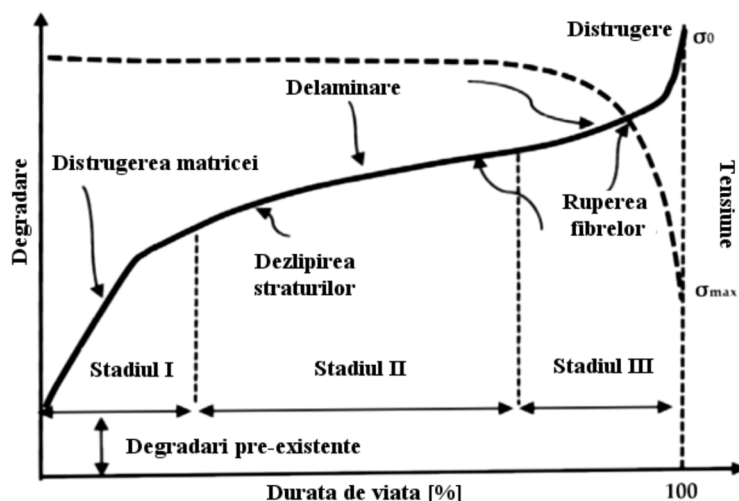


Figura 1.16. Degradări ale palelor de elice eoliene prin oboseală mecanică (adaptată după [90])

Fenomenele de oboseală pot fi modelate pe baza legii Palmgren-Miner [91], calculele efectuate permițând stabilirea perioadei de optime de funcționare, atât din punct de vedere al fiabilității cât și a costurilor de întreținere [92]. Se observă în Figura 1.17, că perioada optimă de timp după care pala ar trebui înlocuită este circa 17 ani.

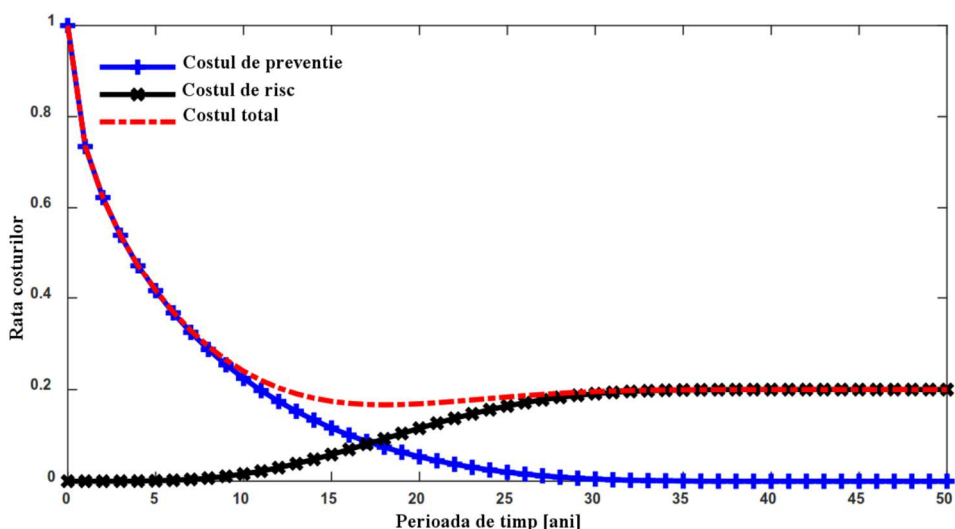


Figura 1.17. Perioada optimă de funcționare a unei pale eoliene (adaptată după [92])

**V. Descărcările electrice**, sunt generate de lovirea palelor de fulgere. Peste 88% dintre descărcări au loc într-o zonă situată la circa 1 metru de vârful palei, unde grosimea stratului exterior este de circa 2- 10 mm [90]. Prin construcție, conform standardului IEC61400-24 LPS [93], pala eoliană este împărțită în 4 zone, echipate cu conductori electrici legați la priza de împământare a întregii turbine (Figura 1.18), presupunându-se astfel că se pot prelua până la 98% dintre descărcări fără a se deteriora pala.

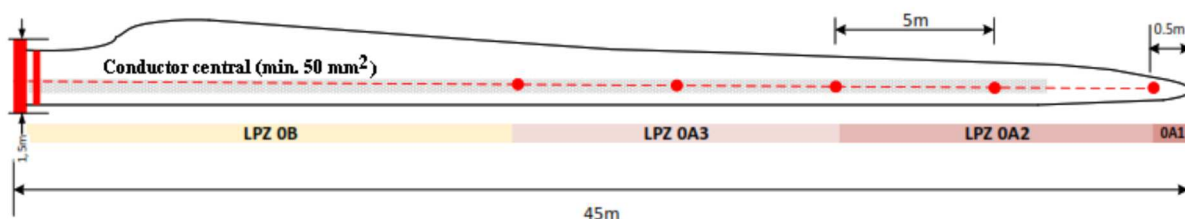


Figura 1.18. Sistem de protecție a palei contra descărcărilor electrice conform IEC61400-24 LPS (LPZ - zone de protecție contra fulgerelor), (adaptată după [93])

Există 2% șanse ca pala să fie atinsă de descărcări electrice care pot genera distrugerii majore [90], survenite în zone neprotejate, descărcarea electrică penetrând stratul exterior al palei, către conductorul central, Figura 1.19 [94].

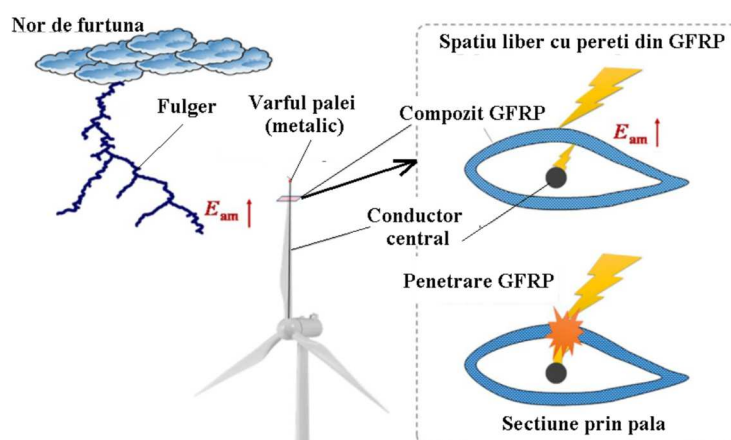


Figura 1.19. Mecanismul distrugerilor survenite în palele eoliene datorită loviturilor de fulger ( $E_{em}$  - energie electromagnetică), (adaptată după [94])

În timpul penetrării carcasei palei, apar temperaturi de până la circa 3000 °C, ceea ce conduce la distrugerea matricei compozitului prin supraîncălzire [95]. Ca urmare, în structura palei apar distrugereri majore, constând în penetrări ale carcasei, delaminări, arderea componentelor structurii compozite etc. (Figura 1.20) [90].

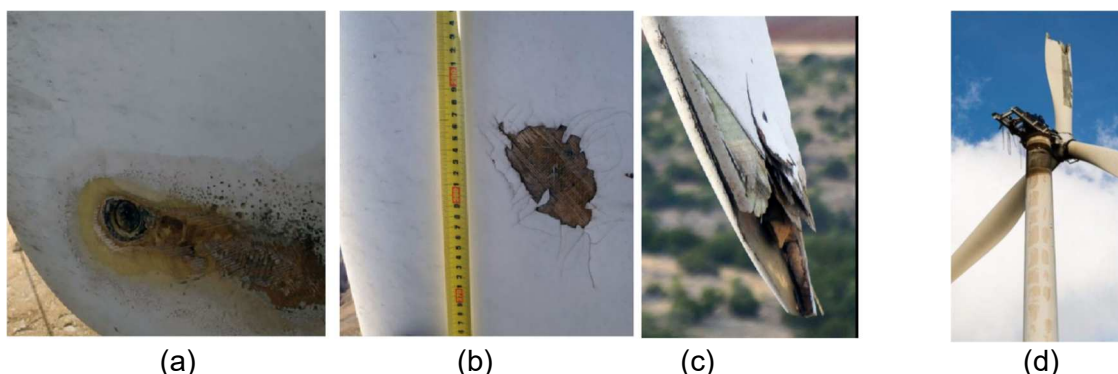


Figura 1.20. Distrugereri în palele eoliene datorate loviturilor de fulger: (a) penetrare și arderea carcasei; (b) distrugerea stratului exterior al carcasei; (c) delaminarea și distrugerea vârfului palei; (d) pala complet distrusă (adaptată după [90],a,b,c; [93],d)

Se poate concluziona că distrugerile în cazul turbinelor eoliene datorate palelor elicei (20%), urmate de incendii (15%) și avarii structurale. Un procent important de 19% este constituit de cauze încă neidentificate (Figura 1.21) [88].

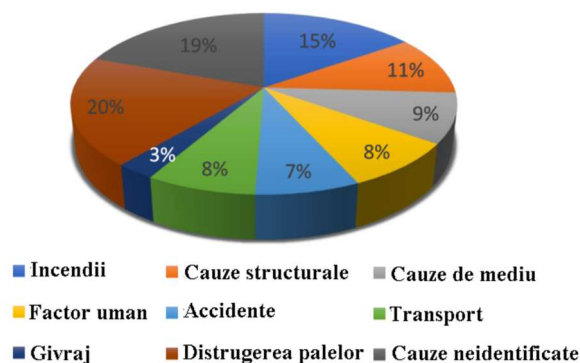


Figura 1.21. Cauzele distrugerilor turbinelor eoliene (adaptată după [88])

### 1.6.3.6. Metode de reparare a palelor pentru elice eoliene

Tehnologiile de reparare a palelor se înscriu în metodele generale aplicabile pentru materialele compozite [96]. Datorită specificului constructiv și a defectelor întâlnite la palele eoliene, se disting, în principal, trei categorii de metode [97]:

i. **Acoperiri**, utilizate pentru protecție sau repararea defectelor superficiale.

ii. **Injecție de rășină**, utilizată pentru fisuri ale matricei care nu au pătruns în structura de rezistență, armarea delaminărilor ușoare sau reparații cosmetice.

iii. **Aplicarea de inserții sau petice**, se utilizează pentru reparațiile defectelor structurale.

În funcție de amploarea defectului se pot utiliza și combinații după cum se observă în Figura 1.22 [98].

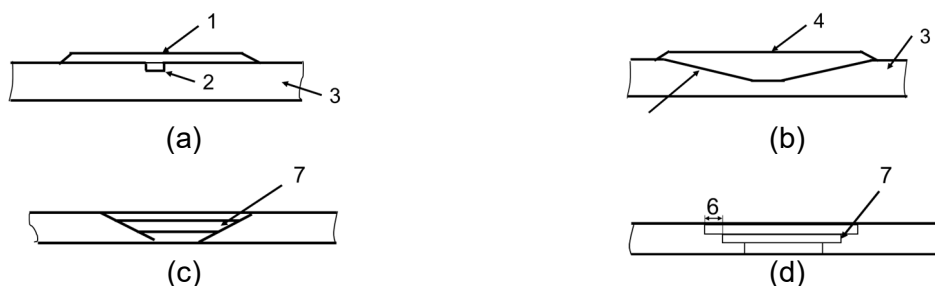
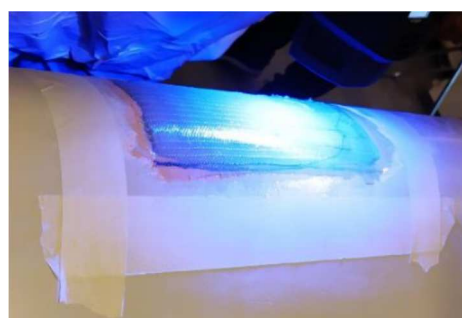


Figura 1.22. Metode de reparare utilizate pentru palele eoliene: (a) inserție de rășină și petic; (b) inserție de rășină monostrat; (c,d) inserție de rășină multistrat (1. petic din compozit; 2. inserție de rășină; 3. material de bază; 4. inserție de rășină monostrat; 5. degajare cu pereți; 6. decalare straturi; 7. straturi de adeziv) (adaptată după [98])

Având în vedere dimensiunile turbinelor eoliene, s-au dezvoltat tehnologii de reparare "in-situ" [99], care presupun atât intervenția operatorului direct pe pală, Figura 1.23a, cât și utilizarea de echipamente specifice portabile, figura 1.23b [100].



(a)



(b)

Figura 1.23. Repararea palele eoliene "in-situ":

(a) operator în acțiune; (b) polimerizare UV "in-situ" (adaptată după [100])

Au fost dezvoltate tehnologii care utilizează roboți, capabili să inspecteze palele și să efectueze reparații simple [101].

## 1.7. Exploatarea energiei eoliene în România

În România, există disponibilități de energie regenerabilă, energia eoliană fiind pe primul loc (Tabelul 1.6).

Tabelul 1.6. Resurse de energie regenerabilă în Romania [102]

Sursa	Valori anuale	Energie obținută
Eoliană	8000 GWh	Electricitate
Solară	1200 GWh	Termică Electricitate
Biomasă	$7597 \times 10^3$ TEP	Termică, Electricitate
Geotermală	$167 \times 10^3$ TEP	Termică

Conform previziunilor, urmează ca până în anul 2029 energia eoliană să atingă 4,12 GW, urmărind un indice de creștere CAGR de 4,35% [103].



### 1.7.1. Exploatări onshore

Pornind de la distribuția vitezelor vântului pe aria geografică a României (Figura 1.24) [104], se pot identifica arii optime pentru amplasarea parcurilor eoliene (Figura 1.25) [105].

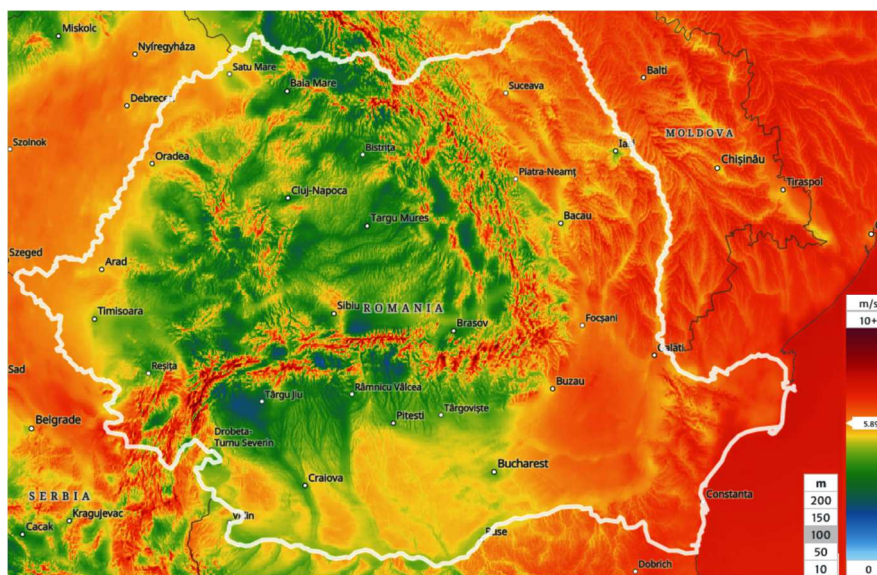
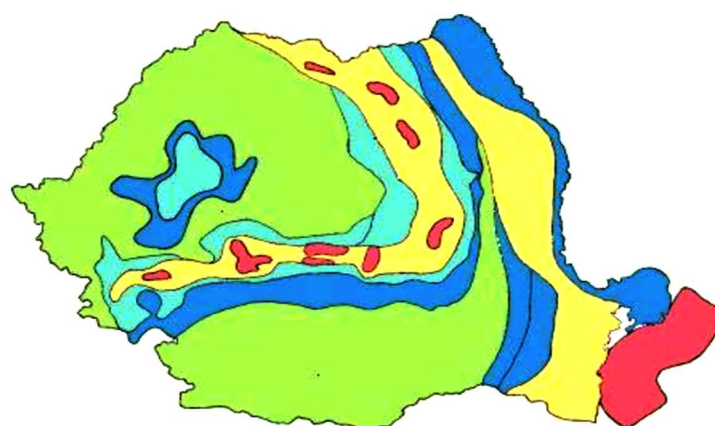


Figura 1.24. Distribuția geografică a vitezei vântului, măsurată la înălțimea de 100 m, în România (adaptată după [104])



Potential vânt	A Munte	B Mare	C Costiera	D Campie	E Dealuri
I	>11.5	>9	>8.5	>7.5	>5
II	10-11.5	8-9	7-8.5	6.5-7.5	5-6
III	8.5-10	7-8	6-7	5.5-6.5	4.5-5
IV	7-8.5	5.5-7	5-6	4.5-5.5	3.5-4.5
V	<7	<5.5	<5	<4.5	<3.5

Figura 1.25. Zone eoliene în România în funcție de viteza vântului [m/s] (adaptată după [105])

Ținând cont de disponibilitatea energiei eoliene în România, au fost dezvoltate o serie de parcuri eoliene (Figura 1.26) [105]. Unele dintre acestea sunt deja operaționale, în timp ce altele sunt în fază de construcție sau de proiect (Tabelul 1.7).

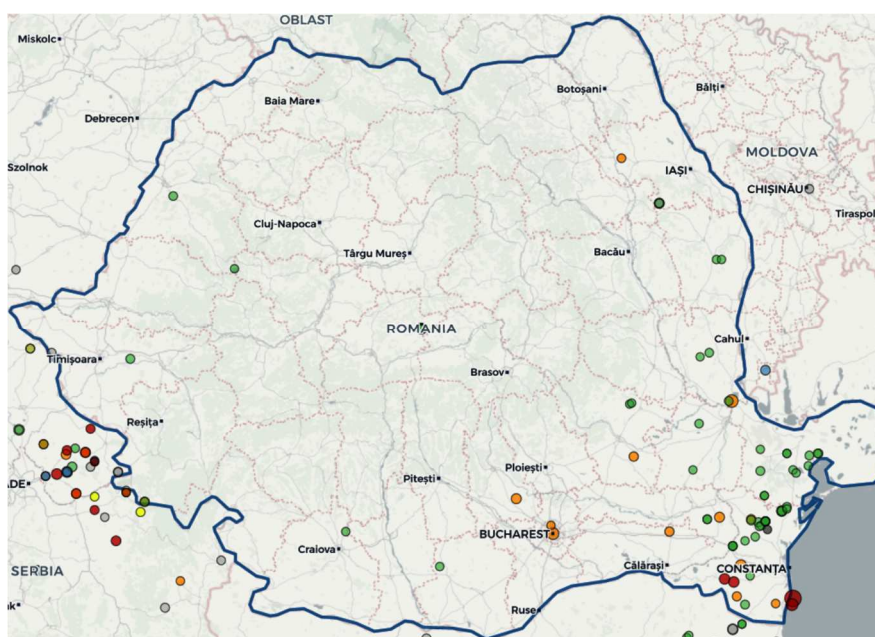


Figura 1.26. Distribuția geografică a parcurilor eoliene în România  
 ● operationale ● în construcție ● în proiect ● anunțate  
 (adaptată după [106])

Tabelul 1.7. Situația turbinelor eoliene din Romania în luna iunie 2024 [107]

Operaționale	În construcție	În proiect	Anunțate	Anulate	Desființate
5436	48	3208	1900	758	27

Printre cele mai importante parcuri eoliene aflate în exploatare pot fi menționate: Fântânele-Cogealac cu o putere instalată de 600 MW, Adamdel, cu 484 MW instalați și Banca cu 300 MW instalați, [108].

În anul 2025 se va proceda la extinderea unor parcuri eoliene existente, cum ar fi Peștera, de la 90 MW la 393 MW și Nalbant, de la 14 MW la 28 MW, precum și finalizarea parcului eolian Pecineaga, cu o putere instalată de 48 MW. În paralel, se preconizează și începerea construirii unor noi parcuri eoliene, Tabelul 1.8, amplasate cu precădere în zonele II și IV, conform clasificării din [105], Figura 1.27, [109].

Tabelul 1.8. Proiecte de instalare de noi parcuri eoliene în Romania [110]

Locația	Zona geografică	Putere instalată [MW]
Galați	Moldova	629
Adamclisi	Dobrogea	300
Deleni	Dobrogea	300
Mereni	Muntenia	232
Făcăeni II	Dobrogea	226
Independența	Dobrogea	226
Sfânta Elena	Banat	142
Bentu	Muntenia	125
Dragalina	Muntenia	125
Crucea	Dobrogea	121
Băneasa	Muntenia	25



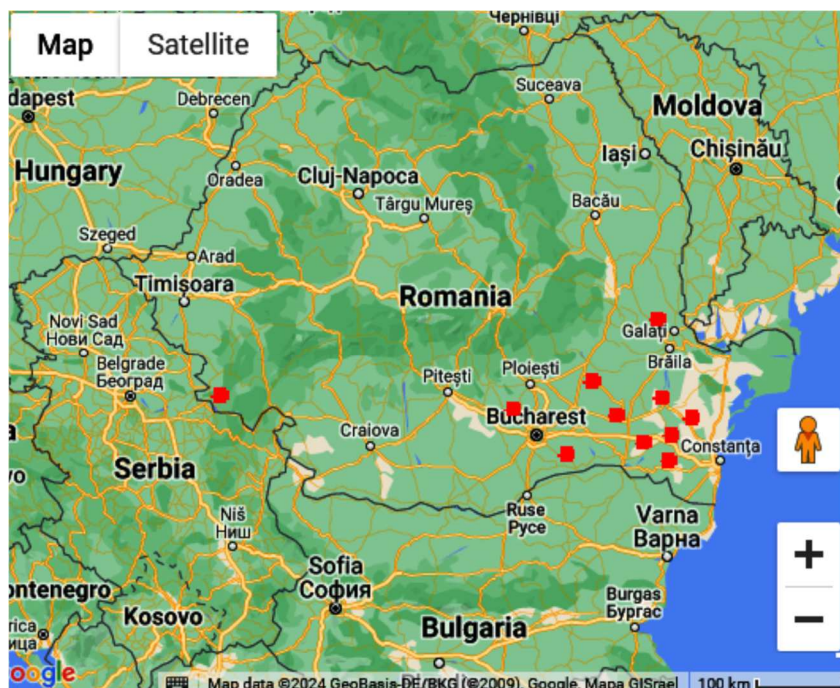


Figura 1.27. Amplasarea noilor parcuri eoliene în România (adaptată după [109])

### 1.7.2. Exploatări offshore

România dispune de un potențial de energie eoliană offshore de circa 94 GW, din care 22 GW în zone cu adâncimi între 40-50 m dar la ora actuală nu există exploatări offshore. Există studii care analizează distribuția potențialului offshore (Figura 1.28) [111][112], care pot constitui bazele unor investiții în exploatările offshore. Pornind de la acestea, în data de 8 mai 2024 a fost publicată în Monitorul Oficial Legea nr.121/2024 [113], lege care reglementează implementarea proiectelor de exploatare a energiei eoliene offshore în România.

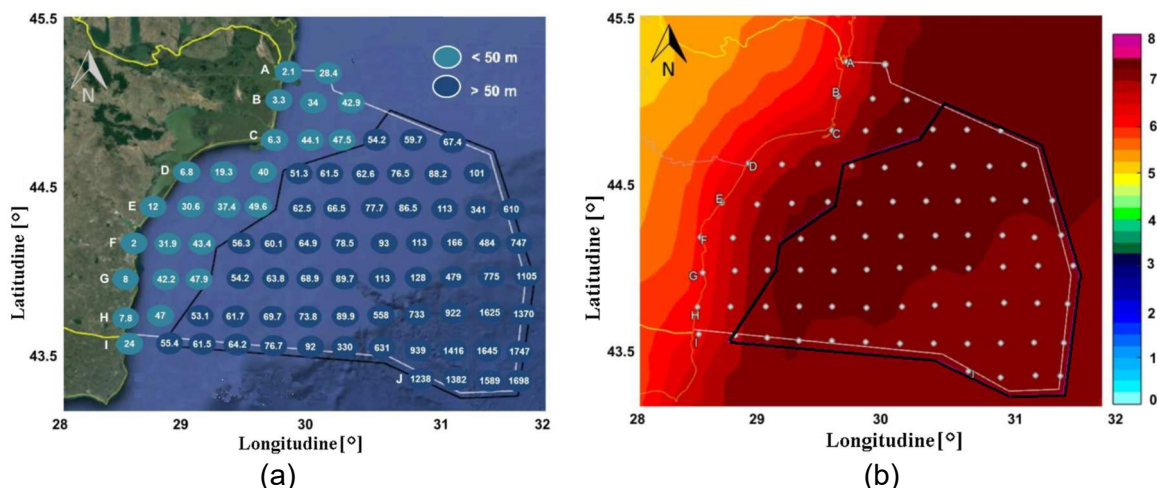


Figura 1.28. Potențial eolian în zona offshore română:  
 a) harta batimetrică; b) distribuția vitezei vântului la 100 m ([m/s])  
 zona EEZ română; zona cu adâncimi >50 m  
 (adaptată după [112] [111])

În urma adoptării Legii 121/2024, a fost anunțată demararea proiectului offshore din Marea Neagră, care va cuprinde două parcuri eoliene cu 500 MW și, respectiv 1400 MW putere instalată. Cele două parcuri sunt amplasate în zona EEZ, cu adâncimea mai mică de 50 m (Figura 1.29) [114].

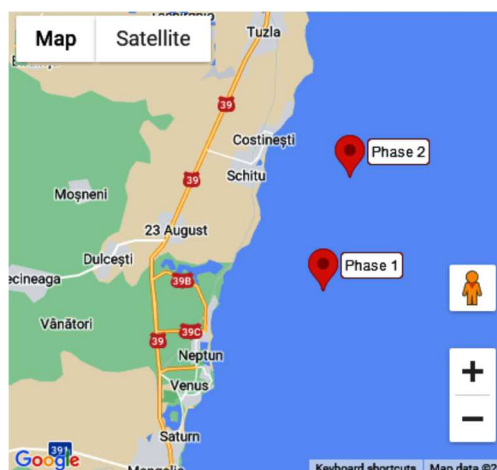


Figura 1.29. Amplasare parcurilor eoliene în zona EEZ română:  
Phase 1 - putere instalată 500MW; Phase 2 - putere instalată 1400 MW (adaptată după [114])

## 1.8. Concluzii privind stadiul actual al cercetărilor privind valorificarea energiei eoliene

În urma celor prezentate, se poate concluziona faptul că energia eoliană prezintă un interes deosebit, ocupând un loc important în strategia de atingere a limitei de 1,5°C pentru încălzirea globală. Pragul istoric de 1 TW energie eoliană cumulată, atins în decursul anului 2023, cu 117 GW nou instalați (100 GW onshore și 17 GW offshore) trebuie depășit, astfel încât până în anul 2030 energia eoliană cumulată să atingă 3 TW din care 494 GW în exploatare offshore [5].

România se află printre primele locuri în Europa în clasamentul exploatărilor energiei eoliene, deși la ora actuală toate parcurile eoliene sunt onshore, dar după adoptarea Legii 121/2024 a fost deschis drumul și către valorificarea potențialului energetic offshore.

În contextul dezvoltării accelerate a exploatărilor eoliene, tehnologiile aferente trebuie să avanseze, asigurând materialele și logistica necesară. De asemenea, un loc important îl ocupă strategiile de predicție a evoluției vitezei vântului, astfel fiind posibilă alegerea amplasării optime a fermelor eoliene și asigurarea eficienței extragerii energiei eoliene.

## Capitolul 2. Metode de analiză și predicție în exploatarea energiei eoliene

Considerând că perioada de funcționare a unei turbine este în jur de 20 ani [115], apare necesitatea cunoașterii evoluției vitezei vântului pentru această perioadă. În acest scop se pot utiliza modele climatice, evaluări statistice sau rețele neuronale artificiale [116].

Referitor la elice, aceasta este una dintre componentele turbinelor eoliene cea mai expusă degradării, palele respective fiind afectate atât de condițiile de mediu cât și de cele funcționale [117]. De asemenea, prețul elicei se află pe locul al doilea în costul turbinei eoliene, reprezentând 17,1%, după nacelă, care ocupă prima poziție cu 24,2%, [118]. Un alt aspect esențial este legat de materialele utilizate pentru palele eoliene, acestea fiind compozite cu posibilități de reciclare relativ reduse, [119]. Având în vedere dimensiunile din ce în ce mai mari ale palelor, necesare unei cantități de energie produsă cât mai ridicată [120], se urmărește menținerea în funcționare a acestora pentru o perioadă cât mai lungă, prin dezvoltarea de tehnologii de proiectare, realizare și reparare adecvate, [121]. Ca urmare, se pune problema stabilirii unor metodologii de testare, care pot fi nedistructive [122] sau distructive [123], cu rezultatele obținute astfel putând fi efectuate simulări ale comportării palelor eoliene, în vederea optimizării acestora [124].

### 2.1. Scenarii climatice

Conform [125], încălzirea globală este produsă de acumularea în atmosferă a "gazelor cu efect de seră" (**GHG** - Green House Gases). Aceasta generează un efect de "blocare" a radiației termice solare reflectate de suprafața terestră, Figura 2.1, având ca rezultat creșterea temperaturii la nivel planetar, așa-numitul efect Radiative Forcing (**RF**), [126]. Pe lângă efectul gazelor din categoria **GHG**, mai contribuie la efectul de seră și alte gaze, Figura 2.2a. Rezultatul este o creștere continuă a temperaturii, comparativ cu perioada pre-industrială, Figura 2.2b. Datorită schimbărilor climatice generate de modificările termice a fost impusă limitarea creșterii temperaturii cu maximum 1,5°C până în 2050 [127].

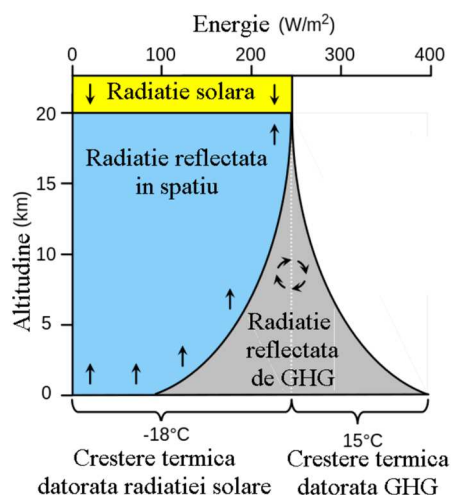


Figura 2.1. Efectul GHG asupra radiației termice (adaptată după [126])

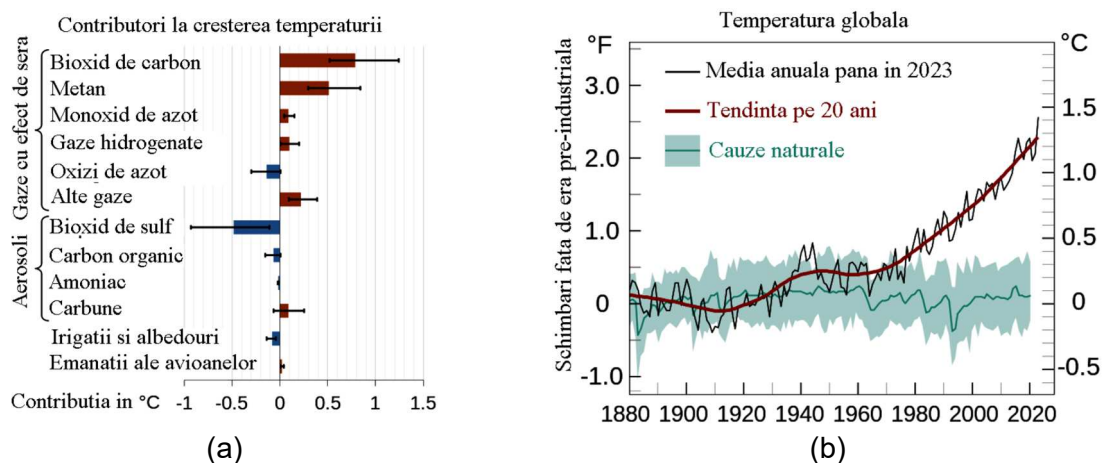


Figura 2.2. Contribuția GHG la creșterea temperaturii globale: (a) contribuția pe tip de gaz; (b) efectul la nivel global (adaptată după [126])

Domeniul energiilor regenerabile este afectat de modificările climatice, acestea având efecte inclusiv asupra circulației maselor de aer [128], s-au stabilit metodologii pentru modelarea acestor efecte - scenariile climatice - **RCP** (Representative Concentration Pathways), [129]. Pornind de la o echivalare a efectelor cumulate a **GHG**, sub forma unui coeficient "CO<sub>2</sub> echivalent" și luând în considerare acțiunile de reducere a emisiilor acestora prin impunerea de măsuri în mediul socio-economic, au fost elaborate, la nivelul Interguvernamental Panel on Climate Change (**IPCC**) patru scenarii posibile de evoluție, până în 2100, Figura 2.3 [130].

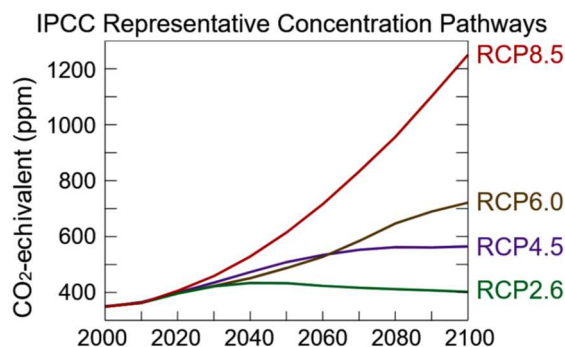


Figura 2.3. Scenariile RCP - evoluția concentrației de GHG (adaptată după [130])

În Tabelul 2.1 se prezintă corelația dintre **RCP**-uri și creșterile de temperatură preconizate, comparativ cu era pre-industrială (înainte de anul 1900).

Tabelul 2.1. Modificări climatice **RCP** [130]

	RF [W/m <sup>2</sup> ]	CO <sub>2</sub> echivalent [ppm]	Temperatura [°C]	Tendința
<b>RCP 2.6</b>	2,6	490	1,5	Scădere
<b>RCP 4.5</b>	4,5	650	2,4	Stabilizare
<b>RCP 6</b>	6	850	3,0	Stabilizare
<b>RCP 8.5</b>	8,5	1370	4,9	Creștere

Se observă că cel mai sumbru scenariu este **RCP 8.5**, care presupune că măsurile de reducere a emisiilor de gaze seră sunt minime iar cel mai "optimist" scenariu este **RCP 2.6**, care presupune că măsurile de reducere luate au efect începând cu anul 2020, ajungând la zero în 2100. Datele corespunzătoare scenariilor **RCP** sunt disponibile în baze de date accesibile online, Figura 2.4.

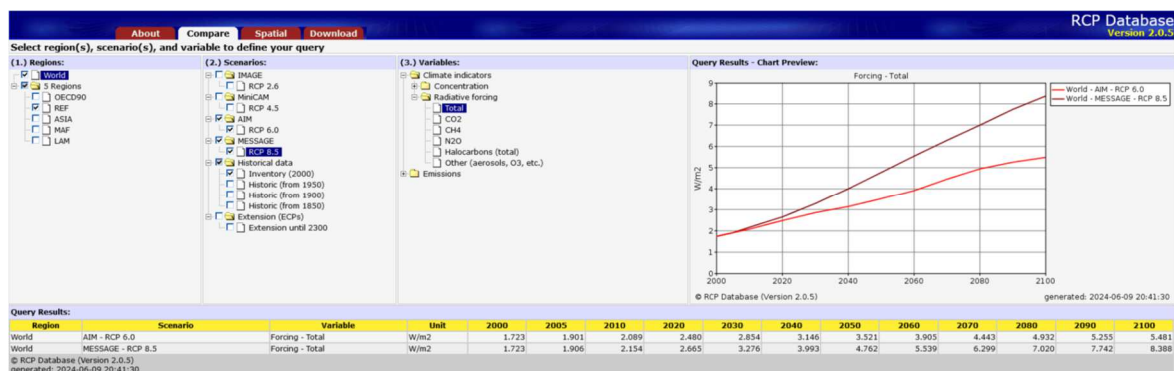


Figura 2.4. Scenariile RCP - evoluția concentrației de GHG (adaptată după [131]).

Pe baza scenariilor **RCP** se pot construi modele climatice care să permită analiza influenței fenomenului de încălzire la nivel global - **GCM** (Global Climate Model) [132], acestea putând fi adaptate pentru regiuni specifice prin scalare, obținându-se modele regionale reduse (**RCM** - Reduced Climate Models). La nivel european, este disponibil proiectul EURO-CORDIS [133], care conține baze de date și modele reduse ce pot fi utilizate pentru predicții [134].

Referitor la analiza evoluției vitezei vântului, în condițiile încălzirii globale, aceasta poate fi efectuată fie pornind de la relația existentă între puterea eoliană generată și temperatura aerului, ecuația 2.1, [135], fie apelând la modele **RCM** cu date preluate din EURO-CORDEX [136].

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{1 - dt}{T_m}\right)^n \quad (2.1)$$

unde:

$P$  - valoare prezisă pentru puterea eoliană [W],  $P_0$  - valoarea actuală a puterii eoliene [W],  $dt$  - valoarea încălzirii în zona respectivă [°C],  $T_m$  - valoarea medie a temperaturii în zona respectivă [°C],  $n$  - exponent caracteristic zonei.

## 2.2. Teoria sistemelor dinamice

Teoria Sistemelor Dinamice (**TSD**), fundamentată de Jay W. Forrester [137] pornind de la Teoria Generală a Sistemelor (**TGS**) enunțată de biologul austriac Ludwig von Bertalanffy, definește sistemul ca o entitate compusă care își menține existența prin interacțiunea reciprocă a părților componente [138]. Aceste interacțiuni trebuie înțelese dincolo de simpla legătură cauza-efect, trebuind luată în considerare și acțiunea efectului asupra cauzei, Figura 2.5 [139].

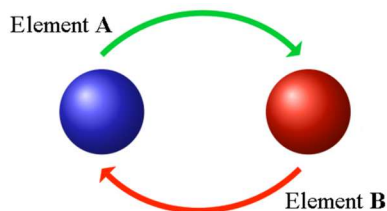
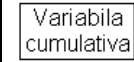
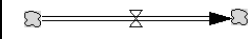


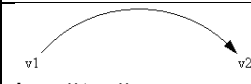


Figura 2.5. Legături cauzale între componentele sistemelor (adaptată [139])



Caracteristica fundamentală a sistemelor dinamice este emergența: un sistem prezintă proprietăți care nu pot fi regăsite la părțile sale componente. Pentru implementarea modelelor bazate pe **TSD** există programe de calculator specializate, un astfel de program fiind Vensim [140], a cărui interfață conține o serie de componente specifice (Tabelul 2.2). În domeniul energiei regenerabile, modelarea cu **TSD** permite investigarea impactului utilizării acesteia pe termen scurt sau lung [142], investigarea evoluției modificărilor climatice [143] [144] [145] sau analiza energiei electrice obținute din energie eoliană [145]. De asemenea, există și modele disponibile online [146].

Tabelul 2.2. Componente modelare sisteme dinamice [141]

Element	Semnificație
 Variabila cumulativa	Reprezintă componentele care își modifică valoarea pe parcursul evoluției sistemului.
Variabila auxiliara	Reprezintă componentele care sunt constante pe parcursul evoluției sistemului.
 Flux	Reprezintă componentele prin care circulă fluxuri de date între elementele sistemului.
 Variabila rata	Reprezintă componentele care controlează mărimea debitului pe un flux de date.
 Frontieră	Reprezintă componentele care constituie limitele sistemului modelat.
 Legătură	Reprezintă legăturile cauzale între elementele sistemului.

## 2.3. Rețele neuronale artificiale

Rețelele Neuronale Artificiale (**RNA**) sunt sisteme de calcul paralel formate din unități elementare (neuroni artificiali), organizați în structuri complexe și interconecțați prin canale informaționale [147]. În Figura 2.6 este prezentată structura generală a unei **RNA**.

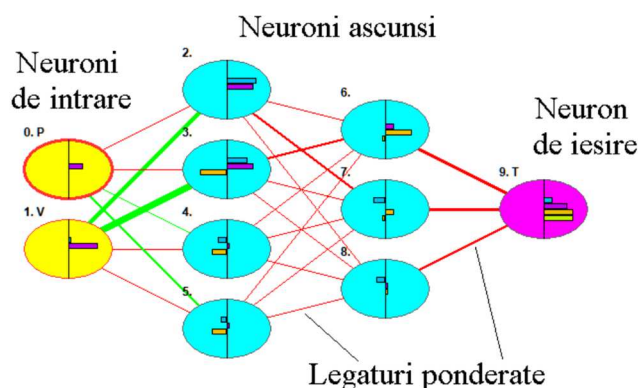


Figura 2.6. Structura generală RNA

**RNA** lucrează similar cu creierele biologice, informațiile ajungând la neuron prin dendrite (Figura 2.7a), sunt prelucrate și transmise prin axon către alți neuroni. În cazul **RNA**, într-o primă etapă rețeaua este "antrenată" utilizând seturi de date intrare-ieșire cunoscute, valorile de intrare în neuroni fiind ponderate cu valori aleatorii, însumate, prelucrate cu o funcție de transfer și transmise către neuronii următori (Figura 2.7b).

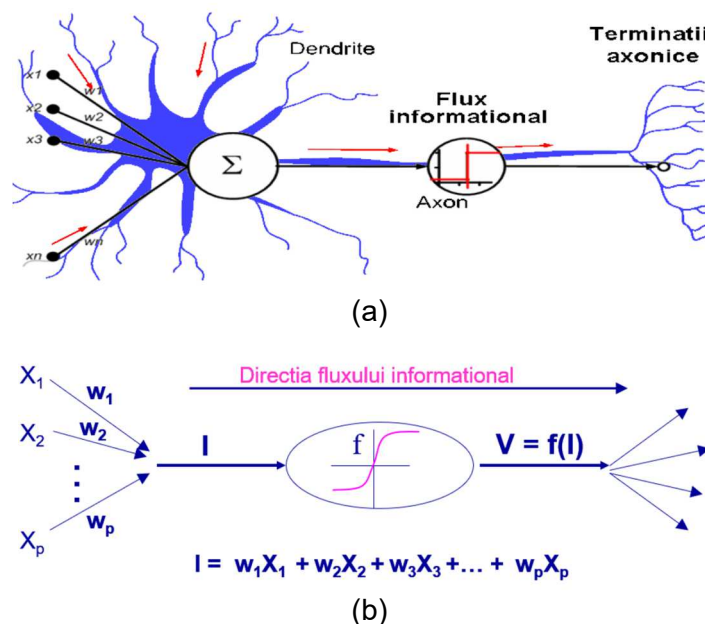


Figura 2.7. Transferul informațional prin neuronii RNA:  
 (a) neuron biologic; (b) neuron artificial ( $X_i$  - valori de intrare;  $w_i$  - ponderi;  $f$  - funcție de transfer;  $V$  - valori de ieșire)

Cea mai adecvată utilizării în domeniul ingineresc este **RNA** de tip Feed-Forward Multi Layer Perceptron (**FF-MLP**) [148]. Modelarea cu **RNA** necesită doar seturi de date intrare-ieșire cunoscute. Acest fapt le face deosebit de utile în modelarea fenomenelor pentru care există seturi de date disponibile pentru modelare [149] [150]. În modelarea cu **RNA** se acceptă faptul că va exista o eroare, pentru aprecierea căreia se utilizează diferite metode, cum ar fi **MAE** (Mean Absolute Error), valoarea acesteia fiind exprimată în aceleași unități de măsură ca și valorile comparate sau **MAPE** (Mean Absolute Percentage Error), valoarea acesteia fiind exprimată în procente față de datele reale, ecuațiile 2.2 [151].

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |e_i - o_i|}{n} \quad MAPE = \frac{100}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left| \frac{e_i - o_i}{o_i} \right| \quad (2.2)$$

unde:

$MAE$  = Mean Absolute Error,  $MAPE$  = Mean Absolute Percentage Error,  $n$  = numărul de date,  $i$  = increment,  $e_i$  = valori estimate,  $o_i$  = valori măsurate.

Altă metodă de apreciere a erorii este **RMSE** (Root Mean Square Error), valoarea acesteia fiind dependentă de mărimea valorilor analizate, ecuația 2.3 [150].

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (WS_i^{true} - WS_i^{forecast})^2} \quad (2.3)$$

unde:

$RMSE$  = Root Mean Square Error,  $N$  = numărul de date,  $WS_i^{true}$  = valori măsurate,  $WS_i^{forecast}$  = valori estimate.

Considerând perechile de date real-furnizate de **RNA**, eroarea se mai poate aprecia cu ajutorul coeficientului de corelație Pearson (**R**), ecuația 2.4

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{n \cdot \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \cdot \sqrt{n \cdot \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}} \quad (2.4)$$

unde:

$R$  = coeficient de corelație,  $n$  = numărul de perechi de date,  $x_i, y_i$  = valori individuale,  $\bar{x}, \bar{y}$  = valori medii.

Construirea unui model bazat pe **RNA** presupune parcurgerea a mai multor etape:

- **Achiziționarea datelor de intrare-ieșire**

- **Stabilirea arhitecturii optime**

- **Antrenarea RNA** - există mai mulți algoritmi, cel mai utilizat fiind **BP** (Back Propagation), [152].

După finalizarea antrenării RNA, modelul obținut poate fi utilizat în trei scopuri:

- **Analiza importanței**

- **Predicție**

- **Optimizare**

În vederea generării și utilizării unui model neuronal sunt disponibile pachete software care conțin module specifice, cum ar fi EasyNN [153], Pythia [154] și Neural Power [155].

## 2.4. Testarea la degradare prin eroziune

Conform [156], eroziunea este una dintre cele șapte categorii de uzură, metodologia de testare la eroziune pentru palele turbinelor eoliene fiind metoda de eroziune cu particule dure în curent de aer [157]. Această metodă este conformă standardului ASTM G76 [158], presupunând antrenarea particulelor abrazive, într-un curent de aer sub presiune, către specimenul de testat și măsurarea efectelor prin aprecierea gradului de distrugere. În ASTM G76 este prezentat principiul de testare (Figura 2.8), diferiți cercetători apelând la standuri cu structuri diferite [159] [160] [161] dar respectând indicațiile din standard.

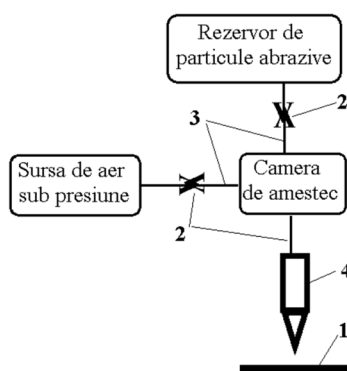


Figura 2.8. Schema de principiu pentru testarea la eroziune în curent de aer (1. proba de testat, 2. dispozitive control, 3. Conducte, 4. duză calibrată) (adaptată după [158])

Urmărindu-se analiza efectului eroziunii asupra unei pale de elice eoliană de fabricație industrială, a fost proiectat și realizat un stand corespunzător indicațiilor din ASTM G76. În Figura 2.9 se prezintă schema de principiu iar în Figura 2.10 se prezintă construcția reală.



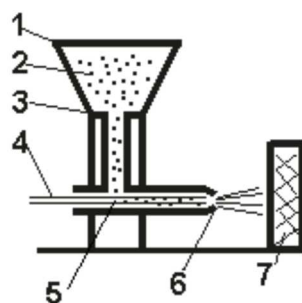


Figura 2.9. Stand pentru testarea la eroziune în curent de aer - schema de principiu (1. recipient pentru particule abrazive, 2. particule abrazive, 3. orificiu calibrat, 4. aer sub presiune, 5. duză calibrată, 6. amestec aer-abraziv, 7. proba de testat)

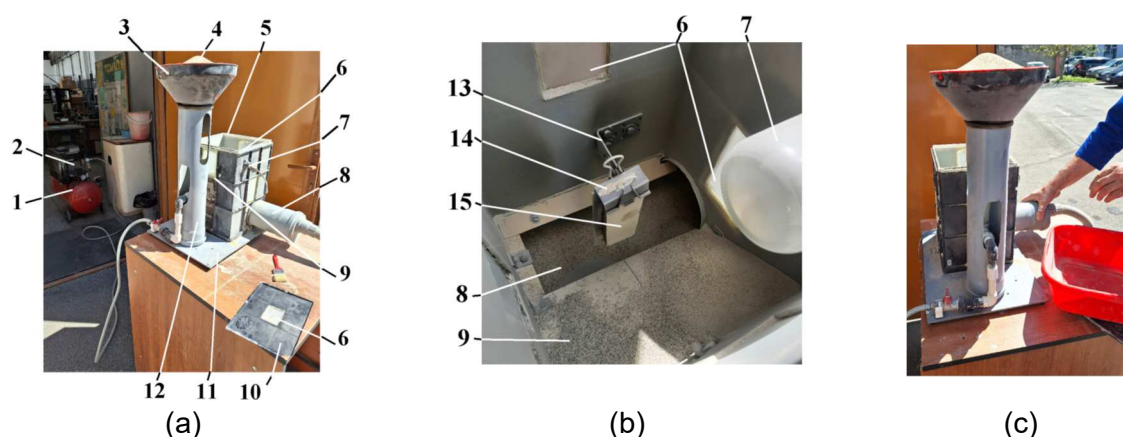


Figura 2.10. Stand pentru testarea la eroziune în curent de aer - construcție reală:  
 (a) vedere exterioră; (b) vedere interioară; (c) pregătire test  
 (1. compresor aer, 2. dispozitive control presiune/debit, 3. rezervor material abraziv, 4. material abraziv, 5. incinta testare, 6. ferestre de vizualizare, 7. sistem de iluminare, 8. sistem de colectare și evacuare material uzat, 9. duza calibrată 4,9 mm, 10. capac incintă, 11. placa suport, 12. suport rezervor material abraziv, 13. suport probă, 14. sistem de prindere probă, 15. probă de testat)

Conform [156], principalii parametri care influențează procesul de eroziune sunt: viteza de impact, unghiul de impact, caracteristicile materialului abraziv și temperatura mediului.

**Viteza de impact** poate fi aproximată în funcție de presiunea fluxului de aer cu ajutorul ecuației 2.5 [162].

$$V^2 = \frac{k \cdot P_a}{d^{0.57} \cdot \rho_a^{1.08}} \quad (2.5)$$

unde:

$k$  - coeficient de corecție adimensional (7900),  $P_a$  - presiunea fluxului de aer [kPa],  $d$  - diametrul particulelor abrazive [ $\mu\text{m}$ ],  $\rho_a$  - densitatea particulelor [ $\text{Mg}/\text{m}^3$ ].

Ecuația 2.5 este valabilă în condițiile în care se utilizează o duză cu diametrul de 4.9 mm. Ca urmare, duza utilizată în standul prezentat este calibrată la această valoare a diametrului și având o lungime de 50 mm, conform ASTM-G76, Figura 2.10a.

**Unghiul de impact** poate avea valori între 0° și 90°. Având în vedere că distrugerile maxime sunt raportate la unghiuri de incidență de 90° [163] [161], testele au fost efectuate la această valoare a unghiului, Figura 2.10b.

**Materialului abraziv** utilizat pentru testare a fost nisipul (SiO<sub>2</sub>), acesta fiind abrazivul cel mai utilizat pentru testarea materialelor compozite pentru pale de elice eoliene, [157] [159] [163] [164]. Dimensiunile particulelor de nisip au fost stabilite prin mijloace optice [165], folosind un microscop și software-uri specializate: Digimizer [166] și Gwyddion [167].

**Temperatura mediului** în care se efectuează testele, se recomandă a fi între 25°C [165] și 40°C [157]. Testele pentru lucrarea de față au fost efectuate în aer liber, la o temperatură ambientală de 30°C, Figura 2.10c.

## 2.4. Testarea la degradare prin impact

În funcție de masa și consistența corpului respectiv, impactul se finalizează cu efecte mai ales asupra palei (impact dur) sau cu efecte mai ales asupra corpului impactor (impact ușor). Cele două situații pot fi distinse cu ajutorul ecuațiilor 2.6, [168].

$$\frac{\sigma_p}{\sigma_t} < 1 \text{ și } \frac{\rho_p \cdot V_0^2}{\sigma_t} < 1 \text{ impact ușor; } \frac{\sigma_p}{\sigma_t} > 1 \text{ sau } \frac{\rho_p \cdot V_0^2}{\sigma_t} > 1 \text{ impact dur} \quad (2.6)$$

unde:

$\sigma_p$  - limita de rezistență a corpului impactor [MPa],  $\sigma_t$  - limita de rezistență a materialului palei [MPa],  $\rho_p$  - densitatea corpului impactor [kg/m<sup>3</sup>],  $V_0^2$  - viteza de impact [m/s].

În cazul elicelor eoliene, deoarece atât corpul impactor cât și pala se deplasează, viteza de impact este compusă din cele două viteze, valoarea finală fiind dependentă și de natura impactorului, conform ecuațiilor 2.7 [168].

$$\begin{aligned} V_{imp} &= \sqrt{(V_{tip} + V_{tg})^2 + V_w^2} \text{ pentru grindină, ploaie} \\ V_{imp} &= \sqrt{V_{tip}^2 + (V_w + V_{tg})^2} \text{ pentru păsări, lilieci} \\ V_{imp} &= \sqrt{V_{tip}^2 + V_w^2} \text{ pentru nisip, insecte} \end{aligned} \quad (2.7)$$

unde:

$V_{imp}$  - viteza de impact [m/s],  $V_{tip}$  - viteza vârfului palei [m/s],  $V_{tg}$  - viteza corpului impactor [m/s],  $V_w$  - viteza vântului [m/s].

Distrugerea prin impact se datorează energiei cinetice de impact, ecuația 2.8 [168].

$$KE = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V_{imp}^2 \quad (2.8)$$

unde:

$KE$  - energia cinetică de impact [J],  $m$  - masa corpului impactor [kg],  $V_{imp}^2$  - viteza de impact [m/s].

Întrucât efectele distructive sunt generate de energia cinetică de impact (Tabelul 2.3) se pot obține rezultate echivalente, când se mărește masa impactorului și se scade corespunzător viteza de impact [169], conform ecuației 2.8. Există mai multe variante standardizate de teste la impact, cel mai des utilizat fiind testul **DWIE** (Drop Weight Impact

Event), [170], acesta fiind standardizat prin ASTM-D7136 [171], energia cinetică de impact fiind obținută prin transformarea energiei potențiale rezultate din ridicarea greutății  $G$  la înălțimea  $H$  (Figura 2.11).

Tabelul 2.3. Valori viteză și energie cinetică de impact [168]

Corp impactor	Viteza de impact [m/s]	Energia cinetică de impact [J]
Grindină	160	$2,83e^3$
Lilieci	121,49	$7,38e^3$
Păsări	121,49	$7,76e^4$
Insecte	120,60	0,65
Nisip	120,60	$2,23e^{-4}$

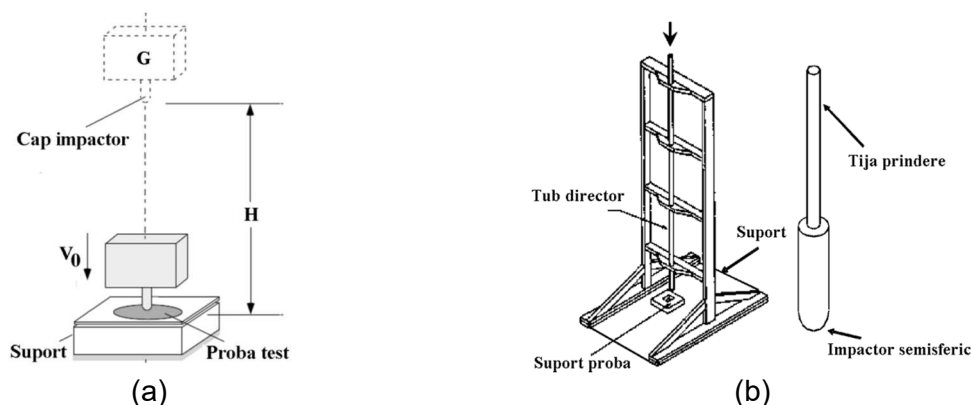


Figura 2.11. Testul DWIE: a) schema de principiu (adaptată după [170]); b) structura fizică recomandată (adaptată după [171])

Întrucât standardul ASTM-D7136 nu impune restricții privind structura fizică utilizată [172], în vederea efectuării de teste la impact a fost proiectat și executat un stand, respectând metodologia standardizată, utilizat pentru testarea probelor prelevate din pala de elice de fabricație industrială, având structura (Figura 2.12). Pentru reducerea frecărilor s-a optat pentru susținerea greutății printr-un fir [172]. Pe parcursul testelor a fost urmărit modul de degradare structurală a materialului compozit multistrat, în funcție de energia cinetică de impact, corespunzătoare valorilor din Tabelul 2.3. În vederea stabilirii valorii maselor și înălțimilor utilizate în timpul testului, astfel încât să fie obținute aceleași valori ale energiei cinetice dar la viteze reduse, au fost utilizate ecuațiile 2.9 [173].

$$E_C = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V_{imp}^2 ; E_P = m \cdot g \cdot h ; E_C = E_P \quad (2.9)$$

$$m = \frac{E_C}{g \cdot h} ; h = \frac{E_C}{g \cdot m}$$

unde:

$E_C$  - energie cinetică (valoare impusă) [J],  $E_P$  - energie potențială [J],  $m$  - masa impactor [kg],  $h$  - înălțime de cădere [m],  $g$  - accelerația gravitațională [ $m/s^2$ ].

Conform ecuațiilor 2.9, se alege valoarea masei  $m$  și se deduce valoarea înălțimii  $h$  sau viceversa.

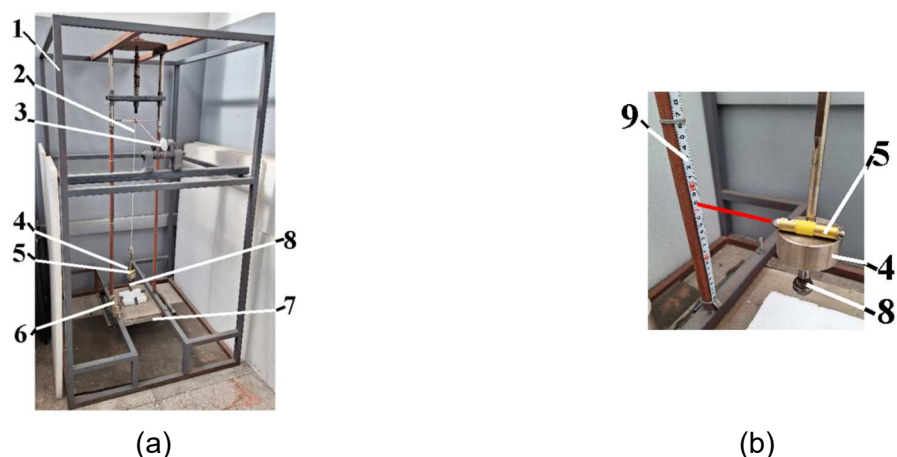


Figura 2.12. Stand utilizat pentru teste DWIE:  
(a) vedere generală; (b) detaliu greutate-impactor-sistem măsură înălțime  
(1. cadru suport; 2. cablu susținere; 3. sistem declanșare; 4. greutate; 5. indicator laser; 6. impactor; 7. suport probă; 8. greutate suplimentare)

Având în vedere structura specifică a materialului pentru elice eoliene, analiza rezultatelor va fi efectuată prin mijloace nedistructive, optice, conform indicațiilor din [172].

## 2.5. Concluzii

În urma celor prezentate mai sus se observă că, în domeniul recuperării energiei eoliene există două direcții principale de cercetare: una se referă la modelarea și analizarea evoluției vântului, având ca scop eficientizarea amplasării parcurilor eoliene, cea de-a doua se referă la eficientizarea dispozitivelor utilizate - turbine eoliene, în principal a materialelor din care este construit elementul cel mai supus degradării - elicea.

Pentru analiza evoluției vitezei vântului sunt disponibile atât baze de date, ce conțin înregistrări istorice, cât și modele ce permit predicția pentru perioade viitoare. La baza modelării stau fie scenarii climatice (**RCP**), fie sisteme de calcul non-algoritmice (**RNA**), fie teorii precum **TSD**. Oricare dintre aceste modele se constituie în instrumente utile în analiza premergătoare instalării unui parc eolian sau în vederea dezvoltării celor existente.

Referitor la materialele pentru palele elicelor, tendința este de a dezvolta materiale compozite noi, care să ofere o rezistență superioară la principalele solicitări la care sunt supuse în funcționare. În acest scop, se utilizează în general ingrediente polimerice, rezultatele obținute fiind apreciate pe baza unor teste corespunzătoare: rezistența la eroziune și impact. La nivelul întregii pale se utilizează și teste la oboseală, vibrații sau fulger dar, în primă fază de proiectare a materialului, eroziunea și impactul sunt primele efectuate. Datorită specificului structurii compozitelor utilizate, pentru testele respective, deși se respectă metodologiile standardizate, se pot proiecta și construi standuri personalizate.

## Capitolul 3. Modelare, analiză și rezultate privind exploatarea energiei eoliene

### 3.1. Analiza evoluției vitezei vântului utilizând scenariile climatice

În Figura 3.1 este prezentată distribuția valorilor maxime ale vântului pe suprafața României. Se poate observa, în Figura 3.1b, că patru dintre cele mai mari parcuri eoliene din România (Tabelul 3.1) sunt amplasate în zone unde viteza vântului permite o exploatare eficientă a energiei eoliene.

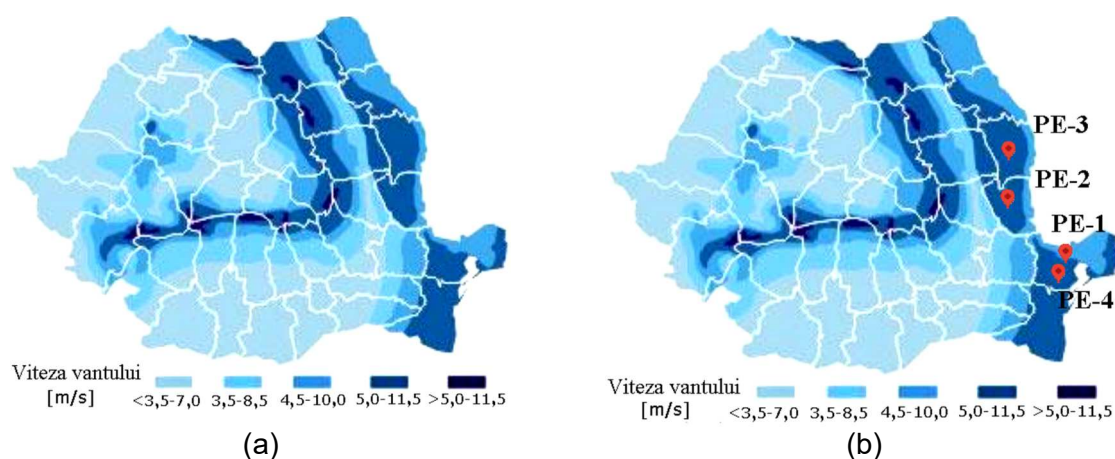


Figura 3.1. Distribuția zonelor cu potențial și a parcurilor eoliene în România: (a) zone cu potențial eolian; (b) amplasare parcuri eoliene (adaptată după [174])

Tabelul 3.1. Parcuri eoliene [175] [176]

Parc eolian	Locație	An înființare	Turbine eoliene	Putere/turbină [MW]	Număr turbine [buc]	Putere totală [MW]	Diametru elice [m]	Viteza vânt nominală [m/s]
PE-1	Nucări	2010	Micon NM 44	0,75	7	5,25	44	16
PE-2	Cudalbi	2017	Gamesa 200	11	5	55	200	14
PE-3	Vutcani	2014	Vestas 90/2000	2	12	24	90	13
PE-4	Babadag	2011	Suzlon S88/2100	2,1	20	42	88	14

Se propune o analiză a evoluției vitezei vântului, între 2021 și 2050, pentru zonele unde sunt amplasate cele patru parcuri eoliene, prin scenariile RCP4.5 și RCP8.5 și a bazei de date EURO-CORDIS (Figura 3.2), comparându-se apoi diferențele.

				27.7639	27.9194	28.6897	grd	
% longitudine = 28.92								
% latitudine = 45.0644				45.7728	46.5086	44.9017	grd	
%	anul	luna	ziua	ora	(PE-1)	PE-2	PE-3	PE-4
-----								
2021	1	1	0		5.22	4.15	3.93	5.18
2021	1	1	6		6.40	5.60	5.86	5.96
-----								
2032	7	10	0		4.78	2.19	1.19	4.53
2032	7	10	6		4.03	4.08	3.98	3.90
-----								
2044	5	30	12		2.86	3.68	3.11	2.88
2044	5	30	18		1.93	2.09	2.59	1.65
-----								
2050	12	30	12		6.06	6.08	5.32	6.12
2050	12	30	18		3.80	3.85	3.26	3.87
-----								

(a)

				27.7639	27.9194	28.6897	grd	
% longitudine = 28.92								
% latitudine = 45.0644				45.7728	46.5086	44.9017	grd	
%	anul	luna	ziua	ora	(PE-1)	PE-2	PE-3	PE-4
-----								
2021	1	1	0		5.77	1.37	3.39	5.03
2021	1	1	6		3.10	1.18	3.25	3.92
-----								
2032	9	23	6		4.37	4.86	2.92	4.02
2032	9	23	12		4.77	5.63	5.15	5.10
-----								
2044	10	12	0		2.71	1.62	1.02	2.55
2044	10	12	6		2.82	3.07	2.09	2.96
-----								
2050	12	26	0		2.66	2.12	2.04	2.88
2050	12	26	6		2.43	0.71	2.09	3.43
-----								

(b)  
 Figura 3.2. Rezultate obținute utilizând modele climatice:  
 (a) pentru scenariul RCP4.5; (b) pentru scenariul RCP8.5

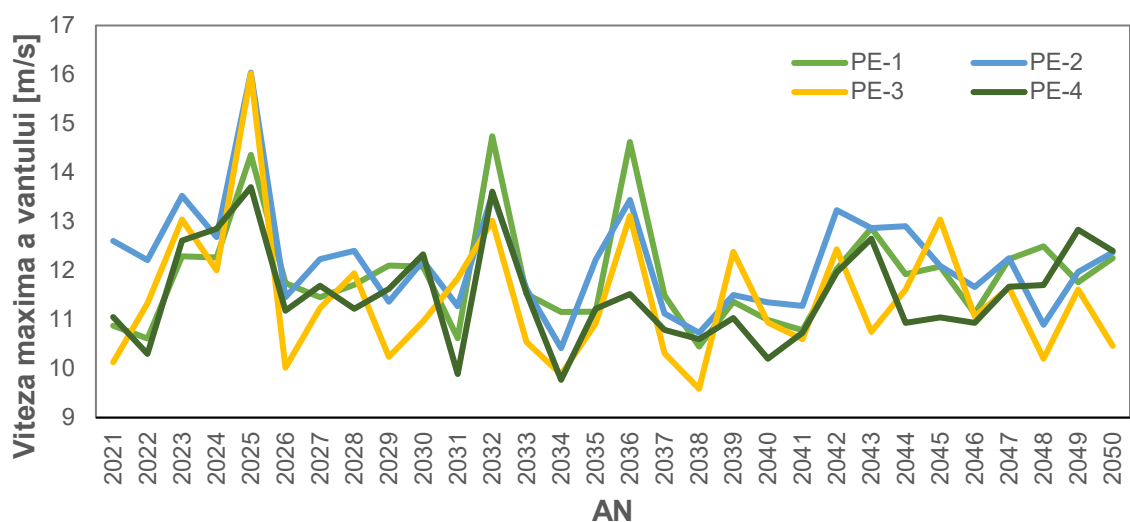
Rezultatul analizei este prezentat în Figura 3.3. Se observă că între cele două scenarii există o diferență, RCP4.5 previzionând valori maxime în anii 2025, 2032 și 2036 în timp ce RCP8.5 previzionează valori maxime în anii 2023, 2031 și 2048. În vederea aprecierii gradului de împrăștiere al valorilor predicționate de cele două scenarii, a fost utilizată abaterea standard relativă (ASR), calculată cu ecuația 3.1 [177].

$$\sigma_R = \frac{\sqrt{\frac{\sum_1^N (X_i - \bar{X})^2}{N}}}{\bar{X}} \cdot 100 \quad (3.1)$$

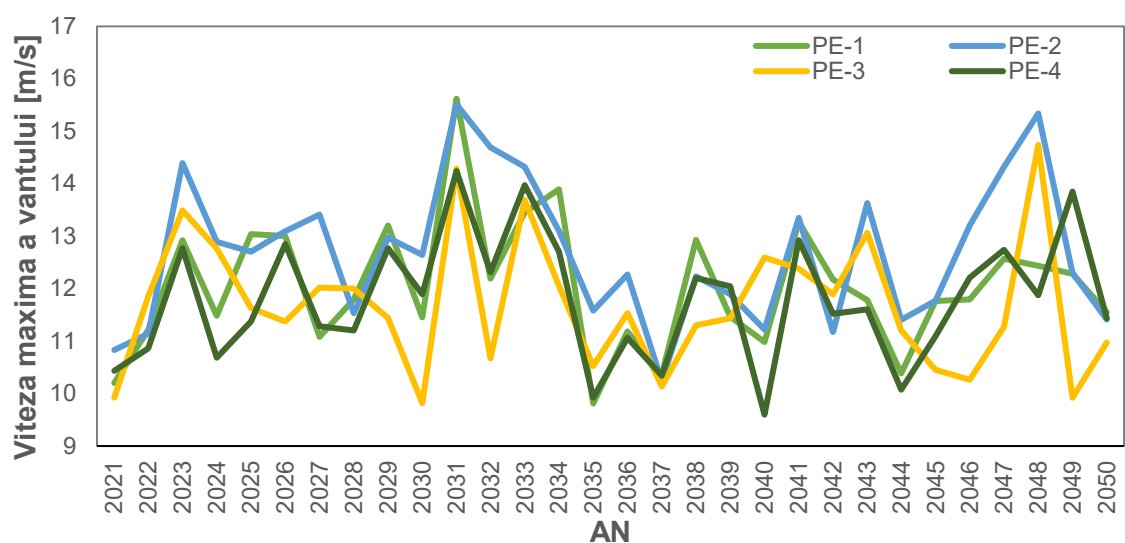
unde:

$X_i$  - valori numerice,  $X$  - media aritmetică,  $N$  - număr de valori.

În Tabelul 3.2. sunt date valorile ASR pentru predicțiile RCP4.5/RCP8.5 ale vitezei maxime anuale.



(a)



(b)

Figura 3.3. Variației vitezei maxime anuale a vântului:  
(a) scenariu RCP4.5; (b) scenariu RCP8.5 [178]

Tabelul 3.2. ASR pentru predicțiile RCP4.5/RCP8.5 ale vitezei maxime anuale [178]

Parc eolian	Media vitezelor maxime anuale [m/s]		ASR [%]	
	RCP4.5	RCP8.5	RCP4.5	RCP8.5
PE-1	11,90	12,04	9,17	10,23
PE-2	12,18	12,68	9,07	10,75
PE-3	11,42	11,68	11,69	10,96
PE-4	11,51	11,79	8,75	10,09

Se poate observa în Tabelul 3.2 că valorile medii ale vitezelor maxime anuale sunt relativ apropiate, mai mari pentru RCP8.5. Din punct de vedere al variației valorilor extreme în jurul mediei, scenariul RCP8.5 oferă o variabilitate mai ridicată, față de RCP4.5, explicat prin stabilizarea superioară a condițiilor globale impuse de RCP4.5 față de RCP8.5. În lipsa unor măsuri restrictive, conform RCP8.5, situația rămâne neschimbată în perioada 2021 - 2050.

Întrucât valorile extreme ale vitezei vântului apar în condiții rare, este util de analizat evoluția vitezei medii anuale, pe perioada investigată, pentru cele patru locații, Figura 3.4.

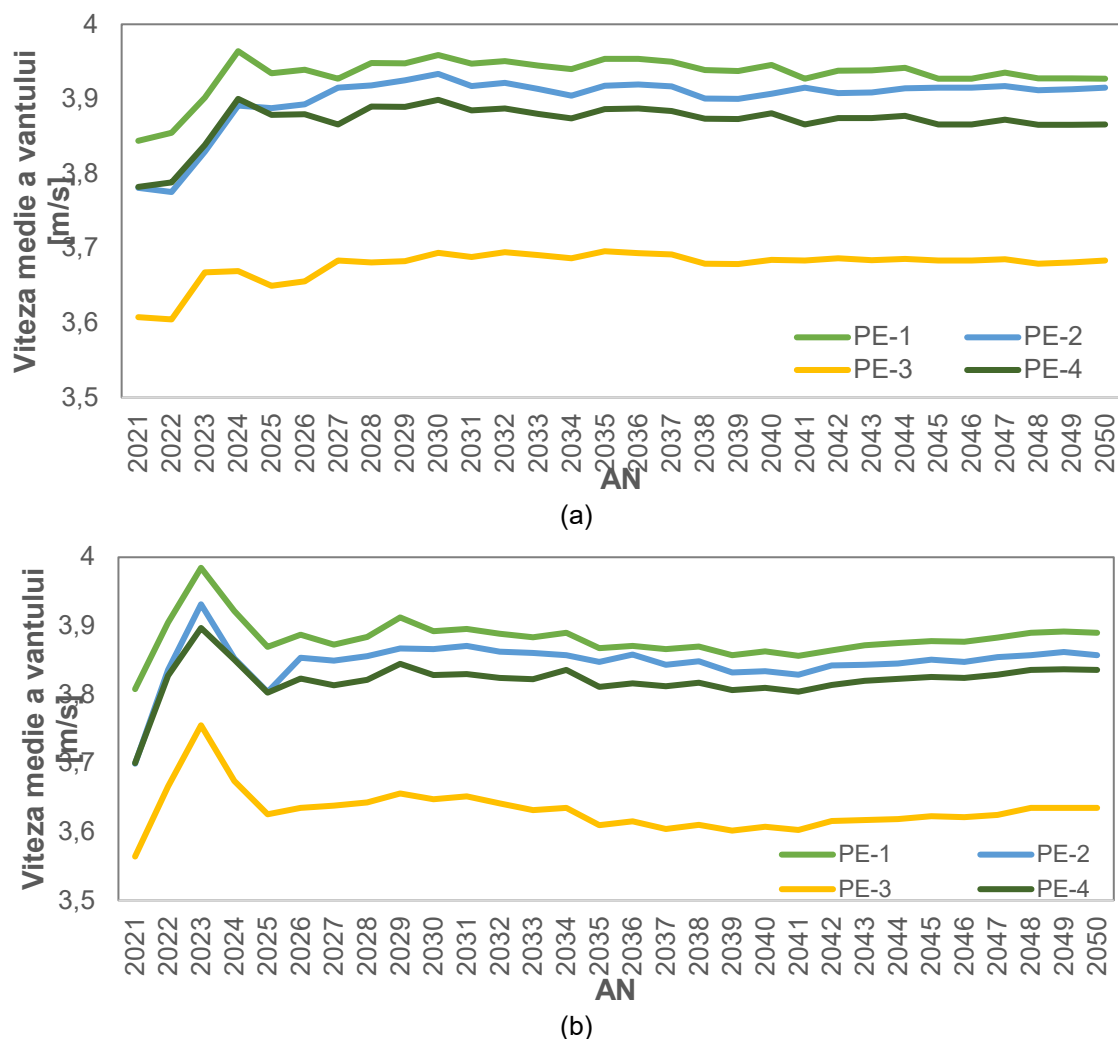


Figura 3.4. Variației vitezei medii anuale a vântului pentru cele 4 locații (PE-1, PE-2, PE-3 și PE-4): (a) scenariu RCP4.5; (b) scenariu RCP8.5 [178]

Se observă în Figura 3.4 că valorile medii anuale ale vitezei vântului diferă între locațiile investigate, în zona parcului PE-3 regăsindu-se valori mai reduse cu circa 0,3-0,4 m/s, comparativ cu celelalte zone. În Tabelul 3.3 se prezintă variabilitatea vitezelor medii anuale.

Tabelul 3.3. ASR pentru predicțiile RCP4.5/RCP8.5 ale vitezei medii anuale [178]

Parc eolian	Media vitezelor medii anuale[m/s]		ASR [%]	
	RCP4.5	RCP8.5	RCP4.5	RCP8.5
PE-1	3,93	3,88	0,66	0,72
PE-2	3,90	3,84	0,97	0,89
PE-3	3,67	3,63	0,59	0,88
PE-4	3,87	3,82	0,68	0,76

Și în cazul vitezelor anuale medii se observă mici diferențe între cele două scenarii. RCP4.5 oferind valori medii ușor mai ridicate. Scenariul care oferă cea mai mică variabilitate este tot RCP4.5.

Din cele prezentate anterior se poate observa că între cele două scenarii climatice există unele diferențe, în special la nivelul variabilității valorilor pe parcursul perioadei de timp analizate. O comparație între rezultatele furnizate de cele două scenarii luate în considerare este prezentată în Figura 3.5.



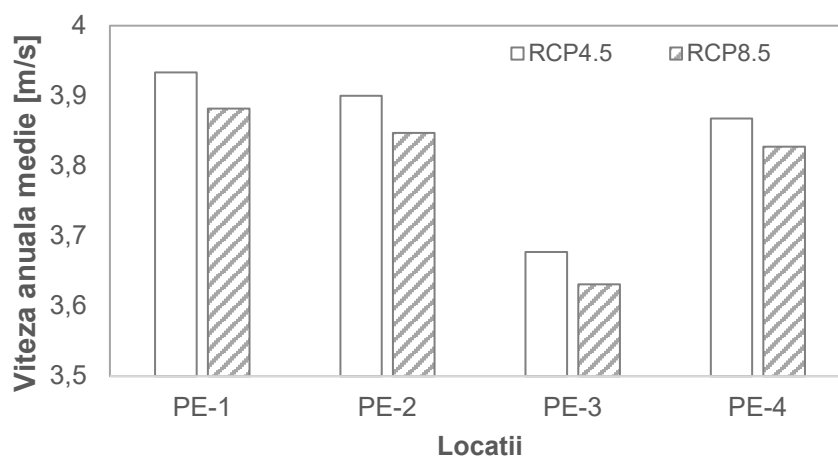


Figura 3.5. Comparație între rezultatele obținute cu modele climatice [178]

În Tabelul 3.4 se prezintă o comparație între rezultatele numerice obținute prin cele două scenarii, pentru evoluția vitezei anuale medii.

Tabelul 3.4. Comparație între predicțiile RCP4.5/RCP8.5 pentru viteza anuală medie [178]


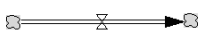



Parc eolian	Valori medii [m/s]		Diferențe		Valori maxime [m/s]		Diferențe Maxim-Minim [m/s]	
	RCP4.5	RCP8.5	[m/s]	[%]	RCP4.5	RCP8.5	RCP4.5	RCP8.5
PE-1	3,93	3,88	0,052	1322	3,96	3,98	0,120	0,177
PE-2	3,90	3,84	0,052	1,376	3,93	3,93	0,158	0,232
PE-3	3,67	3,63	0,047	1,269	3,69	3,75	0,091	0,191
PE-4	3,87	3,82	0,040	1,046	3,90	3,89	0,119	0,123

Rezultatele analizei prezentate mai sus au fost incluse într-o lucrare științifică publicată în editura Springer [178].

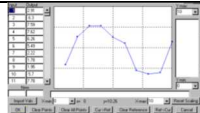
### 3.2. Modelarea puterii generate de turbinele eoliene cu ajutorul TSD

Se poate observa în Figurile 3.3 și 3.4 că valoarea medie pe durata analizată se situează sub valoarea nominală în timp ce valorile maxime depășesc această valoare. Din acest punct de vedere, modelarea bazată pe TSD permite extinderea analizei, oferind informații detaliate despre evoluția fenomenului studiat [179]. În cazul de față se poate analiza puterea cumulată generată, inclusiv ținând cont de eventualele noi turbine adăugate parcurilor eoliene investigate, pe baza unui model TSD. Presupunând că parcurile eoliene vor fi dotate cu turbine noi, instalarea acestora survenind la momente diferite în perioada de timp analizată [180], s-a prevăzut în model anul instalării. Componentele modelului sunt prezentate în Tabelul 3.5 iar ecuațiile de legătură în Tabelul 3.6.

Tabelul 3.5. Componentele modelului TSD

Element real	Componentă model TSD
Puterea cumulată generată de parcul eolian ( $[kgm^2/s^3] = [W]$ )	 Variabila cumulativa
Densitate aer $[kg/m^3]$ ; Număr de turbine; Aria totală baleiată de elice $[m^2]$ ; An instalare turbine noi	Variabila auxiliara simplă
Viteza vântului $[m/s]$	Variabila auxiliara tip Lookup
Transferul de putere eoliană	
Puterea eoliană ( $[kgm^2/s^3] = [W]$ )	 Variabila rata
Limitele exterioare ale sistemului analizat	
Conexiuni între elemente	

Tabelul 3.6. Ecuații de legătură în modelul TSD

Componentă model TSD	Ecuație
Puterea cumulată generată de parcul eolian în perioada analizată PE	$\int_{t_0}^{t_{max}} \text{"Putere eoliana PE"}$
Densitate aer, variabilă în funcție de temperatură, la presiune normală [181]	$\rho = \frac{352,906}{T}$ $T = -50 \dots 50 \text{ } ^\circ\text{C}$ $\rho = 1,5815 \dots 1,0921 \text{ kg/m}^3$
Număr de turbine PE	$N = N_i + 1 \dots 10$ $N_i$ - numărul inițial de turbine (tabelul 3.1)
Diametrul elicei PE	conform tabel 3.1
Aria totală baleiată de elice PE	<i>IF THEN ELSE("Numar turbine PE-1"=7, ("Numar turbine PE-1"*(3.14*"Diametrul elice PE-1"^(2)/4) , ((3.14*7*( "Diametrul elice PE-1"^(2)/4)+STEP((7*(3.14*"Diametrul elice PE-1"^(2)/4)+("Numar turbine PE-1"*(3.14*"Diametrul elice PE-1"^(2)/4) , "An instalare turbine noi PE-1" )))</i>
Viteza vântului PE - introdusă valori pentru perioada 2020 - 2050, conform RCP 4.5	
Puterea eoliană PE, conform ecuației 1.4	$(2/27)**\text{"Arie totala PE-1"}*\text{Densitate aer}**\text{Viteza vant PE-1"}^3$
Interval de timp de simulare: - varianta pentru un singur an (2025), increment "lună" - varianta pentru perioada 2025 - 2050, increment "an"	1 (ianuarie 2025).....12 (decembrie 2025) 1 (2025).....25 (2050)

Implementarea ecuațiilor s-a făcut prin utilizarea editorului Vensim Figura 3.6. În Figura 3.7 se prezintă modelul TSD obținut, model ce combină cele patru parcuri eoliene.

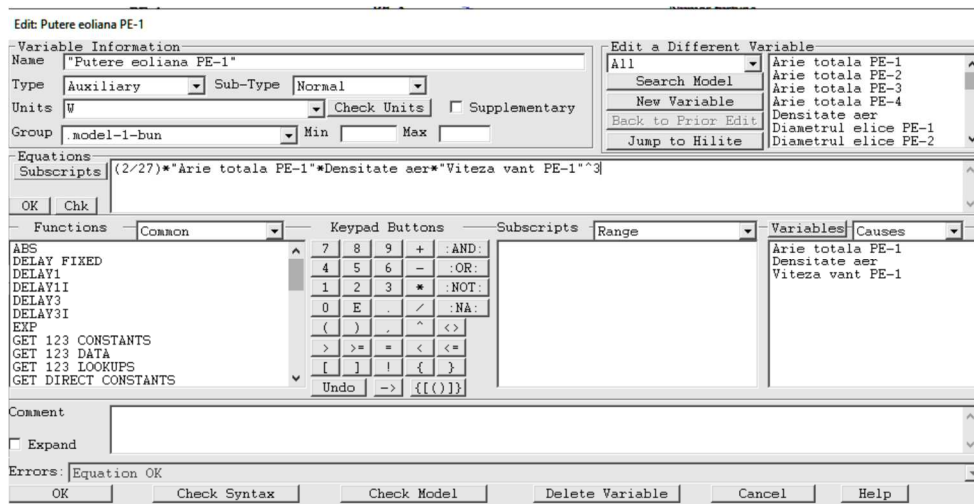


Figura 3.6. Editor de ecuații în Vensim

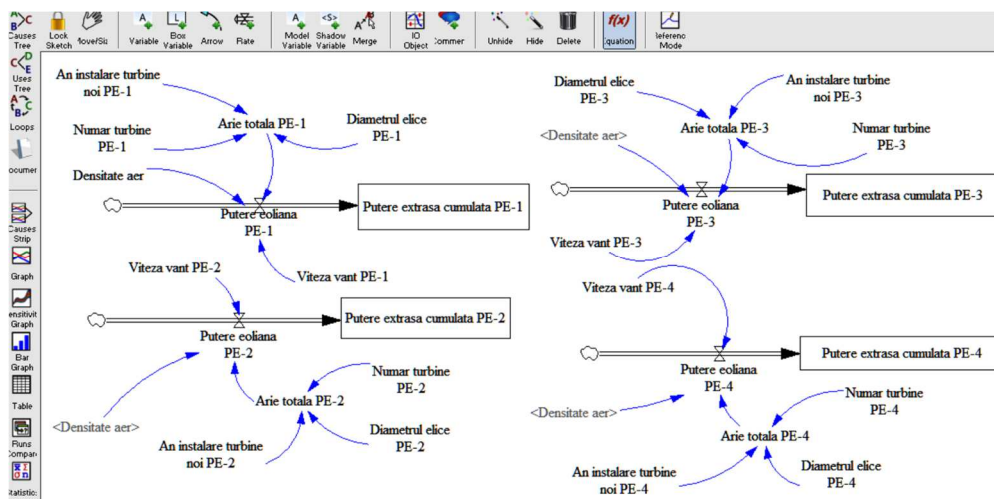


Figura 3.7. Model TSD pentru evoluția valorii puterii cumulate în parcurile eoliene analizate  
În Figura 3.8, este prezentat modelul TSD în simulare.

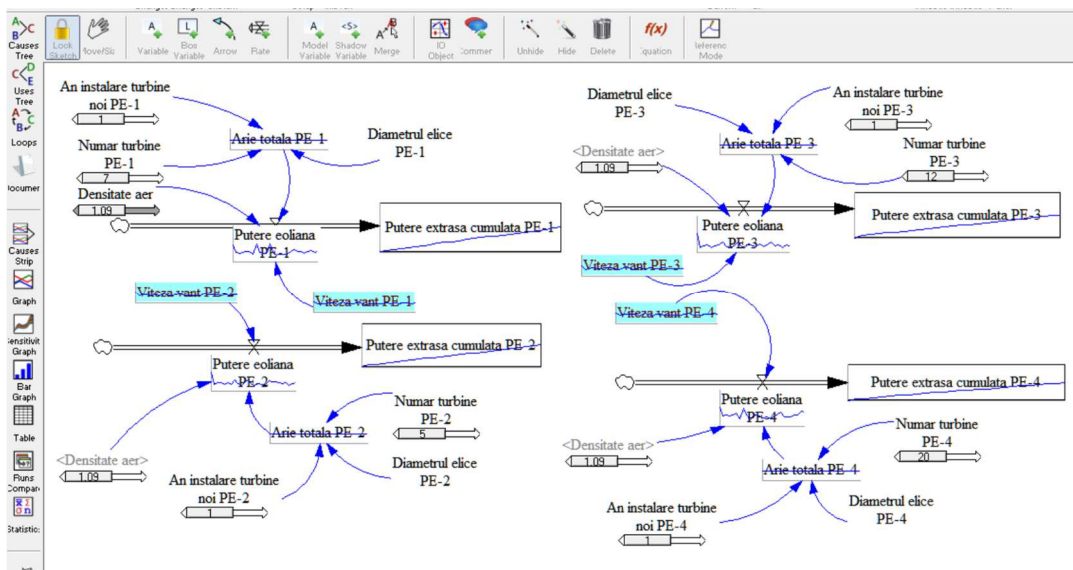


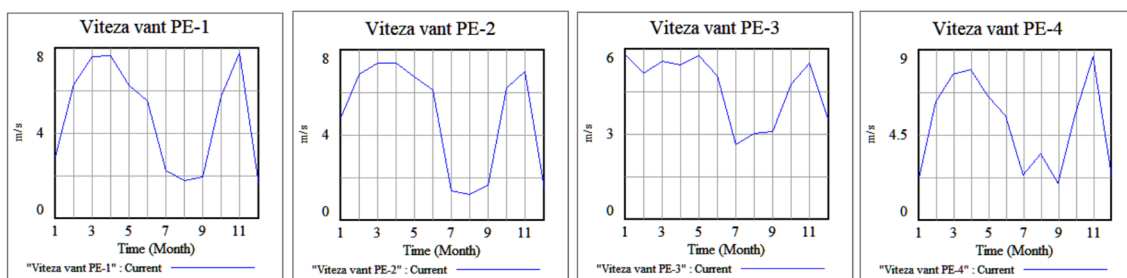
Figura 3.8. Model TSD în curs de simulare

Se poate observa, în Figura 3.8, că modelul permite modificarea valorilor variabile cu ajutorul unor cursoare, accesibile direct în interfața grafică. Rezultatele simulării pot fi obținute

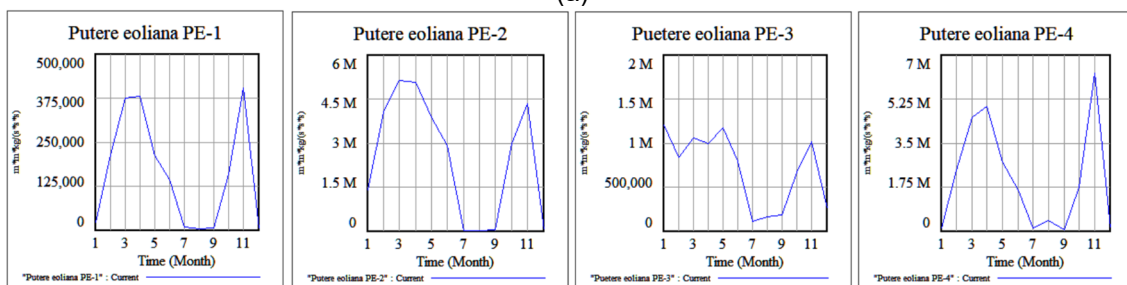
direct în componentele respective sau într-o interfață separată. Întrucât puterea extrasă cumulată este calculată ca integrală a variației puterii eoliene în timp, aceasta este strict crescătoare. Variațiile puterii eoliene se regăsesc pe graficul puterii extrase cumulate ca paliere, conducând la un aspect segmentat al graficului respectiv. Modelul va fi rulat în două variante, cu orizonturi temporale diferite:

- **Pe perioada unui an de zile - 2025.** În acest scop, valorile vitezei vântului vor fi considerate mediile lunare pentru anul respectiv și vor fi preluate din modelul climatic prezentat la paragraful 3.1. Timpul de simulare va avea valori între 1 și 12, unitatea de timp fiind luna, iar pasul fiind unitar.

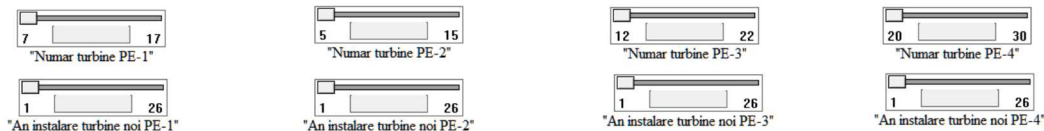
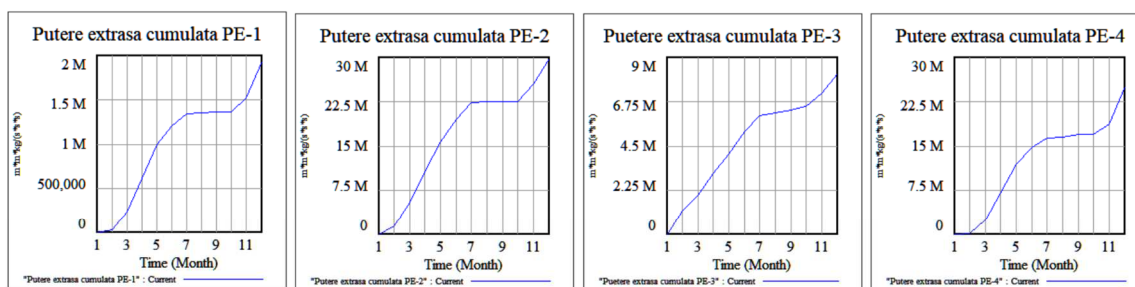
- **Pe o perioadă de 25 de ani - 2025 - 2050.** În acest scop, valorile vitezei vântului vor fi considerate mediile anuale pentru intervalul respectiv și vor fi preluate din modelul climatic prezentat la paragraful 3.1. Timpul de simulare va avea valori între 1 și 25, unitatea de timp fiind anul, iar pasul fiind unitar.



(a)



(b)



(c)

Figura 3.9. Rezultatele simulării pentru anul 2025: (a) variația vitezei vântului; (b) variația puterii eoliene; (c) puterea cumulată obținută ( $[kgm^2/s^3] = [W]$ ; M = mega)

În Figura 3.9. se prezintă rezultatele simulării pentru anul 2025, cu un interval de timp de simulare de un an și pas de simulare o lună. În acest caz, numărul de turbine a fost considerat constant, cu valorile specificate în Tabelul 3.1 iar variabila "An de instalare" a fost

considerată neimplicată în simulare, având valori unitare. Valorile rezultate în urma simulării pot fi extrase și sub formă numerică, Figura 3.10.

Time (Month)	4	5	6	7	8	9	10	11	12
"Putere extrasă cumulată PE-1" Runs: Current	611,500	991,600	1.202 M	1.344 M	1.354 M	1.359 M	1.365 M	1.524 M	1.929 M
"Putere extrasă cumulată PE-2" Runs: Current	10.58 M	15.64 M	19.5 M	22.41 M	22.44 M	22.46 M	22.52 M	25.51 M	29.84 M
"Putere extrasă cumulată PE-3" Runs: Current	3.087 M	4.079 M	5.256 M	6.049 M	6.162 M	6.33 M	6.511 M	7.176 M	8.19 M
"Putere extrasă cumulată PE-4" Runs: Current	7.019 M	11.99 M	14.73 M	16.39 M	16.52 M	16.94 M	17.02 M	18.77 M	25.03 M

Figura 3.10. Rezultatele simulării pentru anul 2025, sub formă numerică (M = mega)

Modelul TSD construit permite și vizualizarea comparativă a rezultatelor simulării, Figura 3.11, în care se poate identifica în orice lună din perioada analizată, parcul eolian cu cea mai mare putere extrasă.

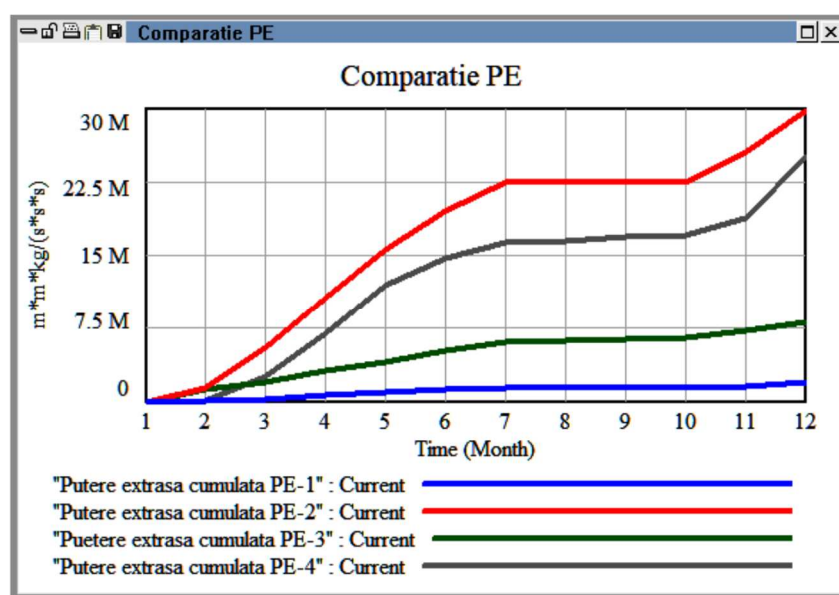


Figura 3.11. Rezultate comparative pentru anul 2025 ( $[kgm^2/s^3] = [W]$ ; M = mega)

Se observă în Figura 3.11 că cele mai eficiente parcuri eoliene sunt: PE-2, cu o putere extrasă cumulată de 29,84 MW și parcul PE-4, cu 25,03 MW. Parcurile PE-3 cu 8,19 MW și parcul PE-1 cu 1,929 MW, sunt cel mai puțin productive. Se observă în Figura 3.11 faptul că în perioada lunilor de vară-toamnă valoarea puterii extrase cumulate este aproximativ constantă. Se observă o diferență între puterea instalată și totalul puterii cumulate extrase în perioada analizată, datorată faptului că turbinele respective funcționează la parametrii optimi doar atunci când viteza vântului are valori corespunzătoare. Ca urmare, puterea extrasă cumulată nu poate fi obținută prin simpla înmulțire a puterii instalate cu durata de funcționare, o apreciere realistă putând fi făcută doar prin simulare bazată pe **TSD**. Rezultatele simulării TSD pentru o perioadă de 25 de ani, 2025 - 2050, obținute în ipoteza că în această perioadă nu se instalează turbine eoliene noi, sunt prezentate în Figura 3.12, iar valorile numerice în Figura 3.13. Se poate observa, în Figura 3.12, variația mult mai amplă a valorii vitezei vântului pe durata simulării. Ca urmare, și valorile puterii eoliene și, respectiv, puterii extrase cumulate vor prezenta variații semnificative.

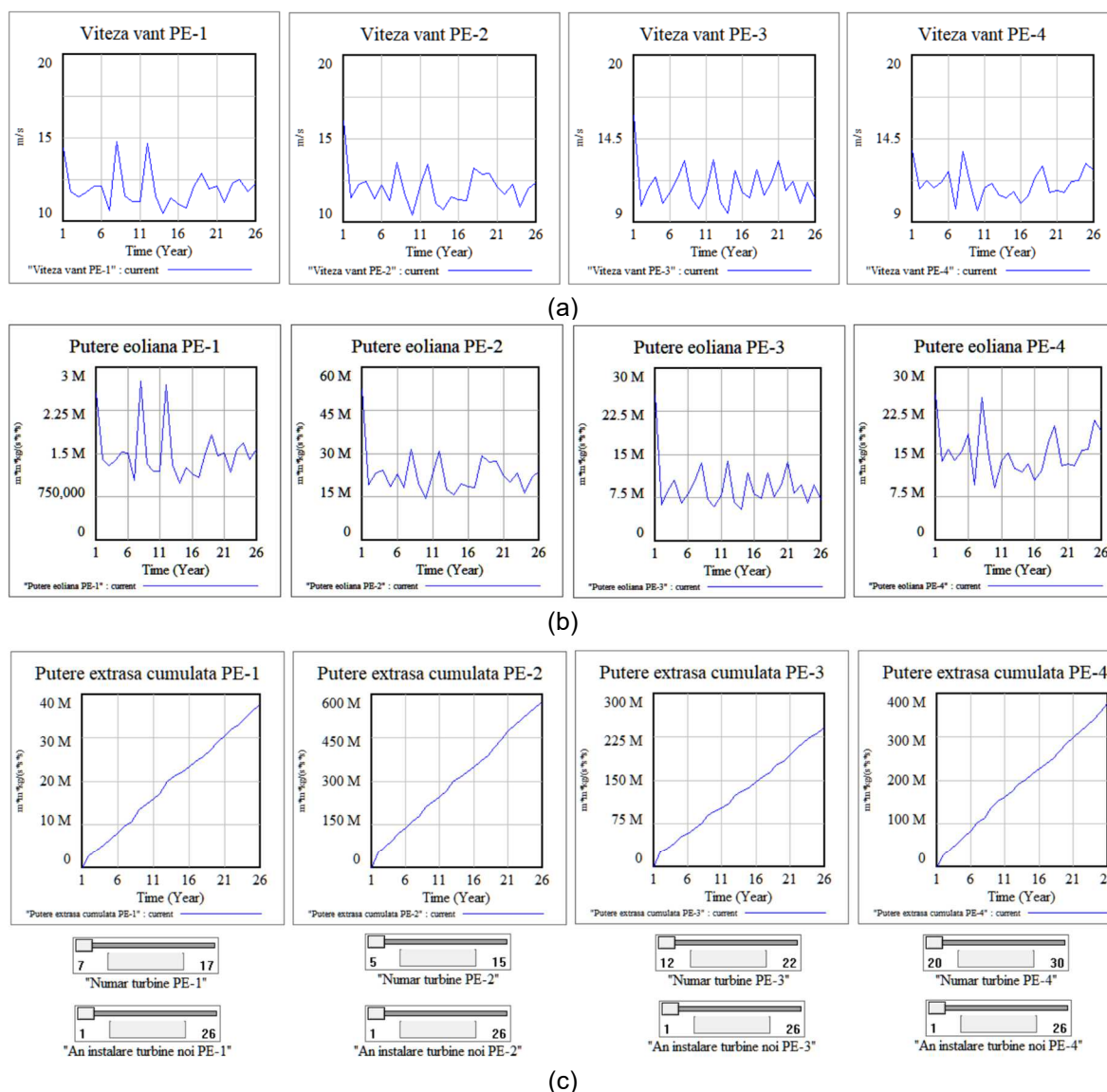


Figura 3.12. Rezultatele simulării pentru perioada 2025-2050:  
 a) variația vitezei vântului; b) variația puterii eoliene; c) puterea cumulată obținută  
 ( $[kgm^2/s^3] = [W]$ ; M = mega)

Time (Year)	18	19	20	21	22	23	24	25	26
"Putere extrasa cumulata PE-1" Runs: current	25.56 M	27.05 M	28.88 M	30.33 M	31.85 M	33.03 M	34.6 M	36.27 M	37.67 M
"Putere extrasa cumulata PE-2" Runs: current	387.2 M	416.6 M	443.5 M	470.7 M	493.1 M	513.2 M	536.5 M	552.9 M	574.7 M
"Putere extrasa cumulata PE-3" Runs: current	163.6 M	175.4 M	183.1 M	192.7 M	206.4 M	214.7 M	224.5 M	231 M	240.6 M
"Putere extrasa cumulata PE-4" Runs: current	249.4 M	266.2 M	286.1 M	298.9 M	312.1 M	324.9 M	340.5 M	356.2 M	377 M

Figura 3.13. Rezultatele simulării pentru anul 2025-2050, sub formă numerică  
 (M = mega)

Se poate observa în Figura 3.13 că ierarhia în ce privește cantitatea de energie cumulată extrasă se păstrează și la nivelul perioadei 2025-2050, pe primul loc situându-se parcul eolian PE-2, cu un total de 574,7 MW, urmat de parcul PE-4, cu un total de 377 MW. Pe pozițiile următoare se află parcul PE-3, cu 240,6 MW și parcul PE-1, cu 37,67 MW.

În Figura 3.14 se prezintă comparativ evoluțiile puterilor extrase cumulate pentru cele patru parcuri analizate. Se poate observa că, în condițiile actuale totalul puterii generate de cele patru parcuri eoliene este de circa 1,230 GW.



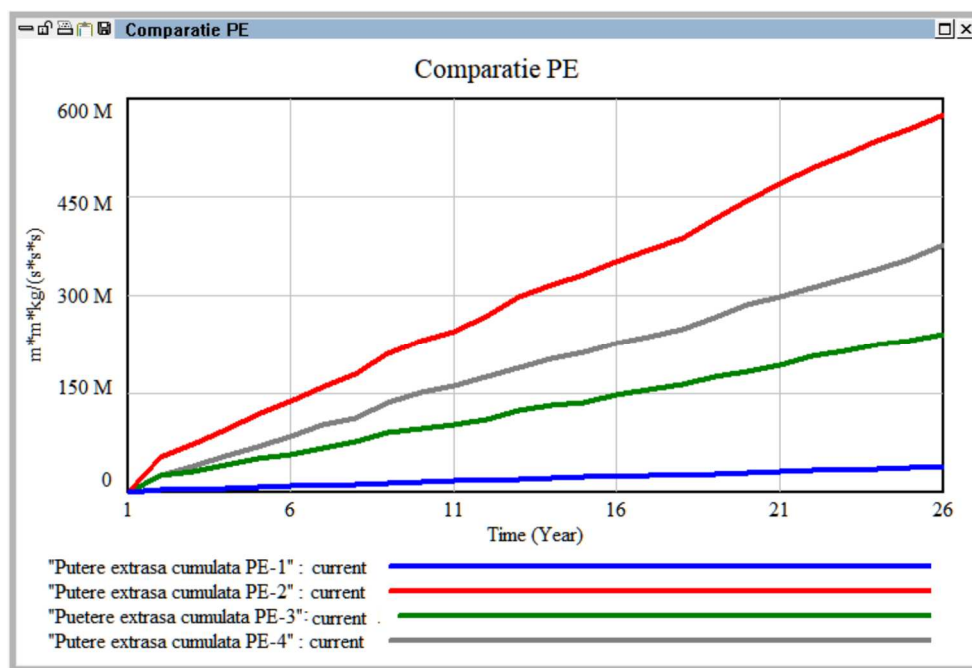


Figura 3.14. Rezultate comparative pentru perioada 2025-2050 ( $[kgm^2/s^3] = [W]$ ; M = mega)

În ipoteza că pe durata de timp analizată se vor efectua noi instalări de turbine eoliene în cele patru parcuri, modelul **TSD** permite specificarea numărului acestora precum și anul de instalare. Pentru exemplificare s-a presupus ca noile instalări urmează specificațiile din Tabelul 3.7. Întrucât VENSIM nu permite introducerea scalei de timp cu valori reale (2025, 2026...etc.) a fost făcută echivalarea anului de instalare cu valoarea pasului de timp corespunzător, considerând echivalența: 2025 => 1; 2026 => 2....2050 => 25.

Tabelul 3.7. Noi instalări în parcurile eoliene analizate

Parc eolian	An instalare	Tip turbină eoliană	Număr turbine nou instalate [buc]
<b>PE-1</b>	2031 (pasul de timp 6 în simulare)	Micon NM 44	11
<b>PE-2</b>	2039 (pasul de timp 14 în simulare)	Gamesa 200	10
<b>PE-3</b>	2036 (pasul de timp 11 în simulare)	Vestas 90/2000	14
<b>PE-4</b>	2040 (pasul de timp 15 în simulare)	Suzlon S88/2100	25

În urma rulării simulării se obțin rezultatele prezentate în Figura 3.15. Se observă că instalarea de noi turbine modifică valorile variabile "Aria totală baleiată", începând cu momentul instalării. Valorile corespunzătoare numărului de turbine și, respectiv, ale anului instalării pot fi modificate cu ajutorul cursorilor disponibile în interfața grafică a modelului **TSD** prezentat.

Modificările aferente instalării de noi turbine generează creșterea valorilor puterii eoliene și, corespunzător, a valorilor puterii extrase cumulate. Aceste modificări sunt vizibile prin modificarea pantei graficelor corespunzătoare, începând cu anul instalării.



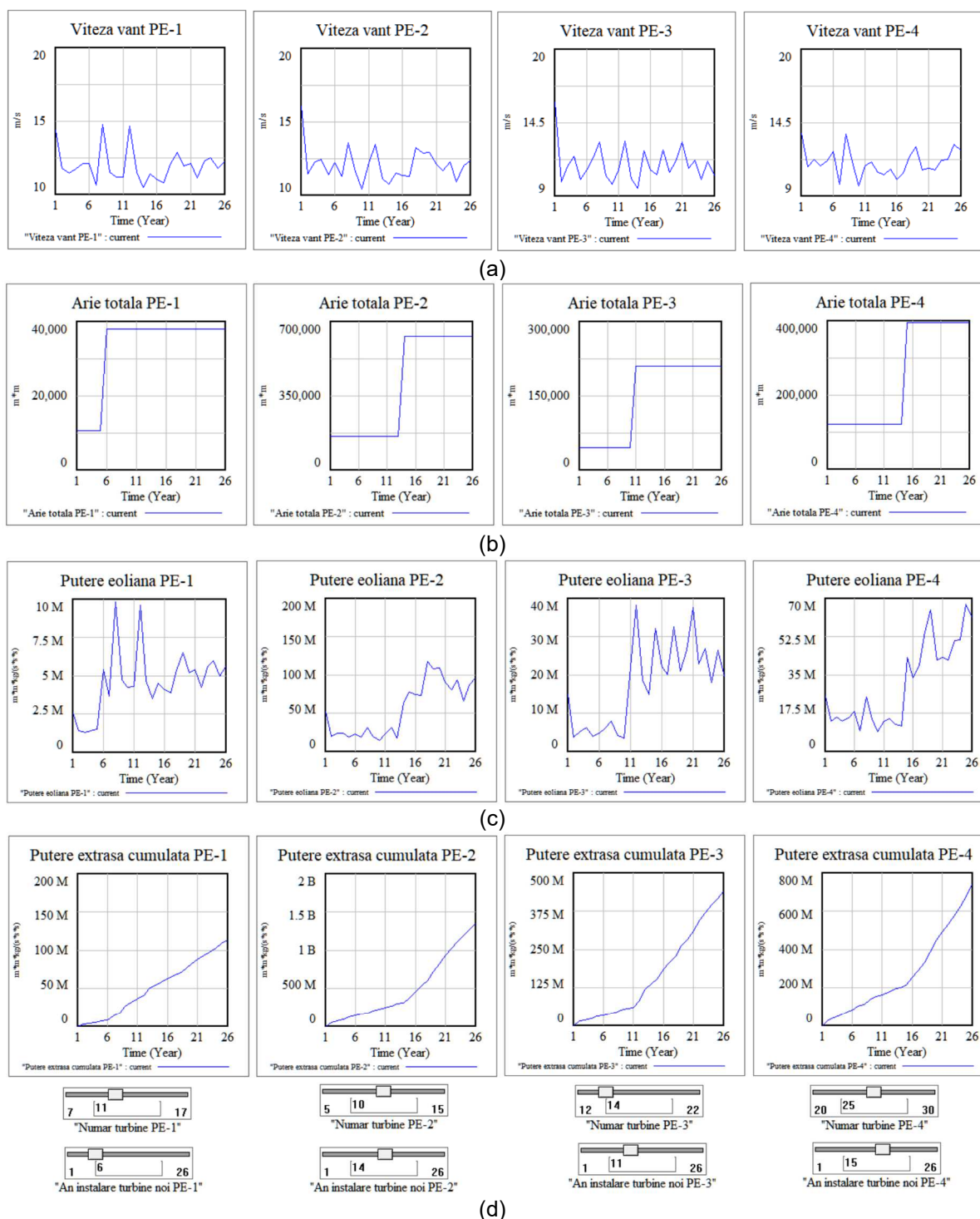


Figura 3.15. Rezultatele simulării pentru perioada 2025-2050, în ipoteza instalării de noi turbine eoliene: (a) variația vitezei vântului; (b) modificarea ariei totale baleiate; (c) variația puterii eoliene; (d) puterea cumulată obținută ( $[kgm^2/s^3] = [W]$ ; M = mega; B = giga)

În Figura 3.16 se prezintă rezultatele simulării sub formă numerică. Se observă creșterile semnificative ale valorii puterii extrase cumulate pentru toate cele patru parcuri analizate.

Time (Year)	18	19	20	21	22	23	24	25	26
"Putere extrasa cumulata PE-1" Runs: current									
"Putere extrasa cumulata PE-1"	70.39 M	75.73 M	82.25 M	87.45 M	92.86 M	97.07 M	102.7 M	108.7 M	113.7 M
"Putere extrasa cumulata PE-2" Runs: current									
"Putere extrasa cumulata PE-2"	602.2 M	719.6 M	827.5 M	936.3 M	1.026 B	1.106 B	1.2 B	1.265 B	1.352 B
"Putere extrasa cumulata PE-3" Runs: current									
"Putere extrasa cumulata PE-3"	228 M	260.5 M	281.6 M	308.1 M	345.7 M	368.6 M	395.4 M	413.3 M	439.9 M
"Putere extrasa cumulata PE-4" Runs: current									
"Putere extrasa cumulata PE-4"	329.8 M	384.4 M	448.9 M	490.6 M	533.5 M	575.2 M	625.9 M	677 M	744.4 M

Figura 3.16. Rezultatele simulării pentru anul 2025-2050, sub formă numerică (M = mega; B = giga)

În Tabelul 3.8 se prezintă valorile numerice, precum și procentul de creștere a puterii extrase cumulate, în funcție de numărul de turbine nou instalate.

Tabelul 3.8. Majorări datorate noilor instalări

Parc eolian	Puterea extrasă cumulată fără instalări noi [MW]	Număr turbine noi / an instalare [buc]	Puterea extrasă cumulată cu instalări noi [MW]	Creștere [%]
PE-1	37,67	11 / 2030	113,7	66,87
PE-2	574,7	10 / 2039	1352	57,50
PE-3	240,6	14 / 2036	439,9	45,31
PE-4	377	25 / 2040	744,4	49,36

Se observă, în Tabelul 3.8, că cea mai mare creștere este înregistrată în cazul parcului PE-1, unde cu doar 11 turbine noi se obține o creștere de 66,87%. În acest caz, deși numărul de turbine este relativ redus, datorită instalării timpurii, puterea extrasă cumulată a crescut semnificativ. În cazul parcului PE-4, deși numărul de turbine noi este cel mai mare, datorită instalării tardive - doar zece de funcționare - creșterea este de doar 49,36%.

În Figura 3.17 se prezintă o comparație grafică între performanțele celor patru parcuri eoliene analizate.

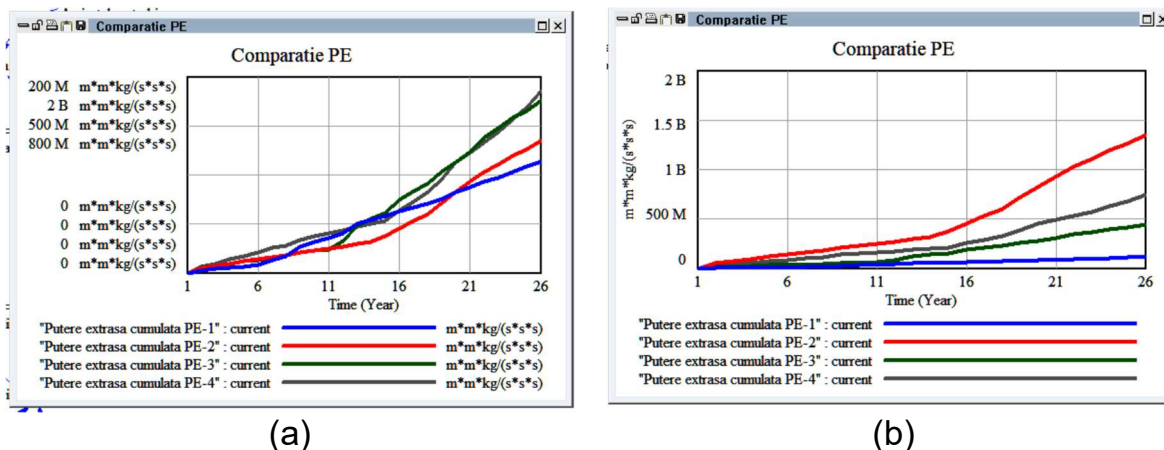


Figura 3.17. Rezultate comparative pentru perioada 2025-2050, în ipoteza instalării de noi turbine eoliene (a) grafic nescalat; (b) grafic scalat după PE-2 ([kgm<sup>2</sup>/s<sup>3</sup>] = [W]; M = mega; B = giga)

Se poate concluziona că utilizarea unui model TSD combinat cu modelări climatice bazate pe scenarii de tip RCP este deosebit de utilă pentru analiza detaliată și predicționarea evoluției energiei eoliene obținute în funcție de numărul de turbine și locația parcurilor eoliene.

### 3.3. Identificarea locațiilor optime de amplasare a parcurilor eoliene utilizând RNA

Tehnologiile de construcție și instalare offshore devenind din ce în ce mai performante [182], zona costieră română a devenit ținta amplasării unor parcuri eoliene. În vederea stabilirii locației s-a utilizat un model **RNA** [185], capabil să identifice în aria analizată (**P1 - P4**, Figura 3.18d), a coordonatelor optime, pe baza evoluția vitezei vântului pentru anii 1990 – 2050. Pentru reducerea volumului de date s-a optat pentru împărțirea acestora pe intervale și structurarea lor ca variabile logice (Tabelul 3.9).

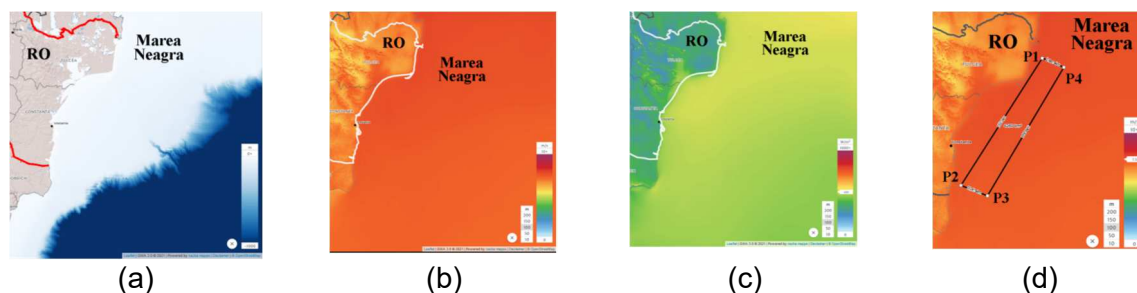


Figura 3.18. Zonă pretabilă pentru parcuri eoliene offshore:

(a) zona costieră cu adâncimi < 50 m; (b) distribuția valorii medii a vitezei vântului, măsurată la 100 m înălțime; (c) distribuția valorii medii a densității de putere a vântului; (d) zona propusă pentru analiză [183,184]

Tabelul 3.9. Date numerice utilizate pentru construirea modelului RNA

Punct	Latitudine [°]	Longitudine [°]	1990-2010	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050	Viteza vânt [m/s]
P1	45,02317	29,81140	1	0	0	0	0	5,85
P2	43,81075	28,74000	1	0	0	0	0	5,85
P3	43,74332	29,08800	1	0	0	0	0	5,95
P4	44,96480	30,10254	1	0	0	0	0	5,96
P1	45,02317	29,81140	0	1	0	0	0	7,69
P2	43,81075	28,74000	0	1	0	0	0	7,37
P3	43,74332	29,08800	0	1	0	0	0	7,26
P4	44,96480	30,10254	0	1	0	0	0	7,58
P1	45,02317	29,81140	0	0	1	0	0	8,11
P2	43,81075	28,74000	0	0	1	0	0	7,52
P3	43,74332	29,08800	0	0	1	0	0	7,42
P4	44,96480	30,10254	0	0	1	0	0	7,35
P1	45,02317	29,81140	0	0	0	1	0	8,12
P2	43,81075	28,74000	0	0	0	1	0	7,85
P3	43,74332	29,08800	0	0	0	1	0	7,40
P4	44,96480	30,10254	0	0	0	1	0	7,81
P1	45,02317	29,81140	0	0	0	0	1	8,40
P2	43,81075	28,74000	0	0	0	0	1	7,97
P3	43,74332	29,08800	0	0	0	0	1	7,47
P4	44,96480	30,10254	0	0	0	0	1	7,93

Pentru stabilirea arhitecturii optime a modelului RNA, a fost utilizat programul Pythia, bazat pe algoritmi genetici, Tabelul 3.10 și Figura 3.19a.

Tabelul 3.10. Specificații impuse la optimizarea arhitecturii modelului RNA

Abaterea medie pătratică	Abaterea maximă pătratică	Număr maxim de neuroni	Strămoș comun	Număr indivizi	Număr generații	Rata de mutație	Rata de încrucișare	Număr indivizi selectați / generație
Contribuție:			Specificații algoritm genetic					
30%	30%	30%	nou	50	1000	0,04	0,2	10
0,001	0,1	100						

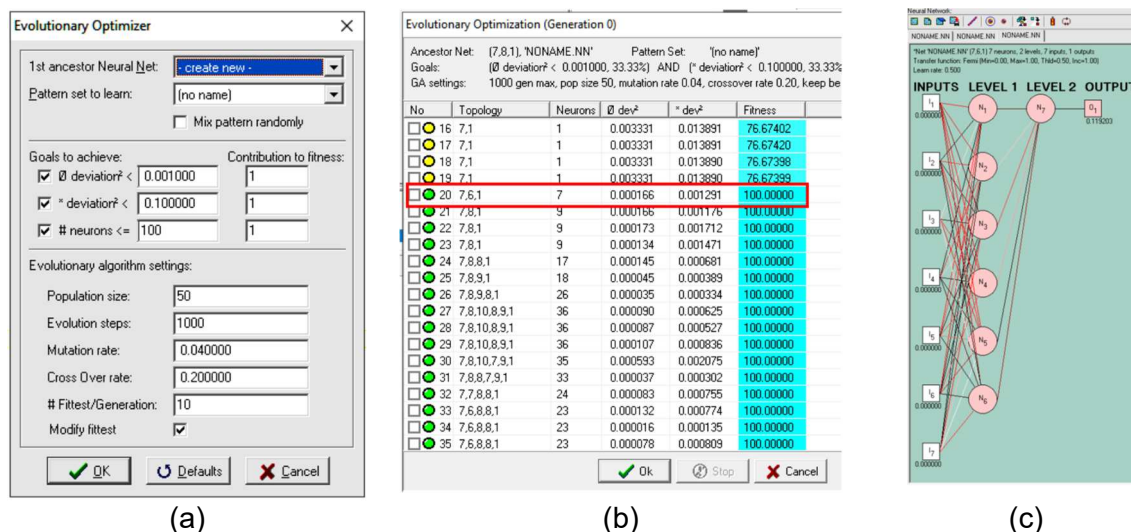


Figura 3.19. Stabilirea arhitecturii optime pentru modelul RNA: (a) setările condițiilor de optimizare; (b) rezultatul optimizării; (c) structura RNA

A fost obținută structura optimă a rețelei neuronale corespunzătoare modelului RNA (3.19b), formată din trei straturi, cu un strat ascuns cu 6 neuroni, Figura 3.19c. Pentru antrenarea RNA a fost utilizat programul NeuralPower, cu setările prezentate în Figura 3.20 și Tabelul 3.11.

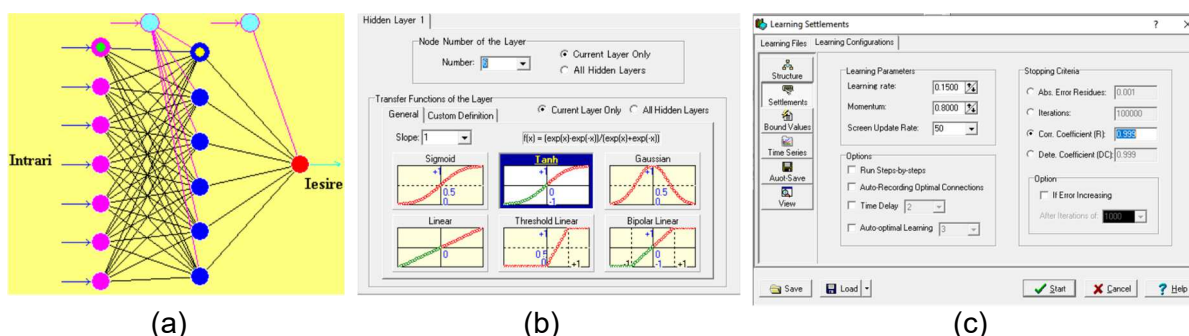


Figura 3.20. Model RNA în NeuralPower: (a) arhitectura rețelei; (b) funcția de transfer; (c) valori parametri de învățare

Tabelul 3.11. Setări parametri de antrenare pentru modelul RNA

Tip rețea	Funcție de transfer	Algoritm de antrenare	Rata de învățare	Momentul	Condiții oprire învățare/validare
FF-MLP (7-6-1)	$\tanh(x)$ $= \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}}$	Backpropagation	0,15	0,8	R > 0,999 RMSE < 0.01



Etapa de învățare, Figura 3.21a este finalizată după un număr de 528750 cicluri obținându-se valorile  $R = 1$ , respectiv  $RMSE = 0,008624$ , Figura 3.21b. Modelul RNA poate fi utilizat pentru stabilirea ierarhiei importanței intrărilor față de ieșire, Figura 3.22.

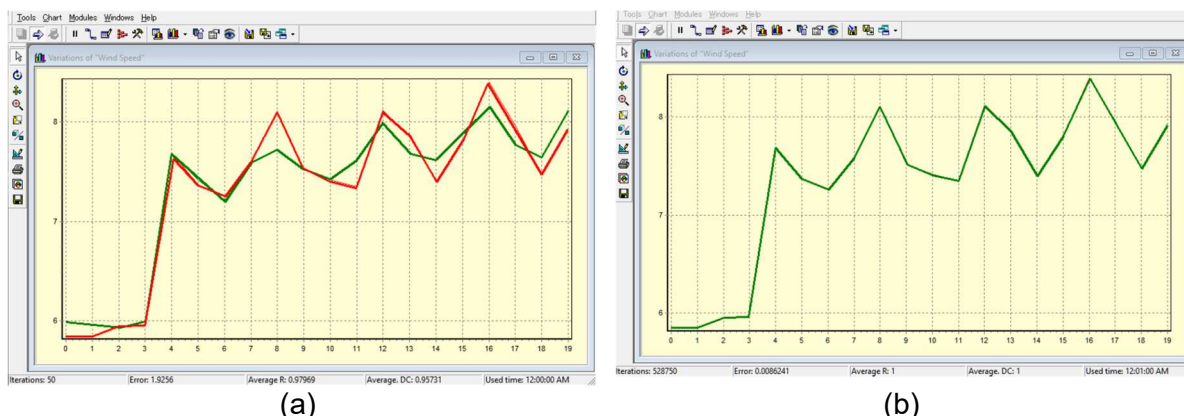


Figura 3.21. Antrenarea modelului RNA în NeuralPower:  
(a) pornire; (b) oprire

Se observă că influența maximă asupra ieșirii o are latitudinea locației, urmată de longitudine. Etapa următoare constă în stabilirea poziției în care viteza medie a vântului, are valoare maximă, pentru fiecare interval temporal variind liber valorile latitudinii și longitudinii, în limita ariei analizate (Figura 3.23). Rezultatele obținute în urma optimizării sunt prezentate în Tabelul 3.12.

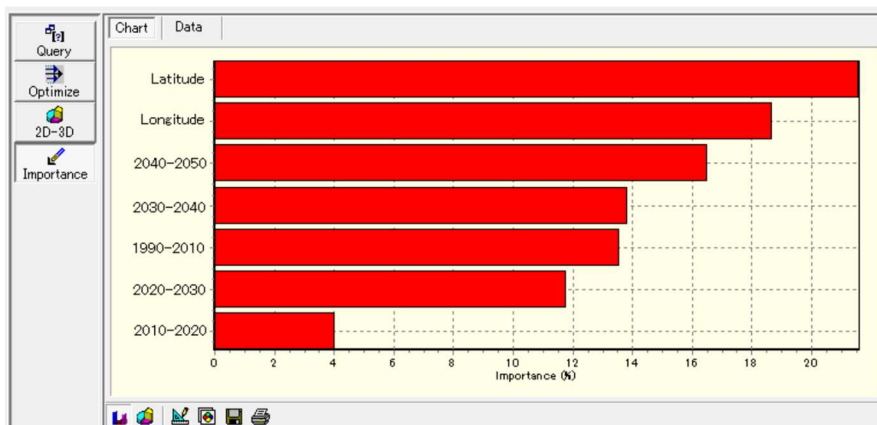


Figura 3.22. Ierarhia importanței intrărilor față de ieșire

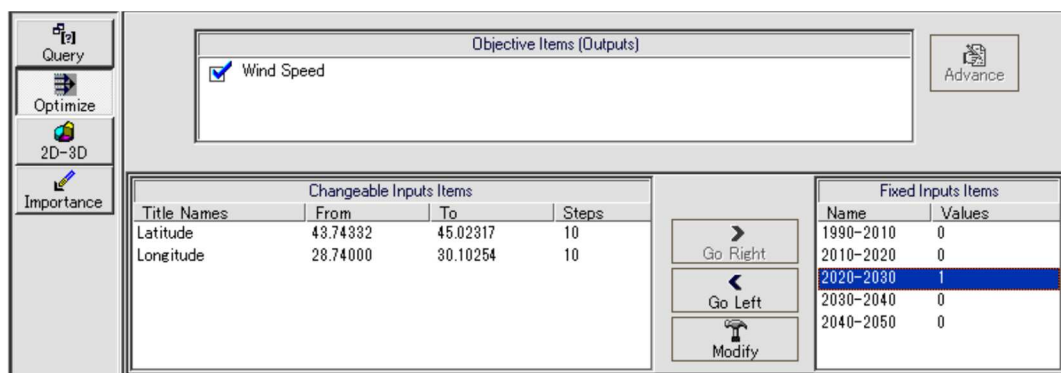


Figura 3.23. Optimizarea locației pentru valoarea maximă a vitezei medii a vântului

Tabelul 3.12. Locația optimă conform optimizării cu modelul RNA

Interval temporal	Viteza vântului valoare medie (m/s)	Latitudine (°)	Longitudine (°)
2020-2030	8,179	45,02307	29,7649
2030-2040	8,159	45,02307	29,7649
2040-2050	8,398	45,02307	29,7649

Se observă în Tabelul 3.12 că valorile maxime ale vitezei medii a vântului se regăsesc în aceeași locație, pentru toate intervalele temporale explorate, Figura 3.24.

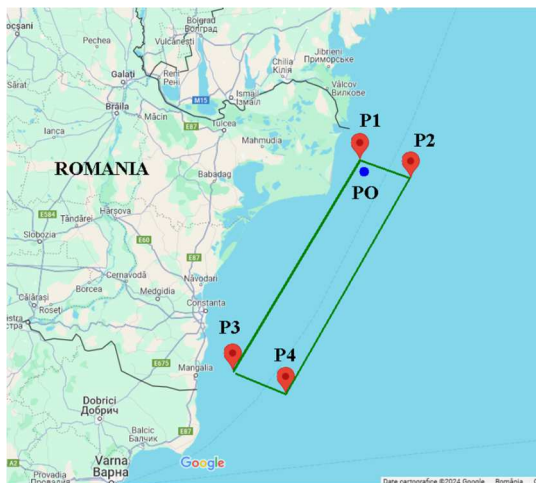


Figura 3.24. Locația optimizată (PO) cu ajutorul modelului RNA [186]

Se poate concluziona că modelarea pe bază de RNA este posibilitate de analiză și optimizare în domeniul valorificării energiei eoliene. Un sumar al rezultatelor obținute în studiul de față a fost inclus în lucrarea [184], publicată în revista Energy Reports, în anul 2022.

### 3.4. Analiza degradării prin eroziune a materialului palelor de elice eoliene

. Epruvetele au fost extrase din materialul unei pale de elice eoliană, de fabricație industrială, cu lungimea de 44 m (Figura 3.25), pentru teste fiind utilizat standul prezentat în paragraful 2.4.

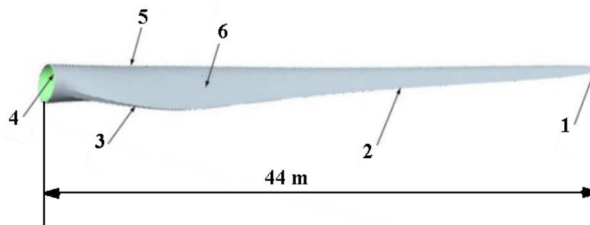


Figura 3.25. Pala 44 m

(1. vârf; 2. zona de fugă; 3. zona laterală activă (spre vânt); 4. zona de prindere pe butuc;  
5. zona de atac; 6. zona laterală pasivă (dinspre vânt))

#### 3.4.1. Analiza particulelor abrazive

A fost utilizat nisipul comun, cu o densitate de  $1800\text{kg/m}^3$ , acestea fiind analizate optic, utilizându-se programul Digimizer, Figura 3.26, pe baza rezultatelor efectuându-se o analiză statistică în modulul MedCalc, Figura 3.27.



Figura 3.26. Determinarea dimensiunilor particulelor de nisip: (a) etalonarea imaginii; (b) stabilirea dimensiunilor particulelor



Figura 3.27. Analiza statistică a dimensiunilor particulelor de nisip: (a) valori parametri statistici; (b) distribuția valorilor

Se observă în figura 3.27 că majoritatea particulelor abrazive au dimensiuni cuprinse între 0,2 - 0,6 mm, în concordanță cu specificațiile recomandate în literatură [163] [164].

Pentru aprecierea formei particulelor s-a procedat la analiza optică utilizând programul Gwyddion, Figura 3.28.

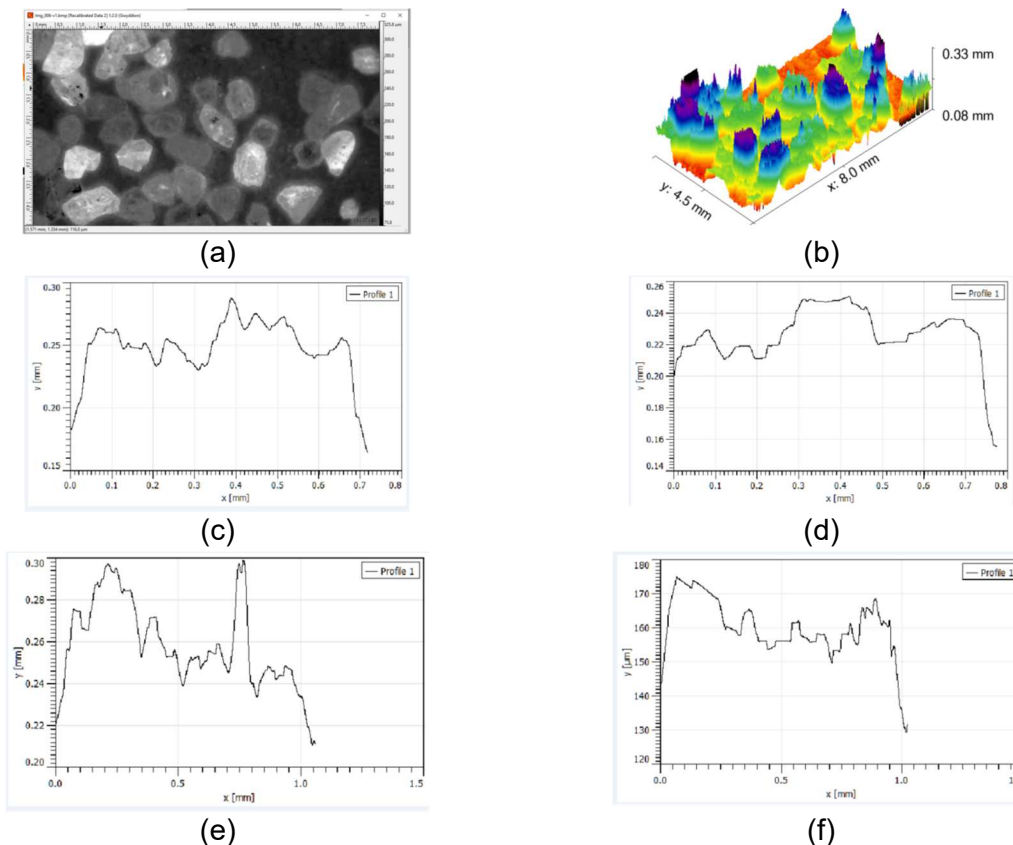


Figura 3.28. Forma particulelor de nisip: (a) imagine microscopică; (b) reconstrucția 3D; (c,d,e,f) secțiuni transversale prin particule

Se observă, în Figura 3.28, că particulele de nisip prezintă muchii ascuțiți, acestea producând efectul abraziv la contactul cu suprafața palei de elice eoliană.

### 3.4.2. Analiza compozitului palei elicei eoliene

În Figura 3.29a se prezintă o secțiune prin carcasa palei, se pot observa straturile componente:

- **Protecție exterioară anti-eroziune**, Figura 3.29b.
- **Armătura din fibre de sticlă**, Figura 3.29c.
- **Umplutură din spumă PET**, Figura 3.29d.
- **Strat de bază din rășină epoxidică armată cu fibre de sticlă.**
- **Adezivi pentru lipirea straturilor**, Figura 3.29d.

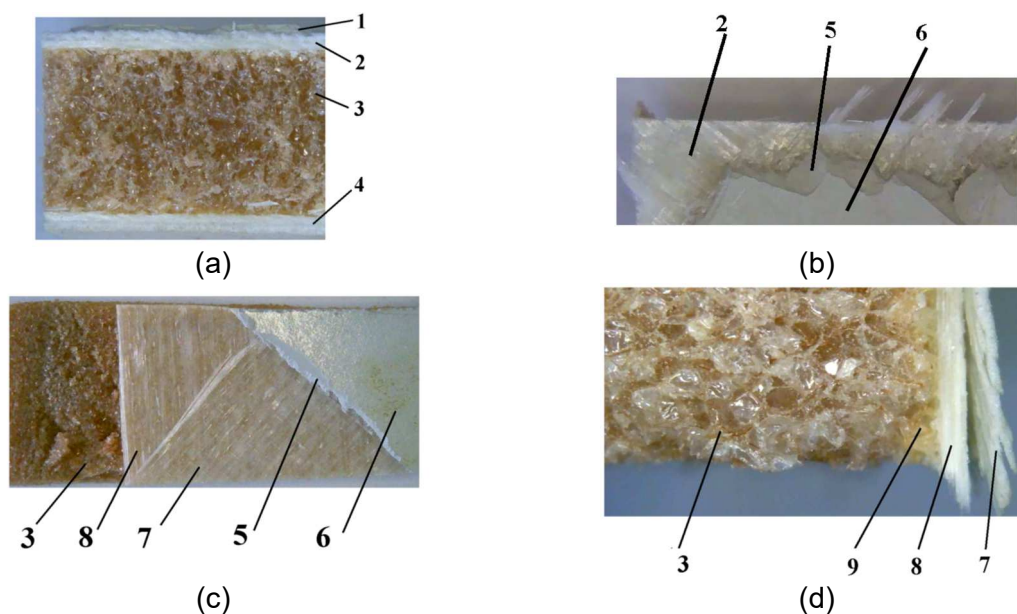


Figura 3.29. Structura compozitului carcasei palei de elice eoliană: (a) secțiune transversală; (b) vedere de sus; (c) detaliu armătura fibră de sticlă; (d) detaliu spumă PET (1. strat de protecției exterior, 2. armătura din fibră de sticla, 3. spumă PET de înaltă densitate, 4. bază din rășină epoxidică armată cu fibra de sticlă, 5. strat anti-eroziune, 6. strat vopsea, 7. strat fibră de sticlă superior, 8. strat fibră de sticlă inferior, 9. adeziv)

În vederea determinării dimensiunilor straturilor componente a fost efectuată o analiză optică folosind programul Digimizer, Figura 3.30, rezultatele fiind prezentate în Tabelul 3.13.

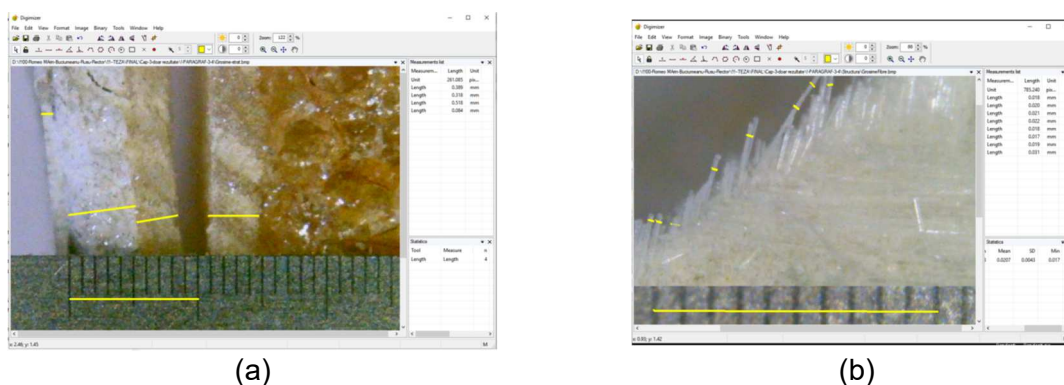


Figura 3.30. Măsurători optice pentru determinarea dimensiunilor straturilor: (a) dimensiuni straturi; (b) grosime fibre sticlă



Tabelul 3.13. Dimensiuni straturi compozit pală (mm)

Strat vopsea	Strat poliuretan	Straturi fibra sticlă (inclusiv adezivul)	Diametrul fibrei de sticlă (valoare medie)	Strat spumă PET	Strat bază epoxi
0,084	0,518	superior = 0,318 inferior = 0,389	0,025	10	2

### 3.4.3. Analiza comportării la eroziune

Studiul de față urmărește identificarea apariției și evoluției degradării prin eroziune, începând cu primele simptome și până la distrugerea completă a suprafeței palei, scopul final fiind identificarea unor soluții constructive care să permită repararea degradărilor sau încetinirea evoluției acestora.

#### 3.4.3.1. Analiza degradării prin eroziune

Au fost alese condiții de testare care să conducă la eroziunea accelerată, finalizată cu distrugerea completă a probelor [163,164]. Pentru stabilirea valorilor vitezei de impact a fost utilizată ecuația 2.5, precum și specificațiile din [187] referitoare la fenomenul de scădere al vitezei particulelor pe distanța duză-probă, Figura 3.31.

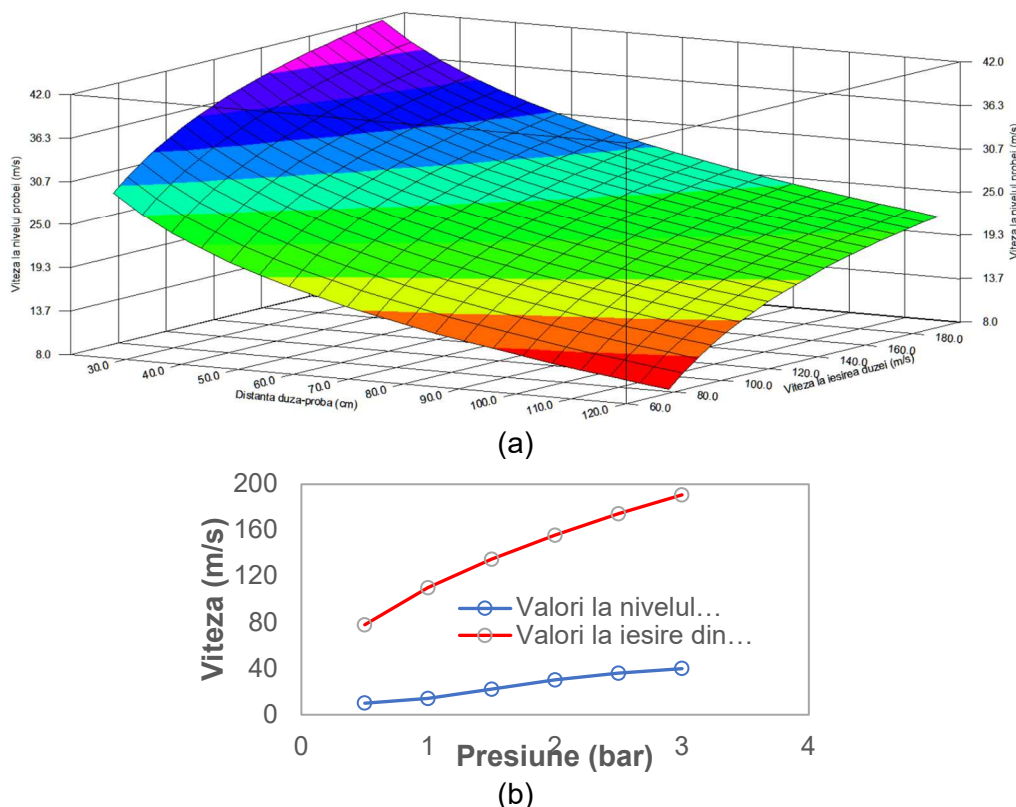


Figura 3.31. Valorile vitezei particulelor abrazive: (a) corelația viteză-distanță; (b) corelația vitezelor la ieșirea din duză valorile la nivelul probei

După efectuarea unor încercări de probă au fost stabilite condițiile de desfășurare a testelor conform Tabelului 3.14.

La o viteză de 14 m/s și un timp de 90 secunde, s-au produs degradări vizibile pe suprafața probelor (Figura 3.32a) penetrând în unele locuri stratul de vopsea, adâncimea maximă fiind de 0,085 mm, Figura 3.32c. De asemenea, se pot observa fragmente de particule abrazive, cu dimensiuni de maximum 0,06 mm, rămase atașate de suprafața testată.

Tabelul 3.14. Condiții de testare la eroziune

Viteza particulelor [m/s]	Presiunea [bar]	Distanța duză - probă [mm]	Unghi de impact [°]	Timp testare [sec.]
14	1	120	90°	90, 120, 180
30	2			

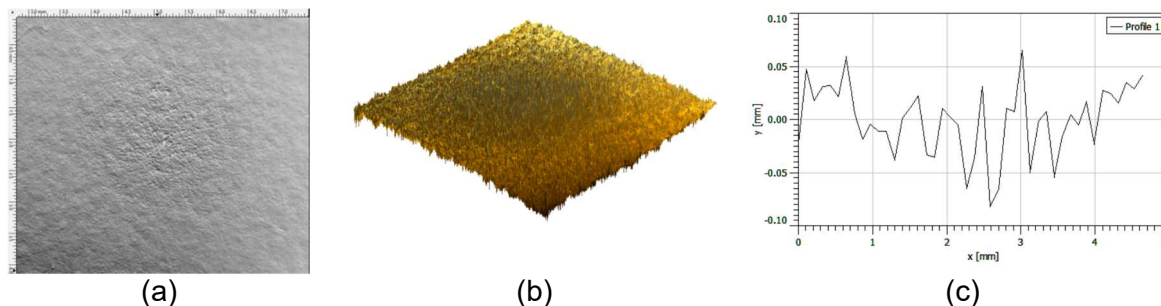


Figura 3.32. Degradare prin eroziune la  $v=14$  m/s și  $t=90$  sec:  
(a) imagine optică; (b) reconstrucție 3D; (c) secțiune prin zona degradată

La o viteză de 14 m/s dar cu un timp de menținere de 120 secunde, a rezultat degradarea totală a stratului de vopsea și pătrunderea parțială în stratul de poliuretan, până la adâncimi de 0,1 mm, aproape de străpungerea totală, Figura 3.33.

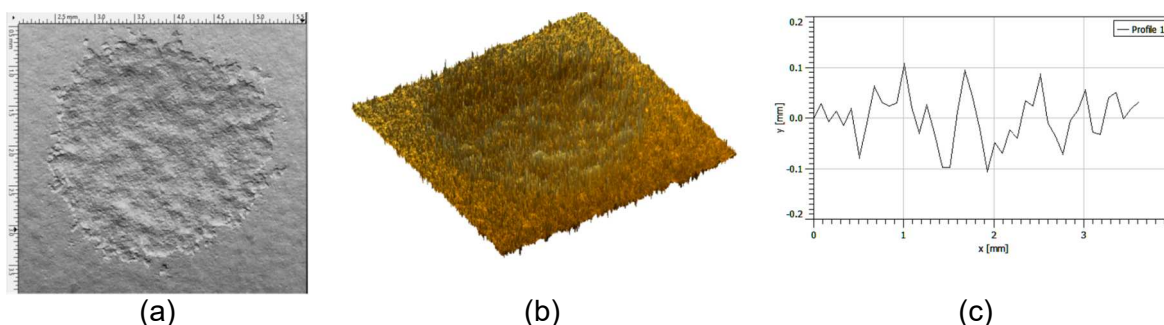


Figura 3.33. Degradare prin eroziune la  $v=14$  m/s și  $t=120$  sec:  
(a) imagine optică; (b) reconstrucție 3D; (c) secțiune prin zona degradată

La valoarea de 14 m/s dar pentru un timp de 180 secunde, se observă zone de penetrare totală a stratului de poliuretan, până la adâncimi de 0,6 mm, Figura 3.34.

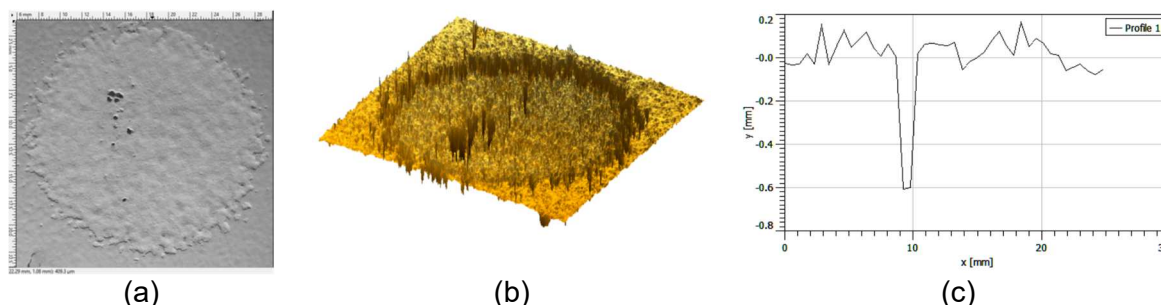


Figura 3.34. Degradare prin eroziune la  $v=14$  m/s și  $t=180$  sec:  
(a) imagine optică; (b) reconstrucție 3D; (c) secțiune prin zona degradată

La viteza de 30 m/s și un timp de acțiune de 90 secunde au fost observate degradări severe, Figura 3.35. Se observă că stratul de poliuretan a fost complet îndepărtat, fiind vizibilă țesătura de fibră de sticlă, penetrată și aceasta parțial, până la o adâncime de 1,9 mm. Luând

În considerare valorile prezentate în Tabelul 3.13, particulele abrazive au pătruns pe o adâncime de 0,5 mm în stratul de spumă.

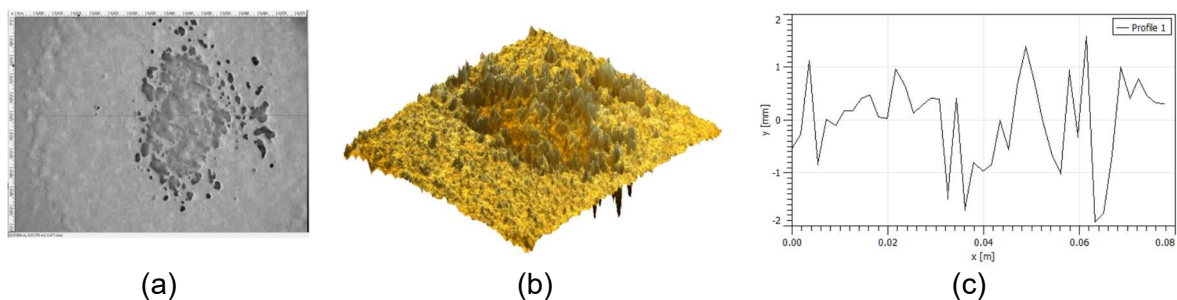


Figura 3.35. Degradare prin eroziune la  $v=30$  m/s și  $t=90$  sec:  
(a) imagine optică; (b) reconstrucție 3D; (c) secțiune prin zona degradată

Creșterea timpului de testare la 120 secunde, pentru viteza de 30 m/s, conduce la degradări totale ale straturilor externe, particulele abrazive pătrunzând în stratul de spumă până la o adâncime de 5 mm, Figura 3.36.

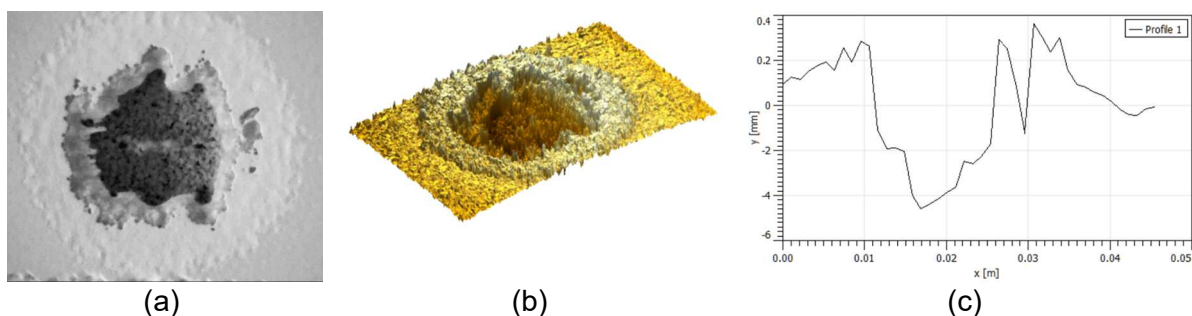


Figura 3.36. Degradare prin eroziune la  $v=30$  m/s și  $t=120$  sec:  
(a) imagine optică; (b) reconstrucție 3D; (c) secțiune prin zona degradată

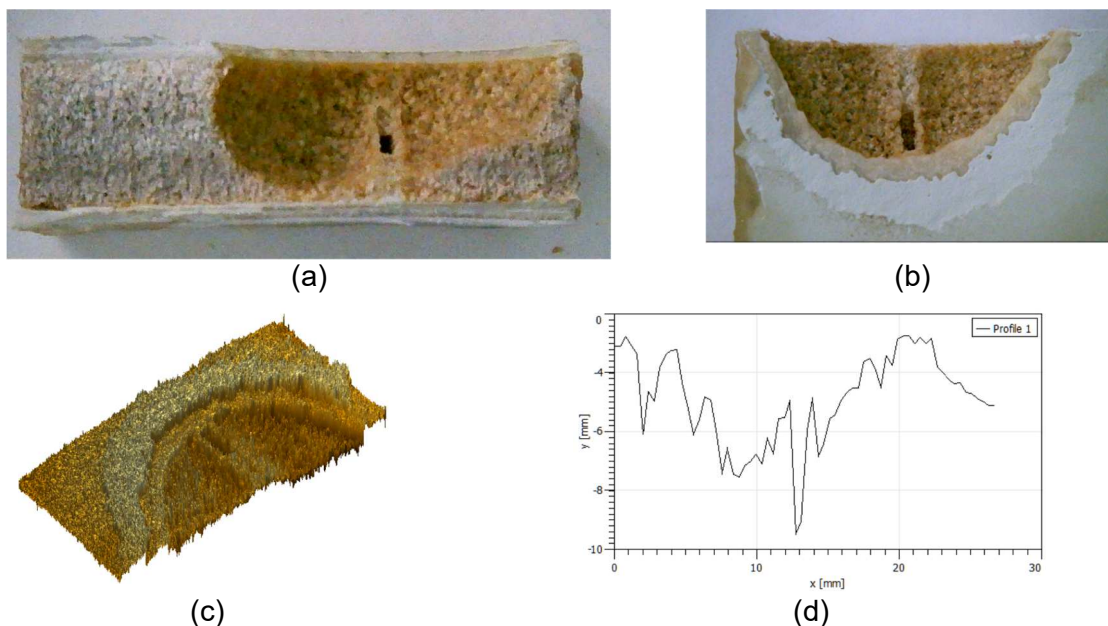


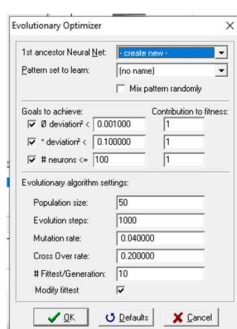
Figura 3.37. Degradare prin eroziune la  $v=30$  m/s și  $t=180$  sec:  
(a,b) imagini optice; (c) reconstrucție 3D; (d) secțiune prin zona degradată

Distrușterea totală a materialului testat se obține la o viteză de 30 m/s și un timp de menținere de 180 secunde. În acest caz, sunt penetrate toate straturile compozitului, rămânând intact doar stratul de bază, Figura 3.37.

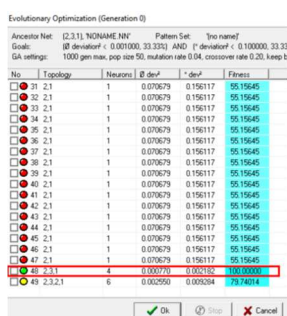
Rezultatele prezentate mai sus sunt centralizate în Tabelul 3.15. După cum se poate observa, există doi factori de influență asupra degradării: viteza particulelor abrazive și timpul de acțiune. În vederea stabilirii priorității celor doi factori a fost construit un model RNA și analizată ierarhia importanței intrărilor (valorile vitezei și timpului) asupra ieșirii - adâncimea de penetrare în material, Figura 3.38. În urma implementării modelului RNA în programul NeuralPower, a fost obținut rezultatul din Figura 3.39.

Tabelul 3.15. Observații în urma testării la eroziune

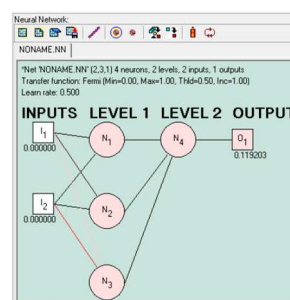
Viteza [m/s]	Timp testare [sec.]	Strat / grosime [mm]	Adâncime [mm]	Observații
14	90	vopsea = 0,08	0,085	- străpungere parțială vopsea
	120	vopsea = 0,08 poliuretan = 0,6 total = 0,68	0,1	- străpungere totală vopsea - pătrundere în poliuretan
	180	vopsea = 0,08 poliuretan = 0,6 total = 0,68	0,6	- străpungere totală vopsea - străpungere parțială poliuretan
30	90	vopsea = 0,08 poliuretan = 0,6 fibra sticlă = 0,7 total = 1,4	1,9	- străpungere totală vopsea - străpungere totală poliuretan - străpungere parțială fibra de sticlă - pătrundere în spumă 0,5 mm
	120	vopsea = 0,08 poliuretan = 0,6 fibra sticlă = 0,7 spuma = 10 total = 12	5	- străpungere totală vopsea - străpungere totală poliuretan - străpungere totală fibra de sticlă - pătrundere în spumă 3.6 mm
	180	vopsea = 0,08 poliuretan = 0,6 fibra sticlă = 0,7 spuma = 10 baza epoxi = 2 total = 14	11	- străpungere totală pe adâncime de 11 mm



(a)



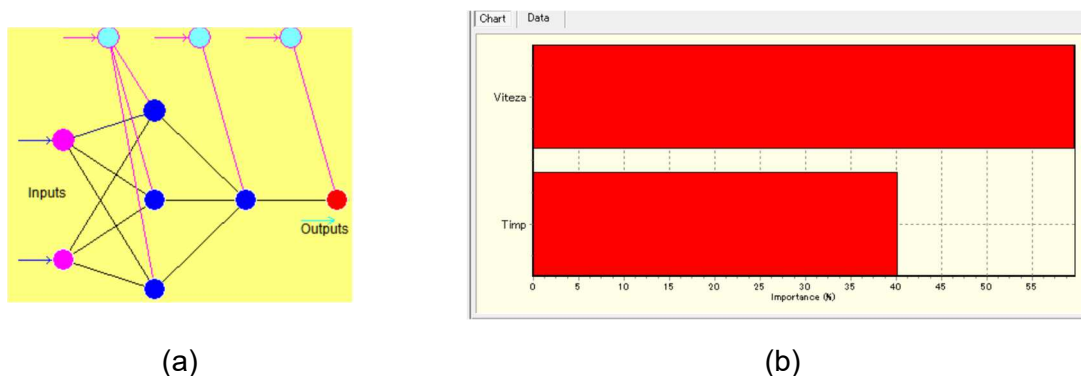
(b)



(c)

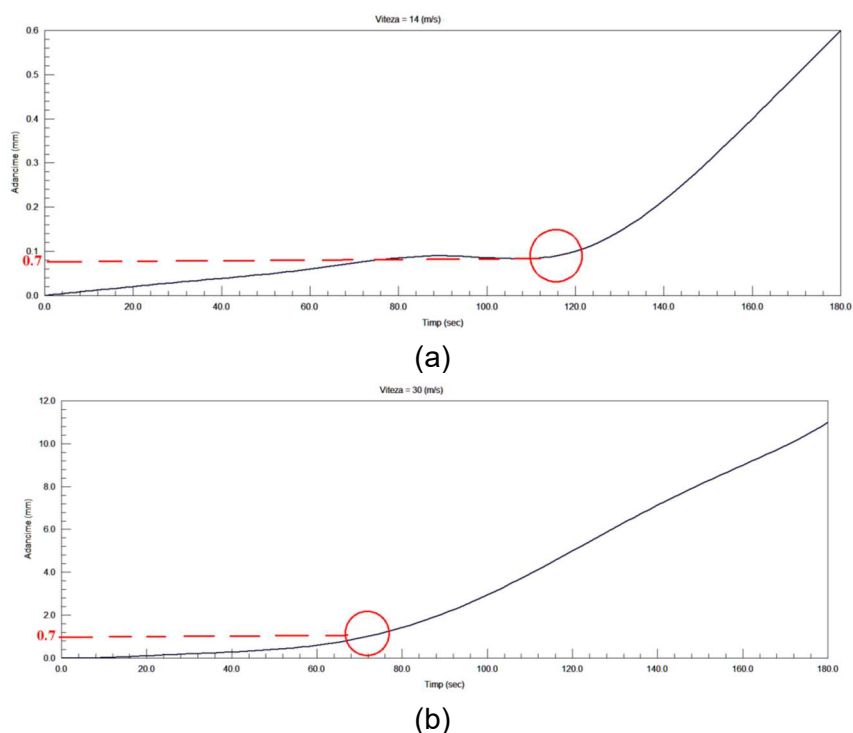
Figura 3.38. Stabilirea arhitecturii optime pentru modelul RNA: (a) setările condițiilor de optimizare; (b) rezultatul optimizării; (c) structura RNA





(a) (b)  
 Figura 3.39. Model RNA în NeuralPower:  
 (a) arhitectura rețelei; (b) ierarhia importanței intrărilor față de ieșire

Se poate observa în Figura 3.39b că cea mai mare influență asupra degradării prin eroziune o are viteza particulelor abrazive. O altă observație a fost aceea că principalul element de rezistență împotriva eroziunii este în stratul superficial. Reprezentând evoluția adâncimii de degradare în funcție de timpul de acțiune al agentului eroziv, Figura 3.40, se remarcă schimbarea de pantă a curbelor corespunzătoare, atât în cazul vitezei de 14 m/s (Figura 3.40a) cât și în cazul vitezei de 30 m/s, Figura 4.40b. Ca urmare, în scopul protejării palei, materialul din care este format stratul exterior trebuie să aibă o rezistență ridicată la eroziune



(a) (b)  
 Figura 3.40. Modificarea vitezei de degradare după penetrarea straturilor superficiale  
 Grosime cumulată = 0,7 mm: (a) pentru viteza de impact de 14 m/s; (b) pentru viteza de impact de 30 m/s.

Pornind de la datele obținute în urma testelor efectuate a fost posibilă stabilirea unei ecuații de regresie care să evidențieze modul de evoluție a degradării, ecuația 3.2 precum și trasarea unui grafic 3D corespunzător, Figura 3.41.

$$Y = a \cdot b^{\text{Viteza}} \cdot c^{\text{Time}} \quad (3.2)$$

unde:

$$a = 4,1683E-07; b = 1,2073; c = 2,2037$$

Se poate observa și în Figura 3.41 că viteza particulelor abrazive are cea mai mare influență asupra evoluției degradării prin eroziune.

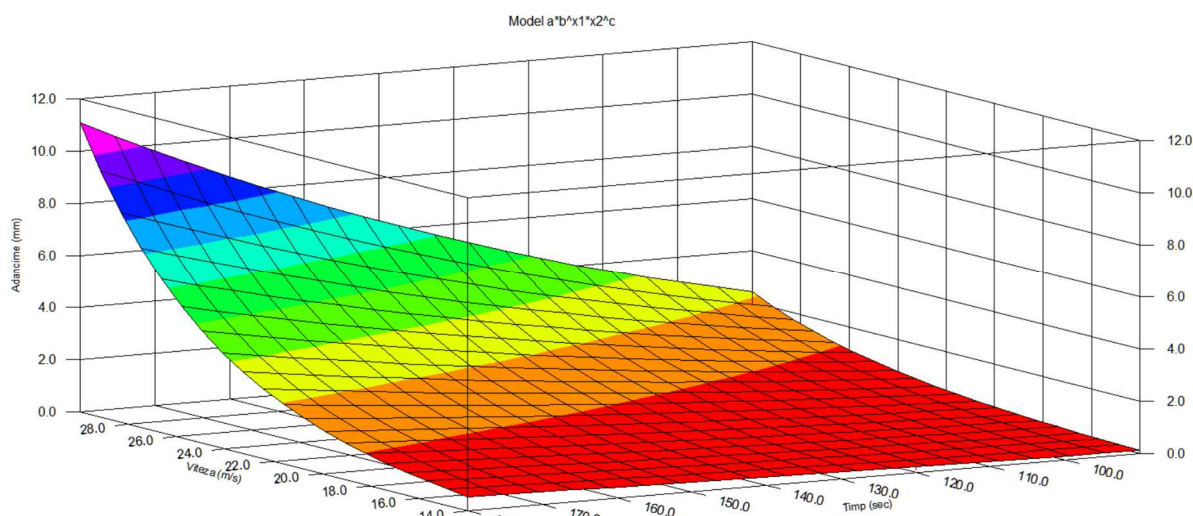


Figura 3.41. Grafic de evoluție a degradării prin eroziune cu particule abrazive

### 3.4.3.2. Protejarea contra degradării prin eroziune cu folii de protecție

În vederea protejării contra eroziunii palei eoliene se propune aplicarea unei folii de protecție cu proprietăți anti-eroziune. Pentru aprecierea eficienței aplicării protecției, au fost efectuate teste de eroziune cu folie de protecție, rezultatele obținute fiind comparate cu cele de la testele fără folie. Întrucât la viteza de 14 m/s și pentru un timp de acțiune de 180 secunde nu au fost observate modificări pe suprafața protejată cu foile, s-a procedat la efectuarea testelor doar la viteza de 30 m/s. În Figura 3.42 se prezintă modul de aplicare al foliei de protecție pe suprafața epruvetelor testate.

În Figura 3.43 se prezintă rezultatul testării cu o durată de 90 secunde. Se poate observa că zona acoperită cu folia de protecție prezintă urme fine de eroziune, cu o adâncime maximă de 0,01 mm. În cazul testării la o durată de 120 secunde, Figura 3.44, se poate observa că folia de protecție a fost parțial penetrată, adâncimea maximă fiind de aproximativ 0,12 mm. După o durată de 180 secunde, folia de protecție este complet distrusă, adâncimea degradării depășind straturile de vopsea, poliuretan și fibră de sticlă, penetrând în stratul de spumă, pe o adâncime maximă de 0,25 mm, Figura 3.45.

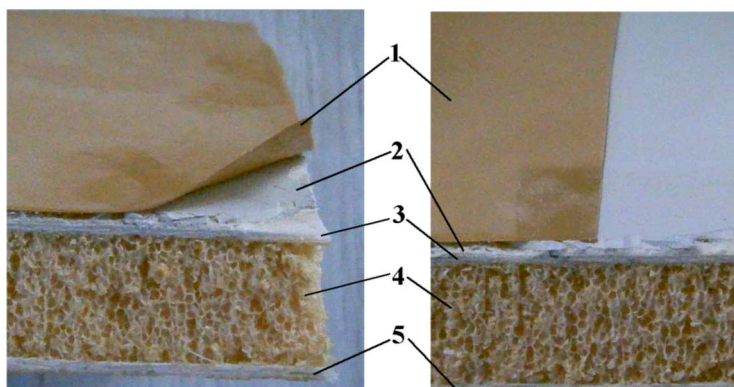
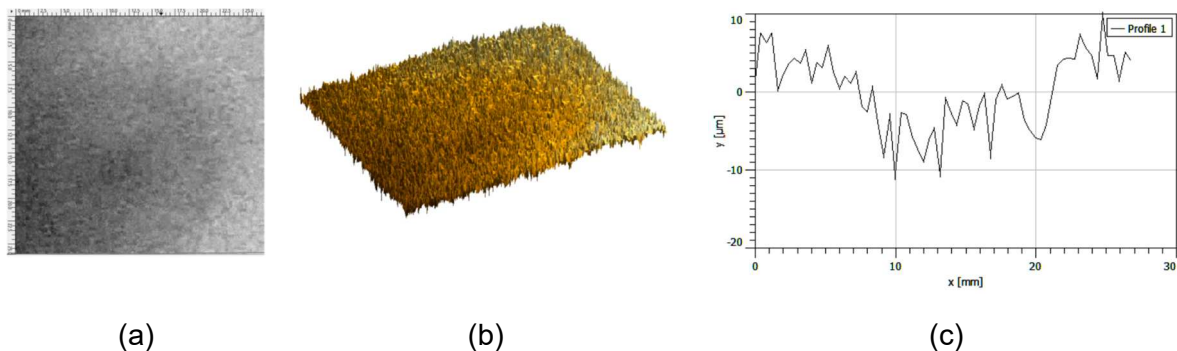
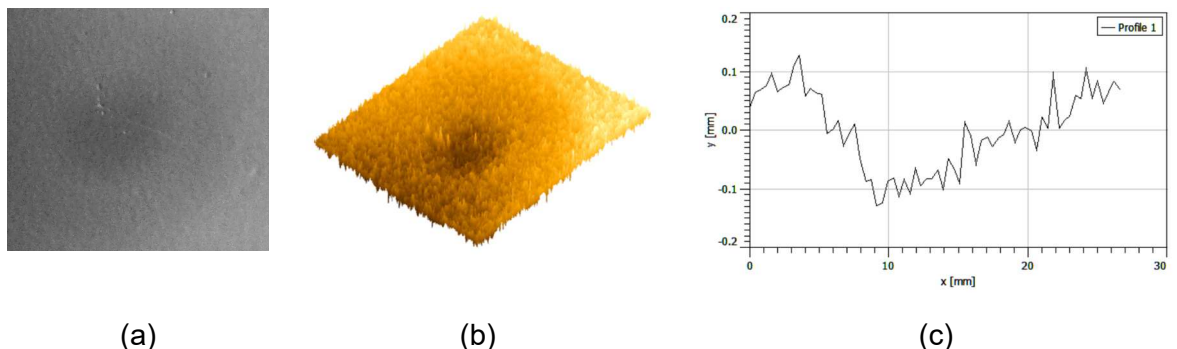


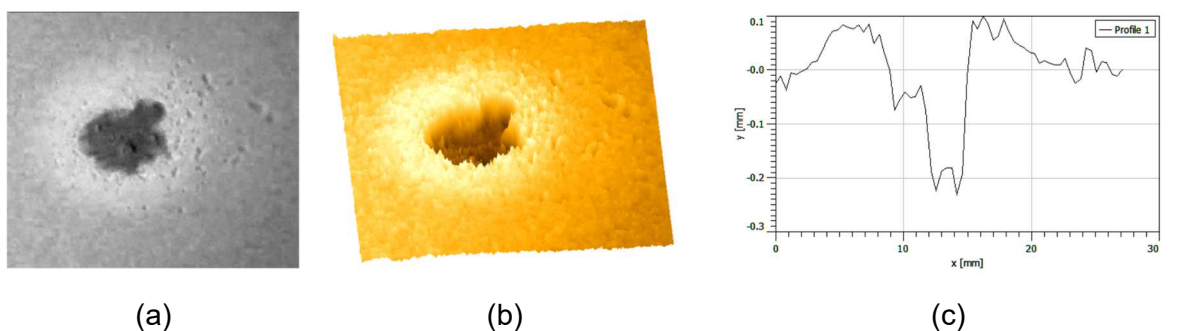
Figura 3.42. Aplicarea folie protecție pe epruvetă  
(1. folie protecție; 2. strat exterior (vopsea + poliuretan); 3. strat fibră de sticlă; 4. spumă PET; 5. bază din rășină epoxidică)



(a) (b) (c)  
 Figura 3.43. Degradare prin eroziune la v=30 m/s și t=90 sec - suprafață protejată cu folie:  
 (a) imagine optică; (b) reconstrucție 3D; (c) profilograma zonei degradate



(a) (b) (c)  
 Figura 3.44. Degradare prin eroziune la v=30 m/s și t=120 sec - suprafață protejată cu folie:  
 (a) imagine optică; (b) reconstrucție 3D; (c) profilograma zonei degradate



(a) (b) (c)  
 Figura 3.45. Degradare prin eroziune la v=30 m/s și t=180 sec - suprafață protejată cu folie:  
 (a) imagine optică; (b) reconstrucție 3D; (c) profilograma zonei degradate

În Tabelul 3.16 sunt prezentate comparațiile între rezultatele obținute în urma testării cu și fără folie de protecție, eficiența fiind calculată conform ecuației 3.3.

$$Eficienta = \frac{(Adancime\ fara\ folie - Adancime\ cu\ folie) \cdot 100}{Adancime\ fara\ folie} \quad (3.3)$$

Tabelul 3.16 Observații în urma testării la eroziune cu folie de protecție (viteza = 30 m/s)

Timp (sec)	90	120	180
<b>Adâncime (mm)</b>			
Fără folie	2,1	5	10
Cu folie	0,01	0,12	0,25
Diferența	2,09	4,88	10,75
Eficiența (%)	99,52	97,60	97,50
Eficiența medie (%)		98,20	

În urma testelor efectuate se pot evidenția următoarele concluzii:

- agenții erozivi se constituie în factori de degradare a palelor;
- nivelul de degradare depinde în special de viteza cu care particulele abrazive lovesc suprafața palei;
- în cazul palelor fabricate din materiale compozite viteza de degradare are valori mai scăzute în zona straturilor superficiale, crescând rapid după penetrarea acestora;
- o soluție posibilă pentru protejarea palei este aplicarea de folii protectoare, din materiale cu rezistență ridicată la eroziune, această soluție conducând la rezistențe crescute cu până la 98% comparativ cu materialul neprotejat. O parte din rezultatele experimentelor de mai sus au fost publicate în lucrarea [188].

### 3.5. Analiza comportării la impact a materialului palelor de elice eoliene

În vederea investigării comportamentului materialului analizat la impact, a fost utilizat standul și metodologia prezentate în cadrul paragrafului 2.4, pentru domeniul de variație al energiei cinetice de impact la testare între 10 J, corespunzător unei degradări minore și 16 J, corespunzător distrugerii complete.

În Figura 3.46 se prezintă rezultatul impactului cu o energie cinetică de 10 J, energia de impact fiind absorbită în stratul superior, fără deformare sau delaminare la nivelul straturilor interne (Figura 3.46b). Stratul superficial al palei este deformat cu o adâncime de 0,25 mm (Figura 3.46e).

În Figura 3.47 se prezintă rezultatele obținute la testul de impact cu energie cinetică de 13 J, stratul exterior fiind complet distrus, cu o deformare de 1,2 mm, iar straturile inferioare fiind puternic delaminate și deformate pe o adâncime totală de 5 mm. Aceste degradări nu au reușit să consume întreaga cantitate de energie cinetică de impact, restul fiind absorbit de stratul de spumă, prin tasare în partea superioară pe o adâncime de 1,01 mm, Figura 3.47b.

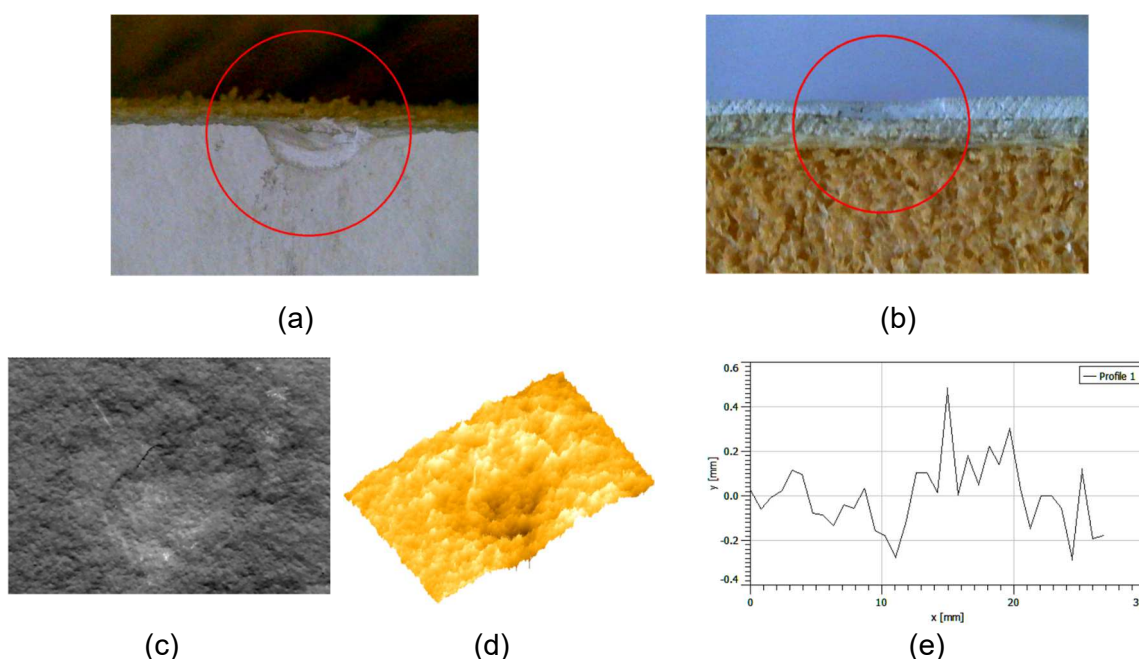


Figura 3.46. Degradare prin impact cu  $E_c = 10$  J: (a) zona degradată-vedere de sus; (b) zona degradată-secțiune (c) imagine optică; (d) reconstrucție 3D; (e) profilograma zonei degradate



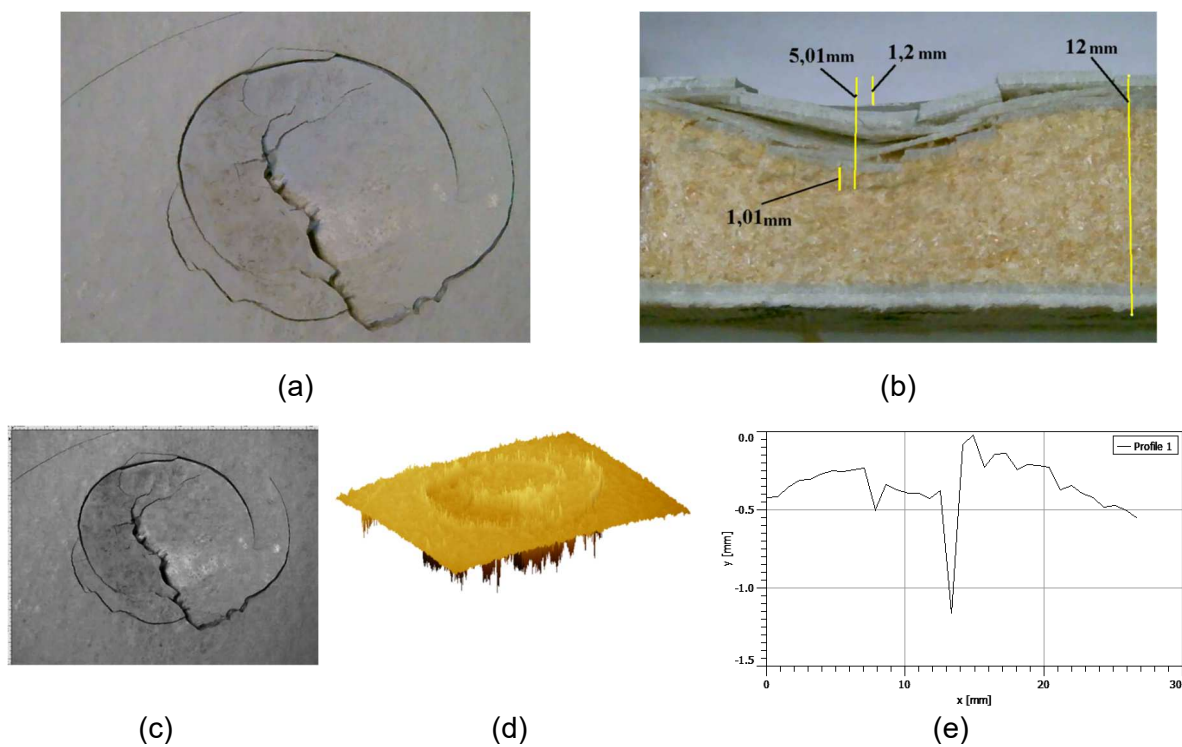


Figura 3.47. Degradare prin impact cu  $E_c = 13$  J: (a) zona degradată-vedere de sus; (b) zona degradată-secțiune; (c) imagine optică; (d) reconstrucție 3D; (e) profilograma zonei degradate

În Figura 3.48 se prezintă rezultatele obținute cu energie cinetică de 16 J. Stratul exterior este complet distrus, prezentând o deformare de 3,8 mm (Figura 3.48b-e), iar straturile inferioare sunt puternic delaminate și deformate pe o adâncime totală de 6,2 mm, Figura 3.48b. Țesătura din fibre de sticlă este distrusă, fragmente fiind vizibile în Figura 3.48c-d. Cantitatea de energie rămasă după distrugerea straturilor exterioare a condus la tasarea stratului de spumă pe o adâncime de 3,5 mm, Figura 3.48b.

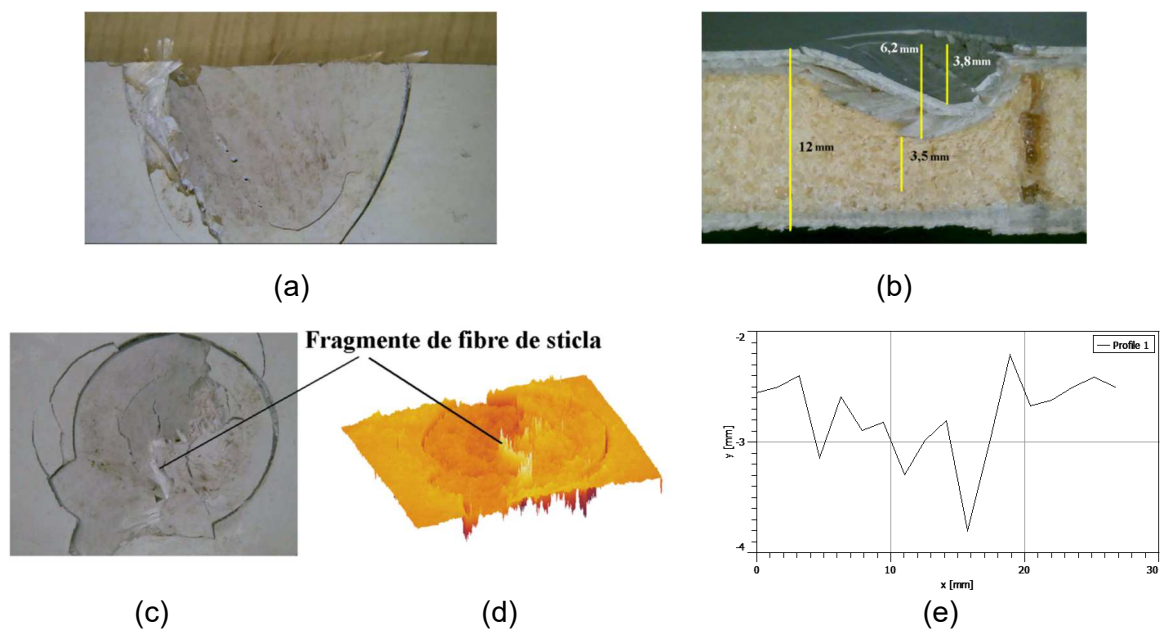


Figura 3.48. Degradare prin impact cu  $E_c = 16$  J: (a) zona degradată-vedere de sus; (b) zona degradată-secțiune, (c) imagine optică; (d) reconstrucție 3D; (e) profilograma zonei degradate

În Tabelul 3.17 se prezintă centralizat rezultatele testelor de rezistență la impact efectuate pe materialul palei studiate.

Tabelul 3.17 Rezultatele testării la impact

Energia de impact (J)	Adâncimea de pătrundere (mm)	Adâncimea de tasare a spumei (mm)	Observații
10	0,25	0	Strat exterior adâncit, cu fisuri fine
13	1,2	1,01	Strat exterior distrus Strat de fibră de sticlă puternic deformat, incluzând fragmente de poliuretan Strat de spumă tasat, zona de tasare urmărind profilul deformării
16	3,2	3,5	Strat exterior distrus Strat de fibră de sticlă distrus, fragmente de fibre fiind vizibile în zona degradată Strat de spumă puternic tasat, până în apropierea bazei de rășină epoxidică

În Figura 3.49 se prezintă rezultatul testării cu valoarea energiei de impact de 10 J. Se observă că pe suprafața de impact nu se remarcă fisuri (Figura 3.49a) deși adâncimea după impact este de 0,2 mm, Figura 3.49e. Totuși, în secțiune se poate observa o ușoară delaminare între straturile de fibră de sticlă, Figura 3.49b. În Figura 3.50 se prezintă rezultatele testului cu energia de impact de 13 J. Se poate observa faptul că la locul impactului stratul superficial este distrus complet, adâncimea fiind de 0,45 mm, Figura 3.50e. Este prezentă și o delaminare față de stratul de fibră de sticlă, pe zona din jurul impactului, Figura 3.50b.

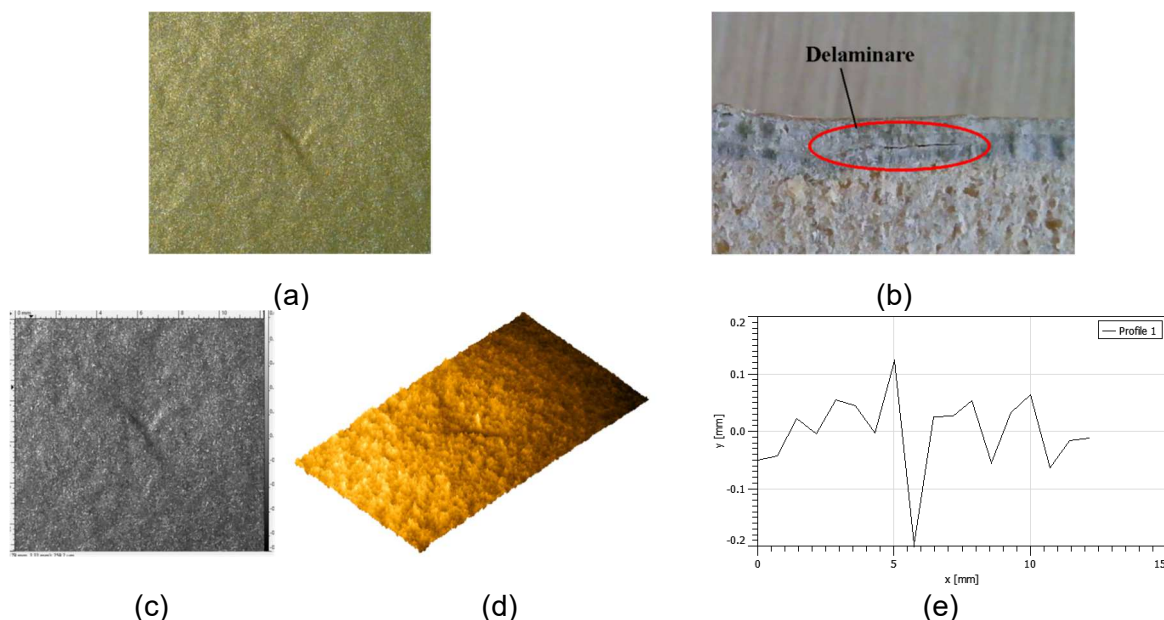


Figura 3.49. Degradare prin impact cu  $E_c = 10$  J - suprafață protejată cu folie:  
 (a) zona degradată-vedere de sus; (b) zona degradată-secțiune; (c) imagine optică; (d) reconstrucție 3D; (e) profilograma zonei degradate

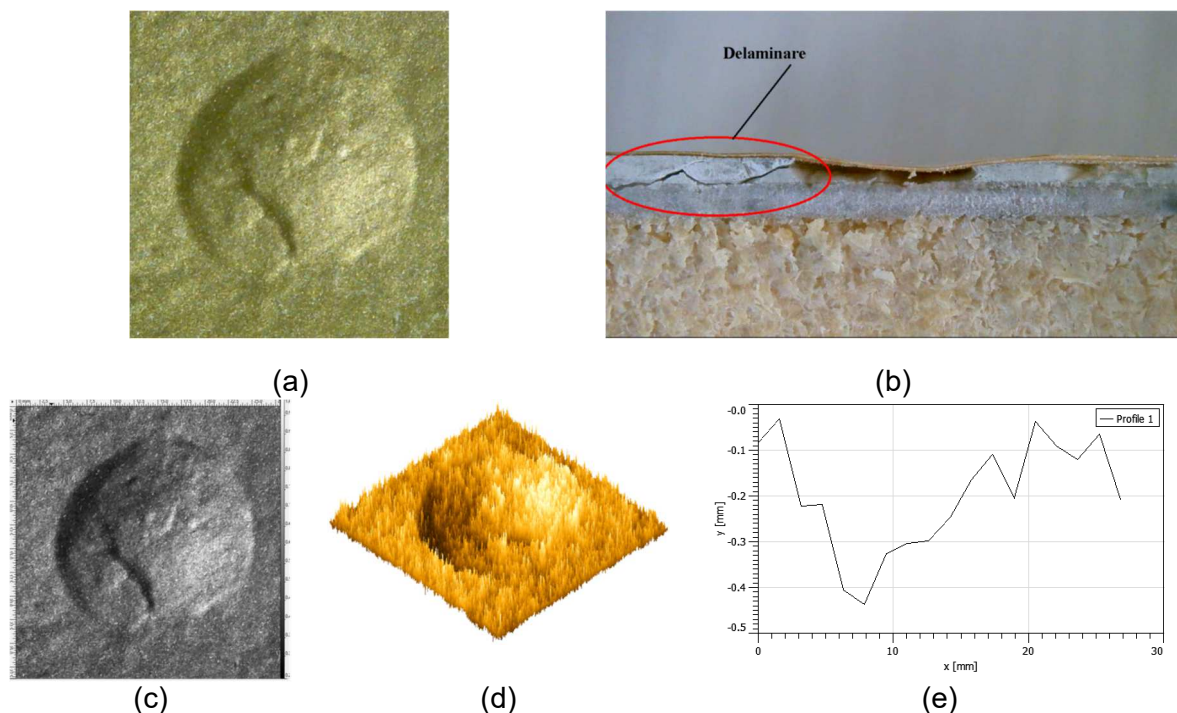


Figura 3.50. Degradare prin impact cu  $E_c = 13$  J - suprafață protejată cu folie: (a) zona degradată-vedere de sus; (b) zona degradată-secțiune (c) imagine optică; (d) reconstrucție 3D; (e) profilograma zonei degradate

Rezultatele testului cu energia de impact de 16 J sunt prezentate în Figura 3.51.

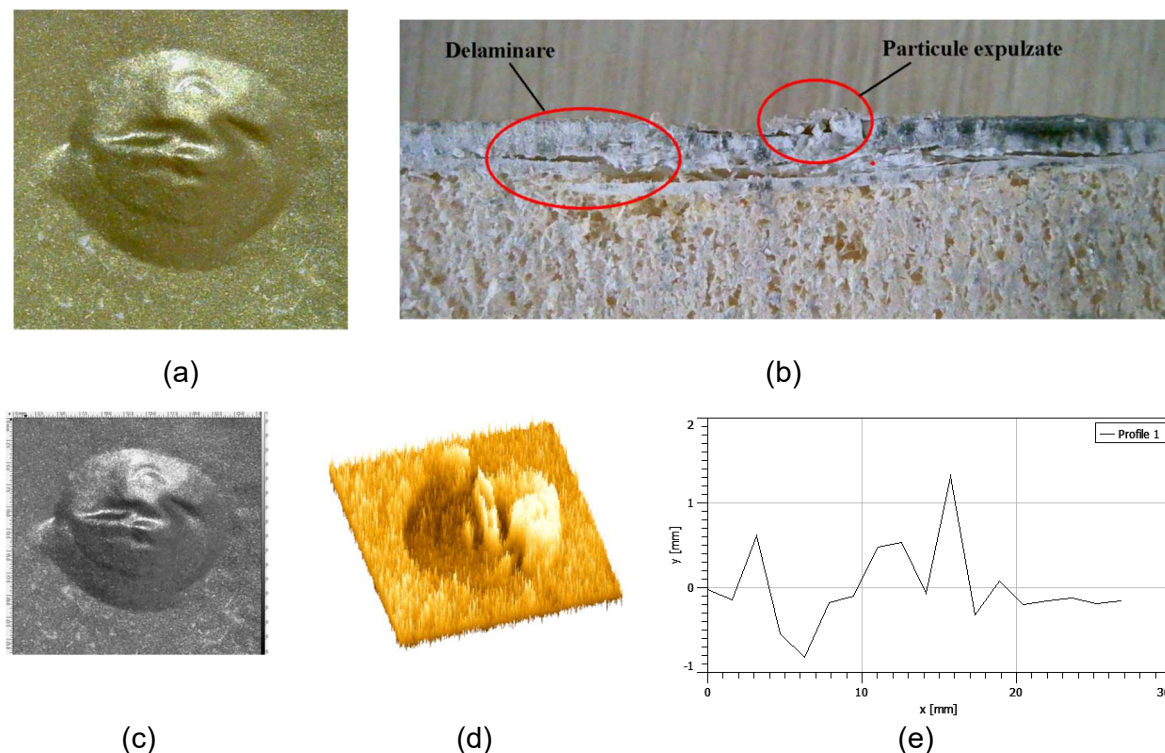


Figura 3.51. Degradare prin impact cu  $E_c = 16$  J - suprafață protejată cu folie: (a) zona degradată-vedere de sus; (b) zona degradată-secțiune; (c) imagine optică; (d) reconstrucție 3D; (e) profilograma zonei degradate

În cazul prezentat în Figura 3.51, se poate observa rolul foliei de protecție: aceasta se deformează sub acțiunea impactorului, prezentând un aspect "vălurit" în zona de impact,

Figura 3.51a. Ca urmare, pot fi observate pe suprafața acesteia adâncituri și ridicături în domeniul de la - 1mm la 1 mm, Figura 3.51e.

Faptul că în urma deformării folia își păstrează integritatea asigură o protecție eficientă contra degradărilor secundare.

În Tabelul 3.18 se prezintă comparația valorilor adâncimilor rezultate în urma testării cu șoc, eficiența fiind calculată conform ecuației 3.3.

Tabelul 3.18. Observații în urma testării la impact cu folie de protecție

Energie (J)	10	13	16
Adâncime (mm)			
Fără folie	0,25	1,02	3,2
Cu folie	0,2	0,45	1
Diferența	0,05	0,57	2,2
Eficiența (%)	20	55,80	68,75
Eficiența medie (%)	48,21		

Se poate observa în Tabelul 3.18 că eficiența este mai scăzută decât în cazul testelor de eroziune. Protecție oferită de folie este prin absorbirea unei părți din energia de impact - prin deformarea elasto-plastică, se reduc distrugerile la nivelul straturilor interioare.

Un alt avantaj este acela că, menținându-și integritatea, asigură protecția la eroziune, în condițiile în care stratul exterior este distrus ca urmare a impactului.

În urma testelor efectuate se pot evidenția următoarele concluzii:

- la impactul cu valori energetice scăzute, stratul exterior asigură o protecție eficientă, prin absorbția energie având ca rezultat deformarea acestuia;
- la valori energetice ridicate, stratul superficial este distrus, șocul fiind transmis în profunzime și având ca efect delaminarea și tasarea spumei care absoarbe energia, protejând structura în ansamblul ei;
- acoperirea cu folie de protecție asigură o creștere a rezistenței la impact, datorită proprietăților elasto-plastice ale acesteia, asigurând o absorbție a energiei prin deformarea plastică.

### 3.6. Concluzii

Se poate concluziona că pe primul plan se situează problematica stabilirii unei locații de amplasare a parcurilor eoliene, când trebuie analizate aspecte legate de eco-sistemul din zona respectivă, de evaluarea vitezei vântului pe o perioadă cel puțin egală cu durata de viață a turbinelor eoliene. În acest scop se pot utiliza metode bazate pe scenarii climatice și/sau rețele neuronale artificiale.

Un alt aspect important este legat de evaluarea ratei de dezvoltare a parcului eolian și de evaluarea cantității de energie electrică produsă într-un interval de timp. Din acest punct de vedere, modelarea bazată pe teoria sistemelor dinamice este o metodă eficientă, ce permite fundamentarea unor scenarii pentru dezvoltarea ulterioară a parcurilor eoliene.

Nu în ultimul rând materialele din care sunt construite elementele turbinelor cele mai expuse degradării - elicele, trebuie testate și analizate în mod corespunzător, pornind de la fenomenele cum ar fi eroziunea sau impactul cu alte corpuri, fenomene ce nu pot fi evitate. Ca urmare materialele compozite utilizate trebuie atent proiectate.



## Capitolul 4. Concluzii generale și contribuții originale

În urma cercetărilor desfășurate pe parcursul elaborării acestei teze, a fost posibilă concretizarea unor concluzii generale referitoare la exploatarea energiei regenerabile eoliene, bazate atât pe studiul stadiului actual în acest domeniu cât și pe rezultatele obținute în urma modelării, simulării și efectuării unor cercetări experimentale pe epruvete de material compozit obținute de la o pală de elice de fabricație industrială.

### 4.1. Concluzii generale

Evoluția constantă în dezvoltarea exploatării energiei eoliene a condus la obținerea a peste 1 TW, în anul 2023. Numai în acest an au fost înregistrați aproximativ 100 GW în exploatare onshore și 17 GW în exploatare offshore. Analizând rata de evoluție, se preconizează atingerea valorii de 3 TW obținuți din energie eoliană, până în anul 2030.

În România, factorii de decizie s-au aliniat la tendința europeană, astfel că aici funcționează unele dintre cele mai mari parcuri eoliene onshore de pe continent. Mai mult, în urma adoptării Legii 121/2024 - lege ce reglementează condițiile de exploatare a energiei eoliene în variantă offshore, au fost demarate proiecte ce vor crește substanțial cantitățile de energie electrică extrase din puterea vântului.

Noile tehnologii în domeniul materialelor compozite au permis elaborarea de noi materiale pentru elice - elementul de bază al unei turbine eoliene. Astfel, în ultimii ani se observă o creștere exponențială a dimensiunilor elicelor și, implicit, a puterii generate de turbine.

Un aspect demn de menționat este legat de poziția factorului uman față de exploatarea eoliene. Elaborarea unor studii care să conducă la conștientizarea necesității imperative a trecerii către energia verde și impunerea unor măsuri și proceduri de securitate și protecție a mediului, au reușit să conducă la acceptarea turbinelor eoliene.

Analiza, modelarea și simularea evoluției vitezei vântului pe perioade lungi de timp, constituie un element de bază în proiectarea și amplasarea unui parc eolian, fie în variantă onshore, fie offshore.

În cadrul tezei de față, a fost analizată evoluția vitezei vântului până în anul 2050, în cazul a patru parcuri eoliene existente, fiind utilizate două scenarii climatice RCP4 și RCP8.5. Rezultatele obținute confirmă faptul că în ariile celor patru parcuri eoliene vor continua să fie condiții favorabile pentru extragerea energiei eoliene.

În teza de față este propus un model TSD pe baza căruia, în combinație cu scenariile climatice, se pot efectua simulări și analize detaliate, cu scopul evaluării cantității de energie electrică furnizată de un parc eolian. Utilizând programe de calculator dedicate modelării și simulării TSD, modelele respective se constituie în instrumente eficiente pentru dezvoltarea și exploatarea fermelor eoliene.

Dezvoltarea elementelor de calcul non-algoritmice (RNA) s-a dovedit esențială pentru proiectarea, implementarea sau mentenanța unui parc eolian. În teza de față a fost prezentată o metodologie pentru stabilirea locației optime de amplasare a unui parc eolian offshore, în zona EEZ română. Pornind de la un model RNA, au fost identificate coordonatele GPS optime, ținând cont de evoluția vitezei vântului în aria respectivă.

Referitor la materialele din care este construită elicea, simpla elaborare a unor materiale compozite noi nu este suficientă dacă nu este dublată de studii experimentale, ale

căror rezultate să permită optimizarea acestor materiale. Ca urmare, în teza de față s-a propus efectuarea unei serie de teste, pe epruvete extrase dintr-o pală de elice eoliană industrială, cu scopul de a analiza modul se comportă materialul respectiv în condiții de eroziune severă și de solicitare la impact.

Astfel, în vederea efectuării testelor de rezistență la eroziune, a fost proiectat și realizat un stand de încercări la eroziune abrazivă în jet de aer, în conformitate cu indicațiile din literatura de specialitate. Au fost analizate mai întâi atât materialul abraziv - nisip comun, cât și materialul compozit al palei. Au fost apoi evidențiate condițiile de testare ce conduc la degradări de severitate maximă. Cu scopul evidențierii modului cu se inițiază și evoluează distrugerile prin eroziune, au fost utilizate metode de profilometrie optică și reconstrucție 3D, metode ce au permis vizualizarea și analizarea în profunzime a zonelor erodate. Rezultatele au demonstrat că, în cazul eroziunii, viteza particulelor abrazive joacă un rol esențial în evoluția degradării. După penetrarea stratului exterior - cu cea mai ridicată rezistență la eroziune, viteza de degradare crește exponențial, conducând în scurt timp la distrugerea completă. Mergând mai departe, a fost propusă o metodă de creștere a rezistenței la eroziune, prin aplicarea unei folii de protecție pe suprafața palei. În urma testelor efectuate s-a observat o creștere a rezistenței la eroziune de până la 98%, față de materialul fără protecție.

În vederea efectuării testelor de rezistență la impact, a fost proiectat și realizat un stand, cu respectarea standardelor în vigoare, stand pe care au testate epruvete din materialul palei în ambele variante, cu și fără folie de protecție. Rezultatele obținute au demonstrat că, pentru impactul cu energii de valori reduse, stratul superficial absoarbe complet energia, rezultând deformarea plastică a acestuia. La valori ridicate ale energiei de impact, stratul exterior este distrus complet, apare delaminarea straturilor interioare și energia remanentă este absorbită de spuma interioară, prin tasarea acesteia. Testele efectuate cu folie de protecție aplicată pe suprafața epruvetelor au demonstrat o creștere a rezistenței la impact. În acest caz, datorită proprietăților elasto-plastice ale foliei de protecție, o cantitate din energia de impact a fost absorbită, conducând la deformarea plastică a acesteia.

## 4.2. Contribuții originale

Ca și contribuții originale ale autorului în teza de față se pot enumera:

- Analiza stadiului actual în domeniul valorificării energiei eoliene. Au fost evidențiate problematicile legate de dispozitivele respective - turbine eoliene, prezentând avantajele și dezavantajele fiecărui tip. Au fost identificate elementele care concură la o exploatare eficientă a energiei eoliene și au fost analizate aspectele legate de eficientizarea valorificării acestui tip de energie regenerabilă, aspecte legate de disponibilitatea vântului și aspecte legate de materialele utilizate pentru elicele eoliene.

- A fost efectuat un studiu de caz, constând într-o analiză a evoluției vitezei vântului pentru patru parcuri eoliene din România, cu scopul stabilirii oportunității menținerii sau dezvoltării acestora prin instalarea de noi turbine eoliene. Analiza s-a bazat pe două scenarii climatice RCP4.5 și RCP8.5, scenarii ce presupun acțiuni diferite în direcția reducerii încălzirii globale. Rezultatele obținute au fost parțial publicate în lucrarea [Romeo Marin, Sorin Ciortan, Valentin Amorțilă, Eugen Rusu - Long-term Wind Speed Evaluation for Romanian Wind Farms, *Advances in Clean Energy Systems and Technologies. Green Energy and Technology. Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-49787-2\\_7](https://doi.org/10.1007/978-3-031-49787-2_7)*].

- A fost construit un model original, bazat pe TSD, cu scopul simulării și analizării evoluției cantității de energie electrică, produse de cele patru parcuri eoliene alese ca studiu de caz, demonstrând astfel utilitatea modelării TSD în domeniul valorificării energiei eoliene.

- A fost efectuată o analiză în vederea stabilirii locației optime pentru un parc eolian offshore în EEZ română, bazată pe construirea și utilizarea unui model RNA original. A fost dovedită astfel aplicabilitatea modelării cu RNA în eficientizarea extragerii energiei eoliene. Rezultatele obținute au fost parțial publicate în lucrarea [Romeo Marin, Sorin Ciortan, Eugen Rusu - *A novel method based on artificial neural networks for selecting the most appropriate locations of the offshore wind farms*, *Energy Reports* 8 (2022) 408–413, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.248>].

- Au fost efectuate cercetări experimentale în vederea stabilirii modului de degradare prin eroziune pentru materialul utilizat în construirea palelor de elice eoliană. În acest scop a fost proiectat, executat și utilizat un stand de concepție originală. Pentru evidențierea evoluției degradărilor au fost utilizate metode bazate pe profilometrie optică și reconstrucții 3D. În urma prelucrării și analizării rezultatelor obținute, a fost propusă o metodă de creștere a rezistenței la eroziune a palei. Rezultatele obținute au fost parțial publicate în lucrarea [Romeo Marin, Costel Humelnicu, Mihaela Buciumeanu, Cristian Munteniță, Sorin Ciortan - *Assesment of wind turbine blades resistance in abrasive wear*, *Proceedings of 22nd International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2022*, Vol 22, Issue 6.2, <https://doi.org/10.5593/sgem2022V/6.2>].

- Pentru același material, au fost efectuate cercetări experimentale în vederea stabilirii modului de distrugere prin impact, utilizând un stand conceput și realizat în conformitate cu cerințele standardelor în vigoare. Rezultatele obținute au fost parțial publicate în lucrarea [Romeo Marin, Cristian Munteniță, Costel Humelnicu - *Investigation on impact degradation of wind turbine blades*, *SCDS-UDJG 2024 The Twelfth Edition*, GALAȚI, 6th-7th of June 2024].

### 4.3. Direcții viitoare de cercetare

Ca direcții viitoare de continuare a cercetărilor în domeniul valorificării energiei eoliene, se propune:

- analiza evoluției vitezei vântului, pentru perioada 2025 - 2100, folosind scenariile climatice SSP (Shared Socioeconomic Pathways), succesoarele scenariilor RCP.

- implementarea scenariilor SSP în modelul TSD și compararea rezultatelor obținute în varianta RCP și SSP

- efectuarea de teste de eroziune experimentale, în condiții de solicitare variate și utilizarea rezultatelor pentru construirea unui model RNA capabil să predicționeze perioada optimă de inspecție și mentenanță a palelor elicelor eoliene.

- stabilirea unei metodologii de analiză "in-situ" a stării suprafeței palei elicei eoliene, bazată pe analiza optică efectuată cu drone echipate cu camere de luat vederi de înaltă rezoluție.

## Lista lucrărilor publicate

### Publicații

1. **Romeo Marin**, Sorin Ciortan, Eugen Rusu - *A novel method based on artificial neural networks for selecting the most appropriate locations of the offshore wind farms*, Energy Reports 8 (2022) 408–413, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.248> (WOS:000892651100055), Impact factor: 4,7).
2. **Romeo Marin**, Sorin Ciortan, Valentin Amorțilă, Eugen Rusu - *Long-term Wind Speed Evaluation for Romanian Wind Farms*, Advances in Clean Energy Systems and Technologies. Green Energy and Technology. Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-49787-2\\_7](https://doi.org/10.1007/978-3-031-49787-2_7).
3. **Romeo Marin**, Valentin Amorțilă, Costel Humelnicu - *Investigations on wind turbine blades degradation*, Mechanical Testing and Diagnosis ISSN 2247 – 9635, 2021 (XI), Volume 3, pp. 18-21, DOI: <https://doi.org/10.35219/mtd.2021.3.03>, <https://www.gup.ugal.ro/ugaljournals/index.php/mtd/article/view/6164>.

### Conferințe naționale și internaționale

4. **Romeo Marin**, Costel Humelnicu, Mihaela Buciumeanu, Cristian Munteniță, Sorin Ciortan - *Assesment of wind turbine blades resistance in abrasive wear*, Proceedings of 22nd International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2022, Vol 22, Issue 6.2, <https://doi.org/10.5593/sgem2022V/6.2>.
5. **Romeo Marin**, Mihai Gingarasu, Valentin Amorțilă, Costel Humelnicu - *Artificial intelligence and the thermosetting polymers fatigue*, SCDS-UDJG 2022, The Tenth Edition, GALAȚI, 9th-10th of June 2022.
6. **Romeo Marin**, George Balasoiu, Mihaela Buciumeanu - *Offshore wind farms' locations selection with artificial neural networks*, SCDS-UDJG 2022, The Tenth Edition, GALAȚI, 9th-10th of June 2022.
7. **Romeo Marin**, George Balasoiu, Sorin Ciortan - *Dry abrasive wear effects on epoxy resin-based composites*, SCDS-UDJG 2022, The Tenth Edition, GALAȚI, 9th-10th of June 2022.
8. George Balasoiu, **Romeo Marin**, Mihaela Buciumeanu, Valentin Tiberiu Amortila, Sorin Ciortan - *Experimental study on the efficiency of a brake system*, SCDS-UDJG 2022, The Tenth Edition, GALAȚI, 9th-10th of June 2022.
9. **Romeo Marin**, Gheorghe Stavarache, George Balasoiu, Costel Humelnicu, Sorin Ciortan - *RCP scenarios-based evaluation of future wind speed evolution*, SCDS-UDJG 2023 The Eleventh Edition, GALAȚI, 8th-9th of June 2023.
10. Gheorghe Stavarache, **Romeo Marin**, George Balasoiu, Costel Humelnicu, Sorin Ciortan - *Wind energy evolution assessment for Republic of Moldova*, SCDS-UDJG 2023 The Eleventh Edition, GALAȚI, 8th-9th of June 2023.



- 11. Romeo Marin**, Cristian Munteniță, Valentin Amorțilă - *Assessment of repairing method of degraded wind turbine blades*, SCDS-UDJG 2024 The Twelfth Edition, GALAȚI, 6th-7th of June 2024.
- 12. Romeo Marin**, Cristian Munteniță, Costel Humelnicu - *Investigation on impact degradation of wind turbine blades*, SCDS-UDJG 2024 The Twelfth Edition, GALAȚI, 6th-7th of June 2024.

## Bibliografie

- [1] DIRECTIVA 2001/77/CE A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 27 septembrie 2001 privind promovarea electricității produse din surse de energie regenerabile pe piața internă a electricității. Jurnalul Oficial al Uniunii Europene 2001;2:36–43.
- [2] DIRECTIVA 2003/30/CE A PARLAMENTULUI EUROPEANȘI A CONSILIULUI din 8 mai 2003 de promovare a utilizării biocombustibililorși a altor combustibili regenerabili pentru transport. Jurnalul Oficial al Uniunii Europene 2003;39:170–4.
- [3] DIRECTIVA 2009/28/CE A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE. Jurnalul Oficial al Uniunii Europene 2009:16–62.
- [4] DIRECTIVĂ A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI de modificare a Directivei (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului, a Regulamentului (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului și a Directivei 98/70/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește promovarea energiei din surse regenerabile și de abrogare a Directivei (UE) 2015/652 a Consiliului. 2021.
- [5] Joyce L, Feng Z. GLOBAL WIND REPORT 2024. 2024.
- [6] Kumar R, Raahemifar K, Fung AS. A critical review of vertical axis wind turbines for urban applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;89:281–91. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.033>.
- [7] Trepka J. *Wind Energy*. n.d.
- [8] București EP. SISTEME DE ENERGII REGENERABILE. 2015.
- [9] Adeyeye KA, Ijumba N, Colton J. The Effect of the Number of Blades on the Efficiency of A Wind Turbine. *IOP Conf Ser Earth Environ Sci*, vol. 801, IOP Publishing Ltd; 2021. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/801/1/012020>.
- [10] Dai K, Bergot A, Liang C, Xiang WN, Huang Z. Environmental issues associated with wind energy - A review. *Renew Energy* 2015;75:911–21. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.074>.
- [11] Drewitt AL, Langston RHW. Assessing the impacts of wind farms on birds. *Ibis*, vol. 148, 2006, p. 29–42. <https://doi.org/10.1111/j.1474-919X.2006.00516.x>.
- [12] Korner-Nievergelt F, Korner-Nievergelt P, Behr O, Niermann I, Brinkmann R, Hellriegel B. A new method to determine bird and bat fatality at wind energy turbines from carcass searches. *Wildlife Biol* 2011;17:350–63. <https://doi.org/10.2981/10-121>.
- [13] Schuster E, Bulling L, Köppel J. Consolidating the State of Knowledge: A Synoptical Review of Wind Energy's Wildlife Effects. *Environ Manage* 2015;56:300–31. <https://doi.org/10.1007/s00267-015-0501-5>.
- [14] Dahl EL, Bevanger K, Nygård T, Røskoft E, Stokke BG. Reduced breeding success in white-tailed eagles at Smøla windfarm, western Norway, is caused by mortality and displacement. *Biol Conserv* 2012;145:79–85. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2011.10.012>.
- [15] Smallwood KS. USA wind energy-caused bat fatalities increase with shorter fatality search intervals. *Diversity (Basel)* 2020;12. <https://doi.org/10.3390/d12030098>.
- [16] Long C, Flint J, Bakar K, Lepper P. Wind turbines and bat mortality: Rotor detectability profiles. *Wind Engineering* 2010;34:517–30. <https://doi.org/10.1260/0309-524X.34.5.517>.
- [17] May R, Reitan O, Bevanger K, Lorentsen SH, Nygård T. Mitigating wind-turbine induced avian mortality: Sensory, aerodynamic and cognitive constraints and options. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015;42:170–81. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.002>.
- [18] Schirmacher M. Altering turbine speed reduces bat mortality at wind-energy facilities n.d. <https://doi.org/10.2307/41149768>.

- [19] Liechti F, Guélat JÔ, Komenda-Zehnder S. Modelling the spatial concentrations of bird migration to assess conflicts with wind turbines. *Biol Conserv* 2013;162:24–32. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2013.03.018>.
- [20] Bright JA (Jennifer A, Langston Rowena, Anthony S (Sarah), Royal Society for the Protection of Birds. Mapped and written guidance in relation to birds and onshore wind energy development in England. RSPB; 2009.
- [21] Yuan J, Na C, Xu Y, Zhao C. Wind turbine manufacturing in China: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015;51:1235–44. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.048>.
- [22] Harding G, Harding P, Wilkins A. Wind turbines, flicker, and photosensitive epilepsy: Characterizing the flashing that may precipitate seizures and optimizing guidelines to prevent them. *Epilepsia* 2008;49:1095–8. <https://doi.org/10.1111/j.1528-1167.2008.01563.x>.
- [23] Wolsink M. Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of “backyard motives.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007;11:1188–207. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2005.10.005>.
- [24] Damborg S. Public Attitudes Towards Wind Power A Survey of Surveys Public Attitudes Towards Wind Power Wind Turbine Specialists. 1997.
- [25] Barclay C. Wind Farms - Distance from housing. n.d.
- [26] Thayer RL, Freeman CM. ALTAMONT: PUBLIC PERCEPTIONS OF A WIND ENERGY LANDSCAPE. vol. 14. Elsevier Science Publishers B.V; 1987.
- [27] Katsaprakakis D AI. A review of the environmental and human impacts from wind parks. A case study for the Prefecture of Lasithi, Crete. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012;16:2850–63. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.041>.
- [28] Pedersen E, Persson Wayne K. Perception and annoyance due to wind turbine noise—a dose–response relationship. *J Acoust Soc Am* 2004;116:3460–70. <https://doi.org/10.1121/1.1815091>.
- [29] Moorhouse AT, Hunerbein S Von. Research into aerodynamic modulation of wind turbine noise: final report. 2007.
- [30] Laussat Rogers A, Manwell J, Rogers AL, Manwell JF, Wright S. Wind turbine acoustic noise. 2002.
- [31] Kamperman GW, Bd Cert Member Emeritus Fellow Member I, James RR. THE “HOW TO” GUIDE TO SITING WIND TURBINES TO PREVENT HEALTH RISKS FROM SOUND “A subset of society should not be forced to bear the cost of a benefit for the larger society.” 1. 2008.
- [32] Rhode Island Land-Based Wind Siting Guidelines. Rhode Island: 2017.
- [33] First International Symposium on Adverse Health Effects from Wind Turbines The Global Wind Industry and Adverse Health Effects: Loss of Social Justice? Ontario: 2010.
- [34] Roy SB, Traiteur JJ. Impacts of wind farms on surface air temperatures. *Proc Natl Acad Sci U S A* 2010;107:17899–904. <https://doi.org/10.1073/pnas.1000493107>.
- [35] Zhou L, Tian Y, Baidya Roy S, Thorncroft C, Bosart LF, Hu Y. Impacts of wind farms on land surface temperature. *Nat Clim Chang* 2012;2:539–43. <https://doi.org/10.1038/nclimate1505>.
- [36] Wang C, Prinn RG. Potential climatic impacts and reliability of very large-scale wind farms. *Atmos Chem Phys* 2010;10:2053–61. <https://doi.org/10.5194/acp-10-2053-2010>.
- [37] Crawford RH, Bontinck P-A, Stephan A, Wiedmann T, Yu M. Hybrid life cycle inventory methods-a review. n.d.
- [38] Streimikiene D, Baležentis T, Volkov A, Morkūnas M, Žičkienė A, Streimikis J. Barriers and drivers of renewable energy penetration in rural areas. *Energies (Basel)* 2021;14. <https://doi.org/10.3390/en14206452>.
- [39] Diógenes JRF, Claro J, Rodrigues JC, Loureiro MV. Barriers to onshore wind energy implementation: A systematic review. *Energy Res Soc Sci* 2020;60. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101337>.
- [40] Díaz-Motta A, Díaz-González F, Villa-Arrieta M. Energy sustainability assessment of offshore wind-powered ammonia. *J Clean Prod* 2023;420. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.138419>.

- [41] Kaldellis JK, Apostolou D. Life cycle energy and carbon footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart. *Renew Energy* 2017;108:72–84. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.039>.
- [42] Zhang J, Wang H. Development of offshore wind power and foundation technology for offshore wind turbines in China. *Ocean Engineering* 2022;266. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2022.113256>.
- [43] Díaz H, Serna J, Nieto J, Guedes Soares C. Market Needs, Opportunities and Barriers for the Floating Wind Industry. *J Mar Sci Eng* 2022;10. <https://doi.org/10.3390/jmse10070934>.
- [44] Wilson JC, Elliott M, Cutts ND, Mander L, Mendão V, Perez-Dominguez R, et al. Coastal and offshore wind energy generation: Is it environmentally benign? *Energies (Basel)* 2010;3:1383–422. <https://doi.org/10.3390/en3071383>.
- [45] Degraer S, Brabant R, Rumes B, Vigin L. ENVIRONMENTAL IMPACTS OF OF THE OFFSHORE WIND FARMS ENVIRONMENTAL IMPACT MONITORING RELOADED. 2016.
- [46] Durif CMF, Nyqvist D, Taormina B, Shema SD, Skiftesvik AB, Freytet F, et al. Magnetic fields generated by submarine power cables have a negligible effect on the swimming behavior of Atlantic lumpfish (*Cyclopterus lumpus*) juveniles. *PeerJ* 2023;11. <https://doi.org/10.7717/peerj.14745>.
- [47] Martin GR, Banks AN. Marine birds: Vision-based wind turbine collision mitigation. *Glob Ecol Conserv* 2023;42. <https://doi.org/10.1016/j.gecco.2023.e02386>.
- [48] Christensen ED, Kristensen SE, Deigaard R. IMPACT OF AN OFFSHORE WIND FARM ON WAVE CONDITIONS AND SHORELINE DEVELOPMENT. *Coastal Engineering Proceedings* 2014;1:87. <https://doi.org/10.9753/icce.v34.sediment.87>.
- [49] Musial W, Ram B. Large-Scale Offshore Wind Power in the United States: Assessment of Opportunities and Barriers, NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2010.
- [50] Hevia-Koch P, Klinge Jacobsen H. Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs. *Energy Policy* 2019;125:9–19. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.019>.
- [51] Joyce L, Feng Z. GLOBAL WIND REPORT 2022 2022.
- [52] Gheorghe Stavarache S, Sorin Ciortan A, Rusu E. ANALYSIS OF THE ENVIRONMENT CHARACTERISTICS INFLUENCE ON WIND POWER WITH ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS. *Renewable Energy Sources and Clean Technologies* 2019;19:43–50.
- [53] Manwell JF, McGowan JG, Rogers AL. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2010.
- [54] Ziegler L, Gonzalez E, Rubert T, Smolka U, Melero JJ. Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;82:1261–71. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.100>.
- [55] Perera SMHD, Putrus G, Conlon M, Narayana M, Sunderland K. Wind Energy Harvesting and Conversion Systems: A Technical Review. *Energies (Basel)* 2022;15. <https://doi.org/10.3390/en15249299>.
- [56] Girleanu A, Onea F, Rusu E. Assessment of the wind energy potential along the romanian coastal zone. *Inventions* 2021;6. <https://doi.org/10.3390/inventions6020041>.
- [57] Ragheb M, Ragheb AM. Wind Turbines Theory-The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio. n.d.
- [58] Schubel PJ, Crossley RJ. Wind turbine blade design. *Energies (Basel)* 2012;5:3425–49. <https://doi.org/10.3390/en5093425>.
- [59] WIND TURBINE TECHNOLOGY Principles and Design. n.d.
- [60] WIND ENERGY HANDBOOK. n.d.
- [61] MacPhee DW, Beyene A. Performance analysis of a small wind turbine equipped with flexible blades. *Renew Energy* 2019;132:497–508. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.014>.
- [62] Cognet V, Courrech du Pont S, Thiria B. Material optimization of flexible blades for wind turbines. *Renew Energy* 2020;160:1373–84. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.188>.

- [63] Koragappa P, Verdin PG. Design and optimisation of a 20 MW offshore wind turbine blade. *Ocean Engineering* 2024;305. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2024.117975>.
- [64] Ali A, De Risi R, Sextos A. Finite element modeling optimization of wind turbine blades from an earthquake engineering perspective. *Eng Struct* 2020;222. <https://doi.org/10.1016/j.engstruct.2020.111105>.
- [65] Mishnaevsky L, Branner K, Petersen HN, Beauson J, McGugan M, Sørensen BF. Materials for wind turbine blades: An overview. *Materials* 2017;10. <https://doi.org/10.3390/ma10111285>.
- [66] Thomas L. Advanced materials for wind turbine blade-A Review. vol. 5. 2018.
- [67] Ansal Muhammed K, Ramesh Kannan C, Stalin B. Performance analysis of wind turbine blade materials using nanocomposites. *Mater Today Proc*, vol. 33, Elsevier Ltd; 2020, p. 4353–61. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.07.578>.
- [68] Amzil L, Fertahi S, Raffak T, Mouhib T. Structural performance analysis of hemp fiber-reinforced hybrid composites in wind turbine blade manufacturing. *Structures* 2023;58. <https://doi.org/10.1016/j.istruc.2023.105373>.
- [69] Ma PC, Zhang Y. Perspectives of carbon nanotubes/polymer nanocomposites for wind blade materials. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014;30:651–60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.008>.
- [70] Ghosh T, Hanes R, Key A, Walzberg J, Eberle A. The Circular Economy Life Cycle Assessment and Visualization Framework: A Multistate Case Study of Wind Blade Circularity in United States. *Resour Conserv Recycl* 2022;185. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2022.106531>.
- [71] Hoevel B. New materials tackle weight, strength and cure time issues for wind turbine blades. *Reinforced Plastics* 2011;11:1–4.
- [72] Su HM, Kam TY. Reliability analysis of composite wind turbine blades considering material degradation of blades. *Compos Struct* 2020;234. <https://doi.org/10.1016/j.compstruct.2019.111663>.
- [73] How to build a circular economy for wind turbine blades through policy and partnerships. 2020.
- [74] Spini F, Bettini P. End-of-Life wind turbine blades: Review on recycling strategies. *Compos B Eng* 2024;275. <https://doi.org/10.1016/j.compositesb.2024.111290>.
- [75] Kalkanis K, Psomopoulos CS, Kaminaris S, Ioannidis G, Pachos P. Wind turbine blade composite materials - End of life treatment methods. *Energy Procedia*, vol. 157, Elsevier Ltd; 2019, p. 1136–43. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.281>.
- [76] Beckwith SW. Resin Infusion Technology: Part 3-A Detailed Overview of RTM and VIP Infusion Processing Technologies. n.d.
- [77] Attaf B. Ecomoulding of Composite Wind Turbine Blades Using Green Manufacturing RTM Process. *ISRN Materials Science* 2012;2012:1–9. <https://doi.org/10.5402/2012/734328>.
- [78] Zhang S, Dam-Johansen K, Bernad PL, Kiil S. Rain erosion of wind turbine blade coatings using discrete water jets: Effects of water cushioning, substrate geometry, impact distance, and coating properties. *Wear* 2015;328–329:140–8. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2015.01.079>.
- [79] Mathavan JJ, Patnaik A. Analysis of wear properties of granite dust filled polymer composite for wind turbine blade. *Results in Materials* 2020;5. <https://doi.org/10.1016/j.rinma.2020.100073>.
- [80] Mishnaevsky L, Sütterlin J. Micromechanical model of surface erosion of polyurethane coatings on wind turbine blades. *Polym Degrad Stab* 2019;166:283–9. <https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2019.06.009>.
- [81] Hasager C, Vejen F, Bech JI, Skrzypowski WR, Tilg AM, Nielsen M. Assessment of the rain and wind climate with focus on wind turbine blade leading edge erosion rate and expected lifetime in Danish Seas. *Renew Energy* 2020;149:91–102. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.043>.
- [82] Slot HM, Gelinck ERM, Rentrop C, Van der Heide E. Leading edge erosion of coated wind turbine blades: Review of coating life models. *Renew Energy* 2015;80:837–48. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.02.036>.

- [83] 3M - Renewable Energy Division - Wind Blade Protection Coating W4600 Technical Data Sheet and Application Guide. 2014.
- [84] Aird JA, Barthelmie RJ, Pryor SC. Automated Quantification of Wind Turbine Blade Leading Edge Erosion from Field Images. *Energies* (Basel) 2023;16. <https://doi.org/10.3390/en16062820>.
- [85] Keegan MH, Nash DH, Stack MM. On erosion issues associated with the leading edge of wind turbine blades. *J Phys D Appl Phys* 2013;46. <https://doi.org/10.1088/0022-3727/46/38/383001>.
- [86] Singh S, Kharub M, Singh J, Singh J, Jangid V. Brief survey on mechanical failure and preventive mechanism of turbine blades. *Mater Today Proc*, vol. 38, Elsevier Ltd; 2020, p. 2515–24. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.07.546>.
- [87] Wang Y, Chai Y, Duan C, Zheng J. Impacts of Leading Edge Pitting and Delamination on Aerodynamic Characteristics of Wind Turbine Blades under Shear Inflow. *Tehnicky Vjesnik* 2022;29:831–9. <https://doi.org/10.17559/tv-20210226103125>.
- [88] Wang W, Xue Y, He C, Zhao Y. Review of the Typical Damage and Damage-Detection Methods of Large Wind Turbine Blades. *Energies* (Basel) 2022;15. <https://doi.org/10.3390/en15155672>.
- [89] Peng C, Xing S, Yuan Z, Xiao J, Wang C, Zeng J. Preparation and anti-icing of superhydrophobic PVDF coating on a wind turbine blade. *Appl Surf Sci* 2012;259:764–8. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2012.07.118>.
- [90] Katsaprakakis D AI, Papadakis N, Ntintakis I. A comprehensive analysis of wind turbine blade damage. *Energies* (Basel) 2021;14. <https://doi.org/10.3390/en14185974>.
- [91] Rubiella C, Hessabi CA, Fallah AS. State of the art in fatigue modelling of composite wind turbine blades. *Int J Fatigue* 2018;117:230–45. <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2018.07.031>.
- [92] Zhang C, Teea KF. Application of gamma process and maintenance cost for fatigue damage of wind turbine blade. *Energy Procedia*, vol. 158, Elsevier Ltd; 2019, p. 3729–34. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.884>.
- [93] Pastromas S, Pyrgioti E. Modular Lightning Protection for Wind Turbines. *Wind* 2023;3:115–30. <https://doi.org/10.3390/wind3010008>.
- [94] He H, Xia D, Luo B, Chen W, Bian K, Xiang NW. Simulation of positive streamer propagation in an air gap with a GFRP composite barrier. *High Voltage* 2021;6:1079–91. <https://doi.org/10.1049/hve2.12112>.
- [95] Gromicko N. *Wind Turbines and Lightning*. 2024.
- [96] Lekou DJ, Velasco Mateos I, Rossis K, Van Wingerde AM, Jacobsen TK, Vionis P. REPAIR TECHNIQUES FOR COMPOSITE MATERIALS APPLICABLE TO WIND TURBINE BLADES. 2006.
- [97] Mishnaevsky L. Repair of wind turbine blades: Review of methods and related computational mechanics problems. *Renew Energy* 2019;140:828–39. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.113>.
- [98] Li H, Chen C, Wang T, Wang L. Experimental study of stepped-lap scarf joint repair for spar cap damage of wind turbine blade in service. *Applied Sciences* (Switzerland) 2020;10. <https://doi.org/10.3390/app10030922>.
- [99] Adapted Composite Repair Tooling for insitu wind turbine blades structural rehabilitation. 2015.
- [100] Mishnaevsky L. How to Repair the Next Generation of Wind Turbine Blades. *Energies* (Basel) 2023;16. <https://doi.org/10.3390/en16237694>.
- [101] . n.d. <https://aerones.com/wind-turbine-leading-edge-repair-robotics/> (accessed July 8, 2024).
- [102] RAPORT DE MONITORIZARE A SISTEMULUI DE PROMOVARE A ENERGIEI ELECTRICE PRODUSE DIN SURSE REGENERABILE DE ENERGIE ÎN ANUL 2022. 2023.
- [103] Romania Wind Energy Market Size&Share Analysis- Growth Trends& Forecasts (2024-2029) n.d. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/romania-wind-energy-market>.
- [104] . n.d. <https://globalwindatlas.info/en/area/Romania> (accessed July 8, 2024).

- [105] Wind Map Romania n.d. [https://eage.euroavia.ro/Wind\\_Map.pdf](https://eage.euroavia.ro/Wind_Map.pdf) (accessed July 8, 2024).
- [106] . n.d. [https://eage.euroavia.ro/Wind\\_Map.pdf](https://eage.euroavia.ro/Wind_Map.pdf) (accessed July 8, 2024).
- [107] Eolian farms in Romania n.d. <https://globalenergymonitor.org/projects/global-wind-power-tracker/summary-tables/> (accessed July 8, 2024).
- [108] . n.d. <https://cursdegovernare.ro/cele-mai-mari-parcuri-eoliene-din-europa-top-14-pe-ce-loc-e-romania.html> (accessed July 8, 2024).
- [109] . n.d. <https://www.gem.wiki/> (accessed July 8, 2024).
- [110] Lista parcuri eoliene - Romania n.d. <https://globalenergymonitor.org/projects/global-wind-power-tracker/> (accessed July 8, 2024).
- [111] Onea F, Rusu L, Rusu E, Bălan M. Romania's Offshore Wind Energy Resources: Natural potential, regulatory framework, and development prospects. n.d.
- [112] Marin R, Ciortan S, Rusu E. A novel method based on artificial neural networks for selecting the most appropriate locations of the offshore wind farms. *Energy Reports* 2022;8:408–13. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.248>.
- [113] LEGE 121 30/04/2024 privind energia eoliană offshore. 2024.
- [114] Parc eolean offshore n.d. [https://www.gem.wiki/Black\\_Sea\\_wind\\_farm](https://www.gem.wiki/Black_Sea_wind_farm) (accessed July 8, 2024).
- [115] Ziegler L, Gonzalez E, Rubert T, Smolka U, Melero JJ. Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;82:1261–71. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.100>.
- [116] Perera SMHD, Putrus G, Conlon M, Narayana M, Sunderland K. Wind Energy Harvesting and Conversion Systems: A Technical Review. *Energies (Basel)* 2022;15. <https://doi.org/10.3390/en15249299>.
- [117] Chen X, Eder MA. A Critical Review of Damage and Failure of Composite Wind Turbine Blade Structures. *IOP Conf Ser Mater Sci Eng*, vol. 942, IOP Publishing Ltd; 2020. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/942/1/012001>.
- [118] Stehly T, Duffy P, Mulas Hernando D. 2022 Cost of Wind Energy Review. 2023.
- [119] Beauson J, Madsen B, Toncelli C, Brøndsted P, Ilsted Bech J. Recycling of shredded composites from wind turbine blades in new thermoset polymer composites. *Compos Part A Appl Sci Manuf* 2016;90:390–9. <https://doi.org/10.1016/j.compositesa.2016.07.009>.
- [120] Dathu KPMYV, Hariharan R. Design of wind turbine blade material for higher efficiency. *Mater Today Proc*, vol. 33, Elsevier Ltd; 2020, p. 565–9. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.05.445>.
- [121] Mishnaevsky L, Johansen NFJ, Fraisse A, Fæster S, Jensen T, Bendixen B. Technologies of Wind Turbine Blade Repair: Practical Comparison. *Energies (Basel)* 2022;15. <https://doi.org/10.3390/en15051767>.
- [122] García Márquez FP, Peco Chacón AM. A review of non-destructive testing on wind turbines blades. *Renew Energy* 2020;161:998–1010. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.145>.
- [123] Ansal Muhammed K, Ramesh Kannan C, Stalin B, Ravichandran M. Experimental investigation on AW 106 Epoxy/E-Glass fiber/nano clay composite for wind turbine blade. *Mater Today Proc*, vol. 21, Elsevier Ltd; 2020, p. 202–5. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.04.221>.
- [124] Seralathan S, Pavan Veera Sai Ganesh C, Venganna BPR, Sai Srinivas N, Lokesh Chowdary B, Hariram V, et al. Simulation studies to analyze the static mechanical properties of helical Savonius vertical axis wind turbine blade. *Mater Today Proc*, vol. 33, Elsevier Ltd; 2020, p. 3737–45. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.06.139>.
- [125] MacCracken MC. *Global Warming: A Science Overview*, New York: Kluwer Academic/Plenum Publishers; 2001, p. 151–9.
- [126] IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu,



- and B. Zhou], United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press; 2023, p. 3–32. <https://doi.org/10.1017/9781009157896.001>.
- [127] Renewable Energy Agency I. WORLD ENERGY TRANSITIONS OUTLOOK 1.5° C PATHWAY. 2021.
- [128] Al-Yasiri Q, Géczi G. Global Warming Potential: Causes and Consequences. *Academia Letters* 2021. <https://doi.org/10.20935/al3202>.
- [129] van Vuuren DP, Edmonds J, Kainuma M, Riahi K, Thomson A, Hibbard K, et al. The representative concentration pathways: An overview. *Clim Change* 2011;109:5–31. <https://doi.org/10.1007/s10584-011-0148-z>.
- [130] Wayne GP, Wayne G. *The Beginner's Guide to Representative Concentration Pathways*. 2013.
- [131] RCP Database n.d. <https://tntcat.iiasa.ac.at/RcpDb/dsd?Action=htmlpage&page=compare> (accessed July 9, 2024).
- [132] Yang Y, Javanroodi K, Nik VM. Climate Change and Renewable Energy Generation in Europe—Long-Term Impact Assessment on Solar and Wind Energy Using High-Resolution Future Climate Data and Considering Climate Uncertainties. *Energies (Basel)* 2022;15. <https://doi.org/10.3390/en15010302>.
- [133] Bartok B, Tobin I, Vautard R, Vrac M, Jin X, Levvasseur G, et al. A climate projection dataset tailored for the European energy sector. *Clim Serv* 2019;16:100138. <https://doi.org/10.1016/j.cliser.2019.100138>.
- [134] Bloomfield HC, Brayshaw DJ, Troccoli A, Goodess CM, De Felice M, Dubus L, et al. Quantifying the sensitivity of european power systems to energy scenarios and climate change projections. *Renew Energy* 2021;164:1062–75. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.09.125>.
- [135] Smith A. *The Effect of Warming on Wind Speed and Potential Wind Power in Iceland*. 2017.
- [136] Khoirunisa R. Forecasted Climate Analysis from 2000 to 2100 Using RCP 4.5 and RCP 8.5 Model Scenario as A Hazard Early-Warning System in Prague City, Czech Republic. *Smart City* 2022;2. <https://doi.org/10.56940/sc.v2.i1.4>.
- [137] Smale B. *The beginning of system dynamics*. vol. 4. 1995.
- [138] Bertalanffy V. *The History and Status of General Systems Theory* Author(s): Ludwig. vol. 15. 1972.
- [139] Karjanto N, Acelajado MJ. Sustainable Learning, Cognitive Gains, and Improved Attitudes in College Algebra Flipped Classrooms. *Sustainability (Switzerland)* 2022;14. <https://doi.org/10.3390/su141912500>.
- [140] Vensim ® Ventana ® Simulation Environment DSS Professional PLE Plus PLE SyntheSim? User's Guide Version 5. 2007.
- [141] Duggan J. *An Introduction to System Dynamics*, 2016, p. 1–24. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-34043-2\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-319-34043-2_1).
- [142] Nair K, Shadman S, Chin CMM, Sakundarini N, Yap EH, Koyande A. Developing a system dynamics model to study the impact of renewable energy in the short- and long-term energy security. *Mater Sci Energy Technol* 2021;4:391–7. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2021.09.001>.
- [143] Jaime M-V, Javier I. Implementing climate change projections in System Dynamics models. *MethodsX* 2023;10:102044.
- [144] Gabino Martínez-Hernández A. *System Dynamics Modelling and Climate Change Adaptation in Coastal Areas: A Literature Review*. 2022.
- [145] Warlina L, Listyarini S. Dynamic Model to Reduce the Impact of Climate Change on the Environment and the Economy. *International Journal of Environmental Science and Development* 2017;8:489–95. <https://doi.org/10.18178/ijesd.2017.8.7.1002>.
- [146] Lori SS, Chris C, Adem D, Sibel E, Tom F, Travis F, et al. *En-ROADS Technical Reference*. 2024.
- [147] Gurney K (Kevin N). *An introduction to neural networks*. UCL Press; 1997.
- [148] Thakur A. *Fundamentals of Neural Networks*. *Int J Res Appl Sci Eng Technol* 2021;9:407–26. <https://doi.org/10.22214/ijraset.2021.37362>.

- [149] Chen Q, Folly KA. Wind Power Forecasting. IFAC-PapersOnLine, vol. 51, Elsevier B.V.; 2018, p. 414–9. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.738>.
- [150] Nazaré G, Rui C, Almeida Gabriel Filho LR. Wind power forecast using neural networks: Tuning with optimization techniques and error analysis. *Wind Energy* 2019;23:810–24.
- [151] Fomby T. SCORING MEASURES FOR PREDICTION PROBLEMS. n.d.
- [152] Zucatelli PJ, Nascimento EGS, Aylas GYR, Souza NBP, Kitagawa YKL, Santos AAB, et al. Short-term wind speed forecasting in Uruguay using computational intelligence. *Heliyon* 2019;5. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e01664>.
- [153] EasyNN-plus help The user interface manual 2. n.d.
- [154] Pythia-The Neural Network Designer Pythia-The Neural Network designer Introduction. 2000.
- [155] NeuralPower User Guide CPC-X Software. 2003.
- [156] Gee MG, Hutchings IM. General Approach and Procedures for Erosive Wear Testing. n.d.
- [157] Mathavan JJ, Patnaik A. Analysis of wear properties of granite dust filled polymer composite for wind turbine blade. *Results in Materials* 2020;5. <https://doi.org/10.1016/j.rinma.2020.100073>.
- [158] International A, indexed by mero files. Standard Test Method for Conducting Erosion Tests by Solid Particle Impingement Using Gas Jets 1. n.d.
- [159] Mishra P, Acharya SK. Solid particle erosion of Bagasse fiber reinforced epoxy composite. vol. 5. 2010.
- [160] Patnaik A. Development, characterization and solid particle erosion response of polyester based hybrid composites. National Institute of Technology, 2008.
- [161] Wood RJK, Wheeler DW. Design and performance of a high velocity air-sand jet impingement erosion facility. *Wear* 1998;220:95–112.
- [162] Hutchings IM. Solid Particle Erosive Wear Testing 2000. <https://doi.org/10.1361/asmhba0003284>.
- [163] Satapathy A, Patnaik A, Pradhan MK. A study on processing, characterization and erosion behavior of fish (Labeo-rohita) scale filled epoxy matrix composites. *Mater Des* 2009;30:2359–71. <https://doi.org/10.1016/j.matdes.2008.10.033>.
- [164] Patnaik A, Satapathy A, Biswas S. Effect of Particulate Fillers on Erosion Wear of Glass Polyester Composites: A Comparative Study using Taguchi Approach. vol. 5. 2010.
- [165] Raadnui S. Wear particle analysis - Utilization of quantitative computer image analysis: A review. *Tribol Int* 2005;38:871–8. <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2005.03.013>.
- [166] Digimizer image analysis software manual. 2018 n.d.
- [167] Klapetek P, Nečas D, Anderson C. Gwyddion user guide. 2004.
- [168] Verma AS, Yan J, Hu W, Jiang Z, Shi W, Teuwen JJE. A review of impact loads on composite wind turbine blades: Impact threats and classification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2023;178. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113261>.
- [169] Sugun BS, Rao R. Impactor Mass effects in polymer Matrix Composites under Low Velocity Conditions: A Repeated Drop Test Approach. *International Journal of Mechanical Engineering and Materials Sciences* 2009;2:49–56.
- [170] Ismail MF, Sultan MTH, Hamdan A, Shah AUM, Jawaid M. Low velocity impact behaviour and post-impact characteristics of kenaf/glass hybrid composites with various weight ratios. *Journal of Materials Research and Technology* 2019;8:2662–73. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2019.04.005>.
- [171] \*\*\*ASTM D 7136/D 7136M-12. Standard Test Method for Measuring the Damage Resistance of a Fiber-Reinforced Polymer Matrix Composite to a Drop-Weight Impact Event. n.d.
- [172] Carlsson LA, Donald •, Adams F, Pipes • R Byron. Experimental characterization of advanced composite materials. n.d.
- [173] Zahid B, Chen X. Development of a Helmet Test Rig for Continuously Textile Reinforced Riot Helmets. *International Journal of Textile Science* 2013;2013:12–20. <https://doi.org/10.5923/j.textile.20130201.03>.
- [174] ANALIZA POTENTIALULUI ENERGETIC EOLIAN LA NIVELUL REGIUNII CENTRU IN PERSPECTIVA DEZVOLTARII ECONOMICE DURABILE. n.d.

- [175] Parcuri eoliene n.d. <https://ecowatch.ro/2024/01/13/situatia-parcurilor-eoliene-pe-judete/> (accessed July 21, 2024).
- [176] Parcuri eoliene 2 n.d.
- [177] Abdi H. Coefficient of Variation, in *Encyclopedia of Research Design*. Sage; 2010.
- [178] Romeo M, Ciortan S, Amortila V, Rusu E. Long-term Wind Speed Evaluation for Romanian Wind Farms. 2023.
- [179] Ciortan S, Rusu E. *Analysis of Wave Energy Conversion with Dynamic Systems Theory*. 2019.
- [180] Blount P, McNamara Rory Mullan Donal Smith Peter Harte C, Doyle Brian Keville Barry Hooper B, McCormack Françoise Schorosch Peter Lefroy David MO, David McMullin Derek Scully Karen SO, Young Una JO, et al. *Building onshore wind*. n.d.
- [181] Vej NJ. *WindPRO / ENERGY Modelling of the Variation of Air Density with Altitude through Pressure, Humidity and Temperature* EMD International A/S. n.d.
- [182] Lacal-Aránzaga R, Yusta JM, Domínguez-Navarro JA. Offshore wind installation: Analysing the evidence behind improvements in installation time. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;92:133–45. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.044>.
- [183] Zonă pretabilă pentru parcuri eoliene offshore n.d. <https://globalwindatlas.info/en> (accessed July 22, 2024).
- [184] Marin R, Ciortan S, Rusu E. A novel method based on artificial neural networks for selecting the most appropriate locations of the offshore wind farms. *Energy Reports* 2022;8:408–13. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.248>.
- [185] Ciortan S, Rusu E. Prediction of the wave power in the Black Sea based on wind speed using artificial neural networks. *E3S Web of Conferences* 2018;51:01006. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20185101006>.
- [186] Locația optimizată n.d. <https://www.google.ro/maps/@45.1844249,27.821976,8z?entry=ttu> (accessed July 22, 2024).
- [187] Wensink H. *Fabrication of Microstructures by Powder Blasting*. University Twente, 2002.
- [188] Romeo M, Costel H, Buciumeanu M, Cristian M, Sorin C. ASSESMENT OF WIND TURBINE BLADES RESISTANCE IN ABRASIVE. *Proceedings of 22nd International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM* 2022. <https://doi.org/10.5593/sgem2022V/6.2>.