



UNIVERSITATEA POLITEHNICA DIN BUCUREȘTI
Școala Doctorală de Inginerie Electrică



TEZĂ DE DOCTORAT - REZUMAT -

CERCETĂRI PRIVIND ECHIPAMENTELE ȘI MAȘINILE
ELECTRICE PENTRU SISTEMELE EOLIENE DE PRODUCERE
A ENERGIEI

RESEARCH ON ELECTRICAL EQUIPMENT AND MACHINERY
FOR WIND ENERGY SYSTEMS

Doctorand: ing. Alexandru-Marius VIIȘOREANU

Conducător de doctorat: Prof. dr. ing. Constantin GHIȚĂ

București 2022

CUPRINS

INTRODUCERE.....	4
CAPITOLUL 1 GENERALITĂȚI PRIVIND ENERGIA EOLIANĂ.....	5
1.1. UTILIZAREA ENERGIEI EOLIENE ÎN LUME	5
1.2. UTILIZAREA ENERGIEI EOLIENE ÎN ROMÂNIA	6
CAPITOLUL 2 DESCRIEREA UNUI SISTEM EOLIAN DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE – SCHEME BLOC ȘI ELEMENTE COMPONENTE	8
2.1. CLASIFICAREA TURBINELOR EOLIENE	8
2.2. ELEMENTELE COMPONENTE ALE TURBINEI CU AX ORIZONTAL.....	9
2.3. GENERATOARE ELECTRICE UTILIZATE ÎN CENTRALELE EOLIENE	10
CAPITOLUL 3 FIABILITATEA, PROTECȚIA ȘI MENTENANȚA SISTEMELOR EOLIENE DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE	11
3.1. FIABILITATEA.....	11
3.2. DEFECTAREA SISTEMELOR EOLIENE	11
3.2.1. Modurile de defectare ale principalelor componente ale unui sistem eolian	12
3.2.2. Protecția sistemelor eoliene.....	13
3.3. MENTENANȚA SISTEMELOR EOLIENE.....	14
CAPITOLUL 4 STUDIUL POTENȚIALULUI EOLIAN DINTR-O LOCAȚIE ȘI METODOLOGIA DE ACHIZIȚIE ȘI PRELUCRARE A DATELOR DE VÂNT	16
4.1. CONSIDERAȚII PENTRU ALEGEREA AMPLASAMENTULUI	16
4.2. STUDIUL POTENȚIALULUI EOLIAN DIN AMPLASAMENTUL ALES	16
4.2.1. Importanța resursei de vânt	16
4.2.2. Metode și echipamente de măsurare a datelor de vânt.....	17
4.3. PRELUCRAREA DATELOR DE VÂNT	17
CAPITOLUL 5 OPTIMIZAREA UNUI PARC EOLIAN - MODELAREA ȘI ALEGEREA AMPLASAMENTULUI IDEAL ȘI A MODELULUI DE TURBINĂ FOLOSIND SOLUȚII SOFTWARE DEDICATE	20
5.1. PREZENTARE GENERALĂ SOFTWARE WASP	20
5.1.1. Harta topografică și prognoza regimului de vânt	20
5.2. OPTIMIZAREA AMPLASARII TURBINELOR ÎN TEREN.....	22
5.2.1. Simularea datelor parcului eolian într-o primă variantă de așezare	22
5.2.2. Simularea datelor parcului eolian după optimizarea amplasării	23
5.3. ALEGEREA MODELULUI DE TURBINĂ PENTRU AMPLASAMENTUL DAT .	24
5.3.1. Configurația I – turbină Vestas V90 1,8MW	24
5.3.2. Configurația II – turbină Vestas V90 2MW	24
5.3.3. Coeficientul de disponibilitate și parametrii economici.....	26
CAPITOLUL 6 EXPERIMENTĂRI PE MODELUL UNUI SISTEM EOLIAN DE LABORATOR	28
6.1. DESCRIEREA SISTEMULUI EOLIAN DE LABORATOR.....	28

6.2. FUNCȚIONAREA MODELULUI SISTEMULUI EOLIAN ȘI ÎNCERCĂRILE ÎN REGIM NORMAL DE FUNCȚIONARE	29
6.2.1. Schema de montaj realizată în laborator	29
6.2.2. Rezultate obținute în urma încercărilor în regim normal de funcționare	30
6.2.3. Caracteristicile modelului eolian în regim normal de funcționare.....	31
6.3. ÎNCERCĂRILE MODELULUI EOLIAN ÎN REGIMURI LIMITĂ.....	34
CAPITOLUL 7 CONCLUZII, CONTRIBUȚII ORIGINALE ȘI PERSPECTIVE DE CONTINUARE A CERCETĂRILOR.....	35
7.1. CONCLUZII	35
7.2. CONTRIBUȚII ORIGINALE.....	37
7.3. PERSPECTIVE DE CONTINUARE A CERCETĂRILOR	38
BIBLIOGRAFIE	39

INTRODUCERE

În prezent, trendul este de a renunța la sursele poluante până în 2050 și a dezvolta sursele regenerabile de energie. În literatura de specialitate există estimări cu privire la necesarul de putere instalată și energie generată din diferite surse pentru ca acest scenariu să fie viabil [1].

Tab.1. Energie generată la nivel mondial în diferite surse de energie și tendințele viitoare

Scenariu cu emisii zero până în 2050 [TWh]						
	2010	2019	2020	2030	2040	2050
Total energie generată	21520	26959	26762	37316	56553	71164
Regenerabile	4250	7114	7593	22817	47521	62333
- Solar – fotovoltaic	32	681	833	6970	17031	23469
- Solar CSP*	2	13	13	204	880	1386
- Eolian	342	1421	1596	8008	18787	24785
- Hidro	3446	4236	4347	5870	7445	8461
- Biocombustibil	360	672	709	1407	2676	3279
- Geotermal	68	91	94	330	625	821
Nuclear	2756	2790	2692	3777	4855	5497
Hidrogen și amoniac	-	-	-	875	1857	1713
Combustibili fosili cu CCUS**	-	1	1	459	1659	1332
Combustibili fosili	14480	17019	16440	9358	632	259
- Cărbune	8671	9911	9467	2947	0	0
- Gaz natural	4843	6356	6257	6222	626	253
- Petrol	966	752	716	189	6	6

*CSP = cu concentrarea radiației solare directe

**CCUS = captarea, utilizarea și stocarea carbonului

Putem spune ca energia electrică produsă cu ajutorul turbinelor eoliene are un viitor și trebuie să ne concentrăm atenția asupra metodelor de optimizare a parcurilor eoliene pentru a obține cei mai buni parametri tehnico-economici posibili.

SCOPUL TEZEI DE DOCTORAT

Pentru a obține un parametru de rentabilitate corespunzător pentru proiectele de parcuri eoliene este nevoie de o documentare, proiectare și optimizare riguroasă. În acest scop, lucrarea prezintă atât motivațiile economice, politice și de mediu ale implementării soluțiilor de parcuri

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat eoliene, cât și recomandările legate de efectuarea măsurătorilor de vânt și metode actuale, computerizate, de optimizare a amplasării și de alegere a modelului optim de turbină pentru locația propusă.

MULȚUMIRI

În semn de recunoștință doresc să mulțumesc tuturor celor care mi-au acordat sprijinul în realizarea acestei lucrări. Realizarea lucrării de față a fost elaborată cu ajutorul Departamentului de Masini Materiale și Acționări Electrice al Facultății de Inginerie Electrică din cadrul Universității Politehnica București.

Am plăcerea de a aduce mulțumiri deosebite și o profundă recunoștință domnului profesor doctor inginer Constantin GHIȚĂ, conducătorul științific al lucrării, pentru îndrumarea competentă și ajutorul adus pe tot parcursul realizării acestei teze de doctorat. În același timp, mulțumesc și Comitetului de îndrumare a activității mele doctorale din care au făcut parte domnul prof.dr.ing. Tiberiu TUDORACHE, domnul conf.dr.ing. Ion - Daniel ILINA și domnul conf.dr.ing. Aurel - Ionuț CHIRILĂ, pentru ajutorul acordat pe perioada de realizare a rapoartelor științifice aferente tezei de doctorat și a redactării finale a acesteia. O parte din rezultatele prezentate în lucrarea de doctorat au fost obținute cu sprijinul Programul Operațional Capital Uman, Axa prioritară 6 - Educație și competențe din cadrul proiectului “Dezvoltarea competențelor de antreprenoriat ale doctoranzilor și postdoctoranzilor – cheie a succesului în carieră” (A-Succes) Cod MySMIS: 125125

Nu în ultimul rând, doresc să mulțumesc familiei mele pentru susținerea și încurajarea permanentă în vederea realizării prezentei teze de doctorat.

CAPITOLUL 1

GENERALITĂȚI PRIVIND ENERGIA EOLIANĂ

1.1. UTILIZAREA ENERGIEI EOLIENE ÎN LUME

La sfârșitul anului 1984 funcționau deja 8469 turbine eoliene în statul California SUA, capacitatea totală a acestora având puterea de aproximativ 550 MW. Ele erau construite în zone cu vânt puternic și grupate în așa-numitele “wind farms”. În Europa creșterea puterii instalate în domeniul energiei eoliene ia avânt în perioada 1998 - 2003 când se înregistrează o creștere de aproximativ 39% pe an. [2].

În momentul de față Comisia Europeană a stabilit un obiectiv ambițios de a atinge neutralitatea climatică până în anul 2050, adoptând o serie de acțiuni, printre care și dezvoltarea surselor regenerabile de energie. Directiva 2009/28/CE privind energia din surse regenerabile

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat stabilește o politică generală privind promovarea și producția energiei din surse regenerabile.[3], [4].

Conform unui raport realizat în 2021 de “Global Wind Energy Council” [5], anul 2020 a fost unul record pentru energia eoliană, istoric fiind cel mai bun an la nivel global din punct de vedere al creșterii puterii instalate cu 53% față de anul precedent și o putere nou instalată de 93 GW. Astfel puterea eoliană total instalată la nivel global ajunge la 743 GW în creștere cu 14 % față de anul 2019.

În Fig. 1.1 se prezintă puterea instalată onshore și offshore în energia eoliană la nivel mondial în anul 2020, pentru principalele țări care folosesc energia eoliană.

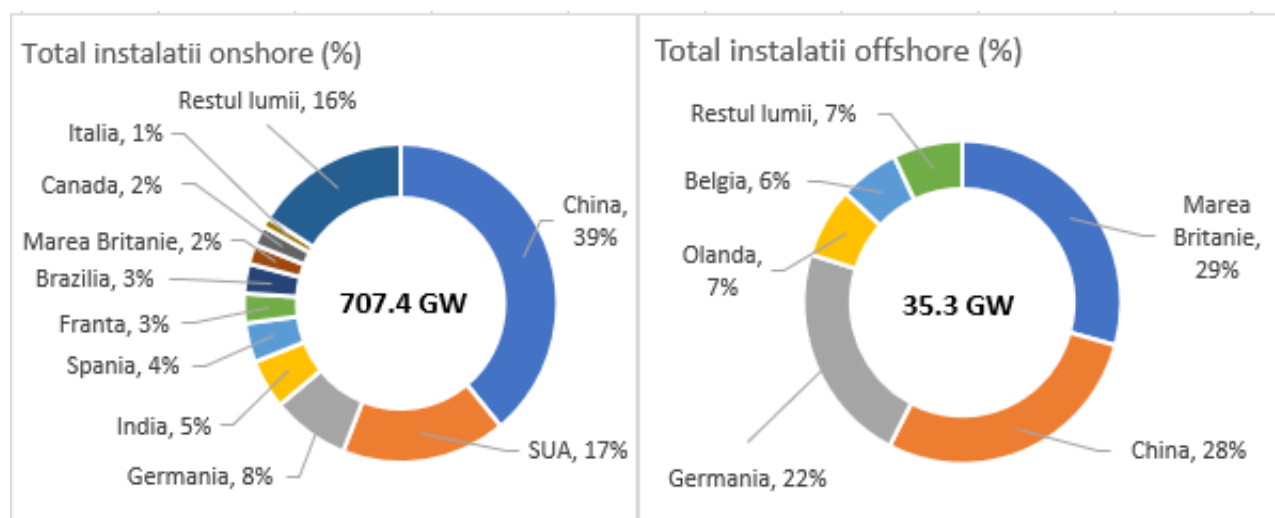


Fig. 1.1 Puterea instalată în energia eoliana la nivel mondial în 2020 [5]

Reducerea costurilor de la turbinele eoliene mai mari, inovațiile în instalare și riscul redus al investitorilor vor stimula implementarea astfel: până în 2030, IRENA se așteaptă ca prețul mediu al unui kW instalat în eolianului terestru să continue să scadă cu 25% față de nivelurile din anul 2018, în timp ce prețul eolianului offshore va scădea cu 55% față de anul 2018 [6]. Dar este necesară o creștere accelerată a energiei eoliene și a energiilor regenerabile care poate limita încălzirea globală la „mult sub” 2°C, așa cum este stabilit în Acordul de la Paris [7].

În următorii 10 ani, instituțiile internaționale solicită să aibă loc o transformare profundă a sistemului. Investiția globală anuală totală în energie curată și infrastructura de sistem activă trebuie să crească de la 380 miliarde USD în 2020 la 1,6 trilioane USD până în 2030, potrivit Agenției Internaționale a Energiei (IEA) [8].

1.2. UTILIZAREA ENERGIEI EOLIENE ÎN ROMÂNIA

Conform proiectului “Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050” realizat de Ministerul Economiei, Energiei și Mediului de Afaceri [9], în anul 2017, în

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat România, principalele resurse de energie primară au fost de 34291.4 mii tep, din care 21305.5 mii tep din producție internă și restul din import (**tep** – tone echivalent petrol).

Din punct de vedere al producției de energie electrică, România are un mix diversificat, bazat în mare parte pe resursele interne. Energia eoliană reprezintă 15,4 % din total, adică o putere instalată de aproximativ 3 GW (Fig. 1.2).

Puterea instalata in capacitatile de productie energie electrica - 19583.03 MW

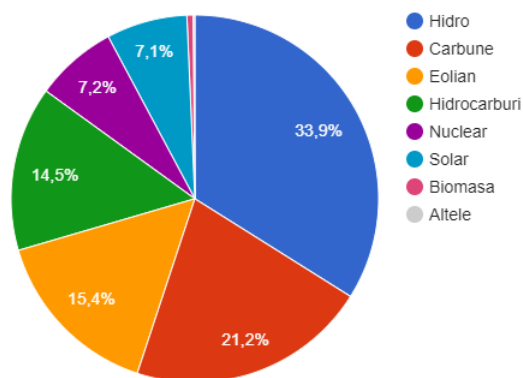


Fig.1.2. Puterea instalată în România în procente – situația din august 2021 [10].

Conform unui raport special realizat de Curtea de Conturi Europeană în 2019, costul producerii de energie electrică din surse regenerabile a devenit comparabil cu cel aferent combustibililor fosili, cel al producerii de energie electrică din centrale eoliene fiind de câțiva ani în intervalul de cost al producerii energiei electrice din combustibili fosili. Acesta reprezintă costul per MWh al construirii și exploatării pe o durată financiară estimată [11].

Tab. 1.1. Costuri comparative 2010 vs 2020 [12].

	Cost total de instalare			Costul total egalizat al energiei electrice		
	(USD/kW)			(USD/kWh)		
	2010	2020	Schimbare (procent)	2010	2020	Schimbare (procent)
Biomasa	2619	2543	-3%	0.076	0.076	0%
Geotermal	2620	4468	71%	0.049	0.071	45%
Hidroenergie	1269	1870	47%	0.038	0.044	18%
Solar	4731	883	-81%	0.381	0.057	-85%
Eolian onshore	1971	1355	-31%	0.089	0.039	-56%
Eolian offshore	4706	3185	-32%	0.162	0.084	-48%

CAPITOLUL 2

DESCRIEREA UNUI SISTEM EOLIAN DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE – SCHEME BLOC ȘI ELEMENTE COMPONENTE

Energia electrică poate fi generată în mai multe feluri. Aproape în fiecare caz, un combustibil este utilizat pentru a roti o turbină, care acționează un generator, care alimentează rețeaua electrică. Același lucru este valabil și pentru energia electrică generată de vânt (energia eoliană): vântul este “combustibilul” care antrenează turbina, care acționează generatorul, care produce energia electrică. Spre deosebire de centralele clasice pe combustibili fosili în care acest combustibil este ars pentru a antrena turbinele, centralele eoliene folosesc vântul, un “combustibil” gratuit și curat, procesul fiind unul fără emisii de gaze cu efect de seră.

2.1. CLASIFICAREA TURBINELOR EOLIENE

Evoluția turbinelor eoliene moderne este o poveste de inginerie și abilități științifice, împreună cu un puternic spirit antreprenorial. În ultimii 20 - 25 de ani, turbinele au crescut în dimensiune și putere de până la 100 ori, de la puteri de 25 kW și diametre ale palelor de câțiva metri, până la puteri de (2 – 3) MW și diametre ale palelor de 60 - 100 metri. Cea mai mare turbină onshore construită până în momentul de față este modelul E - 126 de la Enercon, o turbină de 7,58 MW cu o înălțime a turnului de 135 metri și un rotor de diametru 127 metri [13]. Pentru aplicațiile offshore puterile sunt și mai mari, ajungând la (14 – 15) MW și diametre de până la 222 metri – modele Vestas V236 sau Siemens Gamesa SG 14 - 222 DD.

Clasificarea turbinelor eoliene se poate face după mai multe criterii.

1. În funcție de **puterea** electrică generată, turbinele pot fi de putere mică, sub 100 kW, sau de mare putere, peste 100 kW.
2. În funcție de **locul** de amplasare: terestră (onshore) sau marină (offshore).
3. În funcție de **direcția de orientare a axei**: cu axa orizontală sau cu axă verticală.
4. În funcție de **numărul de pale**: există turbine cu o pală, două, trei sau chiar pale multiple. Cele mai eficiente și cele mai utilizate sunt cele cu trei pale.

Pe lângă modelele deja clasice de turbine eoliene, de-a lungul timpului au fost construite și alte modele care nu au avut prea mare succes. În continuare se dezvoltă noi modele și tehnologii de captare a energiei vântului și conversia acesteia în energie electrică. Un astfel de model este “Vortex Bladeless” care este o turbină eoliană fără pale, care funcționează pe baza vibrațiilor induse de curenții de aer rezonanți. Acesta valorifică energia eoliană dintr-un fenomen de vorticitate numit “Vortex Shedding”, cunoscut și ca “Vârtejuri Kármán”. Practic,

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat tehnologia fără pale constă dintr-un cilindru fixat vertical cu o tijă elastică. Cilindrul oscilează pe o gamă de vânt, care apoi generează electricitate printr-un sistem cu alternator [14]. În Fig.2.1 se prezintă acest model.

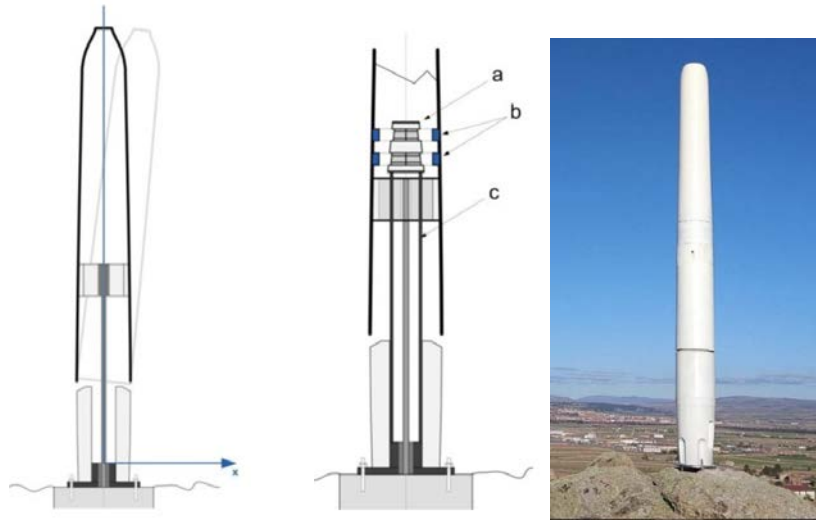


Fig.2.1. Model turbină “Vortex Bladeless” și principalele elemente componente: a. Parte fixă a statorului; b. Partea mobilă a alternatorului; c. Suportul statorului.

O posibilă aplicație pentru acest model de turbină este de instalare a acestora pe autostrăzi și drumuri expres, înlocuind despărțitoarele de sensuri de mers. Astfel, curenții de aer generați de mașinile care circulă cu viteză pot fi valorificați și transformați în energie electrică de aceste turbine.

2.2. ELEMENTELE COMPONENTE ALE TURBINEI CU AX ORIZZONTAL

Tehnologia turbinelor eoliene s-a dezvoltat rapid în ultimii 20 de ani, dar principiul de funcționare al acestora a rămas în mare parte neschimbat. Sistemele mecanice din componența turbinelor au evoluat și ele, în prezent fiind utilizate două sisteme principale (Fig. 2.2):

- sistemul la care mișcarea de rotație a turbinei este transmisă către generator prin intermediul unei cutii de viteze (multiplicator de turație);
- sistem fără cutie de viteze, cu acționare directă asupra axului generatorului.

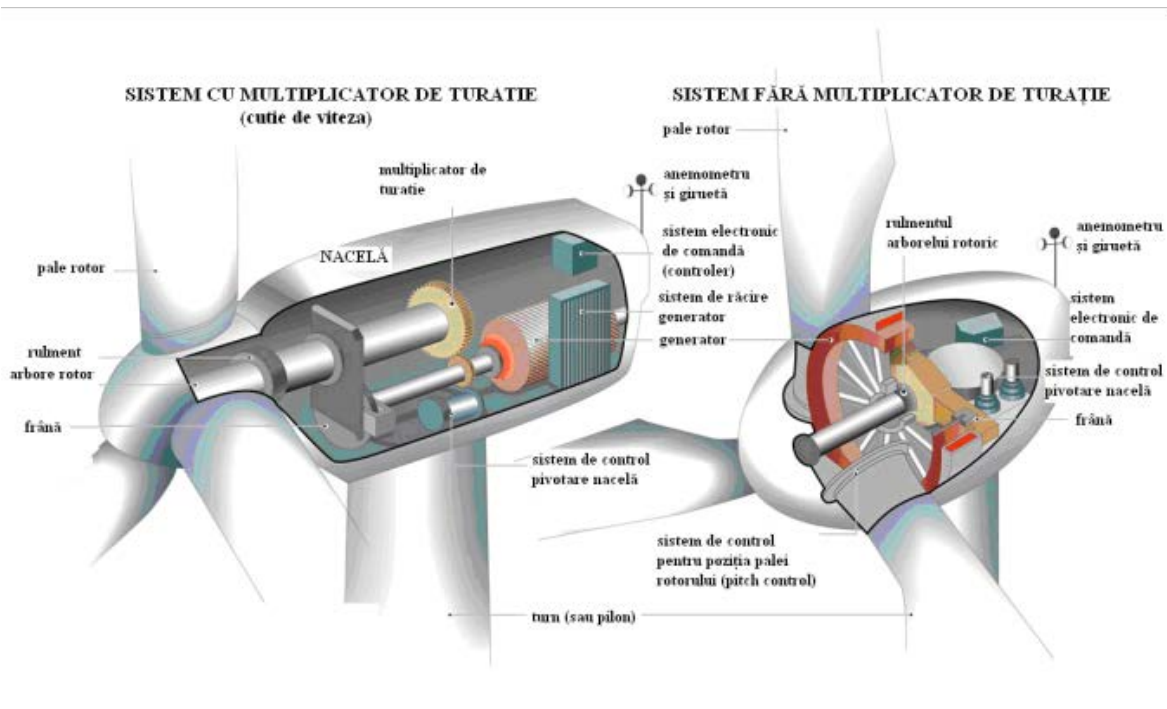


Fig.2.2. Sistem de acționare turbină eoliană cu sau fără cutie de viteze (multiplicator de turajie) [15]

Turbina eoliană cu ax orizontal poate fi împărțită în 4 subansambluri principale: fundație, turn sau pilon, nacelă și rotor. **Nacela** considerată ca fiind camera mașinilor pentru turbina eoliană, are în componența sa mai multe echipamente, cum ar fi: generatorul electric, multiplicatorul de turajie (dacă este cazul), arborele principal (de care este conectat și rotorul), dispozitivul de frânare, sistemele de răcire și pivotare, echipamentele electronice de comandă și control. Nacela este construită astfel încât să se poată roti pe turnul din oțel pentru a permite orientarea rotorului perpendicular pe direcția vântului, mișcare realizată printr-un sistem de control automat conectat direct la girueta aflată pe nacelă.

Costurile procentuale ale unui sistem eolian de putere 1,5 MW construit de firma Enercon din Germania sunt următoarele [16]:

- Generatorul electric 16,31 %
- Multiplicatorul de turatie 10,29 %
- Materiale de construcție (fundație, turn, elice, alte elemente constructive) 54,61 %
- Electronică de putere 4,15 %
- Transport elemente componente și realizarea fizică a construcției sistemului 13,45 %
- Mentenanță 1,19 %

2.3. GENERATOARE ELECTRICE UTILIZATE ÎN CENTRALELE EOLIENE

Generatorul electric este echipamentul folosit pentru conversia energiei mecanice (rotația arborelui) în energie electrică. În mod curent există mai multe modele de turbine eoliene

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat care folosesc diferite sisteme de conversie electromecanică. La modul general, putem spune că sunt folosite două tipuri de generatoare electrice: sincrone și asincrone.

Generatoarele sincrone sunt principalele surse de producere a energiei electrice folosite în centralele clasice dar și în centralele eoliene. Acestea au excitația (sistemul magnetic) compusă în general din magneți permanenți sau din bobine rotorice alimentate în curent continuu print-un ansamblu de perii și inele colectoare.

Generatoarele asincrone se regăsesc din ce în ce mai des în turbinele eoliene, acestea având câteva avantaje comparativ cu cele sincrone, cum ar fi: costul de producție mai scăzut, fiabilitate mai bună, mentenanță simplă și permisivitatea variațiilor de viteză în limite stabilite. Unul din marile dezavantaje ale generatorului asincron este faptul că are nevoie de energie reactivă, ceea ce presupune costuri suplimentare cu bateriile de condensatoare sau penalități pentru consumul energiei reactive din rețeaua electrică în care este conectat [17].

CAPITOLUL 3

FIABILITATEA, PROTECȚIA ȘI MENTENANȚA SISTEMELOR EOLIENE DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE

3.1. FIABILITATEA

Fiabilitatea este unul din cele mai importante atribute ale unui echipament sau sistem, de care trebuie ținut cont la proiectarea și construcția acestuia. În cadrul sistemelor eoliene de producere a energiei electrice, unul din principalele dezavantaje care împiedicau în trecut implementarea acestor soluții era prețul de producție ridicat și fiabilitatea redusă.

Abordarea calitativă a fiabilității poate fi descrisă printr-o serie de indicatori, cum ar fi capacitatea echipamentului de a nu se defecta, durata de viață a acestuia și capacitatea de a fi repus în funcțiune prin reparație. Analiza calitativă a fiabilității ajută la identificarea punctelor slabe și a potențialelor defecte care pot apărea. Într-o strânsă legătură cu termenul de fiabilitate se folosesc și alți termeni precum: durabilitate, deteriorare, defectare și mentenanță.

3.2. DEFECTAREA SISTEMELOR EOLIENE

Întreruperea sau alterarea capacității unui sistem sau element de a-și îndeplini funcția pentru care a fost construit sau de a lucra în parametrii acceptabili se numește defectare. În teoria fiabilității defectul este un eveniment fundamental și reprezintă deviația caracteristicilor sistemului de la condițiile admisibile de funcționare.

Modurile de defectare sunt una din informațiile esențiale necesare în evaluarea și îmbunătățirea fiabilității unui sistem. Modul de defectare reprezintă efectul sau fenomenul datorită căruia a survenit defecțiunea (de exemplu un scurtcircuit). Într-o turbină eoliană avem mai multe elemente componente la care pot apărea defecte. Principalele componente sunt:

- Componente structurale: turn, pale și nacelă;
- Componente mecanice: angrenaje, lagăre, axe, cuplaje etc.;
- Componente electrice: generator, transformator, motoare de acționare, automatizari etc.

Conform datelor din literatura de specialitate, ratele medii de defectare ale principalelor subsisteme ale unei turbine eoliene de (2 – 3) MW sunt prezentate în Fig. 3.1, unde se poate vedea că doar trei dintre subsisteme (electrice, convertoare și de control) cauzează mai mult de jumătate (55%) din totalul defecțiunilor unei turbine eoliene [19], [20], [21].

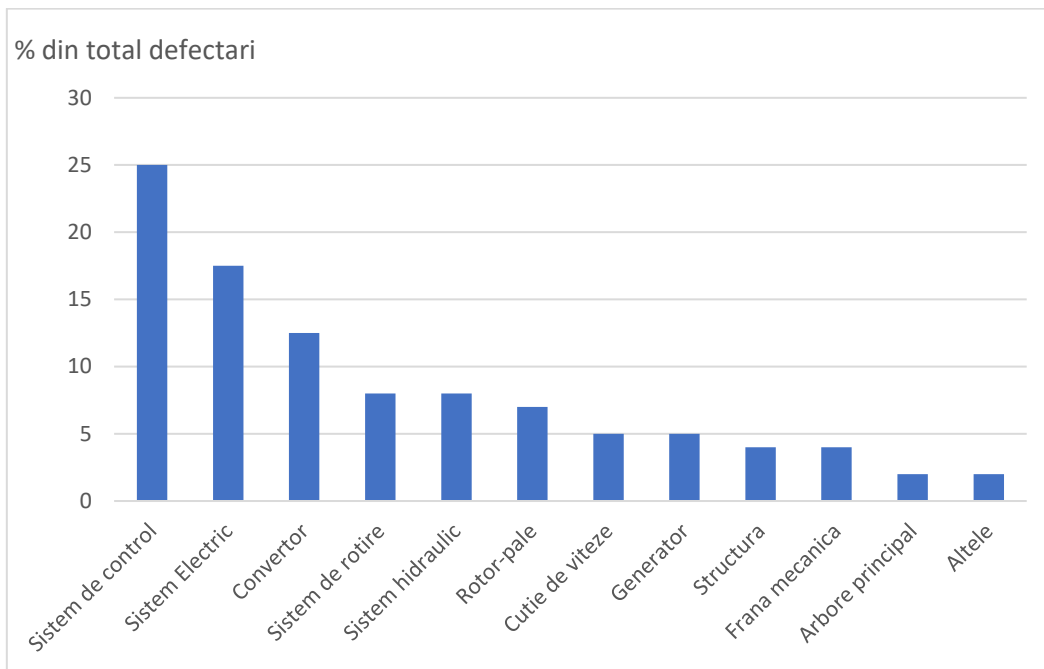


Fig. 3.1. Distribuția defecțiunilor pe subsisteme ale unei turbine eoliene

3.2.1. Modurile de defectare ale principalelor componente ale unui sistem eolian

a) Defecte la nivelul palelor

Acestea apar în general datorită modificării rugozității suprafeței palelor. Acest fenomen poate apărea datorită defectelor de fabricație, influenței poluării, depunerii de gheață pe suprafața palelor sau a impactului cu animale zburătoare. Defectele de rugozitate produc un dezechilibru al maselor rotative ce au ca efect apariția unor forțe centrifuge suplimentare care se transmit către turn și nacelă.

b) Defecte ale sistemului de antrenare

Defectele sistemului de antrenare în general sunt defecte tipice care apar cel mai frecvent sub forma crăpăturilor sau a dezechilibrelor de masă la nivelul arborelui. Câteva dintre cauzele apariției acestor defecte sunt: defecte de fabricație, defecte survenite la transport sau montaj, suprasarcini de cuplu, proiectare defectuoasă, încovoiere datorată forțelor rotorice asimetrice.

c) Defecte ale lagărelor de rostogolire

Defectele lagărelor de rostogolire pot fi cauzate de suprasarcină, supraîncălzire, distrugere prin frecare sau coroziune. Aceste defecte pot fi monitorizate și preîntâmpinate cu ajutorul senzorilor de vibrații. Informațiile primite de la acești senzori pot fi analizate din punct de vedere al distribuției temporale a vibrațiilor (algoritmi statici), algoritmi de analiză în domeniul de timp al vibrațiilor sau algoritmi de analiză a frecvenței vibrațiilor [18].

d) Defecte ale cutiei de viteze (multiplicator de turatie)

La fel ca și în cazul lagărelor de rostogolire, și la cutia de viteze pot fi folosiți senzorii de vibrații pentru detecția defectelor mecanice. De asemenea, pot fi folosiți și senzori de monitorizare a temperaturii, senzori de monitorizare a uleiului de ungere precum și accelerometru pentru monitorizarea vitezelor de rotație.

e) Defecte ale generatorului

Parametrii caracteristici ai mediului ambiant (temperatură, umiditate, altitudine) care determină uzura izolației statorului, precum și solicitările termice, electrice și mecanice sunt strâns legate de defectarea mașinilor rotative. Principala cauză a defectării izolației și a bobinajului statorului este supraîncălzirea. Majoritatea producătorilor au luat măsuri pentru îmbunătățirea fiabilității mașinilor rotative prin instalarea de senzori de temperatură în diferite puncte critice, precum și senzori care măsoară tensiunea, curentul și fluxul magnetic în regiunile de capăt ale bobinelor.

Cele mai frecvent întâlnite moduri de defectare ale generatoarelor pot fi din fabrică prin accidente de asamblare, supraîncălzirea bobinajului, izolare proastă etc. sau în exploatare prin încălzire excesivă, uzură sau corpuri străine care pătrund în mașină.

3.2.2. Protecția sistemelor eoliene

Unul dintre cele mai importante componente ale unei turbine eoliene sunt sistemele de monitorizare a stării și a parametrilor de funcționare a echipamentelor componente. Din aceste sisteme fac parte și senzorii electrici sau optici. Fără senzori, turbinele eoliene ar fi, fără

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat îndoială, mai puțin sigure, mai costisitoare de exploatat, incapabile să prezică și să rezolve cu exactitate defecțiunile iminente sau ar putea avea o durată de viață mai mică decât cei douăzeci și cinci de ani în care se așteaptă să funcționeze

Turbinele eoliene sunt complexe și au un număr mare de componente, o bună parte din acestea pot fi monitorizate cu ajutorul senzorilor, precum: senzorii de poziție, de temperatură, presiune, nivel, accelerometrele sau senzorii de proprietăți ale fluidelor de ungere.

Ținând cont de modelul constructiv unic al turbinelor eoliene, aceste structuri înalte sunt predispușe avariilor datorate condițiilor climatice. Turbinele eoliene se pot ridica la înălțimi de peste 200 metri și în general sunt situate pe terenuri înalte, în câmp deschis, ceea ce le face să fie expuse loviturilor de trăsnet. Cele mai expuse componente sunt nacela și palele care sunt realizate din materiale compozite, capabile să suporte o lovitură de trăsnet directă, dar supratensiunea se poate propaga în echipamentele electrice din interiorul nacellei și prin transformator în rețeaua electrică.

Sistemul de protecție împotriva loviturilor de trăsnet și a supratensiunii de natură atmosferică pentru turbina eoliană este format din două sisteme principale: un sistem extern de protecție împotriva trăsnetului (exemplu paratrăsnet) și echipamente de protecție împotriva supratensiunii, pentru a proteja echipamentele electrice și electronice. Cele mai cunoscute modele constructive de descărcătoare sunt cele cu oxizi metalici (DOM) fără eclatoare de amorsare și descărcătoarele cu carbură de siliciu cu eclatoare de amorsare și rezistoare variabile de șuntare (DRV). [22], [23].

Unul din cele mai importante și mai costisitoare echipamente din ansamblul unei turbine eoliene este transformatorul. Liniile electrice de înaltă tensiune pentru transportul la distanță a energiei electrice produse în centralele eoliene sunt supuse la solicitări foarte mari în cazul producerii unor lovituri de trăsnet în apropierea acestora, datorită supratensiunilor generate de aceste trăsnete. Aceste supratensiuni sunt foarte mari și pot atinge valori de (8 – 12) ori mai mari decât valorile nominale ale tensiunilor înfășurărilor transformatorului [24].

Există în literatura de specialitate cercetări privind diferite metode de diminuare a efectului supratensiunii asupra transformatorului, fie prin modificarea anumitor parametrii constructivi fie prin adăugarea elementelor suplimentare de protecție, cum sunt inelele de gardă sau ecranele de protecție [25], [26], [27].

3.3. MENTENANȚA SISTEMELOR EOLIENE

Conform normei Europene EN 13306:2001 – Maintenance Terminology [28], mentenanța este definită ca fiind ansamblul tuturor acțiunilor de management, administrative și tehnice, destinate menținerii și restabilirii unui echipament sau sistem într-o stare în care să-și

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat
poată îndeplinii funcția pentru care a fost construit și instalat, pe toată perioada de viață definită de producător.

Cheltuielile care pot apărea în ciclul de viață al unui echipament sunt: cheltuielile de proiectare, fabricație, transport, instalare și punere în funcțiune, exploatare, mentenanță și/sau reparare.

În exploatare, fiabilitatea și rentabilitatea sistemelor eoliene este determinată de tipul de strategie de mentenanță aplicat. Acestea pot fi împărțite în trei categorii:

- mentenanță corectivă;
- mentenanță preventivă;
- mentenanță predictivă.

Mentenanța corectivă poate fi descrisă ca fiind acțiunea de intervenție asupra unui echipament sau ansamblu după producerea unei defecțiuni (exemplu: reparația sau schimbarea echipamentului defect). Această strategie de mentenanță presupune reparații și înlocuiri complete ale problemelor apărute, încă din fază incipientă.

În trecut, costurile de producție erau principalul punct de interes. În prezent, se caută metode de diminuare a costurilor de mentenanță, dar mergând pe conceptul de intervenție asupra echipamentului sau ansamblului, numai în momentul în care acesta s-a defectat, nu putem controla apariția defectelor și nici nu putem îmbunătății prea mult costurile de întreținere.

Conceptul de **mentenanța preventivă** are la bază o acțiune preventivă executată la intervale de timp bine stabilite, recomandate de către firma producătoare a echipamentului sau rezultate din experiența de exploatare și care are ca scop prevenirea defectării unor echipamente sau reducerea probabilității de evoluție în timp a unor defecțiuni. Acest concept poate fi interpretat ca fiind programul de mentenanță care are ca scop eliminarea sau prevenirea acțiunilor corective sau reactive.

Totuși, nu este cea mai bună opțiune din punct de vedere al costului efectiv, deoarece o serie de echipamente nu vor rămâne în exploatare până la sfârșitul timpului lor de viață posibil. Pentru a îmbunătății costul, se poate trece de la mentenanța bazată pe timp, la mentenanța predictivă, bazată pe măsurători.

La baza conceptului de **mentenanță predictivă** este utilizarea aparatelor de măsură și a senzorilor dedicați pentru monitorizarea stării echipamentelor în timp real. Acest tip de mentenanță mai este numită și mentenanță bazată pe stare. Monitorizarea continuă a diferitelor echipamente, diagnosticarea și interpretarea acestor măsurători are ca scop depistarea unei stări, care în timp poate deveni un defect. Prin identificarea acestor stări și prin acțiuni concrete de remediere, probabilitatea de apariție a defectului este diminuată drastic.

CAPITOLUL 4

STUDIUL POTENȚIALULUI EOLIAN DINTR-O LOCAȚIE ȘI METODOLOGIA DE ACHIZIȚIE ȘI PRELUCRARE A DATELOR DE VÂNT

Vântul este unul dintre fenomenele meteorologice cu probleme complexe în ceea ce privește redarea cartografică a distribuției spațiale atât din cauza că el este o mărime vectorială caracterizată de două marimi principale și anume viteza și direcția, cât și din cauza condițiilor locale care au o puternică influență asupra acestuia (de exemplu: configurația terenului, rugozitatea, obstacole etc.).

4.1. CONSIDERAȚII PENTRU ALEGEREA AMPLASAMENTULUI

La alegerea amplasamentului unei turbine eoliene trebuie ținut cont de mai multe criterii. Pe lângă existența potențialului eolian valorificabil, trebuie studiate o serie de alte criterii importante cum ar fi:

- Reducerea impactului asupra mediului;
- Existența rețelelor electrice de transport a energiei electrice generate de parcul eolian;
- Existența în zonă a unui potențial de forță de muncă calificată pentru realizarea și exploatarea parcului eolian;
- Existența unei infrastructuri rutiere corespunzătoare.

La proiectele de parcuri eoliene există și o serie de poluanți fizici de care trebuie ținut cont: zgomot, impact vizual, umbrire și apariția unor câmpuri electromagnetice.

4.2. STUDIUL POTENȚIALULUI EOLIAN DIN AMPLASAMENTUL ALES

În prezenta teză de doctorat se va studia amplasarea unui parc eolian în România, județul Galați, comuna Smârdan, lângă satul Mihail Kogălniceanu. Turbinele vor fi amplasate pe o serie de terenuri agricole din vecinătatea satului și a drumului județean 251.

Coordonatele geografice ale locației sunt: 45° 30' 24" latitudine nordică și 27° 53' 42" longitudine estică.

4.2.1. Importanța resursei de vânt

Pentru orice dezvoltator de parcuri eoliene, hărțile generale de vânt disponibile în literatura de specialitate sau în diferite studii, nu sunt suficient de utile pentru alegerea locației și pentru justificarea economică a finanțării. În acest sens este nevoie de măsurători locale ale potențialului eolian (viteza și direcția vântului) pentru a putea calcula și simula date cât mai precise în locația dorită.

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

Producția de energie electrică a unui parc eolian poate fi estimată realizând atlasul de vânt local cu ajutorul datelor obținute din stațiile meteorologice din apropierea locației, dar în general aceste date sunt cumulate cu un nou set, obținut prin instalarea unui turn de măsură în zona dorită.

4.2.2. Metode și echipamente de măsurare a datelor de vânt

Măsurătorile precise ale potențialului eolian dintr-o locație au o importanță deosebită în estimarea cât mai bună a producției de energie electrică a unui parc eolian, acest parametru fiind unul definitoriu între un proiect fezabil și unul nefezabil.

Pe turnurile de măsură, în general se montează mai multe anemometre, la diferite înălțimi, de exemplu 40, 50 și 60 metri și minim două giruete. Pe lângă acestea, în zonele care sunt predispuse condițiilor climatice reci, se instalează și senzori de temperatură. Toate datele măsurate sunt înregistrate și stocate într-un concentrator de date. Unele sisteme sunt prevăzute inclusiv cu un modem de conexiune la internet pentru transmiterea datelor în timp real către un server sau în “cloud”.

Pe lângă turnurile de măsură pe bază de anemometre și giruete, există și alte soluții de monitorizare de la sol, fără necesitatea unui turn înalt. Două exemple de astfel de dispozitive sunt:

- SODAR (“*SONic Detection And Ranging*”): acest dispozitiv se bazează pe emiterea și recepția undelor sonore, pe baza cărora măsoară viteza vântului prin efect Doppler;
- LIDAR (“*LIGHT Detection And Ranging*”): acest dispozitiv funcționează similar cu Sodar, pe același principiu, doar că emit și recepționează lumina de la un laser.

Aceste tipuri de dispozitive sunt relativ noi apărute în acest domeniu, dar și-au arătat deja valoarea prin precizia măsurătorilor și ușurința cu care se instalează. Cel mai mare avantaj al acestora este acela că nu necesită turn de măsură, fac măsurători până la 200 metri înălțime, dar în același timp sunt soluții mai costisitoare.

4.3. PRELUCRAREA DATELOR DE VÂNT

De-a lungul timpului a fost observată caracteristica repetitivă multianuală a vântului, ceea ce face ca măsurătorile efectuate pe o perioadă de 12 luni să fie relevante pentru estimarea multianuală a potențialului eolian dintr-o locație. În această lucrare s-au considerat măsurători înregistrate pe o perioadă de 12 luni, cu un turn de măsură cu anemometre montate la 40, 50 și 60 metri înălțime. Pentru prelucrarea datelor măsurate s-a considerat folosirea programului *Windographer*.

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

Odată încărcate în programul de analiză, măsurătorile sunt prelucrate automat și sunt generate diferite grafice standardizate și/sau personalizabile, care sunt relevante în analiza potențialului eolian. Unul dintre acestea este diagrama numită “roza vânturilor”, în care se reprezintă distribuția frecvențelor de apariție a vântului din diferite direcții. În Fig. 4.1 se poate vedea această diagramă.

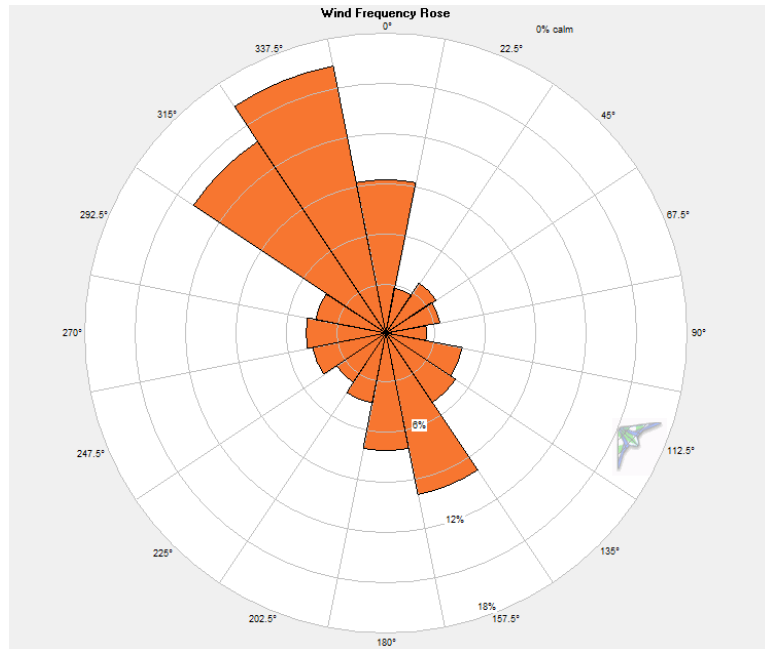


Fig. 4.1. Roza vântului – frecvența de apariție a vântului dintr-o anumită direcție

Pe lângă datele importante prezentate în roza vântului, trebuie analizat un alt parametru foarte important pentru calculul producției de energie a unui parc eolian și anume frecvența de apariția a vitezelor vântului. Aceasta descrie durata de timp, ca procent din totalul perioadei în care au fost realizate măsurătorile, în care vitezei vântului s-a încadrat într-un interval de valori fixate.

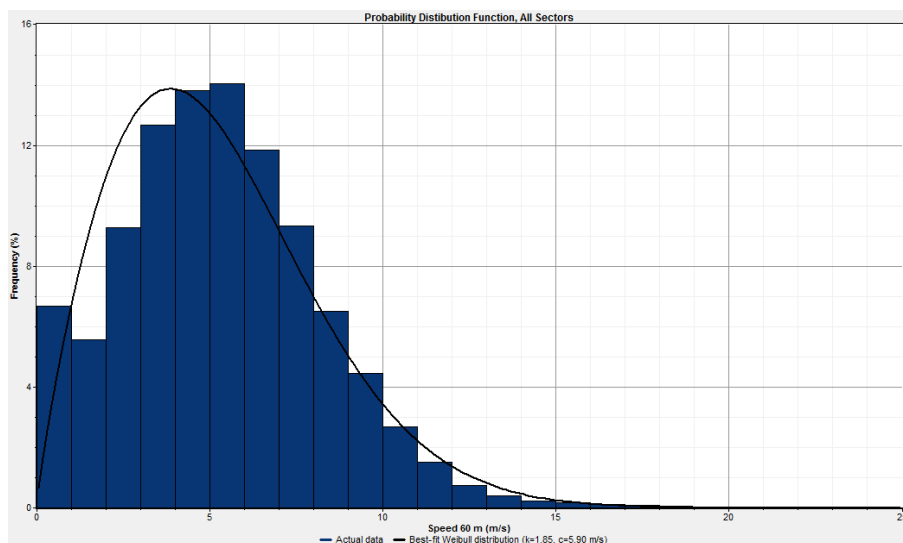


Fig. 4.2. Frecvența de apariție a vitezelor vântului – distribuția Weibull

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

Ca exemplu, putem observa din graficul prezentat în Fig.4.2 că în 14% dintr-un an (perioada măsurătorilor) viteza vântului s-a încadrat în intervalul (5 – 6) m/s.

În Tab. 4.1. sunt sintetizate cele mai importante valori măsurate sau calculate în urma datelor din măsurători.

Tab. 4.1. Rezumat valori importante

Variabila	Viteza la 60m	Viteza la 50m	Viteza la 40m
Viteza medie a vântului (m/s)	5.27	4.876	4.795
Viteza minimă a vântului (m/s)	0.4	0.3	0.4
Viteza maximă a vântului (m/s)	23	22.4	22.1
k - Parametrul de formă Weibull	1.852	1.748	1.859
Densitatea medie de putere (W/m ²)	174	144	133
Energie medie anuală valorificabilă (kWh/m ² /an)	1,524	1,263	1,166
Număr de date înregistrate	52,560	52,560	52,560
Număr de date pierdute	0	0	0
Număr de ore de valori maxime ale vântului	23	23	22

La un amplasament cu turbinele la 100 metri față de sol, viteza medie a vântului ar fi aproximativ 5.8 m/s. În general se poate lua în considerație montarea de turbine eoliene numai dacă viteza medie a vântului este de peste 5 m/s cu o frecvență ridicată de apariție a vitezelor vântului de peste 4 m/s. Considerăm astfel că amplasamentul dat în această lucrare, conform măsurătorilor de vânt, este fezabil pentru studierea în continuare a alegerii turbinelor și amplasarea lor efectivă în teren, astfel vom putea calcula puterea instalată și generată de parcul eolian. Acest pas este de asemenea important în determinarea condițiilor tehnico-economice pentru amplasarea unui parc eolian în locația studiată. Studiul amplasării și alegerii turbinelor se realizează folosind programul de proiectare WAsP, prezentat în capitolul următor.

Observatii: Unele dintre rezultatele obținute în prezentul capitol se bazează pe o documentare realizată pe baza datelor obținute prin consultarea unor site-uri accesibile cum ar fi [29], [30], [31], [32] precum și accesarea referințelor bibliografice indicate la finalul acestora. Dintre acestea, de mare ajutor au fost și site-urile Administrației Naționale de Meteorologie și Meteoblue din care s-au extras unele date folosite pe parcursul capitolului 4.

CAPITOLUL 5

OPTIMIZAREA UNUI PARC EOLIAN - MODELAREA ȘI ALEGEREA AMPLASAMENTULUI IDEAL ȘI A MODELULUI DE TURBINĂ FOLOSIND SOLUȚII SOFTWARE DEDICATE

La proiectarea și optimizarea unui parc eolian, fie prin utilizarea soluțiilor software, fie prin metodele clasice, trebuie ținut cont de o serie de pierderi care pot fi estimate sau calculate prin diferite metode. Aceste pierderi pot fi importante ca valoare și pot face diferența între un proiect fezabil sau nefezabil. La trecerea vântului de o turbină, energia și viteza în urma acesteia este mai scăzută. Pierderile *de proximitate* se referă la influența turbinelor asupra celorlalte datorită acestui efect.

5.1. PREZENTARE GENERALĂ SOFTWARE WASP

WASP este un software specializat pentru evaluarea resursei eoliene, a unui amplasament și calculul randamentului energetic total al parcurilor eoliene. Acest software poate fi folosit pentru orice locație, indiferent de tipul de teren. WASP este o abreviere de la “Wind Atlas Analysis and Application Program” și este dezvoltat și distribuit de Departamentul de Energie Eoliană al Universității Tehnice din Dăneștii de Jos (fost Laborator Național Risø). Principalele aplicații în care poate fi folosit sunt: [33]

- Calculul randamentului unei turbine sau a unui parc eolian;
- Amplasarea parcului eolian în teren;
- Calculul potențialului eolian pentru evaluarea unui amplasament și cartografierea resursei de vânt.

5.1.1. Harta topografică și prognoza regimului de vânt

Programele de calcul specializate pentru parcuri eoliene sunt relativ simplu de folosit și au nevoie de o serie de date de intrare: măsurători de vânt, harta topografică a terenului, caracteristicile turbinei eoliene folosite și amplasarea acestora în teren. [36]. După stabilirea locației și efectuarea măsurătorilor de vânt, următorul pas este realizarea hărții vectoriale a terenului într-un format acceptat de software-ul utilizat. Realizarea hărții se poate face în mai multe moduri, din mai multe surse.

Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) a fost o misiune internațională coordonată de NASA în anul 2000, care a avut drept scop cartografierea radar a întregului Pământ și crearea celei mai complete baze de date topografice. Toate aceste înregistrări sunt disponibile gratuit

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat online, din diferite surse, într-un format care trebuie prelucrat ulterior în software de genul GlobalMapper[34] pentru a obține harta topografică digitală în formatul acceptat de software-ul de proiectare. Procesul este destul de rapid și presupune costuri minime, datele SRTM fiind gratuite. Cu toate acestea, hărțile topografice realizate cu datele SRTM nu au o precizie foarte bună, putând să afecteze simulările ulterioare legate de parcul eolian. [35]

În această fază s-a considerat suficient de precisă întocmirea hărții din date SRTM. Harta astfel obținută a fost încărcată în WASP, unde a fost amplasat turnul de măsură în locația spațială în care a fost instalat și în teren (Fig. 5.1). Coordonatele prezentate în Fig.5.3. (X-Y) sunt în sistem Stereo70.

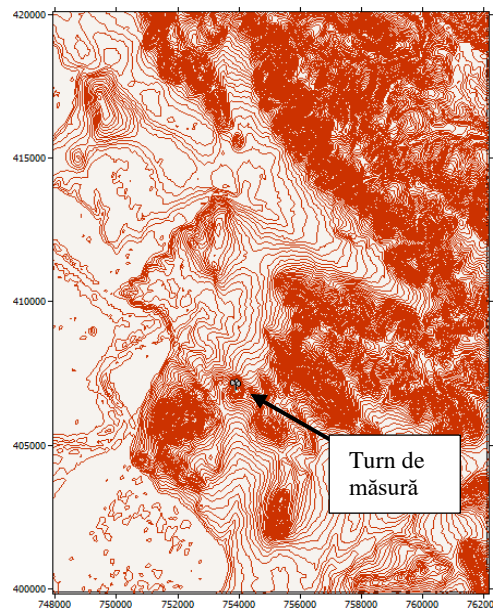


Fig. 5.1. Hartă topografică și turn de măsură – fereastră de lucru WASP

Urmează realizarea prognozei regimului de vânt din locația studiată, ceea ce presupune analiza tuturor înregistrărilor.

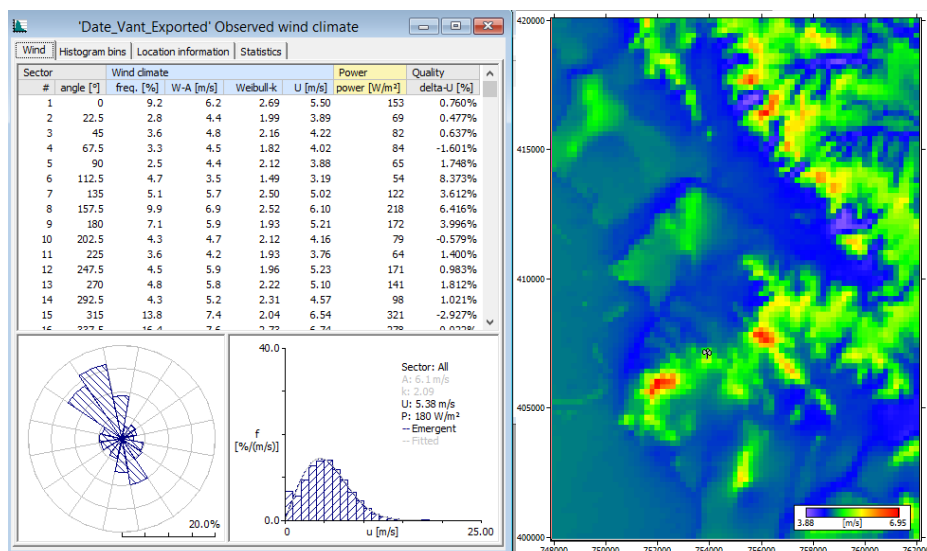


Fig. 5.2. Date de vânt încărcate și procesate în program – prognoza regim de vânt (dreapta)

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

Prognoza regimului de vânt este realizată automat de program în urma introducerii hărții topografice și a datelor de vânt măsurate de turnul amplasat conform Fig. 5.1 și Fig. 5.2. La folosirea acestei funcții, putem selecta numărul de puncte în care va fi realizat calculul. Cu cât numărul de puncte este mai mare, cu atât harta de vânt prezentată în Fig.5.2 (dreapta) va fi mai bine definită. În funcție de performanțele de procesare ale calculatorului folosit cât și de numărul de puncte ales, realizarea prognozei poate dura și câteva zile.

5.2. OPTIMIZAREA AMPLASARII TURBINELOR ÎN TEREN

După încărcarea tuturor datelor menționate anterior, mai sunt doi pași: alegerea modelului de turbină pe care îl dorim și amplasarea acestora în teren. Având disponibile o serie de modele deja încărcate în WAsP putem alege dintre acestea, sau dacă este nevoie de un alt model, îl putem crea, introducând caracteristicile de funcționare. În exemplul din această lucrare s-a folosit o turbină din baza de date, model Vestas V90 de putere 1,8 MW, cu o înălțime a axului rotoric la 100 metri.

După alegerea modelului de turbină eoliană, ultimul pas este amplasarea acestora în teren, conform restricțiilor impuse de zonă (sate, drumuri, linii electrice, canale de irigație etc.). De asemenea, la amplasare trebuie ținut cont și de alte aspecte care vor determina randamentul parcului eolian. De exemplu, pentru a amplasa turbinele în zonele cu vânt prielnic, din software, prin informațiile introduse până la acest moment, se poate genera și afișa harta locală de vânt (Fig.5.2). Astfel, putem alege să amplasăm turbinele, dacă nu avem alte restricții, în zonele cu cele mai bune viteze de vânt. Un alt aspect de care trebuie ținut cont este ca amplasarea turbinelor să se realizeze pe cât posibil sub formă de caroiaj cu distanțe între turbine de 7-9 diametre rotorice ($D = 90$ metri) pe direcția predominantă a vântului și 5-7 diametre pe direcția perpendiculară acesteia [37]. Această recomandare va ajuta la îmbunătățirea performanțelor turbinelor prin diminuarea pierderilor de proximitate.

5.2.1. Simularea datelor parcului eolian într-o primă variantă de așezare

Conform restricțiilor și recomandărilor menționate, s-a realizat o primă variantă de amplasare a unui număr de 10 turbine.

După amplasarea turbinelor pe hartă, se rulează programul pentru a calcula o întreagă serie de parametrii caracteristici pentru evaluarea parcului eolian studiat. (Tab. 5.1 – locația inițială)

Din aceste valori se poate deduce că pierderile de proximitate totale pe parcul eolian sunt de 6.84%. Această valoare totală, precum și valorile individuale ale turbinelor sunt peste valoarea recomandată de maxim 5% pierderi de proximitate (excepție turbinele 6, 8, 9 și 10 care au pierderi mai mici de 5%).

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

Pentru a optimiza manual acest amplasament, se vor urmări pașii de mai jos:

1. Se re pozi ționează turbinele cu pierderile de proximitate mai mari de 5% și turbinele cu cea mai mică valoare a puterii generate, ținând cont de recomanările de amplasare și de datele obținute în prima simulare;
2. Se refac calculele și dacă pierderile de proximitate ale turbinelor au scăzut sub 5% și puterile generate au crescut, atunci putem considera acel amplasament ca fiind optim;
3. Dacă pierderile de proximitate ale turbinelor nu au scăzut sub 5% sau puterile generate sunt mici, atunci se încearcă re pozi ționarea uneia sau a mai multor turbine, în funcție de caz, până ajungem la situația prezentată la punctul 2.

Există și aplicații software dedicate aranjării automate a turbinelor în teren (ex. WindPro), dar acestea sunt costisitoare iar rezultatele obținute nu au o precizie prea bună, ceea ce face necesară intervenția la final a utilizatorului pentru mici ajustări.

5.2.2. Simularea datelor parcului eolian după optimizarea amplasării

Analizând datele simulate pentru prima așezare și respectând recomandările precizate anterior, a fost realizată o a doua așezare. După amplasarea turbinelor pe hartă, se ruleaza programul pentru a calcula din nou parametrii caracteristici pentru evaluarea parcului eolian. Această variantă finală de așezare poate presupune reamplasarea turbinelor și simularea parametrilor de mai multe ori, până când ajungem la valorile considerate optime. În situația de față, turbina 6 a rămas pe poziție, turbinele 1, 2, 4, 5, 7 și 8 au fost doar ușor ajustate, iar turbinele 3, 9 și 10 au fost re pozi ționate pe hartă. În Tab. 5.1 sunt prezentate cele mai importante valori, comparate pentru cele două amplasări.

Tab. 5.1. Comparația dintre indicatori pentru cele două amplasări

Nr. turbină	Locația inițială			Locația optimizată			Diferența procentuală		
	Brut AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Pierderi proximitate [%]	Brut AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Pierderi proximitate [%]	Brut AEP [%]	Net AEP [%]	Pierderi proximitate* [%]
Turbina 001	6.559	6.137	6.43	6.368	6.137	3.62	-3.00	0.00	-77.62
Turbina 002	5.898	5.229	11.34	6.440	6.251	2.94	8.42	16.35	-285.71
Turbina 003	4.16	3.849	7.47	5.932	5.824	1.81	29.87	33.91	-312.71
Turbina 004	6.098	5.621	7.81	6.187	6.125	1	1.44	8.23	-681.00
Turbina 005	5.667	4.829	14.8	5.920	5.802	1.99	4.27	16.77	-643.72
Turbina 006	6.021	5.95	1.18	6.021	5.956	1.08	0.00	0.10	-9.26
Turbina 007	3.179	2.957	6.98	5.953	5.744	3.5	46.60	48.52	-99.43

Turbina 008	6.261	6.05	3.36	6.244	6.067	2.83	-0.27	0.28	-18.73
Turbina 009	1.81	1.731	4.36	5.624	5.507	2.08	67.82	68.57	-109.62
Turbina 010	5.433	5.236	3.62	5.784	5.654	2.24	6.07	7.39	-61.61
Total parc eolian	51.08	47.59	6.84	60.47	59.1	2.32	15.53	19.43	-194.83

*) De exemplu, pentru turbina 001, diferența procentuală a pierderilor de proximitate s-a

$$\text{calculat astfel: } \frac{3,62 - 6,43}{3,62} \cdot 100 = -77,62\%$$

Se poate vedea că energia anuală netă în anumite cazuri a crescut cu până la 68.57% (turbina 9), iar pierderile de proximitate au scăzut de aproximativ 7 ori. (turbinele 4 și 5). Astfel, pe întreg parcoul eolian studiat, pierderile de proximitate au scăzut cu 194.83%, iar energia anuală netă generată a crescut cu 19.43%, până la o valoare de 59.1 GWh/an.

5.3. ALEGEREA MODELULUI DE TURBINĂ PENTRU AMPLASAMENTUL DAT

Scopul acestui studiu de caz este acela de a demonstra cât de importantă este alegerea corespunzătoare a modelului de turbină, astfel prin simpla înlocuire a unei turbine eoliene cu alt model de turbină se pot produce modificări majore în eficiența parcului, în anumite condiții putând face diferența între un proiect fezabil și unul nefezabil.

A fost luată în considerare amplasarea optimă calculată anterior și au fost refăcute simulările pentru trei modele de turbină:

- Vestas V90 1.8MW
- Vestas V90 2MW
- Vestas V90 3MW

5.3.1. Configurația I – turbină Vestas V90 1,8MW

În Tab.5.1 sunt prezentate valorile rezultate în urma simulării pentru acest model de turbină. (locația optimizată)

5.3.2. Configurația II – turbină Vestas V90 2MW

În Tab. 5.2 sunt prezentate valorile rezultate în urma simulării optimizate pentru acest model de turbină de 2MW.

Tab. 5.2. Listă parametrii rezultați pentru varianta de așezare optimă – Vestas V90 2MW

Nr. turbina	Locatie Stereo70	Inaltime amplasament	Inaltime turbine	Brut AEP	Pierderi proximitate	Viteza medie a vantului	Densitate de putere
	[m]	[m]	[m]	[GWh]	[%]	[m/s]	[W/m ²]
Turbina 001	(751946.7,4 05853.3)	298	100	6.658	3.58	8	410
Turbina 002	(752085.8,4 05986.1)	309	100	6.740	2.92	8	419
Turbina 003	(751818.7,4 05657.3)	266	100	6.185	1.78	7.7	369
Turbina 004	(755927.4,4 07806.6)	376	100	6.449	1	7.8	373
Turbina 005	(756265.1,4 07674.2)	383	100	6.154	2.05	7.6	344
Turbina 006	(755594.8,4 17654.4)	410	100	6.226	1.11	7.7	354
Turbina 007	(756249.8,4 16501.3)	408	100	6.206	3.55	7.7	367
Turbina 008	(756110.1,4 16379.8)	406	100	6.524	2.86	7.9	396
Turbina 009	(756470.2,4 16888.7)	455	100	5.834	2.13	7.5	324
Turbina 010	(752452.4,4 06024.1)	267	100	6.021	2.28	7.5	345

Parametru	Minim	Mediu	Maxim	Total parc eolian
Net AEP [GWh]	5.71	6.157	6.543	61.565
Brut AEP [GWh]	5.834	6.304	6.74	63.039

Se poate vedea că prin schimbarea modelului de turbină de la 1.8MW la 2MW, energia netă anuală generată de întreg parcul eolian a crescut de la 59.07GWh/an la 61.565GWh/an, care reprezintă o creștere de 2.5GWh/an sau 4.224%. În același timp, prin modificarea modelului de turbină și a dimensiunilor acesteia, păstrând același amplasament, pierderile de proximitate se modifică, valoarea medie pe întreg parcul eolian crescând la 2.34% de la 2.32%.

5.3.3. Configurația III – turbină Vestas V90 3MW

În Tab.5.3 sunt prezentate valorile obținute în urma simulării pentru acest model de turbină de 3MW.

Tab. 5.3. Listă parametrii rezultați pentru varianta de așezare optimă – Vestas V90 3MW

Nr. Turbine	Locatie Stereo70	Inaltime amplasament	Inaltime turbina	Brut AEP	Pierderi proximitate	Viteza medie a vantului	Densitate de putere
	[m]	[m]	[m]	[GWh]	[%]	[m/s]	[W/m ²]
Turbina 001	(751946.7,4 05853.3)	298	100	7.658	3.5	8	410
Turbina 002	(752085.8,4 05986.1)	309	100	7.775	2.89	8	419
Turbina 003	(751818.7,4 05657.3)	266	100	7.42	1.71	7.7	369

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

Turbina 004	(755927.4,4 07806.6)	376	100	7.319	1.03	7.8	373
Turbina 005	(756265.1,4 07674.2)	383	100	6.912	2.35	7.6	344
Turbina 006	(755594.8,4 17654.4)	410	100	7.069	1.27	7.7	354
Turbina 007	(756249.8,4 16501.3)	408	100	7.058	3.79	7.7	367
Turbina 008	(756110.1,4 16379.8)	406	100	7.482	3.05	7.9	396
Turbina 009	(756470.2,4 16888.7)	455	100	6.507	2.37	7.5	324
Turbina 010	(752452.4,4 06024.1)	267	100	6.803	2.45	7.5	345

Parametru	Minim	Mediu	Maxim	Total parc eolian
Net AEP [GWh]	6.352	6.987	7.55	69.866
Brut AEP [GWh]	6.507	7.162	7.775	71.623

Se poate vedea că prin schimbarea modelului de turbină de la 1.8MW la 3MW, energia netă anuală generată de întreg parcul eolian a crescut de la 59.07GWh/an la 69.866GWh/an, care reprezintă o creștere de 10.8GWh/an sau 18.277%. În același timp, prin modificarea modelului de turbină și a dimensiunilor acesteia, păstrând același amplasament, pierderile de proximitate se modifică, valoarea medie pe întreg parcul eolian crescând la 2.45% de la 2.32%.

5.3.3. Coeficientul de disponibilitate și parametrii economici

Pentru comparația celor trei variante de turbine putem urmări câțiva parametri: energia netă anuală generată de întreg parcul, coeficientul de disponibilitate, costul parcului eolian și perioada de recuperare a investiției.

În Tab.5.4 sunt prezentați toți coeficienții de disponibilitate calculați pentru fiecare turbină și pentru întreg parcul eolian, pentru cele trei modele de turbină studiate.

Tab. 5.4. Listă coeficienți de disponibilitate

Nr. Turbine	V90 1.8MW	V90 2MW	V90 3MW	V90 1.8MW	V90 2MW	V90 3MW	V90 1.8MW	V90 2MW	V90 3MW	V90 1.8MW	V90 2MW	V90 3MW
	Net AEP			Puterea medie anuală			Coef. Disponibilitate			Disponibilitate		
	[GWh]			[kW]						ore/an		
Turbina 001	6.137	6.42	7.39	700.57	732.88	843.61	0.39	0.37	0.28	3409.4	3210.0	2463.3
Turbina 002	6.251	6.543	7.55	713.58	746.92	861.87	0.40	0.37	0.29	3472.8	3271.5	2516.7
Turbina 003	5.824	6.075	6.922	664.84	693.49	790.18	0.37	0.35	0.26	3235.6	3037.5	2307.3
Turbina 004	6.125	6.385	7.243	699.20	728.88	826.83	0.39	0.36	0.28	3402.8	3192.5	2414.3
Turbina 005	5.802	6.028	6.749	662.33	688.13	770.43	0.37	0.34	0.26	3223.3	3014.0	2249.7

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

Turbina 006	5.956	6.197	6.979	679.91	707.42	796.69	0.38	0.35	0.27	3308.9	3098.5	2326.3
Turbina 007	5.744	5.986	6.791	655.71	683.33	775.23	0.36	0.34	0.26	3191.1	2993.0	2263.7
Turbina 008	6.067	6.338	7.254	692.58	723.52	828.08	0.38	0.36	0.28	3370.6	3169.0	2418.0
Turbina 009	5.507	5.71	6.352	628.65	651.83	725.11	0.35	0.33	0.24	3059.4	2855.0	2117.3
Turbina 010	5.654	5.884	6.636	645.43	671.69	757.53	0.36	0.34	0.25	3141.1	2942.0	2212.0
Total parc eolian	59.067	61.566	69.866	6742.81	7028.08	7975.57	0.37	0.35	0.27	3281.5	3078.3	2328.9

Din aceste date calculate, putem observa că disponibilitatea turbinei de 3MW este aproximativ 27% din an, care este o valoare mică. Recomandarea este ca acest coeficient de disponibilitate să fie peste 0.35. Valorile calculate în Tab.5.4 au ținut seama doar de energiile nete simulate în WASP și nu au ținut cont și de perioadele de indisponibilitate datorate defecțiunilor apărute, mentenanță sau indisponibilitatea rețelei electrice. Evident că real, valorile din tabel vor fi, în aceste cazuri, mai mici.

Costul instalării unui parc eolian, conform datelor din Tab.1 este de 1355 \$/kW la instalațiile eoliene on-shore. Conform [38], pentru “Piata Centralizata pentru energie electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi”, prețul mediu ponderat al energiei electrice în 2021 a fost de 287.44 lei/MWh, iar certificatele verzi au avut un pret mediu ponderat de 142.22 lei/MWh, deci putem spune că pentru 1MWh livrat în rețea primim aproximativ 97\$. Astfel, cu acești parametrii putem calcula costul parcului eolian în cele trei variante, suma anuală recuperată prin vânzarea energiei electrice (beneficiu anual), perioada de recuperare a investiției (ROI – return of investment) și profitul estimat după 20 ani care este durata de viață estimată a parcului eolian.

Valorile exprimate în paragraful anterior în lei pot fi transformate în \$ (dolari), ținând seama de cursul de schimb folosit și anume: 1\$ = 4,429 lei.

Tab.5.5. Parametrii economici

Model turbină	Putere instalată	Preț parc eolian	Net AEP	Beneficiu anual	ROI	Profit
	kW	milioane \$	GWh	milioane \$	ani	milioane \$
V90 1.8MW	18000	24.39	59.067	5.73	4.26	90.20
V90 2MW	20000	27.1	61.566	5.97	4.54	92.34
V90 3MW	30000	40.65	69.866	6.78	6.00	94.89

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

Valorile din Tab.5.5 țin cont doar de valorile energiei generate și tranzacționate, fără a ține cont de perioadele de indisponibilitate, de costurile de reparație/mentenanță ș.a. Pentru o analiză completă ar trebui ținut cont de toate costurile, pe toată perioada de viață a parcului eolian. În acest studiu, s-au considerat suficient de relevante valorile din Tab.5.5 pentru a alege un model de turbină.

Astfel, ținând cont de energia netă anuală generată de întreg parcul, coeficientul de disponibilitate, costul parcului eolian, perioada de recuperare a investiției (ROI) și profitul rezultat după perioada de viață a turbinelor, putem exclude varianta de turbină de 3MW, datorită următoarelor elemente:

- Are coeficient de disponibilitate foarte mic;
- ROI mai mare cu 18-21 luni comparativ cu turbinele de 2MW, respectiv 1.8MW;
- Prețul parcului eolian este mult mai mare, aproape dublu față de celelalte variante;
- Profitul rezultat după perioada de viață a turbinelor este foarte apropiat de celelalte două variante;

Rămân valabile variantele de turbină de 1,8MW și 2MW, toți parametrii calculați fiind apropiați, putem spune că oricare din cele două variante sunt fezabile.

CAPITOLUL 6

EXPERIMENTĂRI PE MODELUL UNUI SISTEM EOLIAN DE LABORATOR

În ultima perioadă, consumul și costurile cărbunelui și al petrolului pentru producerea energiei electrice au crescut și odată cu acestea a crescut și gradul de poluare prin folosirea acestor metode clasice de obținere a energiei electrice. Piața producătorilor de energie și-a îndreptat atenția, în ultima perioadă, spre metode alternative de generare a energiei electrice.

În București, instalarea unei turbine eoliene nu este economică deoarece potențialul eolian al zonei este redus pe perioada unui an. Din această cauză, realizarea unui sistem eolian real a fost înlocuită cu un model de laborator al acestuia, model care înlocuiește elicea de antrenare a generatorului cu un sistem format din trei componente: un convertor de frecvență variabilă, un motor asincron și un divizor mecanic de turație.

6.1. DESCRIEREA SISTEMULUI EOLIAN DE LABORATOR

În Fig.6.1. se prezintă schema bloc a sistemului eolian folosit pentru experimentări. Acest model de laborator prezentat este funcțional și se află în laboratorul de Mașini Electrice al Facultății de Inginerie Electrică din Universitatea Politehnică din București.

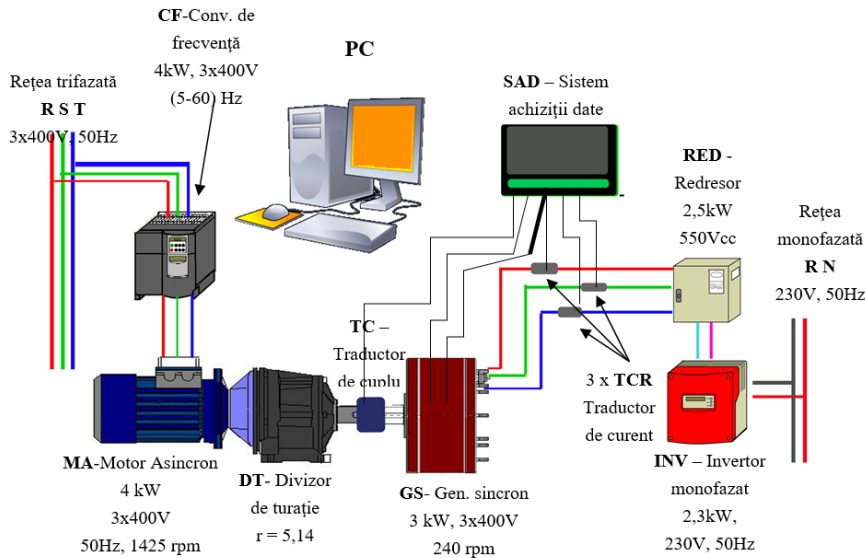


Fig. 6.1. Schema generală a modelului experimental al sistemului eolian

În plus, față de elementele prezentate în Fig. 6.1, în lucrare se mai prezintă și câteva elemente specifice modelului de laborator: traductoare de tensiune, turație, temperatură, curent și o placă de achiziții de date cu port de comunicație USB.

6.2. FUNCȚIONAREA MODELULUI SISTEMULUI EOLIAN ȘI ÎNCERCĂRILE ÎN REGIM NORMAL DE FUNCȚIONARE

Sistemul eolian funcționează stabil pentru orice frecvență cuprinsă în intervalul (5 ... 60) Hz, dacă nu există variații foarte rapide ale valorilor acestei frecvențe. În cazul în care apar variații rapide ale vitezei vântului (tornade, vijelii puternice) acestea sunt echivalente cu variația foarte rapidă a frecvenței convertorului de frecvență, caracterizată pentru modelul de laborator, prin rotirea bruscă a butonului de reglaj al frecvenței care conduce la apariția în circuitul generatorului a unor șocuri de curent, șocuri care conduc la deconectarea automată a modelului de la rețeaua monofazată la care acesta este conectat (se stinge becul de culoare verde de pe panoul sistemului și se aprinde becul de culoare roșie, de pe același panou). Regimul de funcționare al modelului asigură la ieșire o tensiune alternativă sinusoidală monofazată. Energia produsă de sistem este injectată în rețeaua respectivă.

6.2.1. Schema de montaj realizată în laborator

În regim normal modelul eolian funcționează continuu, dacă nu se intervine cu comenzi care simulează regimuri de avarie. În Fig. 6.2. se prezintă schema de montaj pentru realizarea măsurătorilor.

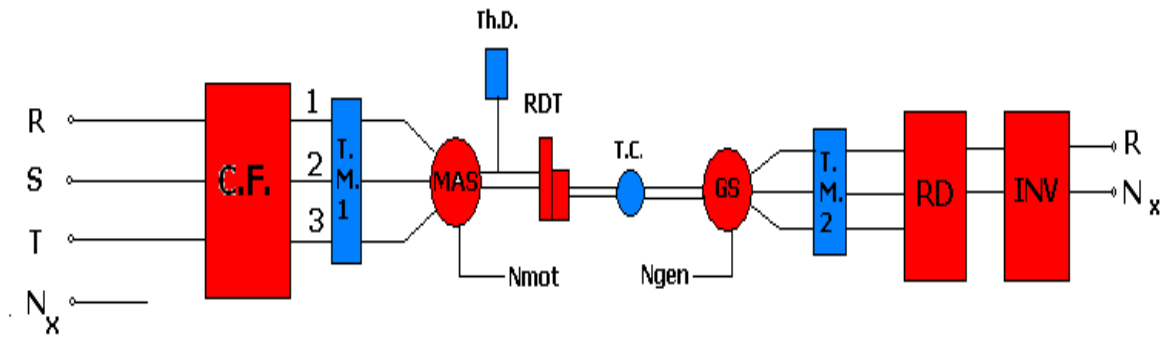


Fig. 6.2. Schema de montaj pentru încercările în regim normal de funcționare

6.2.2. Rezultate obținute în urma încercărilor în regim normal de funcționare

Încercările modelului eolian realizate în regim normal de funcționare au fost realizate prin variația frecvenței convertorului de frecvență în gama (15 – 50) Hz.

În Tab. 6.1 se prezintă datele măsurate și calculate rezultate în urma efectuării încercărilor. Notățiile din acest tabel sunt următoarele: P_1 este puterea la ieșirea din convertor; P_2 este puterea la ieșirea generatorului; P_r este puterea livrată în rețea; I_1 este curentul absorbit de motorul asincron; I_2 este curentul generatorului sincron; U_1 este tensiunea aplicată motorului; U_2 este tensiunea generatorului sincron; f_1 este frecvența la ieșirea convertorului; n_1 este turația motorului asincron; $\cos\phi_1$ este factorul de putere al motorului asincron; U_r este tensiunea rețelei în care se livrează puterea sistemului.

Tab. 6.1. Mărimi măsurate și calculate

Nr.	U_1	f_1	I_1	$\cos\phi_1$	n_1	U_2	I_2	$\cos\phi_2$	U_r	P_1	P_2	P_r
	V	Hz	A		rpm	V	A		V	W	W	W
1	112.6	15	1.8	0,134	427	180	0.00	-	382	47.1	0	0
2	140.1	20	2.1	0,200	573	244	0.00	-	382	102	0	0
3	175.2	25	3.3	0,428	708	284	0.61	0,866	381	429	260	255
4	215.6	30	4.7	0,533	845	320	1.19	0,970	382	937	640	579
5	261.6	35	6.3	0.603	982	352	1.9	0,967	382	1722	1120	1013
6	306.6	40	7.5	0,631	1127	380	2.54	0,957	383	2514	1600	1467
7	352.4	45	8.2	0,647	1270	404	3.12	0,989	382	3240	2160	1936
8	361.3	46	8.3	0,653	1296	408	3.22	0,984	382	3390	2240	2013
9	370.0	47	8.4	0,657	1325	416	3.32	0,970	382	3540	2320	2096
10	385.2	48	8.5	0,648	1353	420	3.41	0,967	381	3675	2400	2178
11	388.8	49	8.7	0,646	1382	424	3.5	0,980	381	3786	2520	2247
12	389.1	50	9.1	0,642	1409	428	3.54	0,975	381	3942	2560	2297

6.2.3. Caracteristicile modelului eolian în regim normal de funcționare

Folosind datele prezentate în Tab. 6.1 se pot determina câteva caracteristici ale sistemului eolian pentru regimul normal de funcționare. Aceste caracteristici sunt caracteristici ale randamentului, ale factorului de putere, caracteristici mecanice și alte caracteristici specifice regimului normal de funcționare.

a. Caracteristicile randamentului

Se neglijează pierderile de energie activă în cuplajele mecanice folosite în schema de montaj, acestea fiind foarte reduse. Motorul asincron, reductorul de turație și generatorul sincron reprezintă elementele principale ale modelului eolian în care se produc cele mai mari pierderi de energie activă. La frecvențe reduse de 15Hz și 20Hz generatorul sincron nu poate fi conectat la rețeaua electrică datorită faptului că tensiunea acestuia este redusă sub valoarea tensiunii rețelei. Pentru aceste două frecvențe modelul de laborator nu injectează putere electrică în rețea. Sistemul intră în funcțiune după ce frecvența tensiunii de alimentare a motorului asincron crește peste valoarea de 25Hz. Dacă se calculează randamentele cu datele din Tab. 6.1, pentru toate frecvențele situate în intervalul (25...50)Hz, se găsesc valorile produsului $\eta_m \cdot \eta_{red} \cdot \eta_g$. Aceste valori sunt situate în intervalul (0,606 ... 0,680). Valorile acestea sunt relativ reduse datorită pierderilor de putere din generatorul sincron, din reductorul de turație și în special din motorul asincron deoarece acesta din urmă funcționează în zona saturată a circuitului său magnetic.

b. Caracteristicile factorului de putere

Folosind valorile din Tab. 6.1 se pot determina caracteristicile factorilor de putere pentru motorul asincron $\cos\phi_1 = f(f_1)$, respectiv pentru generatorul sincron $\cos\phi_2 = f(f_1)$. Aceste caracteristici sunt prezentate în Fig. 6.3.

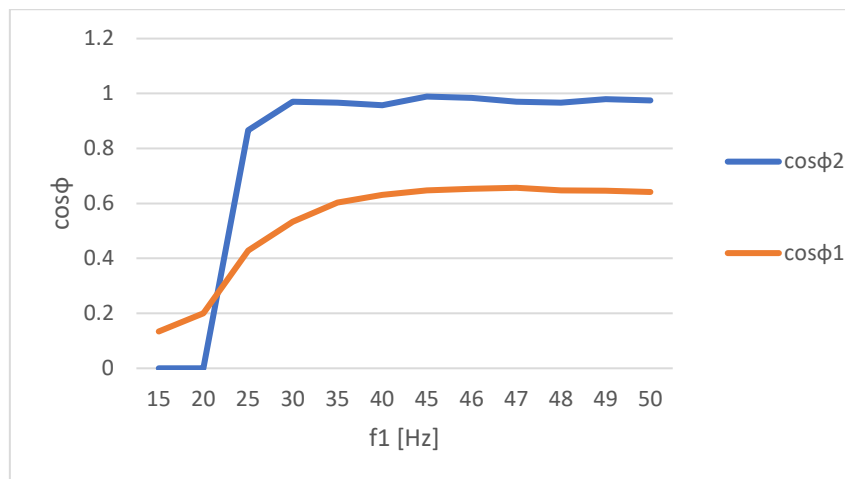


Fig. 6.3. Caracteristicile factorului de putere pentru motorul asincron și generatorul sincron

c. Caracteristica mecanică a motorului asincron

Motorul asincron funcționează, pentru anumite frecvențe, în regim saturat. Acest lucru are o influență și asupra caracteristicii mecanice a motorului, definită la frecvență variabilă. Caracteristica mecanică nu este definită clasic considerând frecvența și tensiunea motorului constante, ci este definită considerând raportul $U_1/f_1 = \text{constant}$, adică considerand constant fluxul magnetic maxim din circuitul magnetic al motorului asincron. În Tab. 6.2 se prezintă valorile numerice ale caracteristicii mecanice a motorului asincron, definită la flux magnetic constant. Caracteristica mecanică este prezentată în Fig. 6.4. Se constată că pentru frecvențe cuprinse în intervalul (25 ... 50) Hz, caracteristica mecanică este aproximativ o dreaptă.

Tab. 6.2. Caracteristica mecanică a motorului asincron la flux magnetic constant.

M [Nm]	M	1,05	1,70	5,78	10,55	16,74	21,3	25,7	26,71
f_1 [Hz]	f_1	15	20	25	30	35	40	45	50

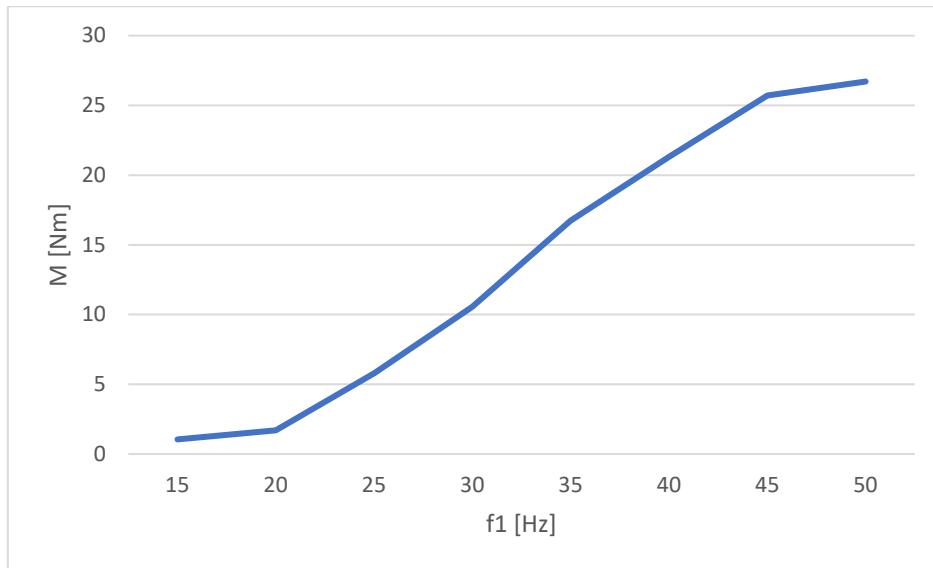


Fig. 6.4. Caracteristica mecanică a motorului asincron definită la flux maxim constant

d. Caracteristica de funcționare în gol a generatorului sincron

Generatorul sincron are excitația rotorică realizată cu magneți permanenți. În Tab. 6.3 se prezintă valorile numerice ale caracteristicii de funcționare în gol.

Tab.6.3. Caracteristica de funcționare în gol a generatorului sincron

U [V]	0	40	100	160	220	280	340	400	460
n [rot/min]	0	20,7	51,9	83	113	145	178	210	236

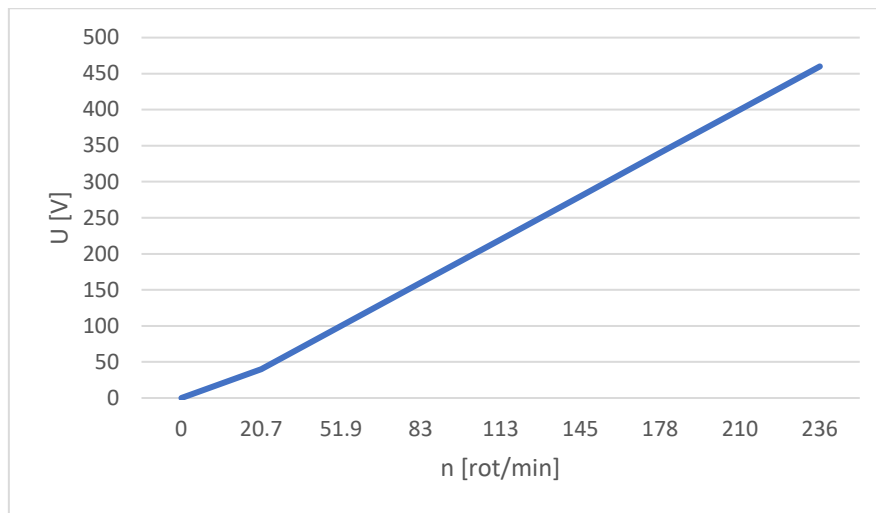


Fig. 6.5. Caracteristica de funcționare în gol a generatorului sincron

Caracteristica de funcționare în gol este prezentată în Fig. 6.5. Se observă că această caracteristică este aproximativ o dreaptă. Asta înseamnă că generatorul sincron funcționează foarte bine, saturația circuitului său magnetic fiind redusă.

e. Variația instantanee a curenților i_A , i_B și i_C ai generatorului sincron

Deoarece înfășurarea trifazată a generatorului sincron este conectată în stea, suma instantanee a curenților de pe cele 3 faze este nulă în orice moment de timp.

Sistemul trifazat de curenți i_A , i_B și i_C ai generatorului sincron au valori instantanee nesinusoidale conținând armonici de ordin superior cu atât mai mari cu cât frecvența acestora este mai mică. Se constată că la creșterea turației generatorului se schimbă și spectrul de armonici pentru curenții i_A , i_B , i_C care străbat generatorul sincron. În felul acesta s-a pus în evidență unul dintre avantajele grupului redresor – inverter care se interpune între generatorul sincron și rețeaua în care acesta debitează energia electrică. Altfel spus, se elimină armonicile de ordin superior care ar patrunde în rețeaua electrică la care este conectat generatorul sincron.

f. Variația curentului din circuitul intermediar al inverterului

Curentul continuu din circuitul intermediar dintre redresor și inverterul monofazat conține pulsații a căror mărime depinde de frecvența tensiunii generatorului sincron. De exemplu, pentru frecvența de 25 Hz, pulsațiile reprezintă aproximativ 40% din mărimea medie a curentului continuu care are valoarea aproximativă de 0,7A. Pentru frecvența de 47,5Hz pulsațiile reprezintă aproximativ 12% din valoarea medie a acestui curent, de valoare aproximativă 4,1A. Prin urmare, odată cu creșterea vitezei vântului, deci a turației modelului, crește și valoarea curentului continuu din circuitul intermediar dintre redresor și inverterul monofazat și în același timp scade și mărimea relativă a pulsurilor de curent ale acestuia.

6.3. ÎNCERCĂRILE MODELULUI EOLIAN ÎN REGIMURI LIMITĂ

Modelul de laborator trebuie să fie capabil să modeleze și anumite regimuri speciale de funcționare ale sistemului eolian cum ar fi: creșterea bruscă a variației vitezei vântului, deci a turației motorului asincron, care s-ar produce în timpul unor furtuni puternice din zona în care este amplasată turbina eoliană.

În Fig. 6.6 se prezintă variația în timp a cuplului activ al generatorului la decuplarea automată a acestuia de la rețea în cazul în care crește foarte mult viteza vântului.

Dacă în cazul în care generatorul este decuplat de la rețea datorită supraturării sau subturării, viteza sa revine la o valoare pentru care generatorul poate fi cuplat la rețea atunci sistemul de comandă al modelului de laborator realizează automat acest lucru și cuplează generatorul la rețea așa cum se prezintă, de exemplu în Fig. 6.7.

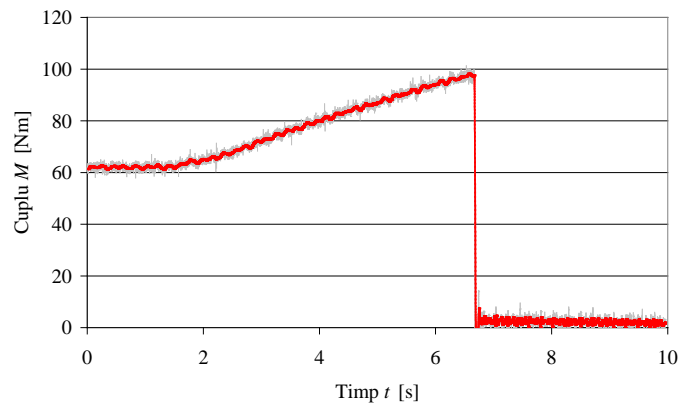


Fig. 6.6. Decuplarea generatorului produsă datorită unei supraturații a acestuia.

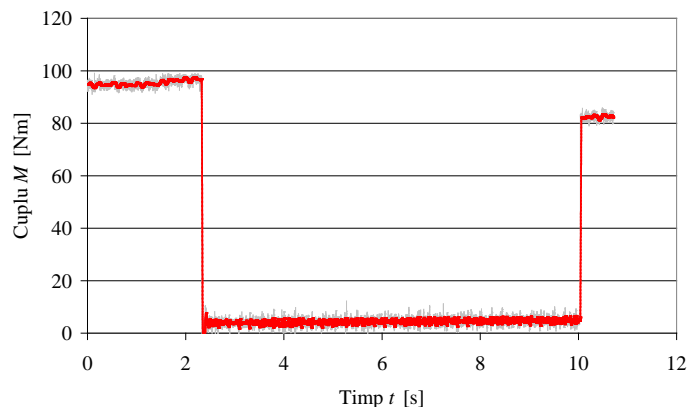


Fig. 6.7. Decuplarea și recuplarea generatorului produsă în timpul unui regim dinamic.

Realizarea modelului de laborator al sistemului eolian și încercările acestuia ne conduc la câteva concluzii importante cum ar fi:

- Punerea în evidență a tendinței ca sistemele eoliene moderne să se realizeze fără multiplicator de viteză, adică axul mecanic al generatorului sincron să fie cuplat mecanic direct de axul turbinei eoliene;
- Generatorul modelului de laborator poate fi sincron cu magneți permanenți acest lucru aduce anumite avantaje constructive, funcționale și de exploatare;

- Tensiunea generatorului sincron are frecvența variabilă și aceasta este în primă fază redresată după care este inversată la frecvența rețelei și în final filtrată, spre a nu introduce în rețea putere deformantă și a proteja astfel această rețea;
- Cu cât modelul de sistem eolian funcționează la o turație mai redusă a vântului, cu atât mai mult crește conținutul de armonici superioare din curbele valorilor instantanee ale tensiunilor și curenților generatorului sincron;
- Protecțiile sistemului eolian la subturație sau la supraturație sunt realizate automat de către sistem.

CAPITOLUL 7

CONCLUZII, CONTRIBUȚII ORIGINALE ȘI PERSPECTIVE DE CONTINUARE A CERCETĂRILOR

7.1. CONCLUZII

Prezenta teză de doctorat tratează elementele fundamentale privind sistemele eoliene de producere a energiei electrice. Se studiază principalele elemente tehnice și tehnologice care sunt în legătură directă cu centralele eoliene de puteri medii și mari.

În introducere se analizează puterea instalată la nivel mondial obținută din surse regenerabile de energie și se evidențiază tendințele pentru viitorul apropiat de dezvoltare al acestor centrale. De asemenea, se specifică câteva elemente privind scopul tezei de doctorat și în final se aduc mulțumiri Facultății de Inginerie Electrică în cadrul căreia s-a elaborat teza de doctorat și Comisiei de evaluare a realizării tezei, pe parcursul întregului stagiului de doctorat.

În **capitolul 1** al lucrării se prezintă elementele generale privind energia eoliană. Pe plan mondial producerea energiei eoliene se dezvoltă într-un ritm accelerat datorită politicii internaționale de susținere din partea celor mai dezvoltate state ale lumii. În următorii 10 ani, instituțiile internaționale solicită să aibă loc o transformare profundă a sistemului energetic. Estimările privind creșterea puterii eoliene instalate arată că în anul 2030 sursele eoliene vor crește de aproximativ 3 ori. În această perioadă, investițiile totale în domeniul eolian vor crește și ele de peste 5 ori, potrivit Agenției Internaționale a Energiei. Din punct de vedere al resursei de vânt, România se află la extremitatea estică a circulației curenților generați în bazinul Atlanticului de Nord și a circulației atmosferice generate în zona Câmpiei Ruse și a Mării Negre. Din harta vitezei medii anuale a vântului, prezentată în lucrare, rezultă că circulația curenților de aer are o intensitate suficientă pentru a fi exploatată doar la altitudini mari pe crestele Carpaților și în zona Mării Negre.

În **capitolul 2** se realizează o descriere generală a elementelor principale ale unui sistem eolian. Pentru început, se face o clasificare a turbinelor eoliene în funcție de mai multe criterii: puterea instalată, locul de instalare, tipul turbinelor (cu ax orizontal și cu ax vertical). Apoi se

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat descriu elementele componente ale unei turbine cu ax orizontal, punând accentul și pe defectele care pot apărea în diferite părți ale acesteia. Se analizează, de asemenea, și schemele de conectare ale centralelor eoliene la rețelele electrice folosite pentru generatoare asincrone cu rotorul în scurtcircuit sau cu rotorul bobinat, respectiv pentru generatoare sincrone cu excitație clasică în curent continuu, sau cu magneți permanenți. Se arată că un rol deosebit îl au filtrele de armonici conectate între generatorul electric și rețeaua electrică, fie direct, fie prin intermediul unui transformator de putere.

Capitolul 3 al lucrării tratează fiabilitatea, protecția și mentenanța sistemelor eoliene de producere a energiei electrice. Se descriu elementele generale care caracterizează fiabilitatea și indicatorii de calitate pentru exprimarea acesteia. Studiul fiabilității poate fi descris prin câteva elemente specifice cum ar fi: stabilirea unor valori optime ale indicatorilor de fiabilitate, colectarea și prelucrarea datelor legate de fiabilitatea produsului, studiul defecțiunilor apărute în exploatare (cauza apariției defectului, dezvoltarea în timp a defectului, metodele de combatere a apariției defectului). În anumite cazuri, costul remedierii unei defecțiuni poate depăși costul unui echipament nou. Protecția sistemelor eoliene este o altă problemă tratată. Se arată că sistemele de control cele mai folosite sunt acelea din domeniul electric, magnetic, mecanic, electronic și de reglaj. În finalul capitolului se analizează serviciile de mentenanță din cadrul sistemelor eoliene precum și obiectivele acestora: prevenirea producerii avariilor, mărirea gradului de disponibilitate a sistemului eolian, prelungirea duratei de funcționare a echipamentelor, micșorarea numărului și a duratei întreruperilor neplanificate. Tipurile de mentenanță analizate se referă la mentenanța corectivă, mentenanța preventivă și mentenanța predictivă.

În **capitolul 4** se cercetează studiul potențialului eolian dintr-o locație și metodologia de prelucrare a datelor de vânt. Pentru amplasarea unui sistem eolian trebuie să se analizeze potențialul eolian al zonei, impactul sistemului asupra mediului ambiant, existența rețelelor electrice în zonă și existența unei structuri rutiere favorabile. Se face o analiză a factorilor fizici locali care pot influența potențialul eolian cum ar fi: tipul terenului din locația de amplasare a turbinelor, prezența unor denivelări de suprafață și de înălțime, obstacole cum ar fi: păduri, clădiri sau alte construcții. Se arată că măsurătorile precise ale potențialului eolian dintr-o locație au o importanță deosebită în estimarea cât mai bună a producției de energie electrică a parcului eolian. În realizarea acestor cerințe o importanță deosebită o au câteva elemente de bază cum ar fi: turnul de măsură a parametrilor importanți pentru sistemul eolian, echipamente specializate (giruete, anemometre și dispozitive de monitorizare de la sol: SODAR (“*SONic Detection And Ranging*”) și LIDAR (“*LIght Detection And Ranging*”). Pentru locația aleasă, în lucrare se analizează mai mulți parametri importanți cum ar fi: roza vântului, distribuția

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat Weibull, curbele vitezelor medii de vânt în funcție de înălțimea de la sol, pe perioada unui an precum și evoluția temperaturilor mediului ambiant pe aceeași perioadă.

Capitolul 5 tratează optimizarea unui parc eolian în sensul modelării și alegerii amplasamentului ideal pentru trei modele de turbine eoliene de putere mare. În acest caz, se folosește un software specializat cu denumirea WAsP, cu ajutorul căruia se poate realiza o repartizare spațială optimă a turbinelor eoliene pentru o anumită locație. Se folosește harta topografică a locației și prognoza regimului de vânt. Procesul de optimizare s-a realizat manual deoarece timpul de calcul pentru o optimizare automată este foarte lung. Pentru realizarea acestui proces au fost urmați următorii pași: se alege la început o așezare inițială, ținând cont de harta de vânt locală simulată și de anumite recomandări de amplasare, astfel obținându-se o primă variantă. Se rețin turbinele pentru care pierderile de proximitate sunt mai mari de 5% sau au valori mici ale energiei generate și se schimbă amplasarea acestora, după care se refac calculele până când se constată că pierderile de proximitate au scăzut sub 5% pentru toate turbinele din parc, iar energia generată este la o valoare cât mai bună. Pe lângă harta locală de vânt și datele numerice calculate în program, s-au folosit și alte funcții, prevăzute de softul utilizat pentru realizarea unei optimizări mai rapide și mai precise. În lucrare, după optimizarea amplasării turbinelor de tip Vestas de 1,8MW, se simulează parametrii unor modele diferite de turbine, de 2MW și 3MW, pentru același amplasament optim, comparând atât parametrii electrici cât și economici ai celor trei variante.

În **capitolul 6** se experimentează pe un model de sistem eolian de laborator, funcționarea acestuia în condiții normale de funcționare dar și în condiții anormale de avarie sau de suprasolicitări. Sistemul se găsește în laboratorul de Mașini Electrice al Facultății de Inginerie Electrică din UPB. Sistemul este unul special care modelează elicea de antrenare a turbinei folosind un convertor de frecvență variabilă, un motor asincron trifazat și un reductor de turație, deoarece modelul de laborator se referă la un sistem eolian care are generatorul sincron antrenat direct de turbină. Prin urmare, modelul experimental elimină multiplicatorul de turație situat între turbină și axul generatorului, soluție care este din ce în ce mai folosită pe plan mondial. Se determină experimental caracteristicile principale ale sistemului eolian în condiții normale de funcționare (caracteristici electrice și caracteristici mecanice), analizându-se și conținutul de armonici la ieșirea generatorului sincron în funcție de turația sistemului.

7.2. CONTRIBUȚII ORIGINALE

În prezenta teză de doctorat se aduc numeroase contribuții originale în domeniul sistemelor eoliene de producere a energiei electrice. Printre aceste contribuții se pot aminti cele mai importante:

- Prezentarea stadiului actual de producere și utilizare al energiei eoliene pe plan mondial și în România și a tendințelor de dezvoltare a acesteia în următorii ani;
- Realizarea unei sinteze bine documentate a principalelor procedee și scheme generale privind sistemele eoliene folosite în prezent, analizându-se avantajele și dezavantajele acestora;
- Analiza comparativă între două sisteme eoliene cu multiplicator de turație și fără multiplicator de turație și compararea rezultatelor dintre cele două situații din punct de vedere al prețului total al investiției și al condițiilor tehnologice de funcționare;
- Realizarea unui studiu aprofundat privind potențialul eolian dintr-o anumită locație și a unei metodologii de achiziție și prelucrare a datelor topografice și a datelor privind viteza vântului și temperaturile locației la nivelul unui an calendaristic, cu descrierea echipamentelor necesare pentru realizarea acestui studiu.
- Optimizarea amplasării turbinelor eoliene într-o anumită locație astfel încât pierderile de proximitate să fie reduse sub 5%, folosind un software specializat, în funcție de topografia terenului, pentru trei modele de turbine eoliene de putere mare, de tip Vestas;
- Prezentarea unitară a problemelor privind fiabilitatea, mentenanța și protecția sistemelor eoliene, analiza principalelor tipuri de defecte ale elementelor principale ale acestor sisteme și modurile de remediere ale acestor defecte, astfel încât aceste sisteme să funcționeze în condiții de siguranță;
- Experimentarea unui model de laborator al unui sistem eolian funcționând în condiții normale și în condiții anormale, determinarea caracteristicilor de funcționare în astfel de condiții cu explicarea modului de măsurare a caracteristicilor electrice și mecanice pentru cazul particular al modelului de laborator.

7.3. PERSPECTIVE DE CONTINUARE A CERCETĂRILOR

Perspectivile viitoare de continuare a cercetărilor realizate în prezenta teză de doctorat sunt multiple. Cele mai importante pot fi următoarele:

- Realizarea optimizării unor parcuri eoliene pentru alte tipuri de turbine eoliene de puteri foarte mari de până la 10MW pe unitate, turbine fabricate de diverși producători prin utilizarea de softuri specializate, de ultimă generație;
- Redactarea unor capitole speciale și publicarea acestora sub formă de cărți și lucrări științifice referitoare la sistemele eoliene de producere a energiei electrice;

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

- Obținerea de informații practice privind sistemele eoliene și colaborarea cu diverse societăți comerciale din acest domeniu în vederea realizării de proiecte specifice acestui important domeniu.

BIBLIOGRAFIE

- [1] International Energy Agency - IEA, "World Energy Outlook 2021", 2021
- [2] Agenția pentru Dezvoltare Regională Centru, „Analiza potentialului energetic eolian la nivelul regiunii centru în perspectiva dezvoltării economice durabile”, Alba Iulia, 2010
- [3] Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului, "Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L140/16", 23 aprilie 2009. Accesat: iulie 2021, Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0028&from=EN>
- [4] Comisia Europeană, "Energie curată pentru toți europenii," 2019, Accesat: iulie 2021, Link: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- [5] Global Wind Energy Council (GWEC), "Global Wind Report 2021", Brussels, Belgia, 2021.
- [6] International Renewable Energy Agency, "Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050", Abu Dhabi: IRENA, 2020.
- [7] Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările climatice (UNFCCC - acronim în limba engleză), "ACORDUL DE LA PARIS," Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L282/4, 2016.
- [8] International Energy Agency, "World Energy Outlook 2020," IEA, 2020.
- [9] Ministerul Economiei, Energiei și Mediului de Afaceri, "Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050," Bucuresti, 2020.
- [10] ANRE, "Puterea instalată în capacitățile de producție de energie electrică,", Accesat:03 08 2021. Link: <https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/puterea-instalata-in-capacitatiile-de-productie-energie-electrica>.
- [11] Curtea de Conturi Europeană, "Raport special nr. 08: Energia eoliană și solară pentru producerea de energie electrică: sunt necesare acțiuni semnificative pentru atingerea obiectivelor asumate de UE," 2019.
- [12] Agenția Internațională de Energie Regenerabilă (IRENA), "Renewable Power Generation Costs in 2020," IRENA, Abu Dhabi, 2021.
- [13] ENERCON, "Model E-126," Enercon, 2021. [Online]. Available: <https://www.enercon.de/en/products/ep-8/e-126/>. [Accessed 12 August 2021].
- [14] Villarreal D. J. Y. "VIV resonant wind generators", Vortex Bladeless S.L., 2018.
- [15] Jäger T., E. Lanz E., Seligmann C., Glöser S., Som O., Espinoza L. T., Zanker C. "Sectoral Energy Report: The Machine Building Industry for Wind Power", Energy Systems Analysis Agency, 2012.
- [16] Ria Fathiyah, Ryan Mellott, Mahendra Panagoda, Melissa Lane, "Windmill Design Optimization through Component Costing", IEEE Seminar: London, UK, 2000 – Citeseer, [Online]:

Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat

<https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.437.906&rep=rep1&type=pdf> (Accesat la 16.02.2022).

- [17] Badea A. Necula H., (coordonatori), Cenușă V., Ciobanu M. C. Dinca C., Ghita C., Ionescu C., Kisch D. O., Marculescu C., Morega A., Popa B., Porumb R., Safta Carmen, Tristiu I., “*Surse regenerabile de energie*”, București, Editura Agir, 2013.
- [18] **Viișoreanu A. M.**, Răchițeanu Alina, "Reliability and Maintenance of Wind Power Systems", in FOREN – FORumul ENergiei, București, 2020, EMERG, Volume VI, Issue 3/2020, ISSN 2668-7003, ISSN-L 2457-5011, DOI: 10.337410/EMERG, The EMERG publication is BDI indexed in EBSCO and Copernicus International.
- [19] Tazi N., Châtelet E., Bouzidi Y., "Using a Hybrid Cost-FMEA Analysis for Wind Turbine Reliability Analysis," Energies 2017, Nr. 10, 276.
- [20] Arabian-Hoseynabadi H., Oraee H., Tavner P., "Failure modes and effects analysis (FMEA) for wind turbines," Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2010, 32, 7, 817–824.
- [21] Shafiee M., Dinmohammadi F., "An FMEA-based risk assessment approach for wind turbine systems: A comparative study of onshore and offshore," Energies 2014, No.7, pg. 619–642.
- [22] Răchițeanu Alina, **Viișoreanu A. M.**, "Surge Arrester for Protection Against overvoltage of high voltage networks", EMERG, vol. VI, no. 3/2020, ISSN 2668-7003, ISSN-L 2457-5011, DOI: 10.337410/EMERG, The EMERG publication is BDI indexed in EBSCO and Copernicus International.
- [23] Răchițeanu Alina, **Viișoreanu A. M.**, "Overvoltage Protection of Transformers and High Voltage Networks by Surge Arrester", EMERG, vol. VI, no. 2/2020, ISSN 2668-7003, ISSN-L 2457-5011, DOI: 10.337410/EMERG, The EMERG publication is BDI indexed in EBSCO and Copernicus International.
- [24] Deaconu I. D., Chirilă A. I., Năvrănescu V., Răchițeanu Alina, **Viișoreanu A. M.**, Ghiță C., Sărăcin Cristina Gabriela", *Lightning Impulse Voltage Modeling for Transformer Windings Testing*," în Advanced Topics in Electrical Engineering - ATEE, București, Romania, 2019, DOI: 10.1109/ATEE.2019.8724942, Conferință ISI.
- [25] Deaconu I. D., Chirilă A. I., Năvrănescu V., Ghiță C., Răchițeanu Alina, **Viișoreanu A. M.**, "Influența variației parametrilor schemei echivalente a transformatorului electric, asupra propagării undelor de supratensiune atmosferică de-a lungul înfasurarilor", in International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering - EPE, Iasi, 2020, DOI: 10.1109/EPE50722.2020.9305584, Conferință ISI.
- [26] Răchițeanu Alina, **Viișoreanu A. M.**, "Propagarea undelor de supratensiune în transformatoare prevăzute cu inel de gardă", Simpozionul de Mașini Electrice - SME '21, Ediția a XVII-a, București, 2021, ISSN / ISSN-L: 1843-5912, Journal.iem.pub.ro/apme/, <https://www.doi.org/10.36801/apme.2021.1.5>.
- [27] Deaconu I. D., Chirilă A. I., Ghiță C., Năvrănescu V., Răchițeanu Alina, **Viișoreanu A. M.**, Popescu S. V., Gheorghiu C. I., Sărăcin Cristina, "Determination of the Electric Capacitance of the

- Cercetări privind echipamentele și mașinile electrice pentru sistemele eoliene de producere a energiei - rezumat
- Overvoltage Protective Shield of an Electric Transformer*", The 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering - ATEE, 2021, DOI: 10.1109/ATEE52255.2021.9425086, Conferință ISI.
- [28] EN 13306: 2001, "*Maintenance Terminology*"
- [29] "Cod de proiectare, Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor, Indicativ CR 1-1-4/2012" https://www.academia.edu/36896352/CR_1_1_4_2012_Normativ_vant_pdf(Accesat martie 2022)
- [30] "Parc eolian, instalare turn monitorizare și control, racordare la sistemul energetic național, reabilitare cale de acces și construire stație de transformare (20kV – 110kV), județul Tulcea, comuna Casimcea" https://www.eib.org/attachments/pipeline/20110247_eia_ro.pdf, (Accesat martie 2022)
- [31] Administrația Națională de meteorologie, "Caracterizare climatologică multianuală 1961-2021", https://www.meteoromania.ro/clim/caracterizare-multianuala/cc_03_1961-2021.html, (Accesat martie 2022)
- [32] Meteoblue, Istoric și climat, Arhiva meteo, https://www.meteoblue.com/ro/vreme/historyclimate/weatherarchive/mihail-kog%0c4%83lniceanu_rom%c3%a2nia_673377?fcstlength=1y&year=2021&month=3 (Accesat martie 2022)
- [33] WASP - Wind Atlas Analysis and Application Program, www.wasp.dk/, Accesat: august, 2019
- [34] Blue Marble Geographics, Global Mapper software, link: <https://www.bluemarblegeo.com/global-mapper/>; Accesat: august, 2019
- [35] Earth Resources Observation and Science (EROS) Center, "USGS EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global", Iulie 2018, link: <https://www.usgs.gov/centers/eros/science/usgs-eros-archive-digital-elevation-shuttle-radar-topography-mission-srtm-1>; Accesat: august 2019
- [36] **Viișoreanu A.-M.**, Răchițeanu Alina, "*Evaluarea potențialului eolian dintr-o locație și amplasarea turbinelor*", SME '21 Ediția a XVII-a, 2021, ISSN / ISSN-L: 1843-5912, Journal.iem.pub.ro/apme/, <https://www.doi.org/10.36801/apme.2021.1.10>.
- [37] T. Khan, J. Taweekun, T. Theppaya, "Determination of feasible sites for wind farm using WASP in Uttaradit, Thailand", International Conference on Engineering and Technology (ICET 2021)
- [38] Opcom, "Raport anual de sinteză a rezultatelor funcționării piețelor centralizate operate de Opcom – 2021", link: https://www.opcom.ro/opcom/uploads/doc/rapoarte/Anual/RS_2021_RO.pdf, Accesat: ianuarie 2022.