

ADAPTAREA AGREGATELOR AEROELECTRICE DE MICĂ PUTERE LA OFERTA AMPLASAMENTELOR

Teză destinată obținerii
titlului științific de doctor inginer
la
Universitatea "Politehnica" din Timișoara
în domeniul INGINERIE MECANICĂ
de către

Ing. Todor Nichifor

Conducător științific: prof. univ. dr. ing Gyulai Francisc
Referenți științifici: prof. univ. dr. ing. Câmpean Constantin Viorel
prof. univ. dr. ing. Grozav Sorin Dumitru
prof. univ. dr. ing. Bărglazan Mircea Ovidiu

Ziua susținerii tezei: 02.03.2012

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

- | | |
|------------------------|---|
| 1. Automatică | 7. Inginerie Electronică și Telecomunicații |
| 2. Chimie | 8. Inginerie Industrială |
| 3. Energetică | 9. Inginerie Mecanică |
| 4. Ingineria Chimică | 10. Știința Calculatoarelor |
| 5. Inginerie Civilă | 11. Știința și Ingineria Materialelor |
| 6. Inginerie Electrică | |

Universitatea „Politehnica” din Timișoara a inițiat seriile de mai sus în scopul diseminării expertizei, cunoștințelor și rezultatelor cercetărilor întreprinse în cadrul școlii doctorale a universității. Seriile conțin, potrivit H.B.Ex.S Nr. 14 / 14.07.2006, tezele de doctorat susținute în universitate începând cu 1 octombrie 2006.

Copyright © Editura Politehnica – Timișoara, 2006

Această publicație este supusă prevederilor legii dreptului de autor. Multiplicarea acestei publicații, în mod integral sau în parte, traducerea, tipărirea, reutilizarea ilustrațiilor, expunerea, radiodifuzarea, reproducerea pe microfilme sau în orice altă formă este permisă numai cu respectarea prevederilor Legii române a dreptului de autor în vigoare și permisiunea pentru utilizare obținută în scris din partea Universității „Politehnica” din Timișoara. Toate încălcările acestor drepturi vor fi penalizate potrivit Legii române a drepturilor de autor.

România, 300159 Timișoara, Bd. Republicii 9,
tel. 0256 403823, fax. 0256 403221
e-mail: editura@edipol.upt.ro

Cuvânt înainte

Teza de doctorat a fost elaborată pe parcursul activității mele în cadrul Centrului de Cercetare pentru Aeroenergetică din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara.

Mulțumiri deosebite se cuvin conducătorului de doctorat prof. dr. ing. Francisc Gyulai care cu răbdare și perseverență m-a îndrumat pe tot parcursul desfășurării studiului dedicat prezentei lucrări.

Mulțumesc de asemenea întregului colectiv al Catedrei de Mașini Hidraulice și îndeosebi prof. dr. ing. Ilare Bordeasu și conf. dr. ing. Teodor Miloș, care au urmărit evoluția studiului și au venit cu observații constructive pe parcursul desfășurării acestuia precum și în timpul montajului și punerii în funcțiune a agregatului aeroelectric de la Șeușa, precum și celor trei referenți pentru sugestiile date referitor la redactarea lucrării.

Mulțumesc soției și fiicei mele pentru sprijinul moral acordat în toată aceasta perioadă.

Prezentul studiu va fi continuat în cadrul proiectului cu titlul: *„Cercetare – dezvoltare pentru adaptarea turbinelor eoliene de mică putere la oferta de potențial a amplasamentelor”*, co-finanțat prin Fondul European de Dezvoltare Regională, în baza contractului de finanțare nr. 354 din 21.11.2011, încheiat cu Autoritatea Națională pentru Cercetare Științifică, în calitate de Organism Intermediar, în numele și pentru Ministerul Economiei Comerțului și Mediului de Afaceri în calitate de Autoritate de Management pentru Programul Operațional Sectorial „Creșterea Competitivității Economice” (POS CCE).

Proiectul se va desfășura pe o perioadă de 18 luni și are ca obiectiv general creșterea capacității de cercetare-dezvoltare existentă în domeniul utilizării energiei eoliene prin creșterea accesului firmei mici *S.C. TONI GREEN ENERGY SRL Alba Iulia* la cercetare - dezvoltare – inovare, în vederea utilizării rezultatelor pentru identificarea de amplasamente eficiente pentru montarea de turbine eoliene mici.

Timișoara, februarie 2012

Ing. Nichifor Todor

Todor, Nichifor

Adaptarea agregatelor aeroelectrice de mică putere la oferta amplasamentelor

Teze de doctorat ale UPT, Seria 9, Nr. 110, Editura Politehnica, 2012, 122 pagini, 62 figuri, 49 tabele.

ISSN:1842-4937

ISBN:978-606-554-446-8

Cuvinte cheie:

energia vântului, aeroagregat, ofertă energetică modestă, adaptare la oferta de potențial, parametrii măsurători, putere instalată, turbina eoliană, paletaj, coeficienți, grad de reacție, modelul Weibull, „model nou”, caracteristici adimensionale, geometria paletelor, variante dimensionale, eficiență energetică, producție anuală de energie, costuri, diversificare.

Rezumat:

Teza este un ansamblu de studii și cercetări științifice care susțin promovarea agregatelor aeroelectrice de putere mică destinate unor gospodării rurale, în prezent lipsite de electricitate în unele zone montane din România, dar adaptabile și la alte tipuri de utilizări (iluminat stradal, alimentare echipamente pentru ferme de animale, stații de pompare pentru apă, etc.). În teză este analizată posibilitatea diversificării construcției turbinelor de vânt în condițiile unei puteri instalate stabilite pe baza unei analize a necesarului de consum într-o gospodărie rurală izolată. Diversificarea este folosită pentru obținerea unei eficiențe ridicate în condițiile regimurilor de vânt diferite disponibile în vecinătatea gospodăriei. Prin diversificarea construcției agregatului de vânt cu cheltuieli mici de fabricație se realizează o adaptare a turbinelor care echipează agregatul la condițiile amplasamentelor. Se generează astfel posibilitatea echipării aceluiași agregat cu diferite turbine. Acesta este principalul obiectiv urmărit în capitolele tezei și astfel și principala contribuție a tezei.

Studiile realizate au permis dezvoltarea unui program demonstrativ pentru realizarea unei surse eoliene competitive pentru zonele izolate, pe un amplasament din Județul Alba, făcându-se o comparație a performanțelor agregatelor de putere mică realizate în urma studiului, cu ofertele de pe piața mondială. Se stimulează astfel formarea unei piețe locale folosind competente și tehnologii existente în condițiile din România.

CUPRINS

INTRODUCERE.....	7
CAPITOLUL 1.....	8
ÎNCADRAREA AGREGATELOR EOLIENE DE MICĂ PUTERE ÎN NORMELE ELABORATE DE COMISIA ELECTROTEHNICĂ INTERNAȚIONALĂ.....	8
1.1. NOȚIUNI GENERALE.....	8
1.2. ANALIZA PREVEDERILOR NORMATIVULUI IEC 61400 – 2/2006	9
1.2.1. <i>Condiții normale de vânt.....</i>	9
1.2.2. <i>Condiții de vânt extreme.....</i>	12
1.2.3. <i>Condiții electrice de încărcare</i>	16
1.2.4. <i>Concepția structurală a activității de proiectare</i>	17
1.2.4.1. Metodologia de proiectare	17
1.2.4.2. Coeficienți de siguranță	26
1.2.5. <i>Sistemul de protecție și de oprire</i>	28
1.2.6. <i>Funcționarea fiabilă.....</i>	31
1.2.7. <i>Comportamentul în regim dinamic.....</i>	31
1.2.8. <i>Testarea componentelor mecanice.....</i>	31
1.2.9. <i>Siguranța în funcționare.....</i>	32
1.2.10. <i>Sistemul electric</i>	32
1.2.11. <i>Stâlpul de susținere.....</i>	33
1.2.12. <i>Documentația</i>	33
1.2.13. <i>Marcarea SWT</i>	34
1.3. <i>Concluziile capitolului 1</i>	34
CAPITOLUL 2.....	35
STUDIUL OFERTEI AEROENERGETICE PENTRU JUDEȚUL ALBA ..	35
2.1. DESCRIERE GENERALĂ.....	35
2.2. ANALIZA DATELOR STATISTICE PENTRU JUDEȚUL ALBA	41
2.3. POSIBILE AMPLASAMENTE ÎN JUDEȚUL ALBA	44
2.4. CONCLUZIILE CAPITOLULUI 2	58
CAPITOLUL 3.....	60
METODOLOGIA PROIECTĂRII TURBINELOR DE VÂNT DE MICĂ PUTERE. POSIBILITĂȚI DE DIVERSIFICARE ȘI ADAPTARE LA OFERTA AMPLASAMENTELOR	60
3.1. CURBE CARACTERISTICE ADIMENSIONALE.....	60
3.2. MODELE DE EVALUARE A ENERGIEI VALORIFICABILE.....	63
3.3. CURBE DE EXPLOATARE	69
3.4. SOLIDITATEA TURBINEI	70
3.5. REPARTIȚIA CĂDERII DE PRESIUNE ÎN LUNGUL RAZEI	71
3.6. PROFILE AERODINAMICE SELECTATE PENTRU TURBINA PROTOTIP.....	72

3.7. POSIBILITĂȚI DE DIVERSIFICARE A TURBINELOR	73
3.7.1. Puterea instalată și diversificarea diametrului turbinei	73
3.7.2. Programe pentru calcule cinematice.....	76
3.8. CONCLUZII PENTRU CAPITOLUL 3	84
CAPITOLUL 4.....	85
REALIZAREA PROTOTIPURILOR DE PALETE PENTRU AMPLASAMENTUL ȘEUȘA – ALBA.....	85
4.1. OBIECTIVE ALE COOPERĂRII DINTRE NORVEGIA ȘI ROMÂNIA ÎN CADRUL TEMEI „ÎMBUNĂȚĂȚIREA STRUCTURILOR ȘI EFICIENȚEI AGREGATELOR DE VÂNT MICI CU AX ORIZONTAL”	85
4.2. ÎNCADRAREA AGREGATULUI ÎN NORMELE COMISIEI ELECTROTEHNICE INTERNAȚIONALE PENTRU TURBINELE DE MICĂ PUTERE (IEC 61400-2)	86
4.3. DOUA VARIANTE DE TURBINE. OPȚIUNI PENTRU PROTOTIPURILE TURBINELOR ...	86
4.4. OPȚIUNI PENTRU RAPIDITĂȚI, TURAȚII, VITEZE DE INSTALARE ȘI PARAMETRII GEOMETRICI AI TURBINELOR	90
4.5. DATELE GEOMETRICE PENTRU CELE DOUA VARIANTE ALE PROTOTIPURILOR DE PALETE	92
4.6. OPȚIUNI PENTRU FAMILIILE DE PROFILE AERODINAMICE.....	93
4.7. EVALUĂRI ALE EFICIENȚEI ECONOMICE	94
4.8. ELEMENTE PENTRU SISTEMUL DE CONDUCERE ȘI PROTECȚIE.....	98
4.9. CONCLUZIILE CAPITOLULUI 4.....	99
CAPITOLUL 5.....	101
ANSAMBLUL AGREGATULUI AEROELECTRIC MONTAT LA ȘEUȘA	101
5.1. COMPONENTA AGREGATULUI	101
5.2. AMENAJAREA AMPLASAMENTULUI, MONTAJ, PUNERE ÎN FUNCȚIUNE A AGREGATULUI AEROELECTRIC DE LA ȘEUȘA.....	103
CAPITOLUL 6.....	113
CONTRIBUȚIILE TEZEI	113
BIBLIOGRAFIE	115

INTRODUCERE

Au trecut treizeci de ani de la lansarea epocii de dezvoltare a turbinelor eoliene moderne. S-a acumulat în această perioadă în întreaga lume o experiență științifică de proiectare în tehnologia specifică și în exploatarea a peste 100 000 MW putere instalată în agregate de vânt. Publicația anuală a Asociației germane pentru energia vântului privind piața eolienele conține informații tehnice despre 70 tipuri de agregate aeroelectrice cu puteri unitare între 0,25 și 5000 kW, cu diametre ale turbinei între 1 și 126 m, cu stâlpi de la 1 la 100 m înălțime. Ariile expuse (baleiate ale turbinelor) sunt între 1 m² și 10 000 m². Se dau informații despre numeroase structuri conexe: asociații și instituții publice, furnizori de echipamente, instituții financiare, ofertanți de capital, consultanți tehnici sau juridici, ofertanți pentru echipamente și servicii. Aceasta reflectă complexitatea unei dezvoltări susținute, maturizarea tehnologiei fiind o componentă importantă a acestui proces de dezvoltare a valorificării energiei vântului drept o componenta a economiei mondiale.

Am audiat la Universitatea Politehnica din Timișoara în anul 2007 un curs de Turbine de vânt și am susținut pentru diploma de inginer mecanic specializat în Mașini hidraulice și pneumatice proiectul „*Agregat popular aeroelectric autonom echipat cu turbină rapidă în construcție ușoară*” în anul 1986.

Teza de doctorat prezentată în continuare are la bază gruparea agregatelor de vânt în două categorii distincte: agregate mari și agregate mici. Primele sunt destinate centralelor (fermelor) aero-electrice compuse din rețele de agregate amplasate în zone cu potențial de vânt ridicat. Cele din a doua categorie sunt destinate unor gospodării dominante rurale și sunt amplasate în imediata apropiere a gospodăriei. Acest domeniu este mai puțin acoperit prin cercetări sistematice și inovații eficiente. Această situație motivează orientarea tezei spre acest domeniu.

Literatura de specialitate acceptă particularitățile acestei categorii de agregate în comparație cu cele destinate centralelor mari și amplasamentelor cu oferte deosebite. Comisia Electrotehnică Internațională autoritate recunoscută pentru standarde în domeniul echipamentelor energetice susține aceste particularități prin elaborarea de standarde distincte pentru cele două domenii (IEC 61400-1 și IEC 61400-2).

Obiectivele urmărite în teză sunt identificarea posibilităților de diversificare a turbinelor de mică putere și adaptarea pe această cale a agregatelor la oferta amplasamentelor cu vânt moderat. Performanțele economice îmbunătățite în acest mod a noilor agregate, se realizează prin majorarea cantității de energie valorificate și obținerea unui preț rațional pentru agregate (indicatori preț - arie baleiată și producție anuală de energie - arie baleiată).

Cercetările sunt finalizate printr-un agregat performant cu putere instalată de 5,5 kW și testarea lui pe un amplasament din județul Alba, județ în care există în jur de 1000 de gospodării rurale ne-electrificate și fără perspectivă de a fi electrificate prin extinderea rețelelor electrice.

Cercetările au fost desfășurate în cadrul unui proiect grant european susținut de Norvegia (EEA grants/Norway grants RO-0018 Improvement of the structures and efficiency of small horizontal axis wind generators).

CAPITOLUL 1.

ÎNCADRAREA AGREGATELOR EOLIENE DE MICĂ PUTERE ÎN NORMELE ELABORATE DE COMISIA ELECTROTEHNICĂ INTERNAȚIONALĂ

1.1. Noțiuni generale

Agregatele eoliene de mică putere se încadrează în marea lor majoritate în intervalul $0,5 \div 30$ kw și au arii expuse la vânt de până la 200 m^2 . Acest tip de agregate notate în continuare: **SWT (Small Wind Turbine)**, au o complexitate tehnologică mai redusă și necesită o altă metodologie de autorizare a funcționării față de agregatele de mare putere [11].

Pentru ca proiectarea, fabricarea, instalarea și mentenanța agregatelor eoliene să trateze unitar aspectele de securitate, de asigurare a calității și fiabilității, s-au întocmit normative cu caracter tehnic, pe care proiectanții și firmele producătoare pot să le utilizeze, asigurând astfel o atestare a calității produselor.

International Electrotechnical Commission (IEC) este o autoritate internațională în domeniul standardizării care a elaborat un act normativ referitor la agregatele eoliene numit „*WIND TURBINES. Part 2: Design requirement for small wind turbine*” cu numărul IEC 61400-2/2006. În acest normativ sunt citate ca norme ajutătoare și alte norme IEC și ISO, respectiv documente ECN, AIAA, AGMA pentru o mai corectă interpretare a normei 61400-2.

Dacă aria baleiată a rotorului depășește 200 m^2 normativul care poate fi folosit este IEC 61400 – 1/2006.

Există în domeniul agregatelor aero-electrice și alte norme care se utilizează cum ar fi RISO sau Loyd. Astfel de norme tehnice au caracter de recomandări dar ele pot căpăta putere juridică dacă sunt prinse în contracte sau în legislația utilizată.

De normativul IEC 61400-2/2006 mă voi ocupa în continuare pe parcursul prezentului capitol. Prevederile normativului (inclusiv notațiile aferente mărimilor utilizate), se vor folosi pe perioada activității de cercetare și proiectare în cadrul prezentei teze.

Normativul IEC 61400-2/2006 se aplică agregatelor eoliene cu mai puțin de 200 m^2 suprafață baleiată a rotorului și care funcționează la tensiuni sub 1500 V c.c. , sau 1000 V c.a. . În cadrul acestor limite se vor situa și agregatele eoliene de care mă voi ocupa în această lucrare.

Foarte mulți producători de SWT au trecut la standardizarea produselor lor pentru a le asigura acestora un certificat de calitate pe piață și o recunoaștere a fiabilității și siguranței în funcționare în comparație cu alte produse similare concurente.

Procedurile de control al încadrării în normative se realizează după ce producătorul a testat produsul și este sigur că face față unei verificări la nivel internațional.

1.2. Analiza prevederilor normativului IEC 61400 – 2/2006

1.2.1. Condiții normale de vânt

În funcție de condițiile pe care le oferă mediul în care va fi amplasată SWT, în normativul ICE 61400-2/2006 se definesc câteva noțiuni și mărimi caracteristice care sunt folosite atât în activitatea de estimare a potențialului eolian al unui amplasament cât și în activitatea de proiectare, execuție și întreținere a unui agregat eolian. Utilizarea acestora oferă un limbaj mai clar și mai unitar în exprimarea mărimilor utilizate și a caracteristicilor acestora.

În timpul activității de proiectare, specificațiile și regulile aplicate la proiectarea, fabricația, instalarea și întreținerea pe perioada funcționării turbinelor de vânt, trebuie să fie asociată cu un proces de management al calității din seria ISO 9000.

Având în vedere puterea care trebuie asigurată și intervalul de viteză a vântului în care poate funcționa turbina, funcție de condițiile pe care le oferă mediul în care va fi amplasată SWT, în normativul ICE 61400-2/2006 se definesc câteva valori ale vitezei vântului și parametrii de turbulență care se folosesc la proiectarea unei turbine eoliene:

- $V(z)$ [m/s] - viteza vântului la înălțimea z de la sol a axului rotorului
- V_{ave} [m/s] - viteza medie anuală la înălțimea axului rotorului
- V_{in} [m/s] - viteza vântului la care începe funcționarea turbinei (de demaraj)
- V_{out} [m/s] - viteza de oprire
- V_{ref} [m/s] - viteza de referință a vântului luată ca medie pe 10 minute
- V_{design} [m/s] - viteza vântului la care se face calculul de proiectare
- V_{tip} [m/s] - viteza la extremitatea paletei (viteza periferică)
- I_{15} [-] - valoarea caracteristică a turbulenței la nivelul axului rotorului la o viteză a vântului de 15 m/s timp de 10 minute
- a [-] - parametru de pantă pentru modelul standard de turbulență.

Funcționarea pe durată mare fără probleme tehnice a SWT este dependentă de sarcinile mecanice și electrice la care este supusă. În marea majoritate a cazurilor aceste sarcini sunt dependente la rândul lor de condițiile de mediu, care se împart în parametrii dați de vânt sau de alte tipuri de condiții cum ar fi: sisteme de control și automatizare, coroziune, etc..

Parametrii vântului sunt cei care determină în principal condițiile de proiectare. Regimul vântului determină condițiile de încărcare și siguranță, care pot fi:

- condiții normale de vânt, care conduc la o frecvență normală de funcționare pentru agregat, sau
- condiții extreme, definite ca având posibilitatea să apară odată la 50 de ani.

În funcție de condițiile externe de mediu și de principalii parametri ai vitezei vântului și parametrii de turbulență care se folosesc la proiectarea unei turbine eoliene, SWT au fost încadrate în 5 clase de proiectare. Având în vedere termenii definiți mai înainte, în Tabelul 1.2.1. este prezentată o clasificare a SWT în conformitate cu normativul ICE 61400 – 2.

Clase de SWT	I	II	III	IV	S
V_{ref} [m/s]	50	42,5	37,5	30	Valorile vor fi specificate de proiectant
V_{ave} [m/s]	10	8,5	7,5	6	
I_{15} [-]	0,18	0,18	0,18	0,18	
a [-]	2	2	2	2	

Tabelul 1.2.1. Clase de turbine mici de vânt

Condițiile de proiectare definite pentru clasele I, II, III și IV nu acoperă condițiile de mediu în cazul instalării offshore și nici condițiile apărute în cazul unor furtuni tropicale sau uragane. La astfel de condiții se solicită proiectarea în clasa S de turbine, caz în care se iau în calcul condiții deosebit de severe de funcționare și siguranță. Valorile de proiectare a SWT din clasa S, vor fi alese de proiectant și specificate în documentația de proiectare. Pentru proiectele care includ condiții speciale de proiectare se consideră că se vor anticipa cele mai severe condiții de mediu în care va funcționa agregatul aero-electric.

După această clasificare, având în vedere posibilitățile modeste ale amplasamentelor din zonele studiate de noi, SWT de care mă voi ocupa se încadrează în clasa a IV – a de proiectare.

Analizând ofertele de pe piață ale unor firme cu tradiție pe plan mondial în fabricarea SWT (Fortis, Windtechnik GEIGER GmbH, Windpower ENERTEC, Zephyr Corporation), se observă că din punct de vedere al caracteristicilor tehnice de proiectare și funcționare acestea sunt realizate pentru viteze nominale de funcționare $V_{design} = 10 \div 14$ m/s, viteze periferice foarte mari de până la 122 m/s și implicit turațiile turbinelor sunt foarte mari ($n = 250 \div 1800$ rot/min) ceea ce presupune o viteză medie anuală (V_{ave}) de valoare relativ crescută și utilizarea unor materiale în componența agregatului de foarte bună calitate care să reziste la sarcini importante pe unitatea de suprafață (palete din fibre de carbon). De asemenea rapiditatea turbinei este de ordinul $\lambda_0 = 8 \div 10$.

Atât în cazul nostru cât și în cazul prototipului realizat de Centrul de Cercetare pentru Aeroenergetică de la Catedra de mașini hidraulice a UPT împreună cu societatea CLAGI, oferta amplasamentelor trebuie luată în considerare ca fiind mult mai modestă decât datele de calcul amintite mai înainte, iar materialele și tehnologia de prelucrare utilizate trebuie să conducă la prețuri mai mici de fabricație.

În condiții normale, distribuția vitezei vântului este importantă pentru proiectarea SWT fiindcă stabilește sarcinile la care este supus agregatul. În cazul turbinelor care se încadrează în clasele I – IV, în calculele de proiectare pentru

viteza vântului la înălțimea z de la sol, atunci când datele statistice de calcul energetic caracteristice unui amplasament lipsesc sau sunt puține, pentru determinarea curbelor de asigurare și de frecvență pe un amplasament se poate utiliza modelul Weibull de aproximare analitică. Un model în care se folosesc trei parametri determinați statistic, a fost adaptat pentru calcule aeroenergetice de Centrul de Cercetare pentru Aeroenergetică Timișoara [16]. Acest model va fi descris pe larg în capitolul următor atunci când va fi folosit pentru analiza caracteristicilor unui amplasament pe care dorim să-l studiem.

Un caz particular al modelului Weibull destul de des utilizat în practică la nivel european este modelul Rayleigh care utilizează pentru simplificare doar un parametru, cel de formă.

Într-un astfel de caz la nivelul axului rotorului V_{hub} , se poate defini distribuția cumulativă probabilă Rayleigh ca fiind [11]:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp\left[-\pi \left(\frac{V_{hub}}{2V_{ave}}\right)^2\right], \quad (1)$$

Profilul vertical al vântului poate fi modelat ținând cont ca viteza este funcție de înălțimea z la care se fac măsurătorile și de rugozitatea solului. Astfel se poate folosi relația:

$$V_{(z)} = V_{hub} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^\alpha \quad (2)$$

unde exponentul factor de putere α poate fi considerat ca fiind: $\alpha = 0,2$.

Profilul vântului astfel determinat reprezintă media vitezei vântului tăietor care trece prin rotor. În toate cazurile în care unghiul de curgere al aerului nu are o înclinație mai mare de 8° față de planul orizontal, acesta va fi considerat constant pe înălțime și nu va influența calculele de proiectare.

La proiectarea agregatelor aeroelectrice atât din punct de vedere al sarcinilor mecanice cât și al celor electrice, trebuie să se țină cont de faptul că direcția și mărimea vitezei vântului nu sunt constante ci ele se modifică aleator în timp, ajungându-se ca acestea să aibă variații mari în timp foarte scurt și uneori să se producă cu frecvență mare ceea ce poate duce la apariția unor încărcări mecanice sau electrice suplimentare pe structurile aeroagregatului. Aceste perturbații numite **turbulență atmosferică** sunt vârtejuri de intensitate variabilă produse succesiv care influențează coeficienții aerodinamici și pot duce la apariția vibrațiilor. Gradul de turbulență poate fi evaluat prin numerele Reynolds.

Pentru a descrie un model de **turbulență normală** se ia în calcul o medie pe 10 minute a variației vitezei vântului, a direcției și a rotației aleatoare. Pentru o circulație aleatoare a curentului de aer, care induce o viteză variabilă, avem:

- a) valoarea standard a deviației vitezei vântului în plan longitudinal va fi la turbinele din clasele I – IV:

$$\sigma_1 = I_{15} \cdot \left(\frac{15 + a \cdot V_{hub}}{a + 1}\right) \quad (3)$$

Valoarea I_{15} este dată în Tabelul 1.2.1.

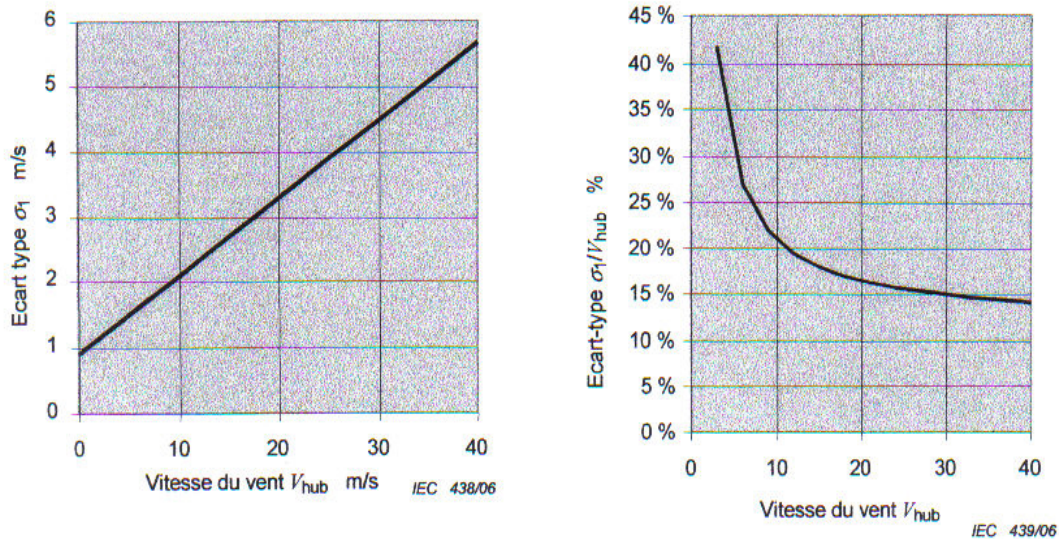


Figura 1.2.1. Caracteristica turbulenței vântului [11]

- b) Valoarea funcției de densitate spectrală a puterii poate fi aproximată cu formula:

$$S_1(f) = 0,05 \cdot \sigma_1^2 \cdot \left(\frac{\Lambda_1}{V_{hub}} \right)^{-\frac{2}{3}} \cdot f^{-\frac{5}{3}} \quad [\text{m}^2/\text{s}] \quad (4)$$

Unde parametrul de scală al turbulenței este:

$$\begin{aligned} \Lambda_1 &= 0,7 z_{hub} \quad [\text{m}], & \text{pentru } z_{hub} < 30 \text{ m} \\ \Lambda_1 &= 21 \text{ m}, & \text{pentru } z_{hub} \geq 30 \text{ m} \end{aligned}$$

1.2.2. Condiții de vânt extreme

Condițiile de vânt extreme se iau în calcul pentru a se putea determina încărcările extreme la care poate fi supus agregatul aero-electric. Aceste condiții includ vârfurile de valori ale vitezei vântului, în condiții hidro-meteorologice foarte dificile, cu schimbări de intensitate și de direcție de acțiune foarte rapide.

- a) **Viteza probabilă maximă**, întâlnită odată la 50 de ani V_{e50} și viteza probabilă maximă ce poate fi întâlnită pe parcursul unui an V_{e1} se poate determina în funcție de viteza de referință V_{ref} prin următoarele relații (pentru SWT din clasele I – IV):

$$V_{e50} = 1,4 \cdot V_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad [\text{m/s}] \quad (5)$$

$$V_{e1} = 0,75 \cdot V_{e50} \quad [\text{m/s}] \quad (6)$$

Sunt acceptate deviații de scurtă durată ale vântului de maxim $\pm 15^\circ$.

b) **Funcționarea la rafale extreme.** Rafala fiind o perturbație periodică poate fi asimilată cu o sinusoidă (Fig. 1.2.2.) la care asimetria calculată depinde foarte mult de intervalul de timp la care se face raportare. După unele metode de calcul, pentru contracararea efectului rafalelor se introduce în calcul o majorare a vitezei medii temporale a vântului de $1,1 \div 1,4$. Această majorare trebuie să se facă însă după o analiză critică legată de echilibrul între factorii economici și cei de siguranță pentru tipul de agregat proiectat.

La nivelul axului rotorului, viteza maximă a unei rafale este posibil să fie întâlnită în N ani, notată $V_{gust\ N}$, care poate fi determinată pentru SWT din clasele I – IV cu relația:

$$V_{gust\ N} = \beta \cdot \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \cdot \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)} \right) \quad [\text{m/s}] \quad (7)$$

σ_1 - deviația standard a vitezei vântului

Λ_1 - parametrul de scală a turbulenței

D - diametrul rotorului

$\beta = 4,8$ pentru $N = 1$, sau

$\beta = 6,4$ pentru $N = 50$.

De exemplu pentru o rafală cu perioadă de recurență de un an și $V_{hub} = 25$ m/s, avem o reprezentare precum cea din Figura 1.2.2.

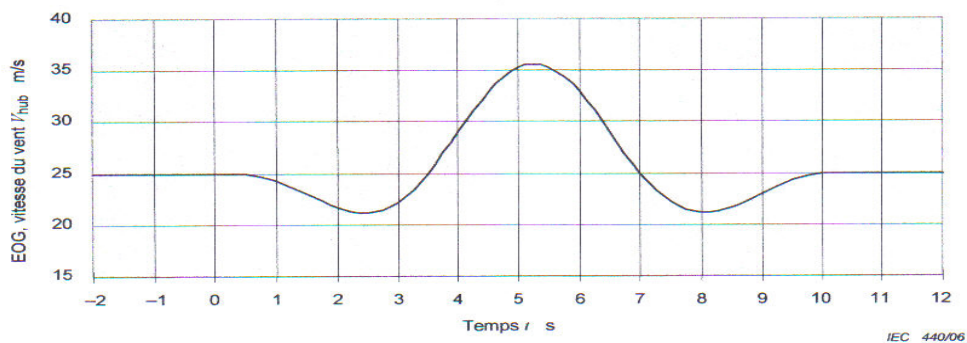


Figura 1.2.2. Exemplu de acțiune a unei rafale extreme ($N = 1$; $V_{hub} = 25$ m/s)

c) **Schimbarea de direcție extremă** θ_{eN} pentru o perioadă de recurență de N ani, poate fi calculată cu relația:

$$\theta_{eN}(t) = \pm \beta \cdot \arctan \left(\frac{\sigma_1}{V_{hub} \cdot \left(1 + 0,1 \cdot \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right) \right)} \right) \quad [^\circ] \quad (8)$$

θ_{eN} - este situată ca valoare în intervalul $\pm 180^\circ$

Λ_1 - parametrul de scală al turbulenței

D - diametrul rotorului

$\beta = 4,8$ pentru $N = 1$, și

$\beta = 6,4$ pentru $N = 50$.

Schimbarea extremă de direcție de scurtă durată cu recurență în N ani, $\theta_N(t)$ este dată de:

$$\theta_{eN}(t) = 0, \quad \text{pentru } t < 0$$

$$\theta_{eN}(t) = 0,5 \cdot \theta_{eN} \cdot \left(1 - \cos \left(\pi \cdot \frac{t}{T} \right) \right), \quad \text{pentru } 0 \leq t \leq T \quad (9)$$

$$\theta_{eN}(t) = \theta_{eN}, \quad \text{pentru } t > T,$$

unde $T = 6s$, este durata schimbării bruște extreme a direcției vântului.

d) **Variația vitezei vântului la rafale extreme** $V(z,t)$, este acceptată pentru turbinele din clasele standard, ca fiind o creștere cu $V_{eg} = 15m/s$. Încărcarea suplimentară se manifestă pe întreaga suprafață baleiată a rotorului și viteza în aceste cazuri se poate defini astfel:

$$V(z,t) = V(z), \quad \text{pentru } t \leq 0$$

$$V(z,t) = V(z) + 0,5 \cdot V_{eg} \cdot \left(1 - \cos \left(\pi \cdot \frac{t}{T} \right) \right), \quad \text{pentru } 0 \leq t \leq T \quad (10)$$

$$V(z,t) = V(z) + V_{eg}, \quad \text{pentru } t \geq T$$

unde $T = 10 s$.

O astfel de manifestare a unei rafale extreme numită coerentă, este prezentată în figura următoare.

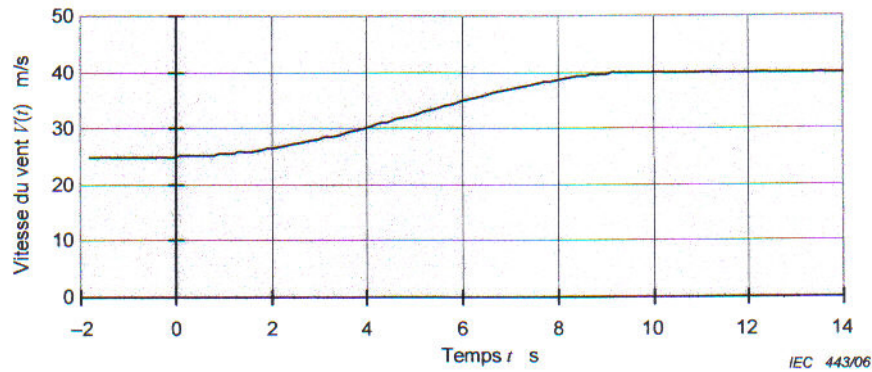


Figura 1.2.3. Rafală extremă coerentă cu $V_{hub} = 25$ m/s

d) În cazul acțiunii unei **rafale extreme simultan cu schimbarea direcției vântului**, unghiul de deviație maximă de la direcția vântului, notat θ_{cg} , este la nivelul rotorului:

$$\begin{aligned} \theta_{cg}(V_{hub}) &= 180^\circ && \text{pentru } V_{hub} < 4 \text{ m/s} \\ \theta_{cg}(V_{hub}) &= \frac{720}{V_{hub}} && \text{pentru } 4 \text{ m/s} \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{aligned} \quad (11)$$

Schimbarea simultană de direcție, duce la:

$$\begin{aligned} \theta(t) &= 0^\circ && \text{pentru } t \leq 0 \\ \theta(t) &= \pm 0,5 \cdot \theta_{cg} \cdot \left(1 - \cos\left(\pi \frac{t}{T}\right) \right) && \text{pentru } 0 \leq t \leq T \\ \theta(t) &= \pm \theta_{cg} && \text{pentru } t \geq T \end{aligned} \quad (12)$$

Alte condiții de mediu, în afară de cele legate de vânt, care pot afecta integritatea și siguranța funcționării unei SWT, prin acțiuni mecanice sau fizico-chimice sunt:

- temperatura
- umiditatea
- densitatea aerului
- radiația solară
- fenomene hidro-meteorologice (ploaie, zăpadă, gheață, grindină, etc.)
- particule de praf
- acțiuni ale substanțelor chimice din atmosferă
- cutremurele
- coroziunea din mediu marin

Dacă acțiunea unuia sau mai multor factori de tipul celor amintiți mai înainte este semnificativă, atunci de acest lucru se va ține seama când se realizează proiectul aero-agregatului.

Ca valori normale de lucru pentru câteva din condițiile de mediu de care trebuie ținut cont avem:

- temperatura normală de funcționare de la $- 10^{\circ}$ C la $+ 40^{\circ}$ C
- umiditate relativă până la 95%
- atmosferă nepoluată în conformitate cu valorile din IEC 60721-2-1
- intensitatea radiației solare 1000 W/m^2
- densitatea aerului $1,225 \text{ kg/m}^3$

Când se constată că funcționarea SWT va avea loc într-un mediu cu parametri diferiți de normal, valorile acestor parametri vor fi conținute în documentele de proiectare și se va ține seama de prevederile din ICE 60721-2-1.

Cele mai influente condiții extreme de mediu care pot dăuna bunei funcționări a unei SWT, sunt: temperatura, gheața, cutremurele și fulgerele.

Pentru **temperaturile extreme** se consideră ca intervalul de calcul este de la $- 20^{\circ}$ C la $+ 50^{\circ}$ C, pentru turbinele din clasele I – IV de standardizare, iar la turbinele care funcționează mult la temperaturi scăzute, trebuie luate în considerare sarcini suplimentare date de depunerile de gheață pe întreaga arie expusă, începând de la 30 mm grosime a stratului de gheață și având o densitate de 900 kg/m^3 . Sarcinile date de depunerea de gheață pe paletele rotorului, trebuie să demareze după ce a fost oprită sau când trebuie utilizată frâna de protecție la viteze mai mari de $3V_{ave}$. Gheața depusă în cantități mari acționează prin sarcini suplimentare și asupra structurii de susținere a agregatului.

Pentru SWT din clasele standard I – IV nu se folosesc reglementări speciale în privința cutremurelor. Pentru influența descărcărilor electrice se folosesc prevederile normative din documentul IEC 61400 – 24.

1.2.3. Condiții electrice de încărcare

Parametrii electrici de funcționare sunt stabiliți pentru:

a) **Condiții normale de funcționare din punct de vedere electric:**

- tensiunea nominală - valoarea din IEC 60038 (220 V; 380 V) $\pm 10\%$
- frecvența - valoarea nominală $\pm 2\%$
- dezechilibru de tensiune - se încadrează în limita a 2%
- ciclul de reconectare automată – se va încadra între 0,2 și 5 s la prima reconectare, iar la a doua reconectare între 10 și 90 s
- scoaterea din funcțiune – se acceptă un număr de 20 de întreruperi pe an. O întrerupere de mai mult de 24 ore poate fi normală.

b) **Condiții electrice extreme**

În faza de proiectare, vor fi considerate drept condiții de lucru extreme ale instalației electrice cazurile când:

- tensiunea electrică are o abatere $\geq 20\%$ din valoarea nominală

- frecvența variază cu mai mult de $\pm 10\%$ față de valoarea nominală
- dezechilibru de tensiune este mai mare de 15%
- scoateri din funcțiune mai mari de 1 săptămână

Pentru turbinele care nu sunt conectate la rețeaua electrică națională, ci livrează energie într-un sistem de stocare cu acumulatori de 12 V; 24 V; 36 V sau 48 V, se acceptă o abatere de la tensiunea nominală de -15% până la $+30\%$ și de asemenea o variație de 5% la nivelul de alimentare al controller-ului.

În cazul agregatelor aero-electrice care furnizează energie electrică într-o rețea locală, se admit variații mai mari ale tensiunii și frecvenței. Astfel se acceptă:

- la tensiune - abateri de până la $\pm 15\%$ din valoarea nominală
- la frecvență - valoarea nominală $\pm 5\%$.

1.2.4. Concepția structurală a activității de proiectare

Structura proiectului unui agregat aero-electric este bazată pe asigurarea integrității și siguranței în funcționare a tuturor componentelor supuse la încercări mecanice sau electrice, începând de la fundație și până la paletetele turbinei. Se fac calcule riguroase ale componentelor, se execută teste și încercări la oboseală pentru a se determina nivelul de siguranță în funcționare al SWT.

Pentru analizele structurale se utilizează standarde de tipul ISO 2394 sau echivalente ale acestuia.

1.2.4.1. Metodologia de proiectare

Se poate realiza prin trei metode:

- a) Utilizarea ecuațiilor conservative pentru un model simplificat, pentru care se fac calcule de rezistență pentru un număr limitat de ipoteze de încărcare
- b) Modelarea aero-elastică, prin calcule în cazul mai multor ipoteze de lucru date de plaje de viteze diferite, ceea ce determină încărcări diferite asupra componentelor agregatului
- c) Măsurători și teste mecanice ale sarcinilor la care sunt supuse componentele agregatului

Încărcările la care sunt solicitate componentele unui agregat aero-electric sunt de tip inerțial sau gravitațional, sunt sarcini statice sau dinamice rezultate din forțe inerțiale, giroscopice, din vibrații, rotații mecanice sau mișcări seismice. Prin interacțiunea vântului cu rotorul turbinei și cu nacela apar încărcările aero-dinamice care de asemenea pot fi de natură statică sau dinamică.

Interacțiunea paletajului rotoric poate fi făcută și la comandă atunci când se exercită controlul asupra turației rotorului prin limitarea acesteia, când se execută frânarea pentru oprire sau pentru punerea în siguranță sau punerea paletelor în drapel.

Pentru faza de proiectare a SWT, se ia în considerare un set de situații care să acopere condițiile întâlnite în funcționarea agregatului. Astfel se pot întâlni de obicei una din următoarele situații:

- agregat eolian în funcționare în condiții externe normale
- agregat în funcționare și condiții externe extreme
- agregat nefuncțional în condiții externe extreme
- transport, instalare și întreținere în condiții externe neprielnice

a) Modelul simplificat de încărcare

Se poate folosi în cazul turbinelor cu ax orizontal cu două sau mai multe palete, cu paletele fixate în consolă și ax rigid, fără posibilitate de reglare a paletelor. Parametrii luați în calcul sunt:

- viteza de rotație de calcul - n_{design}
- viteza vântului luată în calculul de proiectare - V_{design}
- momentul rotor de proiectare al arborelui turbinei - Q_{design}
- viteza de orientare maximală - $\omega_{yaw,max}$
- viteza de rotație maximă - n_{max}

Prin aceste date de plecare se poate defini raportul de viteze la extremitatea paletei de rază R adică rapiditatea λ :

$$\lambda = \frac{V_{tip}}{V_{hub}} = \frac{\omega \cdot R}{V_{hub}},$$

de unde:
$$\lambda_{design} = \frac{R}{V_{design}} \cdot \frac{\pi \cdot n_{design}}{30} \quad (13)$$

unde:

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} = \frac{\pi \cdot n}{30}.$$

Metoda de calcul simplificată este prezentată în Tabelul 1.2.2.

Pentru fiecare situație de proiectare, tipul de analiză este indicat prin „F” sau „U”. „F” se referă la analiza încărcărilor de oboseală și de rezistență la oboseală, iar „U” se referă la analiza rezistenței maxime a materialului, analiza deviației maxime a paletajului și a stabilității acestuia.

Situația existentă	Ipoteze de încărcare		Caracteristici ale vântului	Tipul de analiză	Observații
Producția de electricitate	A	Funcționare normală		F	
	B	Orientarea	$V_{hub}=V_{design}$	U	
	C	Erori de orientare	$V_{hub}=V_{design}$	U	
	D	Lovitură (solicitarea) de valoare maximă	$V_{hub}=2,5V_{ave}$	U	Rotor în funcțiune dar care poate trece în drapel
Funcționare pentru producție de energie cu apariția unei defecțiuni	E	Viteză de rotație maximă		U	
	F	Sarcină de scurt circuit	$V_{hub}=V_{design}$	U	Moment maxim la generator produs la scurt-circuit
Oprirea turbinei eoliene	G	Oprire (parcare)	$V_{hub}=V_{design}$	U	
Parcare	H	Încărcare pentru rotorul imobilizat	$V_{hub}=V_{e50}$	U	
Parcare și agregat defect	I	Expunere maximă la vânt acționând asupra agregatului parcat	$V_{hub}=V_{ref}$	U	Turbina este solicitată prin expunerea cea mai nefavorabilă
Transport, asamblare, mentenanță și reparații	J	Indicate de fabricant		U	

Tabelul 1.2.2. Metoda de calcul de proiectare simplificată

Ipoteze de lucru

A) Situația funcționării normale a SWT

În acest caz solicitarea care se ia în calcul la proiectare este cea de oboseală. Solicitarea se manifestă constant asupra paletelor și a axului rotorului, amplitudinea sarcinii este considerată ca fiind valoarea maximă care poate să apară. Pentru palete avem în acest caz:

$$\Delta F_{zB} = 2 \cdot m_B \cdot R_{cog} \omega_{n,design}^2 \quad (14)$$

$$\Delta M_{sB} = \frac{Q_{design}}{B} + 2 \cdot m_B \cdot g \cdot R_{cog} \quad (15)$$

$$\Delta M_{yB} = \frac{\lambda_{design} \cdot Q_{design}}{B} \quad (16)$$

cu m_B - masa unei palete și B - număr de palete, R_{cog} - este distanța radială dintre centrul de greutate al unei palete și centrul de greutate al rotorului în metri, Q_{design} -

valoarea de proiectare a momentului motor, iar g - este accelerația gravitațională ($9,81 \text{ m/s}^2$).

Calculul sarcinilor ce acționează asupra turbinei este o combinație între forța centrifugă F_{zB} și momentele de încovoiere la încastrarea paletei în rotor: M_{xB} și M_{yB} . La arborele rotorului avem:

$$\Delta F_{x-shaft} = \frac{3}{2} \cdot \frac{\lambda_{design} \cdot Q_{design}}{R} \quad (17)$$

$$\Delta M_{x-shaft} = Q_{design} \cdot 2 \cdot m_r \cdot g \cdot e_r \quad (18)$$

$$\Delta M_{shaft} = 2 \cdot m_r \cdot g \cdot L_{rb} + \frac{R}{6} \cdot \Delta F_{x-shaft} \quad (19)$$

$e_r = 0,005 R$ - distanța de la centrul de greutate la axa rotorului.

Încărcarea asupra arborelui se consideră că se exercită asupra primului lagăr al rotorului. Calculul încărcărilor este o combinație între forța de încărcare axială $F_{x-shaft}$, momentul de torsiune $M_{x-shaft}$ și momentul de încovoiere pe axul rotorului M_{shaft} .

B) Încărcări care acționează asupra sistemului de orientare al agregatului

Se are în vedere în acest caz acțiunea forțelor și momentelor care apar la viteza maximă de orientare a rotorului $\omega_{yaw,max}$ la o turație a arborelui turbinei n_{design} . Pentru un **sistem de orientare pasiv**, viteza de orientare maximă este dată de relația:

$$\omega_{yaw,max} = 3 - 0,01(\pi \cdot R^2 - 2) \quad (20)$$

Pentru eolienele cu suprafață baleiată a rotorului mai mică de 2 m^2 , viteza maximă de orientare se consideră că are valoarea: $\omega_{yaw,max} = 3 \text{ rad/s}$.

Pentru un **sistem de orientare activ** viteza de orientare maximă se determină prin măsurători pe timp de vânt calm. Dacă sistemul de orientare trebuie să lucreze în condiții speciale și orientarea în vânt a rotorului trebuie să se realizeze în timp scurt, viteza de orientare va fi măsurată în astfel de condiții.

Ținând cont de viteza de orientare a rotorului, momentul de încovoiere M_{yB} se calculează cu ecuația:

$$M_{yB} = m_B \cdot \omega_{yaw}^2 \cdot L_{rt} \cdot R_{cog} + 2 \cdot \omega_{yaw} \cdot I_B \cdot \omega_n + \frac{R}{9} \cdot \Delta F_{x-shaft} \quad (21)$$

$\Delta F_{x-shaft}$ este dată de ecuația (17).

Pentru axul rotorului încărcările sunt dependente de numărul de palete.

Pentru un rotor cu două palete:

$$M_{shaft} = 4 \cdot \omega_{yaw} \cdot \omega_n \cdot I_B + m_r \cdot g \cdot L_{rb} + \frac{R}{6} \cdot \Delta F_{x-shaft} \quad (22)$$

C) Încărcarea turbinei în cazul unei erori de orientare

Se ia în calcul o eroare de orientare de 30° . Momentul de încovoiere ce acționează asupra flapsurilor sistemului de orientare este dat de :

$$M_{yB} = \frac{1}{8} \cdot \rho \cdot A_{proj,B} \cdot C_{l,max} \cdot R^3 \cdot \omega_{n,design}^2 \cdot \left[1 + \frac{4}{3 \cdot \lambda_{design}} + \left(\frac{1}{\lambda_{design}} \right)^2 \right] \quad (23)$$

Coeficientul de portanță $C_{l,max} = 2,0$ dacă nu avem alte valori determinate pentru paletajul respectiv.

D) Încărcări date de solicitare prin izbire bruscă a paletajului

SWT poate fi expusă la solicitări foarte mari asupra paletajului în cazul unor rafale puternice care acționează asupra rotorului. În acest caz, se consideră:

$$F_{x-shaft} = C_T \cdot 3,125 \cdot \rho \cdot V_{ave}^2 \cdot \pi \cdot R^2 \quad (24)$$

Unde $C_T = 0,5$ este coeficientul de lovire (izbire).

E) Viteza de rotație maximă $\omega_{n,max}$

Viteza maximă de rotație a paletajului este dată de:

$$\omega_{n,max} = \frac{\pi \cdot n_{max}}{30} \quad (25)$$

Viteza de rotație a paletajului este determinată în condițiile în care turația rotorului poate deveni foarte mare, de exemplu la pierderea sarcinii generatorului sau la rafale de vânt, la viteze de vânt între 10 m/s și 20 m/s. În aceste condiții în timp de 2 ore, cel puțin 30 minute, viteza vântului va fi mai mică de 15 m/s, iar timp de 30 minute va fi mai mare de 15 m/s. În afara acestor condiții viteza de rotație va fi determinată prin interpolarea sau extrapolarea în funcție de V_{ref} , luându-se în considerare și înclinațiile vizibile apărute în urma solicitărilor.

Forța centrifugală care acționează asupra punctului de fixare al paletei de butuc F_{zB} și momentul de încovoiere M_{shaft} sunt date de relațiile următoare:

$$F_{zB} = m_B \cdot \omega_{n,max}^2 \cdot R_{cog} \quad (26)$$

$$M_{shaft} = m_r \cdot g \cdot L_{rb} + m_r \cdot e_r \cdot \omega_{n,max}^2 \cdot L_{rb} \quad (27)$$

F) Scurt circuit la generator sau la bornele de conectare ale agregatului aero-electric

În acest caz se creează un moment de încărcare foarte mare care solicită arborele rotorului, și:

$$M_{x-shaft} = G \cdot Q_{design} \quad (28)$$

Dacă nu avem o valoare exactă dată de proiectantul generatorului, se consideră $G = 2,0$. Avem pe fiecare paletă:

$$M_{xB} = \frac{M_{x-shaft}}{B} \quad (29)$$

G) Oprirea prin frânare

În cazul opririi turbinei printr-un sistem electric sau mecanic de frânare, momentul de frânare poate fi mai mare decât momentul maxim de lucru dat de acțiunea vântului. În acest caz momentul de frânare trebuie dat de proiectantul sistemului de frânare sau trebuie determinat prin încercări și folosit în calculele de

dimensionare a arborelui turbinei. Pentru o corectă dimensionare vom avea pentru cazul cel mai nefavorabil:

$$M_{x-shaft} = M_{brake} + Q_{design} \quad (30)$$

Momentul de frânare poate fi amplificat de raportul de transmisie a multiplicatorului de turație dacă frânarea se execută pe axul cu turație multiplicată (maximă).

Momentul care acționează asupra paletelor este determinat de momentul de torsiune al arborelui și masa paletei:

$$M_{xB} = \frac{M_{x-shaft}}{B} + m_B \cdot g \cdot R_{cog} \quad (31)$$

unde $M_{x-shaft}$ este dat de relația (30).

Dacă frânarea se face pe arborele de turație mare al multiplicatorului și nu avem o valoare exactă pentru momentul la care este supus arborele, pentru calcule, momentul de torsiune $M_{x-shaft}$ se multiplică cu 2.

H) Solicitățile ce intervin în cazul turbinei oprite în condiții normale

În acest caz se ia în calcul situația apariției unei viteze extreme a vântului V_{e50} (relația (12) de mai sus), care poate să apară odată la 50 de ani.

Pentru turbinele staționate și blocate printr-un sistem de frânare, avem:

$$M_{yB} = C_d \cdot \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot V_{e50}^2 \cdot A_{proj,B} \cdot R \quad (32)$$

unde $C_d = 1,5$ este coeficient de frânare, iar $A_{proj,B}$ aria plană expusă a paletei.

Când rotorul are o mișcare de rotație, coeficientul de portanță $C_{l,max}$ se modifică cu schimbarea de direcție a vântului și deci momentul de încovoiere la punctul de fixare al paletei se definește ca fiind:

$$M_{yB} = C_{l,max} \cdot \frac{1}{6} \rho \cdot V_{e50}^2 \cdot A_{proj,B} \cdot R \quad (33)$$

Dacă nu sunt valori predefinite pentru $C_{l,max}$ se utilizează $C_{l,max} = 2,0$.

Pentru sarcini date de lovirea (izbirea) rotorului de rafale de vânt de intensitate extremă în timpul cât acesta este imobilizat (oprit), încărcarea axială a arborelui se calculează cu:

$$F_{x-shaft} = B \cdot C_d \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{e50}^2 \cdot A_{proj,B} \quad (34)$$

Pentru un rotor în mișcare, forța de izbire este:

$$F_{x-shaft} = 0,17 \cdot B \cdot A_{proj,B} \cdot \lambda_{e50}^2 \cdot \rho \cdot V_{e50}^2 \quad (35)$$

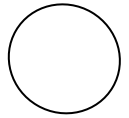
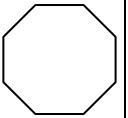
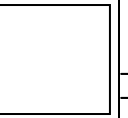
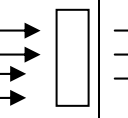
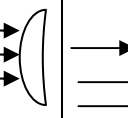
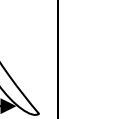
unde B este numărul de palete, iar λ_{e50} este rapiditatea turbinei la V_{e50} , care poate fi exprimată astfel:

$$\lambda_{e50} = \frac{n_{max} \cdot \pi \cdot R}{30 \cdot V_{e50}} \quad (36)$$

Pentru stâlpul de susținere momentul de încovoiere calculat la izbirea rotorului de o rafală extremă cu valoarea vitezei V_{e50} se calculează cu ecuațiile prezentate mai înainte. Frânarea sau forța de ridicare ce acționează pe stâlp și pe nacelă, trebuie să fie de asemenea luate în considerare în faza de proiectare. Pentru a calcula aceste forțe avem relația:

$$F = C_f \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{e50}^2 \cdot A_{proj} \quad (37)$$

Coefficientul C_f este dependent de tipul de secțiune. Valoarea lui poate fi aleasă din Tabelul 1.2.3.

						
Lungime caracteristică < 0,1 m	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	2,0
Lungime caracteristică > 0,1 m	0,7	1,2	1,5	1,5	1,5	2,0

Tabelul 1.2.3. Valori ale coeficientului de forță C_f

În funcție de forțele ce acționează asupra lor se calculează separat încărcările care acționează pe palete sau pe arbore.

I) Solicitări în cazul turbinei oprite cu arie expusă maximă în vânt

În caz de defecțiune a sistemului de orientare, SWT poate să fie solicitată prin expunere în vânt pe diverse direcții. În acest caz la proiectare se iau în calcul forțele ce acționează asupra paletelor, nacelii, stâlpului și ampenajului, care vor fi calculate pentru expunerea la vânt din față, lateral sau din spatele rotorului. Pentru aceasta folosim relația:

$$F = C_f \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{ref}^2 \cdot A_{proj} \quad (38)$$

A_{proj} se consideră ca fiind dată de poziția cea mai nefavorabilă de expunere, luată ca proiecție pe un plan perpendicular pe direcția vântului. Pentru coeficientul C_f se utilizează valorile din Tabelul 1.2.4.

J) Transportul, asamblarea, mentenanța și reparațiile

Proiectantul și fabricantul agregatului eolian trebuie să țină cont de sarcinile ce apar în elementele turbinei pe timpul transportului, montajului și intervențiilor de întreținere și reparații. Cele mai importante încărcări ce pot să apară sunt:

- sarcini gravitaționale la transport sau în alte poziții decât cea normală de funcționare
- încărcări cauzate de sistemele de montare și asamblare pe parcursul activității de montaj a elementelor componente
- sarcini apărute la fixarea în fundație a stâlpului
- sarcini ce apar pe timpul ridicării pentru montaj a componentelor
- solicitări mecanice și electrice pe timpul montajului și punerii în funcțiune

De exemplu pentru a calcula momentul la care este supus stâlpul în timpul ridicării pentru montaj, avem:

$$M_{tower} = 2 \cdot \left(m_{tower\ top} + \frac{m_{overlong}}{2} \right) \cdot g \cdot L_{lt} \quad (39)$$

unde: M_{tower} [N/m] - momentul de încovoiere ce acționează asupra stâlpului în punctul de ridicare

$m_{tower\ top}$ [kg] - masa nacelei și a rotorului

$m_{overlong}$ [kg] - masa stâlpului de la punctul de prindere

L_{lt} [m] - distanța dintre punctul de prindere pentru ridicare și vârful stâlpului

Relația (39) se bazează pe următoarele ipoteze:

- factor de amplificare dinamic egal cu 2.
- centrul de greutate al turbinei se găsește în lungul axului rotorului
- momentul maxim de încovoiere se manifestă când stâlpul este la orizontală.

b) Modelarea aero-elastică

Un set minim de reguli pentru proiectarea cu ajutorul unui model aero-elastic este dat în Tabelul 1.2.5. Se face calculul încărcărilor în funcție de categoria în care se încadrează vântul prin identificarea și evaluarea acestuia. În cazul fiecărei ipoteze de proiectare tipul de analiză se notează cu „F” (*fatigue* – oboseală) sau cu „U” (*ultimate load* – rezistență maximă a materialului) după caz. Pentru alte tipuri de încărcări ale agregatului eolian care nu sunt cuprinse în Tabelul 1.2.4., sunt necesare alte metode de proiectare.

Situația existentă	Condițiile de vânt	Alte condiții	Tipul de analiză
Producție de energie electrică	Condiții de turbulență normală (NTM): $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ sau $3V_{ave}$		F,U
	Rafală extremă cu schimbare de direcție (ECD): $V_{hub} < V_{desian}$		U
	Rafală extremă de funcționare cu recurență la 50 de ani		U

	(EOG ₅₀): $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ sau $3V_{ave}$		
	Schimbare extremă a direcției vântului cu recurență la 50 de ani (EDC ₅₀): $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ sau $3V_{ave}$		U
	Rafală extremă (ECG): $V_{hub} = V_{design}$		U
Funcționare pentru producție de energie cu apariția unei defecțiuni	Profil normal al vântului (NWP): $V_{hub} = V_{design}$ sau V_{out} sau $2,5V_{ave}$	Defecțiuni la sistemul de comandă	U
	Condiții de turbulență normală (NTM): $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ sau V_{e1}	Defectarea sistemului de protecție	F,U
	Rafală extremă cu recurență la un an (EOG ₁): $V_{in} < V_{out}$ sau $2,5V_{ave}$	Căderea conexiunii electrice	U
Oprirea normală	Condiții de turbulență normală (NTM): $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F
	Rafală extremă cu recurență la un an (EOG ₁): $V_{in} < V_{out}$ sau $V_{max, shutdown}$		U
Oprire de urgență sau oprire manuală	Condiții de turbulență normală (NTM): V_a fi indicată de fabricant.		U
Parcare (rotor blocat sau în rotire liberă)	Viteză extremă a vântului (EWM): $V_{hub} = V_{e50}$	Posibilă cădere a conexiunii la rețeaua electrică	U
	Condiții de turbulență normală (NTM): $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F
Parcare și simultan defecțiune	Viteză extremă a vântului (EWM): $V_{hub} = V_{e1}$		U
Transport, asamblare, mentenanță și reparații	Se stabilesc de către fabricant		U

Tabelul 1.2.4. Reguli pentru calculul modelului aero-elastic

c) Modelarea sarcinilor ce acționează asupra componentelor agregatului eolian prin teste și măsurători

Se realizează prin măsurarea încărcării componentelor în condiții cât mai apropiate de cele de exploatare. Se utilizează în acest scop și normativul IEC 61400-13 *Wind turbine generator systems – Part B: Measurement of mechanical loads*.

Dacă încercările mecanice sunt realizate în condiții similare cu cele prezentate în cele două tipuri de modele prezentate anterior, rezultatele acestora pot înlocui sau completa calculele făcute pentru condițiile specifice solicitate de proiect.

Calculul sarcinilor pe componente

Sarcinile care acționează asupra principalelor componente trebuie calculate ca forțe și momente individuale într-o ipoteză de acțiune combinată, pentru a se ajunge la determinarea sarcinilor echivalente. Rezultatul compunerii acțiunii acestor sarcini echivalente va fi comparat cu valorile acceptate de materialele din care se execută componentele agregatului eolian astfel încât să fie asigurate criteriile de siguranță. Vor fi luate în calcul:

- variațiile de acțiune a sarcinilor
- locul unde acționează mai multe tipuri de sarcini simultan sau alternant
- amplitudinea și sensul de acțiune a rezultatelor încărcărilor
- dimensionarea componentelor și variațiile de grosime ale materialelor
- rugozitatea suprafețelor și tratamentele termice aplicate
- tipul de solicitări care apar (de încovoiere, de compresiune, de tracțiune, de torsiune)
- îmbinările prin sudură, tehnologiile de prelucrare, precizia de execuție a pieselor, omogenitatea compoziției componentelor

Tabelul 1.2.5. se dorește a fi un ghid pentru încărcările echivalente care vor fi luate în calculul de proiectare.

1.2.4.2. Coeficienți de siguranță

A) Cerințe pentru materialele de execuție

Caracteristicile materialelor (mecanice, fizice, chimice) trebuie să fie estimate cu o probabilitate de minim 95%. Dacă proprietățile materialelor sunt modificate de alți factori care intervin, coeficienții de siguranță ai materialelor utilizate vor fi ajustați în acest sens pentru a nu scădea nivelul de siguranță în funcționare.

	<i>Ax de fixare a paletelor cu secțiune circulară</i>	<i>Ax de fixare a paletelor cu secțiune rectangulară</i>	<i>Sarcinile tăietoare pe rotor</i>
<i>Sarcini axiale</i>	$\sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B}$	$\sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B}$	$\sigma_{x-shaft} = \frac{F_{x-shaft}}{A_{shaft}}$
<i>Încovoiere</i>	$\sigma_{MB} = \frac{\sqrt{M_{xB}^2 + M_{yB}^2}}{W_B}$	$\sigma_{MB} = \frac{M_{xB}}{W_{xB}} + \frac{M_{yB}}{W_{yB}}$	$\sigma_{M-shaft} = \frac{M_{shaft}}{W_{shaft}}$
<i>Forțe tăietoare</i>	<i>Neglijabile</i>	<i>Neglijabile</i>	$\tau_{M-shaft} = \frac{M_{x-shaft}}{2W_{shaft}}$
<i>Sarcini combinat (axiale încovoiere)</i>	$\sigma_{eqB} = \sigma_{zB} + \sigma_{MB}$		$\sigma_{eq} = \sqrt{(\sigma_{x-shaft} +$

Tabelul 1.2.5. Sarcini echivalente

Următorii factori pot fi considerați ca determinanți pentru proprietățile materialelor:

- structura (compoziția) materialelor
- metodele de fabricație și testare a caracteristicilor structurale
- testele de încărcare statică sau încercare la oboseală
- efectele condițiilor de mediu în care lucrează (umiditate, coroziune, ultraviolete, temperatură)
- geometria pieselor sau orientarea fibrelor (în cazul pieselor turnate prin injectare, a pieselor forjate sau a pieselor din lemn)

Condiții	Caracteristici complet cunoscute	Caracteristici minim cunoscute
Încercare la oboseală	1,25 ^{a)}	10,0 ^{b)}
Încercarea maximă admisă	1,1	3,0
^{a)} Coeficientul este aplicat în condițiile de încărcare date pentru ecuația (47)		
^{b)} Coeficientul este aplicat pentru determinarea încărcării maxime admise		

Tabelul 1.2.6. Coeficienți de siguranță parțiali ai materialelor

În Tabelul 1.2.6. sunt dați coeficienți parțiali pentru materialele care sunt utilizate, pentru a se realiza verificări ale acestora la oboseală și la încărcare maximă.

Dacă cinci coeficienți de siguranță sunt corect aleși, se consideră că materialele prezintă un grad de siguranță „parțial minim” și pot fi utilizate. Acest tip de tratare a siguranței în funcționare este numită „caracterizare completă”.

Dacă materialele folosite sunt încercate individual prin epruvete fără să se țină cont de coeficienții de siguranță ci doar de rezultatele măsurătorilor, materialele vor fi folosite astfel încât să se încadreze în limitele de siguranță admisă. Un astfel de tip de tratare se numește „caracterizare minimă”.

Metoda de determinare a sarcinilor	Coeficient de siguranță la solicitare la oboseală γ_t	Coeficient de siguranță la încărcare maximă γ_f
Calculul simplu al încărcării	1,0	3,0
Modelul aero-elastic de calcul de proiectare	1,0	1,35
Extrapolarea datelor de măsură	1,0	3,0

Tabelul 1.2.7. Coeficienți de siguranță parțiali

În Tabelul 1.2.7. sunt dați coeficienții de siguranță pentru calculele de proiectare în cazul a trei metode de determinare a sarcinilor ce acționează asupra componentelor agregatelor aero-electrice.

B) Analiza limitei de rezistență a materialelor

Pentru cerințele de proiectare, încărcarea maximă admisă este dată de expresia (40):

$$\sigma_D \leq \frac{f_x}{\gamma_m \cdot \gamma_t} \quad (40)$$

unde: - f_x - rezistența caracteristică a materialului

- γ_m - coeficientul de siguranță parțial al materialului
- γ_t - coeficient de siguranță parțial de sarcină (încărcare)

Avaria cauzată de oboseală cumulată în funcționare în cazul turbinelor de vânt, este necesar să fie mai mică sau cel mult egală cu 1. Astfel:

$$Damage = \sum_i \frac{n_i}{N \cdot (\gamma_f \cdot \gamma_m \cdot s_i)} \leq 1 \quad (41)$$

unde: - n_i - număr de cicluri de lucru la sarcini mari, valabil pentru fiecare sarcină „i” caracteristică

- s_i - nivelul sarcinii (sau deformării) care la cicluri complete cumulează efectele sarcinilor

- N (...) - număr de cicluri de funcționare în situație de avarie

- $\gamma_f; \gamma_m$ - coeficientul de siguranță specific pentru sarcini sau tipul de materiale.

În cazul modelului de calcul simplificat, numărul de cicluri la oboseală este dat de:

$$n = \frac{B \cdot n_{design} \cdot T_d}{60} \quad (42)$$

T_d - durata de viață a turbinei în secunde.

Ecuția (40) poate fi utilizată împreună cu rezistența maximă admisă a materialului. Coeficientul de siguranță parțial la oboseală la „caracterizare minimă” a materialului (Tabelul 1.2.6.), va avea valoarea $\gamma_m = 10,0$.

1.2.5. Sistemul de protecție și de oprire

Cerințele ce trebuiesc îndeplinite prin proiectare în privința asigurării funcționării sistemului de protecție, trebuie să asigure prevenirea creșterii turației turbinei peste n_{max} și securitatea în caz de avarie. Sistemul de protecție trebuie să funcționeze la apariția oricărei defecțiuni a unei surse de alimentare sau a unei componente cu durată de viață limitată din sistemul de comandă și protecție. Sistemul de supraveghere a funcționării trebuie să asigure semnalizarea defecțiunii. Defectarea sistemului de comandă, a sistemului electric sau a sistemului de protecție nu trebuie să permită ca turbina să depășească n_{max} sau să ajungă într-un mod de funcționare nesigur.

Sistemul de protecție trebuie să funcționeze corespunzător și când SWT este sub control manual sau automat.

a) Oprirea manuală

Turbinele cu aria baleiată ≥ 40 m trebuie să dețină un buton sau un dispozitiv pentru procedura de oprire. Butonul sau dispozitivul manual de oprire este prioritar față de sistemul de control automat și realizează imobilizarea SWT în condițiile de operare normală.

Pentru turbine cu aria baleiată mai mică de 40 m², butonul/dispozitivul de oprire manuală nu este obligatoriu, dar trebuie să fie stabilite proceduri de oprire. Este recomandabil ca și la acest tip de SWT să fie prevăzute butoane sau dispozitive de oprire manuală.

b) Opreire pentru întreținere

Din fabricație constructorul trebuie să prevadă posibilitatea de oprire pentru operațiile de control și mentenanță planificate și pentru a se remedia avariile apărute întâmplător. Specificațiile tehnice în acest caz trebuie să cuprindă condițiile în care se pot desfășura astfel de intervenții (viteza maximală a vântului, temperatura, umiditate, etc.).

Viteza maximală a vântului luată în calcul nu trebuie să fie mai mică de 0,5 V_{ave} . Rotorul turbinei și dispozitivul de orientare va fi oprit și blocat pe perioada intervențiilor de întreținere. Constructorul trebuie să prevadă proceduri de oprire. Indicat pentru a opri un agregat de mici dimensiuni este utilizarea unui stâlp cu posibilitate de basculare, astfel încât intervențiile să poată fi realizate la sol. Dacă intervențiile se realizează la înălțime, trebuie să existe un dispozitiv de blocare a mișcării rotorului a nacei și a sistemului de orientare pe perioada lucrărilor.

c) Teste și măsurători

Pentru toate activitățile de măsurare a vitezei vântului, poziționarea anemometrului și a celorlalte aparate de măsură se realizează în conformitate cu cele prevăzute de ultima variantă a normativului: IEC 61400-12-1. Testele și măsurătorile vor fi consemnate într-un raport în care vor fi descrise modelele de măsurare utilizate, condițiile în care se desfășoară măsurătorile, tipul de aparat, caracteristicile și rezultatul măsurătorilor.

Descrierea metodelor de măsurare, includ o descriere detaliată a procedurilor, instrumentelor, data achiziției și a efectuării verificărilor. Orice abatere de la metodele de măsurare stabilite va fi prezentată și argumentată în documentație.

Raportul de măsurători se întocmește în conformitate cu ISO/IEC 17025 și alte standarde utilizate în domeniul măsurătorilor (exemplu: IEC 61400-12-1 și IEC 61400-13).

d) Teste și măsurători pentru verificarea datelor utilizate la proiectare

Pentru a verifica datele de proiectare în cazul utilizării unui model de calcul aero-elastic sau metoda de analiză simplificată a sarcinilor se va verifica dacă au fost bine alese următoarele date de proiectare:

- P_{design} - puterea ca valoare de proiectare
- n_{design} - viteza de rotație de proiectare
- Q_{design} - momentul de proiectare
- N_{max} - viteza de rotație maximă.

Avem: $V_{design} = 1,4 V_{ave}$, iar $P_{design}, n_{design} = f(V_{design})$

Măsurătorile se realizează la sarcina electrică nominală de încărcare, la valori din 0,5 în 0,5 m/s, de la valoarea V_{in} la valoarea $2 V_{ave}$. Valorile de măsură se iau ca medii pe un minut la o frecvență de cel puțin 0,5 Hz.

Momentul:

$$Q_{design} = \frac{30 \cdot P_{design}}{\eta \cdot \pi \cdot n_{design}} \quad (43)$$

unde:

$$n = 0,6 \div 0,000005 \cdot P_{design}, \quad \text{pentru } P_{design} \leq 20 \text{ kw}$$

$$\text{și: } n = 0,7, \quad \text{pentru } P_{design} > 20 \text{ kw}$$

e) Viteza de orientare maximă

Este viteza maximă a rotorului în jurul axului de orientare. În cazul trecerii în poziția drapel, viteza de orientare se consideră o componentă a vitezei de orientare a nacei și componenta de viteză a rotirii în poziția drapel a rotorului (pentru a fi paralel cu axa de orientare).

Această viteză poate fi calculată astfel:

$$\omega_{yaw,max} = 3 - 0,01 \cdot (\pi \cdot R^2 - 2) \quad (44)$$

Viteza de orientare depinde de:

- condiții externe
- poziția agregatului la începutul acțiunii de orientare

f) Viteza de rotație maximă

Viteza rotorului se măsoară în condiții susceptibile de a duce la creșterea accentuată a vitezei rotorului (de exemplu: la schimbarea bruscă de direcție sau la rafale) cu o viteză a vântului cuprinsă între 10 m/s și 20 m/s. Într-un interval de două ore vom avea 30 minute cu $V \geq 15$ m/s și cel puțin 30 de minute cu $V \leq 15$ m/s. În afara acestor date, viteza maximă de rotație va fi extrapolată sau interpolată ținând cont de V_{ref} , luând în calcul și orice înclinație vizibilă apărută.

Măsurătorile și testele efectuate pot fi utilizate pentru validarea calculului de proiectare sau pentru determinarea sarcinilor de încărcare. Măsurătorile vor include cel puțin valoarea sarcinilor (încărcărilor), parametrii meteorologici și valorile operaționale ale vitezei vântului și de rotație a turbinei. Vor fi măsurate de asemenea și sarcinile critice și locațiile unde acționează. Încărcările se pot referi la momentele de încovoiere ce acționează asupra axului de fixarea paletelor, forțele de compresiune și sarcinile de încovoiere ale stâlpului. Se mai ține seama de viteza rotorului, puterea electrică, poziția sistemului de orientare și dimensiunile turbinei.

Valorile măsurate vor trebui să confirme datele de proiectare și după analizarea acestora trebuie determinate valorile minime și maxime ale vitezei vântului și ale condițiilor de turbulență sau de vânt în rafale la care SWT se comportă normal. Aceste date vor fi cuprinse în raportul de măsurători întocmit.

Testele efectuate trebuie să stabilească:

- gradul de scădere în timp a caracteristicilor mecanice și fizico-chimice a materialelor
 - calitatea protecției la condițiile agresive de mediu
 - funcționarea turbinei din punct de vedere dinamic
- Probele de funcționare ale SWT pot fi stabilite ca durată astfel:
- doar pe o perioadă scurtă de efectuare a testelor
 - cel puțin 2500 h de funcționare la orice viteză a vântului
 - cel puțin 250 h de funcționare la $V = 1,2V_{ave}$ sau mai mare
 - cel puțin 25 h de funcționare la $V = 1,8V_{ave}$ sau mai mare

Viteza vântului se ia ca medie pe 10 minute cu o frecvență a măsurătorilor de cel puțin 0,5 Hz. În cazul turbulențelor cu intensitate mai mare de 15 m/s sau cu viteze instantanee ale vântului mai mari, se vor stabili prin raportul de măsurători condițiile de măsurare.

Puterea electrică produsă de agregatul aero-electric va fi măsurată prin contoare de energie electrică montate în instalația de livrare.

Pe durata probelor se mai pot face și alte tipuri de măsurători.

1.2.6. Funcționarea fiabilă

Constă în:

- mai mult de 90% din timp funcționare în bune condiții
- funcționare fără avarii sau defecțiuni majore a turbinei sau a componentelor sistemului
- uzură, coroziune sau deteriorări fizico-chimice nesemnificative în timpul funcționării
- scăderi nesemnificative de randament în condiții de vânt comparabile.

Atunci când se constată în timpul efectuării probelor, apariția unor probleme în funcționare sau deteriorări ale componentelor SWT, aceste constatări vor fi cuprinse în raportul de măsurători și vor trebui să conducă la modificări ale soluțiilor de proiectare alese. Deteriorări sau avarii majore pot să apară la componente ale sistemului de siguranță al turbinei, la palete, la generator, la sistemul de comandă și orientare, la sistemul de protecție, în lagăre sau la invertor.

La sfârșitul perioadei de probă se face o constatare a gradului de uzură apărut, a coroziunii și a altor tipuri de deteriorări ale componentelor agregatului, care vor fi extrapolate pentru perioada (durata) de funcționare normală a SWT, astfel încât să fie luate decizii tehnice legate de fiabilitate și siguranța în funcționare a agregatului.

Procentul de utilizare a agregatului este legat de performanțele date prin raportul dintre durata de utilizare prevăzută în proiect și timpul de funcționare normală pe perioada testelor, ambele considerate în intervalul de timp în care sunt efectuate probele.

Nivelul de putere electrică livrată este în concordanță cu viteza vântului. Pentru fiecare nivel de viteză a vântului este realizat un nivel de putere pe perioada funcționării normale. Dacă se observă o comportare diferită față de curba de putere normală, se vor determina urgent cauzele care produc această anomalie. La fel se procedează și în cazul când agregatul livrează energie electrică într-un sistem de acumulatori, când se va urmări și nivelul de încărcare al acestora.

1.2.7. Comportamentul în regim dinamic

Se urmărește funcționarea în regim dinamic în toate fazele de lucru ale agregatului determinându-se: nivelul de zgomot, vibrațiile elementelor aflate în mișcare și cele transmise stâlpului, comportamentul sistemului de orientare al paletelor sau al nacelei în vânt. Cele constatate sau măsurate vor fi trecute în raportul de măsurători.

1.2.8. Testarea componentelor mecanice

O testare a paletelor este necesară în cazul tuturor agregatelor eoliene. În cazul unor componente pentru care nu au fost făcute calcule, acestea vor fi supuse la acțiuni combinate ale sarcinilor luate în calcul la proiectare. Se ține seama în

același timp și de elementele de siguranță în funcționare. În timpul acestor încercări se urmăresc modificările ce intervin asupra materialului și geometriei paletei (deformări plastice, fisuri, flambarea, pierderea rigidității, etc.).

Încercările statice se realizează la acțiunea combinată a momentului de răsucire și a forței centrifuge. În acest fel este verificată și rezistența axului de fixare a paletei în rotor. Este recomandat ca încercările efectuate să stabilească și diferența dintre rezistența de rupere a paletei, stabilită prin proiectare și rezistența la rupere efectivă constatată la efectuarea probelor.

Pentru încercări la oboseală executate asupra paletei se vor folosi cele stabilite în normativul IEC 61400-23.

Arborele rotorului turbinei se verifică la solicitări statice date de acțiunea forței centrifuge și a forței de încovoiere ce acționează asupra paletei în secțiunile de fixare pe axul rotorului. Nu este admisă apariția nici unei avarii la încercări cu sarcini de nivelul celor acceptate în proiect.

Se mai realizează teste asupra mecanismului de orientare, mecanismului de fixare a nacei pe stâlp, a multiplicatorului de turație.

1.2.9. Siguranța în funcționare

Probele efectuate pentru determinarea gradului de siguranță în funcționare au rolul de a confirma sau a determina dacă dispozitivele de securitate sunt bine alese. Aceste teste includ controlul și protecția sistemului în timpul funcționării în condiții critice cum ar fi:

- reglarea puterii și a vitezei
- orientarea în vânt a paletajului și a ansamblului agregatului
- pierderea sarcinilor de încărcare
- protecția la supraturare
- oprirea și pornirea la viteze mai mici decât viteza de proiectare
- protecția la vibrații mari
- protecția acumulatorilor la supra sau sub tensiuni
- oprirea de urgență în timpul funcționării normale
- torsiunea cablurilor electrice
- căderea de tensiune a rețelei electrice

Sistemele de protecție sunt activate de o avarie în funcționare sau un eveniment critic apărut. Acestea pot fi testate la o funcționare în timp sau prin simularea unor evenimente critice care pot să apară. Dacă SWT funcționează în condiții de mediu diferite de cele de normale, testările turbinei se vor realiza prin simularea respectivelor condiții de mediu.

Comportamentul generatorului electric al unei SWT se va verifica după normative de tipul IEC 60034-1, IEC 60034-2, IEC 60034-5 și IEC 60034-8.

1.2.10. Sistemul electric

Sistemul electric al unei SWT prin toate componentele sale, trebuie să îndeplinească cerințele articolelor 4 până la 15 din IEC 60204-1, normele cuprinse în standardele naționale și cele prevăzute în reglementările legislative locale în domeniu.

Fiecare din componentele electrice cu care este echipată o SWT, este aleasă pe baza unor caracteristici de funcționare care să asigure nu doar funcționarea normală

ci și condițiile apărute în caz de avarie sau la efectuarea operațiunilor de service. Dacă din fabricație una din componentele electrice utilizate (generator, invertor, pupitru de comandă, etc.) nu au din concepție un sistem de protecție adecvat utilizării în cadrul unei SWT, acestea se vor echipa adițional cu un sistem de protecție corespunzător.

Sistemele de protecție a componentelor electrice trebuie să asigure securitatea în funcționare prin intervenția rapidă și sigură. Astfel, acestea intervin în caz de supratensiuni, sau supracurenți, ca protecții termice, etc., intervenind pentru deconectarea totală sau pe o perioadă determinată.

Sistemul de împământare al SWT, trebuie să poată prelua atât sarcinile accidentale apărute (scurtcircuite, suprasarcini electrice, etc.) cât și fulgerele care pot afecta agregatul aero-electric în timpul furtunilor.

Normativul IEC 61400-24 indică modul în care poate fi realizată protecția în astfel de cazuri.

Încărcarea acumulatorilor se va realiza la valori ale tensiunii și curentului apropiate de valorile recomandate în cartea tehnică. Trebuie luate în considerare și aspecte cum ar fi:

- temperatura acumulatorilor
- dilatarea acestora
- dimensiunea conductorilor și caracteristicile materialelor izolatoare

Circuitul de încărcare trebuie să fie astfel dimensionat încât să poată prelua sarcina electrică apărută la o cădere de încărcare a rotorului și în caz că acumulatorii sunt încărcate, să o poată transfera spre un alt consumator (termic, mecanic, etc.).

1.2.11. Stâlpul de susținere

Este un element deosebit de important al SWT atât din punct de vedere tehnic cât și financiar. La SWT cu aria baleiată a rotorului $>2 \text{ m}^2$, stâlpul este inclus ca și componentă în sistemul agregatului aero-electric.

La proiectarea stâlpului de susținere al agregatului aeroelectric trebuie avute în vedere atât caracteristicile de mediu în care funcționează, vibrațiile transmise de la rotor spre elementele de susținere, sarcinile de compresiune și de încovoiere date de încărcările statice sau dinamice, caracteristicile solului unde se instalează SWT. De asemenea în cazul când pentru întreținerea agregatului nu există posibilitatea aducerii acestuia la nivelul solului se va prevedea o scară de acces pentru intervenție la înălțime.

1.2.12. Documentația

Documentația care însoțește o SWT, trebuie să cuprindă manuale în care vor fi date instrucțiuni în ceea ce privește transportul, instalarea, funcționarea normală sau în caz de avarie, instrucțiuni de service sau mentenanță și norme de protecție a muncii pentru personalul de deservire.

Producătorul trebuie să elaboreze și un manual care să cuprindă procedurile de intervenție în cazul avariilor la sistemele de siguranță și de funcționare în cazul condițiilor extreme ce pot să apară.

1.2.13. Marcarea SWT

Plăcuțele indicatoare de marcarea trebuie să cuprindă:

- producătorul și țara de origine
- modelul și seria
- data fabricației
- caracteristicile tehnice principale (putere, V_{ave} , V_{in} , V_{out})
- caracteristicile electrice de conectare (tensiune, frecvență, etc.)
- masa și dimensiuni de gabarit

1.3. Concluziile capitolului 1

Problematika securității agregatelor și a responsabilității pentru accidente este principalul obiectiv al Standardului Comisiei Electrotehnice Internaționale. Fiind întocmit de o comisie de specialiști în domeniu în condițiile unor consultări și avizări, este o sinteză a cunoștințelor tehnice actuale în domeniul aplicațiilor reale. În faza de documentare s-a acordat atenție acestor prevederi depășind uneori cadrul strict al tezei. Scopul urmărit a fost înțelegerea acestor norme și aplicarea lor în corelație cu aerodinamica turbinelor de vânt ca domeniu științific.

O parte din norme se referă la terminologia acceptată de comisiile CEI, ca de exemplu domeniul turbinelor mici și clasele acestora.

Vântul fiind un fenomen aleator normele precizează metodologia statistică convenită pentru evaluări sintetice mai ales pentru valori extreme probabile, importante pentru dimensionarea structurilor, pentru economicitate și pentru responsabilitățile juridice. Sunt importante convențiile privind statica paletelor prin valorile unor coeficienți de siguranță pentru materialele de construcție și elementele de structură. Acestea trebuie corelate cu încărcările aerodinamice și cele inerțiale date de rotație.

Sunt formulate în standard condițiile convenite pentru subsistemele electrice ale agregatelor.

Un domeniu important din norme se referă la conducerea agregatului (pornirea, oprirea, protecțiile, regimuri de exploatare optimă și fiabilă), la testări, la documentații. Aceste condiții sunt formulate de proiectantul și furnizorul paletelor și realizate de proiectantul și furnizorul echipamentului de conducere și protecție. Stabilirea responsabilităților în această colaborare este importantă având în vedere că o avarie cauzată de ruperea de paleta poate avea complicate implicații juridice.

Standardul nu are putere juridică decât în cazul în care este însușit de legislația națională sau este specificată în contracte aplicarea normei internaționale. În cazul comercializării unui agregat furnizorul sau un for competent întocmește o documentație tehnică care dovedește încadrarea în aceste norme și formulează unele responsabilități și garanții.

CAPITOLUL 2.

STUDIUL OFERTEI AEROENERGETICE PENTRU JUDEȚUL ALBA

2.1. Descriere generală

Județul Alba este situat în zona centrală și sud-estică a Munților Apuseni, cuprinzând și o parte a Dealurilor Târnavelor, a Podișului Secașelor, precum și a versantului nordic al Munților Șureanu. Relieful județului prezintă trei unități caracteristice: o unitate muntoasă, una de dealuri și podiș și una de depresiuni și culcare.

Zona montană reprezintă 52% din suprafața județului, constând din zona centrală și sud-estică a Munților Apuseni și versantul nordic al Munților Șureanu.

Totalitatea Munților Apuseni de pe teritoriul județului este formată din mici depresiuni montane în care sunt prezente așezări omenești dispersate pe suprafețe întinse. În zonele de întâlnire a Munților Bihor și a Muntelui Mare cu Muntele Găina și Munții Metaliferi s-au format depresiunile Abrud și Câmpeni iar pe cursul Arieșului acesta a determinat formarea depresiunilor Lupșa și Sălciua. Pe valea Ampoiului întâlnim Depresiunea Ampoi – Ampoița, iar în zona Munților Metaliferi s-a format Depresiunea Almașului. Întreaga formațiune muntoasă din această parte a județului este caracterizată de înălțimi care ajung până la 1000 m, cu suprafețe domoale străpunse din loc în loc de stânci golașe din calcar sau granit.

Munții Șureanu (Sebeșului) sunt prezenți în sudul județului făcându-se astfel legătura cu Carpații Meridionali și prezintă un relief mult mai impozant, cu văi paralele adânc săpate, orientate spre nord, mărginite de culmi înalte care ajung la 2000 m (Vârful Șureanu – 2059 m, Vârful lui Pătru – 2130 m) și care au platforma netedă acoperită cu pășuni alpine. Este o zonă în care de cele mai multe ori întâlnim doar locuințe izolate, multe din ele folosite doar pe perioada de vară, sau grupări de cabane turistice.

Întreaga zonă montană a Județului Alba are o rețea hidrografică foarte bogată formată din pârauri care au caracter permanent, în apropierea lor construindu-se sate sau cătune. Locuințele în aceste zone sunt așezate la sute sau mii de metri una de alta, la multe din ele accesul asigurându – se doar pe jos, pe cărări. Multe din aceste gospodării nu sunt racordate la sistemul național de alimentare cu energie electrică.

Podișurile reprezintă 25% din suprafața județului și sunt prezente în partea de est prin Podișul Secașelor, Podișul Târnavelor și Podișul Măhăceni. Acestea au înălțimi de până la 550 – 600 m.

Munții Apuseni și Munții Șureanu reprezintă o barieră climatică în calea curenților de aer care vin din partea vestică a țării, dar și pentru curenții sudici și sud-vestici.

De aceea nu s-au întâlnit aici manifestări climaterice extreme cum ar fi de exemplu furtuni deosebit de puternice.

Vântul prezintă direcții și viteze ce diferă în funcție de liniile importante de relief ale județului ceea ce determină o repartizare a potențialului eolian în strânsă legătură cu acestea.

Astfel în lungul culoarului Mureșului predomină vântul din sud – vest și cel din nord – est cu viteze medii anuale cuprinse în general între 2 și 5 m/s cu precizarea că frecvența de apariție a vântului este mai mare în lunile de primăvară și toamnă, iar calmul atmosferic poate ajunge în unii ani până la aproape 50% la sută din timp.

La munte odată cu creșterea altitudinii crește frecvența dar și valoarea vitezei medii anuale a vântului, ajungându-se la înălțimi de peste 1500 de metri la viteze medii de peste 7 – 8 m/s cu circulație preponderent din partea vestică sau sud – vestică.

Analizând datele mai în amănunt și ținând cont de obiectivul principal al proiectului de care ne ocupăm, adică: **adaptarea agregatelor aeroelectrice de mică putere la oferta energetică a amplasamentelor cu regim de vânt moderat**, se urmărește în primul rând creșterea prin alegerea unei soluții optime de proiectare și fabricație, a eficienței acestor agregate folosind diversificări adecvate ale unor componente.

Opțiunea pentru **vânt moderat** provine din impunerea amplasării agregatelor în vecinătatea imediată a gospodăriilor din considerente de costuri.

Astfel criteriile pentru selectarea amplasamentelor pentru primele agregate sunt următoarele:

- a) Regim moderat de vânt
- b) Caracterul demonstrativ al proiectului cu acces posibil pentru publicul interesat
- c) Posibilități de extindere în zonele învecinate a modelului care este experimentat

În Județul Alba sunt 798 de gospodării ne-electrificate fără posibilități de extindere a rețelelor electrice în viitorul previzibil.

Din punct de vedere orografic, în studiul întocmit în prezenta lucrare în cadrul județului Alba, sunt identificate trei zone cu specific care influențează alegerea amplasamentelor:

a) Zona de sud a județului - Munții Șureanu din Carpații Meridionali cu altitudini până la 2130 m, zonă cu locuințe relativ puține multe din ele folosite doar vara (sălășe). Zona are realizate amenajări hidrotehnice cu puteri mari pe râul Sebeș și așezări organizate în apropierea acestora care din păcate nu sunt în totalitate electrificate.

b) Culoarul Mureșului cu orografie de podiș (Secașelor, Târnavelor) ocupă zona centrală a județului cu altitudini între 250 și 500 m.

c) Zona de vest a județului cuprinde o parte din Munții Apuseni cu altitudini de până la 1200 m. Zona este fragmentată de numeroase depresiuni și are pe întreaga suprafață locuințe permanente sau temporare dispersate îndeosebi pe culmi.

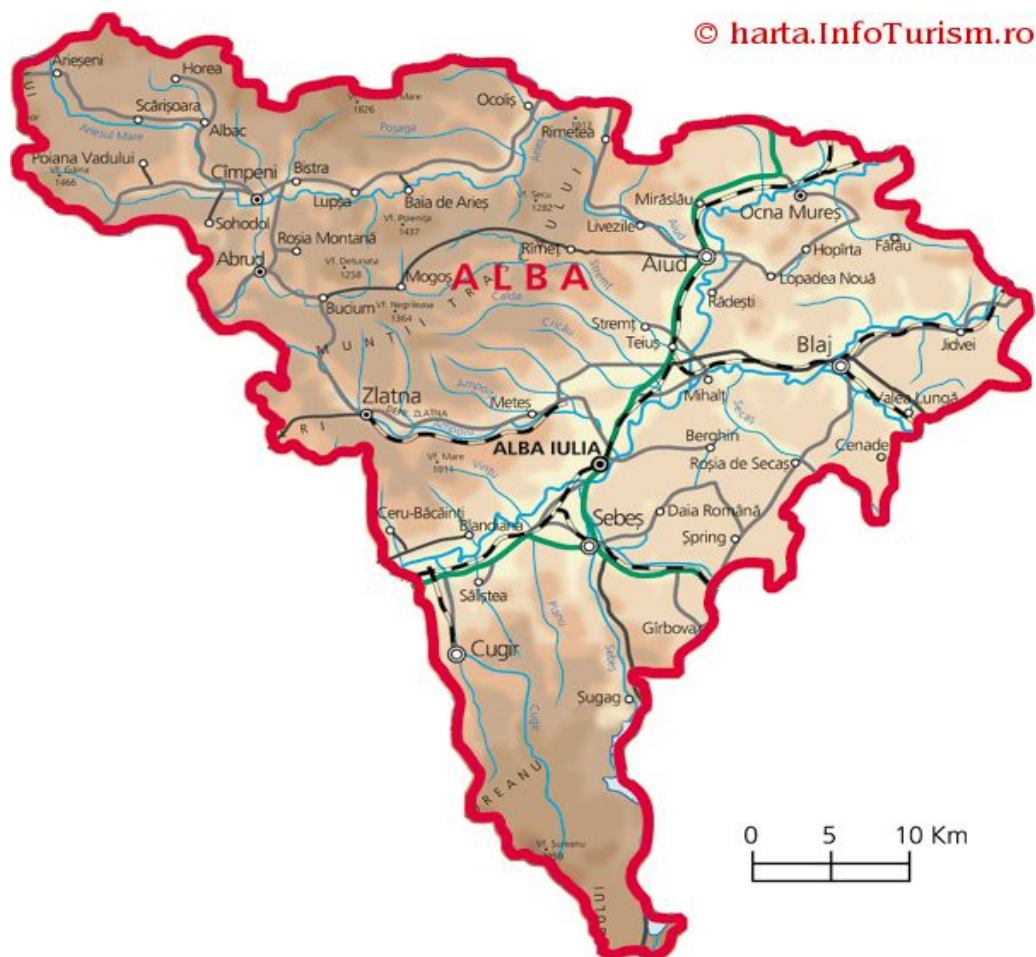


Fig. 2.1. Harta Județului Alba

În prima fază a analizei potențialului eolian, ne folosim de datele statistice obținute prin măsurătorile realizate în anii precedenți de institutele de meteorologie națională sau stațiile meteorologice locale.

Astfel, în Figura 2.2. avem prezentată harta cu viteza medie a vântului măsurată în perioada anilor 1961 – 2000 de către stațiile meteorologice din județ. Măsurătorile au fost efectuate la o înălțime de 10 m de la sol. Stații meteo din rețeaua ANM din Județul Alba, sunt situate la următoarele altitudini:

- ALBA IULIA	250 m
- BLAJ	280 m
- SEBEȘ	262 m
- CÂMPENI	586 m
- ROȘIA MONTANĂ	662 m

Avem de asemenea utilizând măsurătorile realizate în cadrul stațiilor meteorologice aparținând de Agenția Națională de Meteorologie de pe teritoriul județului datele din perioada anilor 1997 – 2007 prezentate în Tabelul 2.1. și în Tabelul 2.2 referitoare la viteza medie lunară și anuală a vântului precum și frecvența vitezei vântului pe praguri de valori măsurată din metru în metru.

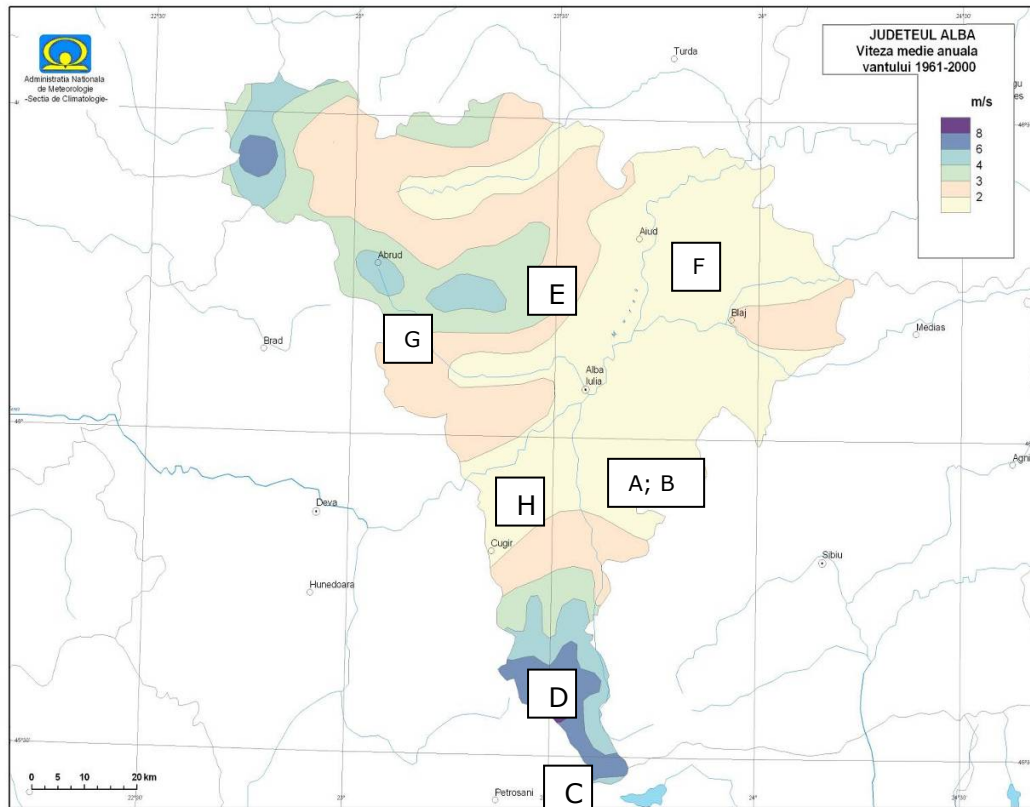


Fig. 2.2. Harta cu viteza medie anuală a vântului în Județul Alba.

În cele ce urmează se va realiza o analiză critică a rezultatelor obținute din datele statistice și se vor realiza măsurători de control pe amplasamentele alese. Din cauza amplasării stațiilor meteorologice în apropierea (sau chiar în interiorul) localităților, nu toate datele pot fi utilizate (Ex: Câmpeni și Alba Iulia).

Pentru analize energetice s-a acceptat o relație generalizată pentru județ care aproximează viteza medie multianuală la elevația de 10 m în funcție de altitudinea locului:

$$V_{ave}[m/s] = 2 + 0,0015 \cdot h \quad (1)$$

unde h altitudinea locului în [m] .

Pentru curbele de frecvență se folosesc datele stațiilor și un program de calcul pentru constantele Weibull în funcție de vitezele medii.

Stația Meteo	L U N I L E												V _{med} anuală
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Alba Iulia	1.4	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.4	1.1	1.1	1.2	1.3	1.2	1.4
Blaj	2.2	3.0	3.7	3.3	3.0	2.6	2.5	2.1	1.9	2.0	2.3	2.1	2.6
Cimpeni	0.7	0.9	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.8	0.7	0.8	0.8
Roșia Montană	3.1	3.5	3.6	3.3	2.8	2.5	2.6	2.4	2.7	3.2	3.3	3.2	3.0
Sebeș	2.4	3.0	2.8	2.6	2.4	2.2	2.2	1.8	1.9	2.0	2.3	2.2	2.3

Tabel 2.1. Viteza medie lunara si anuala a vântului (m/s) (măsurători efectuate în perioada 1997 - 2007)

După cum se poate observa urmărind cele două hărți, viteze medii anuale ale vântului de valoare mai mare sunt întâlnite îndeosebi în zona montană înaltă din Munții Șureanu și Munții Apuseni. Mai concret este vorba în Munții Șureanu de pășunile alpine și înălțimile din jurul lacului Oașa și a Stațiunii turistice Luncile Prigoanei până înspre Cabana Prislop din Munții Cugirului, iar în Munții Apuseni de porțiunea care se întinde între localitățile Vidra și Avram Iancu și respectiv Stațiunea turistică Padiș din Munții Bihor – Vlădeasa, care cuprinde Muntele Găina, Stațiunea Arieșeni și zona Gârda – Scărișoara.

Aceste zone menționate anterior (unde avem o viteză medie anuală a vântului cuprinsă între 6 și 10 m/s) sunt caracterizate de un potențial turistic uriaș. Acest lucru a determinat apariția unor stațiuni montane în plină dezvoltare (Șurianu, Luncile Prigoanei, Arieșeni, Albac, etc) dar și a cabanelor și pensiunilor izolate. Se mai constată de asemenea un fenomen de stabilizare a populației din zona montană și oprirea migrației către oraș, fapt determinat de apariția posibilităților de valorificare a lemnului și a animalelor dar și de obținerea de venituri din turism.

Problema care apare în aceste condiții este asigurarea unor condiții de trai compatibile cu secolul în care trăim și cu apartenența de acum concretă la Uniunea Europeană. Acest lucru include asigurarea pentru aceste comunități sau locuințe izolate a alimentării cu energie pentru asigurarea funcționării aparatelor și instalațiilor de utilizări diverse care să asigure un anumit grad de confort.

Nu este dificil de asigurat alimentarea cu energie electrică de la sistemul energetic național în cazul localităților de munte sau locuințelor ce sunt așezate în apropierea liniilor de distribuție de energie electrică, dar este foarte costisitor datorită distanțelor mari și este în cele mai multe cazuri mai greu de realizat datorită reliefului accidentat și vegetației să branșezi la rețea gospodării sau grupuri de gospodării sau cabane care sunt la sute sau mii de metri de aceste rețele.

m/s	Alba Iulia	Blaj	Cîmpeni	Roșia Montana	Sebeș
0	42.3	44.2	37.7	7.3	22.7
1	27.1	2.8	35.7	14.6	20.3
2	14.6	18.9	15.6	22.9	16.9
3	6.9	7.4	7.3	19.3	11.7
4	4.8	8.3	2.9	14.2	8.3
5	2.3	4.2	0.6	8.3	6.7
6	1.4	4.6	0.2	5.8	4.9
7	0.2	2.3	0.0	3.1	3.0
8	0.3	0.6	0.0	2.3	2.7
9	0.0	1.6	0.0	0.9	1.4
10	0.1	3.3	0.0	0.7	1.0
11	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2
12	0.0	0.8	0.0	0.2	0.2
13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0.0	0.2	0.0	0.1	0.0
15	0.0	0.8	0.0	0.1	0.0

Tabel 2.2. Frecvența (%) vitezei vântului pe praguri de valori (din m în m)
(măsurători efectuate în perioada 1997-2007)

Nota: măsurătorile sunt efectuate la o înălțime de 10 m deasupra solului

Tocmai din această cauză în Județul Alba avem un număr foarte mare de locuințe care nu beneficiază de un lucru elementar pentru asigurarea unui mod de viață civilizată – **alimentarea cu energie electrică**. După o situație prezentată în anul 2008 de către distribuitorul de energie electrică la nivel județean „Electrica Furnizare Transilvania Sud SA” la solicitarea Consiliului Județean Alba se constată că avem în zona rurală, cu precădere în zona de munte a județului un număr de **798 gospodării care nu sunt racordate la sistemul energetic național**, pentru care se estimează că cheltuielile de racordare ar fi de 29.676.100 lei adică aproximativ 7.000.000 Euro. Multe din aceste gospodării nu sunt prinse într-un proiect de amenajare pentru perioada următoare.

Cele mai multe din gospodăriile amintite mai sus datorită costurilor nu vor fi în anii următori racordate la alimentarea cu energie electrică de la sistemul energetic național și pentru acestea trebuie găsită o altă modalitate de alimentare cu energie. O situație oarecum ciudată o reprezintă cazul cătunului Tău-Bistra din Comuna Șugag, format din gospodării strămutate de pe locul actualului lac de acumulare Tău de pe Valea Sebeșului, peste care trec liniile de înaltă tensiune de la hidrocentralele din zonă dar care nu sunt racordate la alimentarea cu energie electrică.

Această categorie de locuințe sau grupuri de locuințe izolate este cea pentru care o rezolvare cu ajutorul surselor de energie neconvenționale disponibile în zona respectivă: eoliană, hidrolică, solară, geotermică sau combinații ale acestora ar fi soluția cea mai rapidă și eficientă.

Ne vom ocupa în continuare îndeosebi de găsirea soluțiilor de utilizare a energiei eoliene pentru alimentarea cu energie a locuințelor sau grupurilor de locuințe izolate cu predilecție din zona montană unde avem un potențial eolian important.

2.2. Analiza datelor statistice pentru județul Alba

După cum se observă din Tabelul 2.1. în perioada 1997 – 2007, media lunară a vitezei vântului este cuprinsă între 0,7 m/s și 3,7 m/s cu valori mai mari la toate stațiile în lunile de primăvară.

Mediile anuale ale vitezei vântului sunt mai ridicate la stațiile meteorologice Roșia Montană (3 m/s) și Blaj (2,6 m/s), iar cele mai mici valori sunt înregistrate la Cîmpeni (0,8 m/s) și respectiv Alba Iulia (1,4 m/s). Datorită faptului că în ultimii ani s-a construit foarte mult în toate localitățile s-a ajuns ca stațiile meteorologice aflate inițial la marginea localităților să fie total sau parțial ecranate de construcțiile noi apărute în vecinătatea lor, astfel încât îndeosebi măsurătorile efectuate asupra vântului sunt afectate, ducând la o diminuare a valorilor înregistrate față de mărimile reale.

Din această cauză avem în vedere întotdeauna când facem un calcul energetic al unui amplasament pentru instalarea unui agregat eolian, ce fel de obstacole avem în zonă și va trebui să realizăm un calcul de corecție al vitezei vântului în funcție de înălțimea la care este amplasat rotorul turbinei eoliene.

În cazul măsurătorilor realizate la stațiile meteo din Județul Alba pentru a exemplifica variația pe înălțime a vitezei vântului, ne folosim de o relație de aproximare exponențială [1]:

$$v_x = v_r \cdot \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2)$$

unde: $\alpha = \alpha_0 \cdot [1 - 0,55 \cdot \log(v_r)]$

$$\alpha_0 = \left(\frac{z_0}{z_r} \right)^{0,2}$$

v_r - viteza de referință măsurată la z_r

z_r - cota de referință (10 m la stațiile noastre meteo)

z - înălțimea la care vrem să poziționăm axul turbinei

v_z - viteza la înălțimea de interes pentru axul turbinei

z_0 - parametru de rugozitate al terenului.

Experimental s-au stabilit pentru z_0 valorile orientative [4], în funcție de condițiile întâlnite în teren.

Hărțile europene cu valorile statistice ale vitezei vântului se întocmesc de regulă pentru o înălțime de 50 m. De aceea o să facem un calcul de estimare a valorilor vitezei vântului pentru stațiile noastre meteo (valori prezentate în Tabelul 2.1.) pentru înălțimea de 50 m, utilizând relația (2) prezentată mai înainte.

În acest caz:

$v_r = v_{10}$ - viteza corespunzătoare din Tabelul 2.1.

$z_r = z_{10}$ - cota de referință (10 m)

$z = 50$ m

$v_z = v_{50}$ - viteza vântului la 50 m

Pentru zone de periferie cum este cazul în zonele în care sunt situate stațiile meteo din tabel, avem:

$$z_0 = 0,4.$$

Deci avem:

$$v_{50} = v_{10} \cdot \left(\frac{z}{z_{10}} \right)^\alpha = v_{10} \cdot \left(\frac{50}{10} \right)^\alpha = v_{10} \cdot 5^\alpha$$

$$\alpha = \alpha_0 \cdot [1 - 0,55 \cdot \log(v_{10})]$$

$$\alpha_0 = \left(\frac{z_0}{10} \right)^{0,2} = \left(\frac{0,4}{10} \right)^{0,2} = 0,5253$$

Valorile rezultate sunt prezentate în Tabelul 2.3., de unde la o analiză comparativă putem trage concluzia că viteza vântului poate crește considerabil odată cu creșterea înălțimii de măsurare de la 10 la 50 metri, cu precizarea că valorile folosite ca bază de calcul sunt diminuate de ecranarea stațiilor meteorologice de către obstacolele din jur.

Se observă că îndeosebi în zona montană la înălțimi mai mari, avem o medie a vitezei vântului optimă pentru instalarea unor agregate eoliene.

Este nevoie de realizarea unui calcul de potențial și a unui calcul de eficiență economică pentru amplasamentul pe care am dori să-l utilizăm pentru instalarea unui agregat eolian.

STA- ȚIA METEO	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	V _{med.} anuală
Alba Iulia	3,7	5,2	4,3	4,1	3,9	3,7	3,7	3,1	3,1	3,3	3,5	3,3	3,7
Blaj	5,2	6,5	7,6	7	6,5	5,9	5,7	5	4,6	4,8	5,3	5	5,9
Cîm - peni	2,2	2,6	2,9	2,9	2,9	2,6	2,4	2,4	2,2	2,4	2,2	2,4	2,4
Roșia Mon - tană	6,7	7,3	7,5	7	6,2	5,7	5,9	5,5	6	6,8	7	6,8	6,5
Sebeș	5,5	6,5	6,2	5,9	5,5	5,2	5,2	4,5	4,6	4,8	5,3	5	5,3

Tabelul 2.3 Valorile vitezei vântului recalulate pentru înălțimea de 50 m de la sol

Începând cu luna martie a anului 2007 am efectuat timp de șase luni măsurători zilnice cu un anemometru portabil în zona localității Mangalia, la 10 km de malul mării și la marginea mai înaltă a localității Alba Iulia în zona numită Schit. Am avut în vedere la alegerea acestor locații faptul că pot fi considerate două posibile amplasamente pentru agregate eoliene de mici dimensiuni și disponibilitatea proprietarilor de pe terenurile respective să ajute la efectuarea măsurătorilor. În lipsa unui stâlp anemometric înălțimea la care s-au realizat măsurătorile a fost de doar 3 metri, dar în jurul punctelor de măsurare nu au existat obstacole mari. Citirile s-au efectuat de trei ori pe zi la aceleași intervale de timp.

Intervalul de efectuare a măsurătorilor nu poate fi considerat mare și de asemenea înălțimea de trei metri de la sol la care s-au făcut măsurătorile este relativ mică, dar fiind vorba de același interval calendaristic pot fi efectuate comparații între cele două amplasamente.

În urma măsurătorilor am obținut o medie a vitezei vântului de:

$$V_{\text{med } 3, \text{ A.I.}} = 2,53 \text{ m/s} \quad \text{la Alba Iulia și}$$

$$V_{\text{med } 3, \text{ M.}} = 2,88 \text{ m/s} \quad \text{la Mangalia.}$$

Ca și valoare se constată că cele două viteze medii nu sunt foarte diferite. Însă la Mangalia nu s-a înregistrat nici o valoare de zero pentru viteza vântului (cea mai mică valoare fiind de 0,2 m/s), în timp ce la Alba Iulia în 14,8 % dintre măsurători viteza vântului a avut valoarea zero.

Utilizând relația (2) prezentată mai sus, se poate face un calcul de corecție a vitezei vântului pe înălțime în cele două puncte de măsurare. Astfel pentru înălțimile de 30 metri și respectiv 50 metri de la sol se obțin valorile din Tabelul 2.4. Pentru calcul s-a folosit valoarea $z_0 = 0,4$.

Comparativ datele din Tabelul 2.4. acestea nu diferă foarte mult de unde putem trage concluzia că în zone înalte din jurul localităților care nu sunt obturate de clădiri sau arbori avem un potențial eolian care nu diferă mult de zona din apropierea Mării Negre. Trebuie ținut cont însă în calculul de eficiență energetică de faptul că în zonele montane se înregistrează pe anumite intervale de timp un calm atmosferic în timpul căruia agregatul eolian nu funcționează.

Analizând datele din Tabelul 2.3. referitoare la Alba Iulia în comparație cu datele din Tabelul 2.5. pentru înălțimea de 50 m de la sol, se observă o diferență foarte mare între valoarea medie a vitezei vântului măsurată la stația meteo, față

de valoarea obișnuită prin măsurători directe pe un amplasament dat, cu rezerva că acestea din urmă au fost făcute pe un interval mai scurt de timp.

Se poate trage concluzia că atunci când avem de realizat o investiție în domeniul eolian este absolut necesar să facem măsurători pe intervale de timp cât mai lungi posibil chiar pe amplasamentul pe care am dori să montăm agregatul eolian.

Cu cât aparatura folosită este mai performantă, înălțimea de măsurare este mai apropiată de cota la care dorim să instalăm axul turbinei eoliene și cu cât factorul uman este mai puțin implicat în măsurători, vom avea date mai precise pentru a realiza calculele tehnice și economice necesare investiției.

Locația (amplasamentul)	$V_{med\ 3}$ (m/s)	$V_{med\ 30}$ (m/s)	$V_{med\ 50}$ (m/s)
Alba Iulia (zona Schit)	2,53	5,39	5,82
Mangalia	2,88	5,95	6,41

Tabelul 2.4. Variația vitezei medii pe înălțime

2.3. Posibile amplasamente în Județul Alba

În cadrul tezei de doctorat în ultimul an s-au analizat opt posibile amplasamente prelucrând date ale stațiilor meteo și efectuând măsurători de control cu ajutorul unui anemometru portabil la elevație de 2 m de la sol. Detalii ale acestor cercetări sunt anexate la această analiză care urmărește formularea unor opțiuni pentru primul agregat experimental.

A. Teleac - Hârburi zona Cetatea de pământ

Este o culme despădurită de aproximativ 800 m lungime și 150 lățime, orientată E -V, la o distanță de aproximativ 2 km de satul Teleac. Diferența de nivel față de sat cam 80 m.

Terenul aparține comunității locale (care ne poate acorda sprijinul necesar) și este o zonă situată în culoarul Mureșului. Accesul poate fi realizat ușor inclusiv cu mijloace auto cu gabarit mare.

Măsurătorile de viteză a vântului efectuate cu anemometrul portabil la 2 m înălțime ne dau valori între 2 și 4,7 m/s pe sensul S - N

Amplasamentul poate fi utilizat pentru a se instala 3 - 4 centrale eoliene de 5 kw care să furnizeze energie în sistemul național sau să realizeze necesarul de energie electrică pentru iluminatul public din satul Teleac.

Altitudine 282 m

B. Șeușa - Coasta Belcii

Este un culme de pământ situat la o distanță de aproximativ 300 m de satul Șeușa, comuna Ciugud, la 5 km de Alba Iulia, pe culoarul Mureșului. Are o lățime medie de 35 m care se îngustează pe partea dinspre sat și o lungime de aproximativ 1000 de metri. Terenul are o orientare E - V și poate fi utilizat pentru montarea unuia sau mai multor agregate eoliene mici care să realizeze furnizarea

energiei electrice pentru iluminatul public din sat sau sa alimenteze consumatori casnici din apropiere.

Terenul este înierbat și aparține comunității locale. Accesul poate fi realizat ușor inclusiv cu mijloace auto cu gabarit mare, mai ales că autoritățile locale au promis că vor repara drumul de pământ.

Viteza vântului măsurată la 2 m înălțime de la sol este în jur de 4 m/s.

Altitudine 292

C. Munții Sebeșului - Complexul turistic Șureanu

Este compus din trei cabane aparținând Ministerului Apărării Naționale, care au alimentare cu energie electrică doar de la generator pe benzină.

Complexul este situat la 115 km de Alba Iulia la o **altitudine de 1734 m**, accesul se face pe ultimii 30 de kilometri pe drum forestier destul de bine întreținut.

Pentru necesarul de energie electrică ar fi suficient un agregat aero-electric de 5 kw. Acesta ar putea fi montat la circa 300 m de cabane pe o culme foarte expusă curenților de aer, unde am măsurat în 4 zile la rând viteze ale vântului între 7 și 10 m/s la o înălțime de la sol de 2 m.

D. Comuna Șugag - Satul Bârsana

Este o **localitate neelectrificată** aparținând de Comuna Șugag, care are în componență aproximativ 100 de case locuite permanent sau temporar lângă care s-au dezvoltat mici ferme de animale. Casele sunt dispersate pe deal având între ele distanțe de la câteva sute de metri până la 1,5 km. **Altitudinea locului este de aproximativ 876 m.**

Distanța față de Alba Iulia este de 64 km, ultimii aproximativ 20 de km fiind drum comunal de pământ destul de prost întreținut. Împreună cu autoritățile administrației locale, care ne-au promis sprijinul fiind interesate de rezolvarea problemei electrificării zonei, ne-am deplasat la un grup de case situate în apropiere de culme, unde am realizat măsurători de viteză a vântului. Măsurătorile efectuate pe o perioadă scurtă au evidențiat valori ale vitezei vântului între 4 m/s și 8 m/s.

Posibila locație pentru stâlpul anemometric și în perspectivă pentru agregatul eolian de mici dimensiuni, este situat la 200 - 500 m de cele cinci locuințe, fiind proprietate a unui posibil beneficiar.

Este un amplasament foarte favorabil din punct de vedere energetic și al utilității precum și al perspectivei de utilizare a potențialului zonei, singura problemă ar fi accesul mai dificil până la amplasament.

Consider că este foarte potrivit pentru studiu și efectuarea de măsurători dar este dificil accesul și nu putem face măsurători în timp real.

E. Blandiana - zona Răcățău

Este situat la 18 km de localitatea Blandiana. Accesul se face foarte greu, pe un drum forestier foarte degradat.

Este necesar un agregat aero-electric de mici dimensiuni pentru alimentarea unui așezământ monahal administrat de 3 călugări, constituit din două clădiri care ar avea un potențial necesar de aproximativ 2 kw. Nu există în apropiere nici o rețea de curent electric.

Fiind situat în pădure într-o zonă joasă, măsurătorile de vânt făcute în apropiere au dat rezultate foarte slabe, Piscurile mai apropiate sunt la cel puțin 1000 m și sunt și ele împădurite.

F. Comuna Ponor – Mănăstirea nouă

La aproximativ 30 km de municipiul Aiud, se construiește unul din cele mai mari așezăminte monahale din țară. Nu au legătură la rețeaua energetică națională, dar vor să instaleze câteva agregate eoliene pentru care există studiu de potențial efectuat de o firmă belgiană și la ora actuală sunt turnate fundațiile pentru două agregate.

G. Orașul Zlatna – Fermă de păsări

La 2 km de orașul Zlatna se dezvoltă o investiție care are ca profil creșterea păsărilor. Are în apropiere (la aproximativ 300 m) o culme pe care poate fi instalat un agregat de 5 kw care să asigure consumul de energie electrică și parțial de energie termică a fermei. Este accesibil pentru transportul auto.

Nu am efectuat încă măsurători de potențial.

H. Localitatea Deal – Comuna Câlnic

Este situată la 32 km de Alba Iulia în zona colinară din apropiere de municipiul Sebeș. Posibilul amplasament este o culme înierbată de deal situată la 400 m de satul Deal. Există drum de acces din pământ dar bine întreținut. Măsurătorile de viteză a vântului, efectuate la o înălțime de 2 m într-o zi liniștită se încadrează între 0,4 și 2,5 m/s.

Pământul este în proprietatea Consiliului Local Câlnic. Autoritățile locale sunt dispuse să colaboreze în perspectiva montării unuia sau mai multor agregate care să livreze energie în rețeaua de iluminat public.

Tabelul următor conține localizarea amplasamentelor, distanțe față de Alba Iulia, altitudinea amplasamentului, vitezele evaluate cu ajutorul relației generalizate pentru județ pentru vitezele medii multianuale pentru două elevații de 10 m și de 20 m, precum și domeniul vitezelor deduse din curbele de frecvență a binilor de viteză.

Măsurătorile făcute se încadrează în această generalizare pe județ cu următoarele informații suplimentare:

- la poziția G nu s-au făcut măsurători la fața locului
- la poziția E rezultatele măsurătorilor sunt slabe amplasamentul fiind într-o zonă împădurită.
- la poziția F printr-o colaborare cu o firmă belgiană au fost pregătite fundații pentru agregate de 1 MW.

În Fig. 2.2. am punctat pozițiile geografice ale amplasamentelor studiate, pe harta potențialului eolian al județului folosindu-ne de notațiile din Tabelul 2.5.

Făcând o analiză a amplasamentelor descrise mai înainte și luând în considerare faptul ca acest proiect are în primul rând un caracter demonstrativ și ca este un avantaj ca să alegem un amplasament mai apropiat de unde să primim informații, dar și faptul că avem sprijinul autorităților locale pentru amenajarea accesului și perimetrului utilizat, am ales ca amplasament de studiu pentru instalarea unui stâlp anemometric și a agregatului aeroelectric locul numit Coasta Belcii din satul Șeușa, comuna Ciugud, județul Alba.

Poz.	Localizare (distanța Km)	Altitudine [m]	Viteze medii		Domeniu de viteze [m/s]
			10 m	20 m	
A	Teleac – Hârburi 5 Km	282	2,42	3,17	0-11
B	Șeușa – Coasta Belcii 5 Km	292	2,44	3,20	0-11
C	Complex Surianu 115 Km	1734	4,60	6,07	0-17
D	Sugag – Bârsana 84 Km	876	3,31	4,37	0-12
E	Răcățău 33 Km	aprox.800	3,20	4,22	0-13
F	Ponor – Mănăstire 57 Km	aprox.1200	3,80	5,01	0-13
G	Zlatna – Ferma 36 Km	aprox.800	3,20	4,22	0-12
H	Deal – Câlnic 32 Km	aprox.500	2,75	3,63	0-11

Tabelul 2.5. Date ale amplasamentelor supuse analizei

Sistemul energetic va fi insular cu acumulare și va alimenta cu energie electrică circuitul de iluminat public al satului Șeușa, contribuind la economisirea a aproximativ 20.000 lei lunar, bani achitați de Consiliul Local al comunei Ciugud pentru iluminatul public în satul respectiv.

S-a optat pentru aceasta variantă (deși inițial se propunea alimentarea unor gospodării din sat, la solicitarea primarului comunei dar și din considerente tehnice și de perspectivă a utilizării energiei electrice obținute din vânt în folosul comunităților locale care se confruntă cu probleme economice.

Pentru acest amplasament pe care s-au realizat doar măsurători de scurtă durată, se vor detalia următoarele operațiuni:

- achiziționarea sau cesionarea terenului
- studiu geotehnic pentru fundații
- întocmirea documentației și a proiectelor pentru echiparea amplasamentelor (stâlp anemometric, clădire pentru echipamente și acumulatori, căi de acces, îngrădiri ,etc.)
- obținerea autorizației de construire
- amenajarea drumului de acces și a locației de instalare a stâlpului anemometric și în perspectivă a agregatului
- achiziționarea și montarea unui stâlp anemometric
- testarea agregatelor și valorificarea măsurătorilor de vânt
- montajul și punerea în funcțiune a agregatului
- urmărirea funcționării și intervenții de corecție a parametrilor

Se face evaluarea ofertei amplasamentului Șeușa – Coasta Belcii prin frecvența vitezelor de vânt probabile cu ajutorul modelului Weibull. Literatura de specialitate din ultimii ani folosește curent aproximarea regimului vântului cu ajutorul modelului Weibull, existând o motivație statistică largă. Modelul poate fi

folosit cu doi sau trei parametri. O formă particulară este modelul Rayleigh care folosește un singur parametru cel de formă ($k=2$).

Modelul Weibull utilizat în domeniul regimului vântului pornește de la două curbe utilizate în hidroenergetică pentru debite. În aeroenergetică acestea sunt definite pentru vitezele vântului prin:

- Curba de frecvență în funcție de viteza vântului, dată de relația:

$$f(v) = \frac{8760}{c} k \left(\frac{v-a}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{v-a}{c} \right)^k \right]$$

- Curba de asigurare (durata de asigurare a unui nivel de viteză a vântului)

$$F(v \geq) = 8760 \cdot \exp \left[- \left(\frac{v-a}{c} \right)^k \right],$$

unde: k – parametru de formă
 c – parametru de scară
 a – parametru de localizare
 v – viteza vântului

Se mai poate folosi o simplificare utilizată în mod curent în care $a = 0$, ceea ce implică neglijarea timpului asociat calmului atmosferic.

Fiindcă nu dispunem de o bază de date mai bogată realizată cu ajutorul unui stâlp anemometric, modelul se utilizează în următorul fel:

- se evaluează viteza medie multianuală la o elevație dată pe baza unor hărți globale, măsurători locale orientative, stații meteorologice din zone vecine etc
- se evaluează parametrii stratului limită
- se aproximează influența elevației (înălțimea stâlpului) asupra vitezei medii

- se determină valorile probabile ale celor trei constante Weibull.

Pentru cei trei parametri, relațiile obținute la Centrului de Cercetare pentru Aeroenergetică din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara sunt următoarele:

$$\bullet \quad k = \text{Constk} \cdot \sqrt{v_m},$$

S-a determinat experimental că în funcție de zona geografică avem: $\text{Constk} = 1,05 \div 0,73$. Noi vom lua în calcul valoarea medie de $\text{Constk} = 0,94$, urmând ca după măsurători de lungă durată ce vor fi realizate pe amplasament să stabilim exact valoarea ce va fi luată în calcul.

Ca și exemplu, pentru amplasamente de agregate eoliene în SUA, NASA a determinat pentru domeniul de viteze $v_m = 5,58 \div 9,81$ pe $\text{Constk} = 0,9144 \div 0,9002$.

$$c = \frac{v_m}{-0,09562 - 0,1236 + 0,68605 \cdot \sqrt{k} + \frac{0,51928}{k}}, \quad \text{pentru}$$

$$k = 1 \div 7.$$

Pentru $k = 1,5 \div 4$ se poate utiliza o relație mai simplă:

$$c \cong \frac{v_m}{0,9 \pm 0,01}$$

- Parametrul de localizare se determină cu relația:

$$a \cong -c \cdot \left(\ln \frac{8760}{T_0} \right)^{\frac{1}{k}},$$

$$\text{unde: } T_0 = 8760 - \Delta T_c, \quad \text{iar } \Delta T_c = 3050 \cdot v_m^{-1,65}$$

cu: T_0 - timpul asigurat pentru care $v=0$; ΔT_c - durata calmului atmosferic [ore/an].

Studiul de evaluare preliminară pentru Județul Alba a fost încheiat printr-o sinteză acceptată în cadrul grantului finanțat de Norvegia. În acest studiu a fost acceptată aproximarea pentru viteza medie la o elevație de 10 m în funcție de altitudinea față de nivelul mării:

$$V_m \text{ (m/s)} = 2 + 0,0015 \cdot h \text{ (m)} = 2,44 \text{ m/s}$$

Pentru stratul limită s-a acceptat aproximarea exponențială cu valoarea exponentului de $z_0 = 0,4$.

Cu aceste date pot fi approximate vitezele medii în funcție de altitudinea locului și elevația dată de înălțimea stâlpului.

Elevație stâlp (m)	10	20	30	50
Altitudinea (m)	Vitezele medii evaluate V_m (m/s)			
200	2,3	3,0	3,6	4,4
300	2,4	3,2	3,8	4,7
400	2,6	3,4	4,0	4,9
500	2,7	3,6	4,3	5,2
600	2,9	3,8	4,5	5,5
700	3,1	4,0	4,7	5,8
800	3,2	4,2	5,0	6,1
1000	3,5	4,6	5,4	6,7
1200	3,8	5,0	5,9	7,2

Tabelul 2.6.

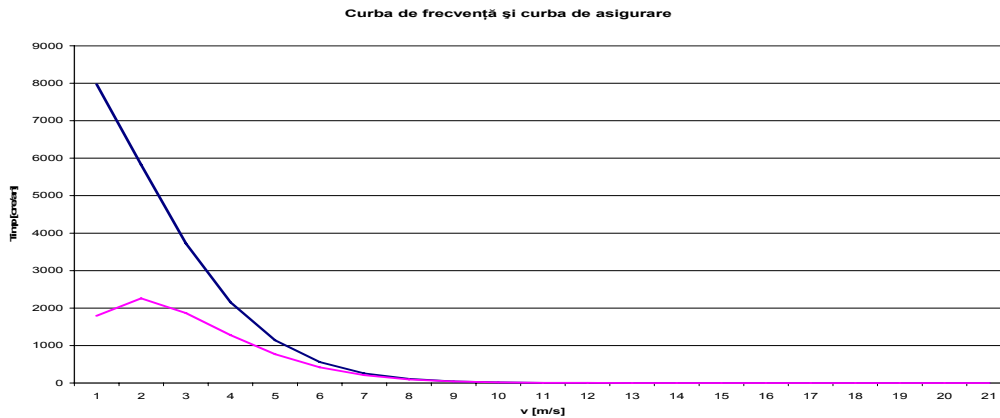
În urma acestei evaluări rezultă domeniul de interes pentru vitezele medii de vânt între 2 și 7 m/s. Folosind unul din programele pentru modelul Weibull se calculează constantele și cele două curbe.

Tabelele cu rezultatele prelucrate pentru mai multe valori ale vitezei medii între 2 și 7 m/s sunt prezentate mai jos, iar în diagramele imediat următoare sunt trasate cu albastru curbele de asigurare iar cu roșu curbele de frecvență.

```

PROGRAM WTODOR10
REZULTATE ALE CALCULELOR PENTRU JUDETUL ALBA varianta RWALBA1
CONSTANTELE WEIBULL PENTRU O VITEZA MEDIE
*****
Vm[m/s] Constk      k          C          A          Tc [ore/an]
*****
      2.000; 0.940; 1.503; 2.824; -0.509; 648.202;
CURBELE DE ASIGURARE FA SI DE FRECVENTA FF
PENTRU MODELUL WEIBULL
*****
      v[m/s]      FA[ore/an]      FF[ore/an]
*****
      0          7973          1792
      1          5825          2262
      2          3725          1868
      3          2151          1277
      4          1141          768
      5          561          418
      6          258          209
      7          111          97
      8           45          42
      9           17          17
     10           6           7
     11           2           2
     12           1           1
     13           0           0
     14           0           0
     15           0           0
     16           0           0
     17           0           0
     18           0           0
     19           0           0
     20           0           0
*****

```



PROGRAM WTODOR10

REZULTATE ALE CALCULELOR PENTRU JUDEȚUL ALBA varianta RWALBA2

CONSTANTELE WEIBULL PENTRU O VITEZA MEDIE

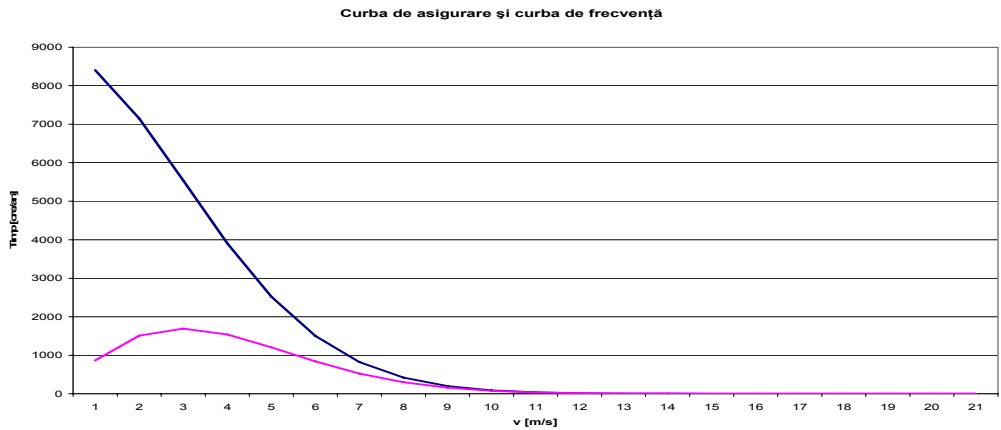
Vm[m/s] Constk k C A Tc [ore/an]

3.000; 0.940; 1.813; 4.176; -0.710; 349.256;

CURBELE DE ASIGURARE FA SI DE FRECVENTA FF PENTRU MODELUL WEIBULL

v[m/s]	FA[ore/an]	FF[ore/an]
0	8403	864
1	7175	1507
2	5541	1692
3	3904	1539
4	2522	1207
5	1500	840
6	824	526
7	419	299
8	198	156
9	87	75
10	35	33
11	13	13
12	5	5
13	2	2
14	0	1
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0

0	8403	864
1	7175	1507
2	5541	1692
3	3904	1539
4	2522	1207
5	1500	840
6	824	526
7	419	299
8	198	156
9	87	75
10	35	33
11	13	13
12	5	5
13	2	2
14	0	1
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0



PROGRAM WTODOR10

REZULTATE ALE CALCULELOR PENTRU JUDEȚUL ALBA varianta RWALBA4

CONSTANTELE WEIBULL PENTRU O VITEZA MEDIE

Vm[m/s] Constk k C A Tc[ore/an]

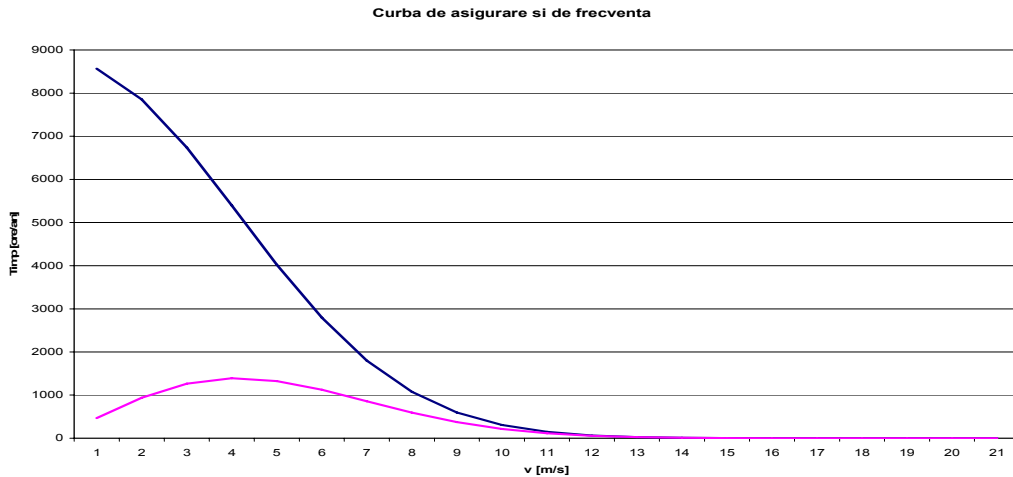
4.000; 0.940; 2.090; 5.577; -0.955; 218.354;

CURBELE DE ASIGURARE FA SI DE FRECVENTA FF PENTRU MODELUL WEIBULL

v[m/s]	FA[ore/an]	FF[ore/an]
0	8568	469
1	7856	939
2	6740	1264
3	5396	1390
4	4024	1325
5	2791	1123
6	1799	857
7	1076	594
8	596	374
9	306	216
10	146	114
11	64	55
12	26	24
13	10	10
14	3	4
15	1	1
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0

0	8568	469
1	7856	939
2	6740	1264
3	5396	1390
4	4024	1325
5	2791	1123
6	1799	857
7	1076	594
8	596	374
9	306	216
10	146	114
11	64	55
12	26	24
13	10	10
14	3	4
15	1	1
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0

.....



PROGRAM WTODOR10

REZULTATE ALE CALCULELOR PENTRU JUDETUL ALBA varianta RWALBA5

CONSTANTELE WEIBULL PENTRU O VITEZA MEDIE

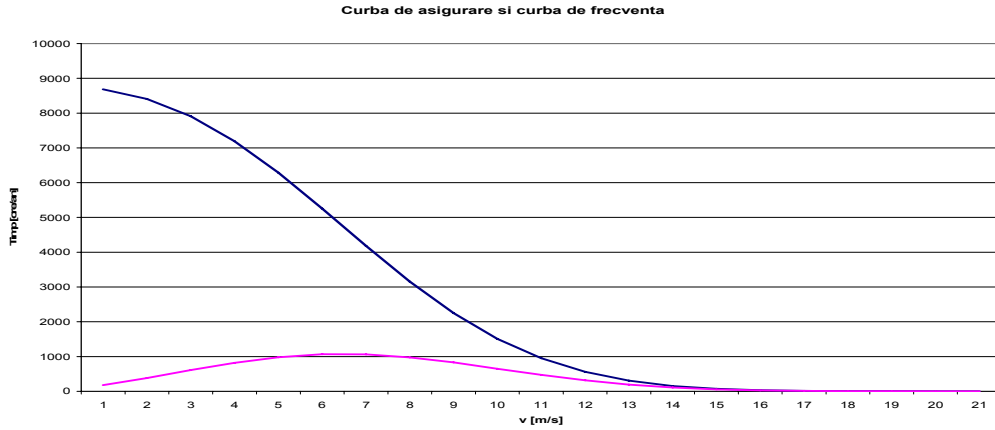
Vm[m/s] Constk k C A Tc [ore/an]

6.000; 0.940; 2.578; 8.465; -1.543; 109.211;

CURBELE DE ASIGURARE FA SI DE FRECVENTA FF PENTRU MODELUL WEIBULL

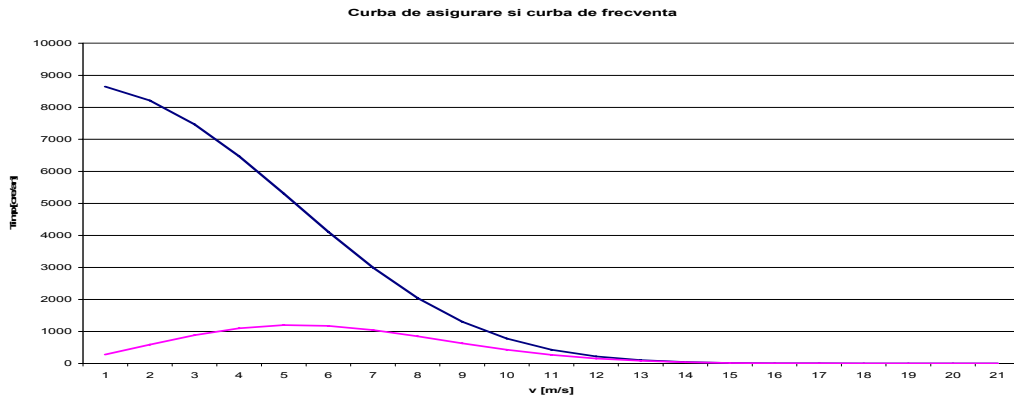
v[m/s]	FA[ore/an]	FF[ore/an]
0	8685	180
1	8406	384
2	7910	610
3	7192	820
4	6286	982
5	5255	1066
6	4183	1062
7	3158	976
8	2252	829
9	1511	651
10	950	472
11	559	316
12	306	195
13	155	111
14	73	58
15	32	28
16	13	12
17	5	5
18	2	2
19	0	1
20	0	0

0	8685	180
1	8406	384
2	7910	610
3	7192	820
4	6286	982
5	5255	1066
6	4183	1062
7	3158	976
8	2252	829
9	1511	651
10	950	472
11	559	316
12	306	195
13	155	111
14	73	58
15	32	28
16	13	12
17	5	5
18	2	2
19	0	1
20	0	0



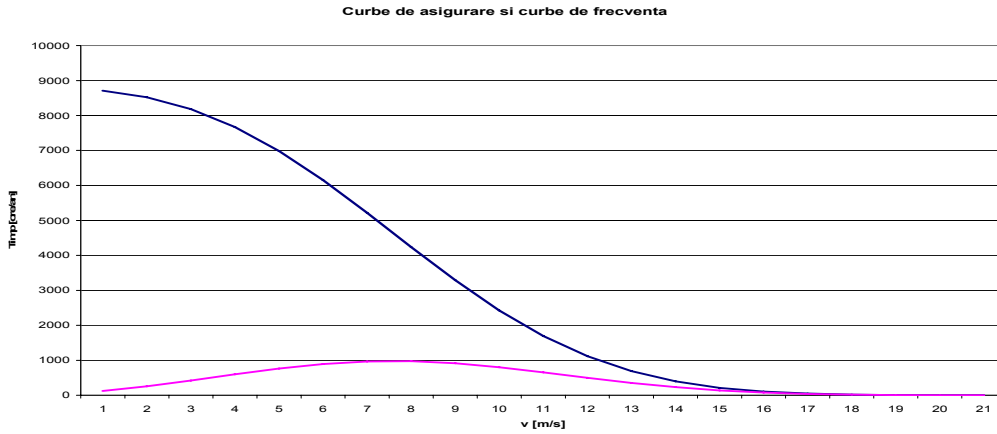
```

PROGRAM  WTODOR10
REZULTATE ALE CALCULELOR PENTRU JUDETUL ALBA varianta RWALBA6
CONSTANTELE WEIBULL PENTRU O VITEZA MEDIE
*****
Vm[m/s]  Constk    k      C      A      Tc[ore/an]
*****
5.000;   0.940;   2.343; 7.009; -1.234; 149.703;
CURBELE DE ASIGURARE FA SI DE FRECVENTA FF PENTRU MODELUL WEIBULL
*****
v[m/s]   FA[ore/an]   FF[ore/an]
*****
0         8645          280
1         8211          591
2         7469          883
3         6470          1099
4         5310          1199
5         4113          1175
6         2996          1045
7         2046          849
8         1305          632
9         776           431
10        429           270
11        220           155
12        104           82
13        46            40
14        18            18
15        7             7
16        2             3
17        1             1
18        0             0
19        0             0
20        0             0
*****
    
```



```

PROGRAM  WTODOR10
REZULTATE ALE CALCULELOR PENTRU JUDEȚUL ALBA varianta RWALBA8
CONSTANTELE WEIBULL PENTRU O VITEZA MEDIE
*****
Vm[m/s]  Constk   k      C      A      Tc [ore/an]
*****
7.000;  0.940;  2.799;  9.943;  -1.881;  83.281;
CURBELE DE ASIGURARE FA SI DE FRECVENTA FF PENTRU MODELUL WEIBULL
*****
v[m/s]   FA[ore/an]   FF[ore/an]
*****
0         8709         123
1         8522         258
2         8182         424
3         7670         600
4         6986         765
5         6153         893
6         5217         967
7         4241         974
8         3291         916
9         2427         804
10        1695         657
11        1116         501
12        690         354
13        399         232
14        215         141
15        108         79
16        50          40
17        21          19
18        8           8
19        3           3
20        1           1
*****
    
```



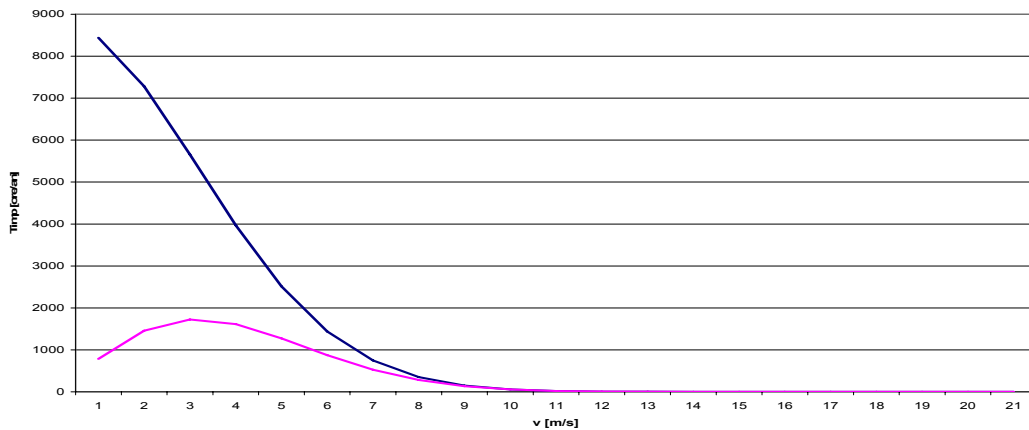
Dacă păstrăm constant $v_m = 3,00$ m/s dar schimbăm valoarea parametrului de formă k prin valori diferite (1 și respectiv 0,8) pentru $Constk$, obținem datele și diagramele de mai jos pentru curbele de asigurare și respectiv de frecvență. Se observă că odată cu scăderea valorii constantei $Constk$ curbele de asigurare și de frecvență se alungesc cuprinzând valori mai mari pentru viteză.

```

PROGRAM WTODOR10
REZULTATE ALE CALCULELOR PENTRU JUDETUL ALBA varianta RWALBA10
CONSTANTELE WEIBULL PENTRU O VITEZA MEDIE
*****
Vm[m/s] Constk k C A Tc[ore/an]
*****
3.000; 1.000; 1.951; 4.290; -0.811; 335.845;
CURBELE DE ASIGURARE FA SI DE FRECVENTA FF
PENTRU MODELUL WEIBULL
*****
v[m/s] FA[ore/an] FF[ore/an]
*****
0 8438 786
1 7284 1458
2 5659 1722
3 3967 1612
4 2512 1274
5 1439 873
6 746 527
7 351 282
8 149 135
9 58 58
10 20 22
11 6 8
12 2 2
13 0 1
    
```


14	0	0
15	0	0
16	0	0
17	0	0
18	0	0
19	0	0
20	0	0

Curba de asigurare si de frecventa



PROGRAM WTODOR10
 REZULTATE ALE CALCULELOR PENTRU JUDETUL ALBA
 varianta RWALBA11

CONSTANTELE WEIBULL PENTRU O VITEZA MEDIE

Vm[m/s] Constk k C A Tc[ore/an]

3.000; 0.800; 1.505; 3.911; -0.489; 378.862;

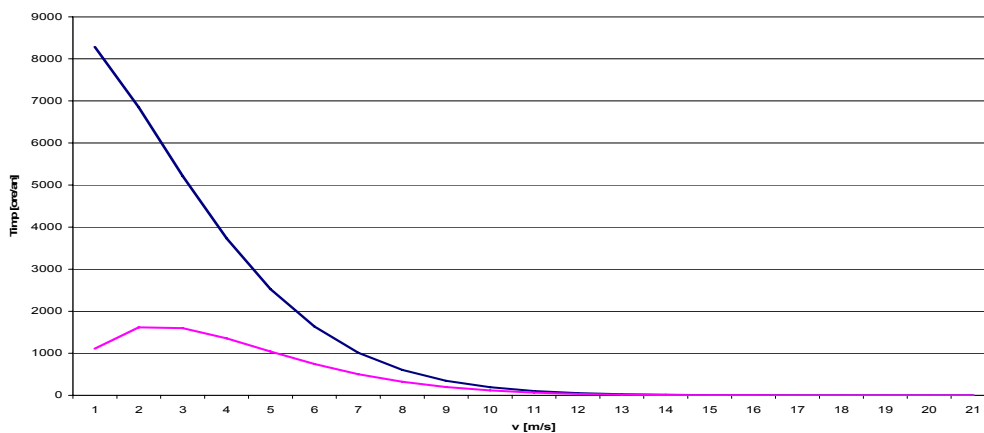
CURBELE DE ASIGURARE FA SI DE FRECVENTA FF PENTRU MODELUL WEIBULL

v[m/s] FA[ore/an] FF[ore/an]

0	8282	1115
1	6849	1618
2	5214	1597
3	3728	1354
4	2528	1043
5	1636	747
6	1015	505
7	606	324
8	349	199
9	194	117
10	105	66
11	55	36
12	28	19

13	14	10
14	7	5
15	3	2
16	1	1
17	1	1
18	0	0
19	0	0
20	0	0

Curba de asigurare si curba de frecventa



2.4. Concluziile capitolului 2

Folosind informațiile stațiilor meteorologice de pe teritoriul Județului Alba s-a făcut o evaluare pentru ansamblul județului a vitezelor medii multianuale la elevațiile locale de 10 m, date ordonate în funcție de altitudine față de nivelul mării. Acest parametru variază între 2,3 și 7 m/s.

Cu ajutorul acestui parametru important pentru regimul vântului au fost evaluate pentru diferite zone a județului energii valorificate pentru agregate de putere mică situate pe diferite amplasamente. Majoritatea amplasamentelor care îndeplinesc cerințele generale pentru agregatele de putere mică au oferte energetice în domeniul vitezelor medii în zona a 2...4 m/s.

Această evaluare generală este importantă pentru studiul unor turbine de vânt adaptate la condițiile acestei zone geografice.

Pentru acest domeniu de viteze medii orizontale au fost studiați parametrii Weibull (modelul cu trei parametrii utilizat de Centrul de Cercetare pentru Aeroenergetică din UPT):

- parametrul de localizare (a)
- parametrul de forma (k)
- parametrul de scara (c)

Folosirea modelului Weibull a permis efectuarea unor calcule pentru eficiența tipurilor de turbine analizate pentru aceste amplasamente.

Au fost folosite valori medii pentru parametrul *Constk*, dar a fost analizată influența acestui parametru în întregul interval al domeniului statistic.

Pentru amplasarea unui stâlp anemometric și a primului agregat prototip în cadrul proiectului finanțat prin fonduri norvegiene prin aprobarea directorului de proiect Prof. Dr. Ing. Proșteanu din UPT a fost aleasă locația CIUGUD - ȘEUȘA denumită "Coasta Belcii" situată în valea Mureșului în apropierea orașului ALBA-IULIA.

Parcela amplasamentului de 10 x 30 m are altitudinea de 311 - 312 m față de nivelul mării. Înălțimea stâlpului proiectat sub coordonarea D-lui Conf. Dr. Ing. Teodor Miloș de către Prof. Dr. Ing. Botiș de la Facultatea de construcții din UPT este de 15 m.

Pentru altitudinea de 312 m și elevația stâlpului de 15 m a fost evaluată viteza medie a vântului pentru analiza turbinelor studiate în domeniul 3,09...3,25 m/s.

Parametrii Weibull pentru aceste condiții și frecvențele rezultate pentru vitezele de vânt au fost utilizate pentru proiectarea variantelor de turbine eoliene și calculul energiei valorificate.

După acumularea datelor măsurate pe amplasament cu ajutorul stâlpului anemometric pe durata unui an vor fi corectate constantele Weibull evaluate pe baza datelor vechi ale stațiilor meteorologice. Prin prelucrarea bazei noi de date va fi corectată și valoarea exponentului stratului limită și constanta *Const k* care depinde de conformația locală a terenului din vecinătatea amplasamentului.

În capitolul 2 au fost analizate și alte metode pentru cercetarea stratului limită

momentan al zonei ca urmare a unor efecte complementare locale. Astfel pot fi de exemplu influențe ale curenților verticali cauzăți de încălzire și curenți cu desprindere de sol la ocolirea terenului deluros.

Aceste corecturi ale parametrilor vântului sunt importante pentru identificarea corectă a performanțelor turbinei cu ajutorul măsurărilor pe amplasament și formularea de generalizări pentru instalarea acestor tipuri de turbine pe alte amplasamente.

CAPITOLUL 3

METODOLOGIA PROIECTĂRII TURBINELOR DE VÂNT DE MICĂ PUTERE. POSIBILITĂȚI DE DIVERSIFICARE ȘI ADAPTARE LA OFERTA AMPLASAMENTELOR

3.1. Curbe caracteristice adimensionale

Rapiditatea turbinei λ (care mai este notată și cu TSR) este o mărime care este definită de raportul între viteza periferică nominală și viteza nominală de funcționare a turbinei. Atunci când valoarea acesteia este asociată coeficientului maxim de putere C_{pmax} , aceasta se notează cu λ_0 sau cu TSR0. După rapiditate avem următoarea clasificare [1]:

- turbine lente cu $\lambda_0 \leq 4$
- turbine rapide cu $\lambda_0 \geq 5$

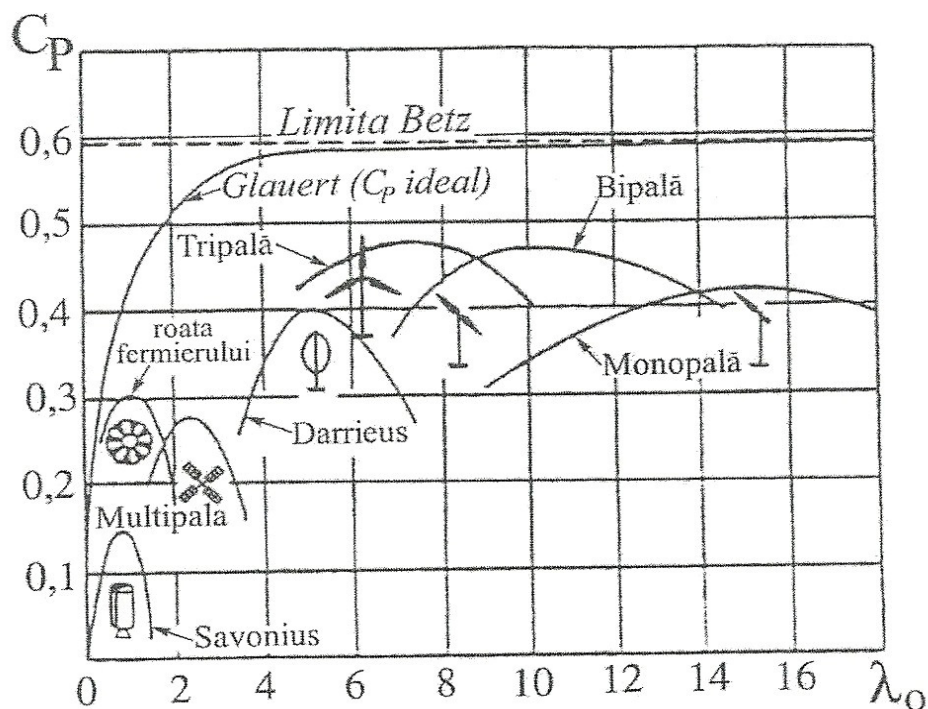


Fig. 3.1. Influența rapidității turbinei asupra coeficientului de putere

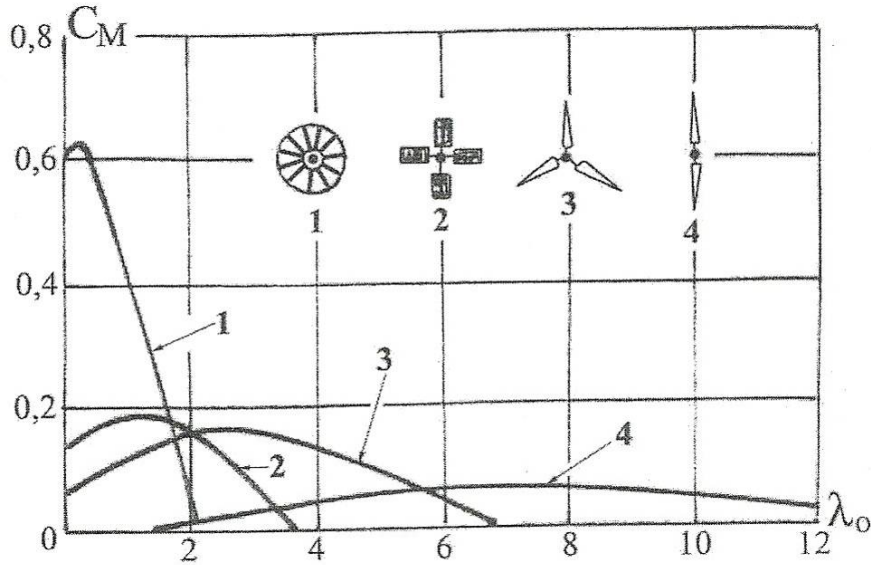


Fig.3.2. Influența rapidității asupra coeficientului de moment

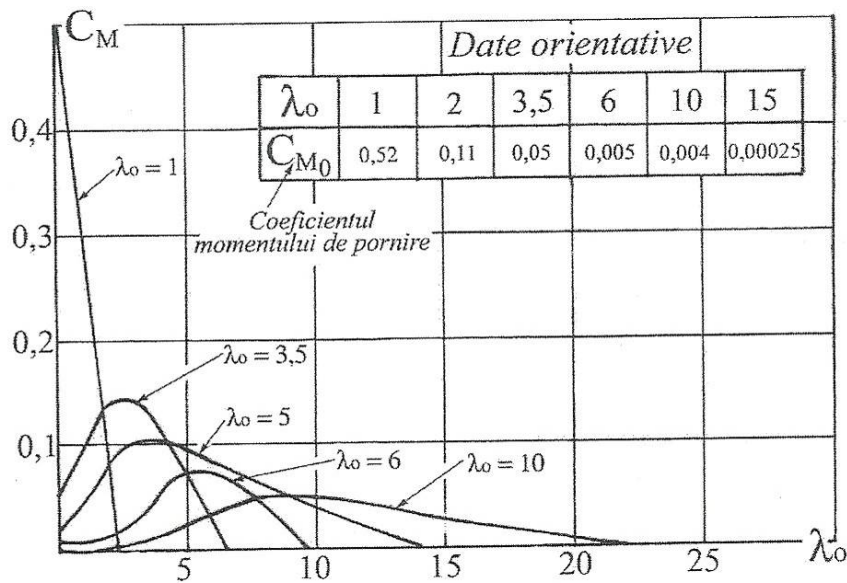


Fig. 3.3. Influența rapidității asupra cuplului de pornire al turbinei

Informațiile din figurile 3.1., 3.2. și 3.3. sunt uzuale în literatura de specialitate [1;2].

Pentru analize mai riguroase privind influența rapidității în cadrul unui proiect a fost utilizat un model de calcul care se bazează pe date statistice mai recente [10], model conceput în UPT și care are forma:

$$C_M = C_{M0} + a \cdot \lambda^{(\alpha-1)} - b \cdot \lambda^{(\beta-1)} \quad (1)$$

$$C_P = C_{M0} \cdot \lambda + a \cdot \lambda^\alpha - b \cdot \lambda^\beta \quad (2)$$

Modelul are la baza o analiza statistica pentru C_{M0} ca funcție de λ_0 și cu C_{Pmax} ca funcție de C_{M0} și λ_0 :

$$\frac{dC_P}{d\lambda} = 0 \quad (3)$$

$$C_{M0} + a \cdot \lambda_0^{\alpha-1} - b \cdot \beta \cdot \lambda_0^{\beta-1} = 0 \quad (4)$$

$$C_{Pmax} = C_{M0} \cdot \lambda_0 + a \cdot \lambda_0^\alpha - b \cdot \lambda_0^\beta \quad (5)$$

$$C_P = C_{M0} \cdot \lambda_{0amb} + a \cdot \lambda_{0amb}^\alpha - b \cdot \lambda_{0amb}^\beta = 0 \quad (6)$$

Programul "CPLAMBN" permite construirea curbelor adimensionale pentru un larg domeniu de rapidități nominale. Se folosește și o analiză statistică prin rapiditatea de ambalare λ_{0amb} în raport cu cea nominală. Utilizând programul de calcul mai înainte amintit obținem datele din Tabelul 3.1. în care sunt prezentate constantele modelului pentru un larg domeniu de rapidități nominale.

```

PROGRAM : CPLAMB08      FISIER REZULTATE :CPLAMBN1
MODELUL PENTRU CURBE ADIMENSIONALE
CP(LAMB)=CM0*LAMB+ a*LAMB^alf-b*LAMB^bet si CM(LAMB)=CP/LAMB
REZULTATE PENTRU CONSTANTELE MODELULUI ADIMENSIONAL
*****
LAMB0   CM0     CPamax   CMa     a       b
*****
OPTIUNE Alf= 1.5      Bet = 1.6
1       0.2000   0.2986   0.2986   3.5776  3.4790
2       0.0500   0.3768   0.1884   1.9192  1.6994
3       0.0222   0.4281   0.1427   1.2411  1.0497
4       0.0125   0.4650   0.1162   0.8924  0.7317
5       0.0080   0.4919   0.0984   0.6825  0.5467
6       0.0056   0.5113   0.0852   0.5430  0.4267
7       0.0041   0.5242   0.0749   0.4436  0.3431
8       0.0031   0.5316   0.0664   0.3692  0.2817
9       0.0025   0.5339   0.0593   0.3114  0.2348
10      0.0020   0.5316   0.0532   0.2652  0.1978
11      0.0017   0.5250   0.0477   0.2273  0.1679
12      0.0014   0.5143   0.0429   0.1955  0.1432
13      0.0012   0.4996   0.0384   0.1686  0.1224
14      0.0010   0.4812   0.0344   0.1453  0.1048
15      0.0009   0.4590   0.0306   0.1250  0.0895
*****

```

Tabelul 3.1. Rezultate pentru constantele modelului adimensional

În cazul turbinelor de putere mică prezintă interes domeniul rapidităților nominale cu valori de 3; 4 și 5 din considerente de costuri și încărcări mecanice. Valorile adimensionale pentru coeficienții de putere din acest domeniu sunt redată în Tabelul 3.2.

λ_0 (LAMBO)	3	4	5
λ (LAMB)	C_p	C_p	C_p
0	0	0	0
1	0,214	0,173	0,144
2	0,373	0,331	0,289
3	0,428	0,431	0,400
4	0,372	0,465	0,469
5	0,202	0,430	0,492
6	< 0	0,326	0,468
7	-	0,152	0,398
8	-	< 0	0,275
9	-	-	0,114
10	-	-	< 0

Tabelul 3.2. Rezultate pentru coeficienți de putere

Aceste modele sunt considerate repere statistice pentru proiectele turbinelor destinate mediului rural din România. După testarea prototipului turbinei realizate, se identifică curba adimensională a prototipului ca o caracteristică de tip pentru piață.

3.2. Modele de evaluare a energiei valorificabile

Pentru a evalua energia ce poate fi extrasă dintr-un curent de aer și a maximiza această energie din [4, 9] se deduce unul din cele mai utilizate modele de calcul, cunoscut drept modelul Betz, sau Betz – Landaster sau „modelul clasic”.

Definirea modelului se face prin următorul sistem de ecuații:

$$P = \rho \cdot Q \cdot \left(\frac{v_1^2}{2} - \frac{v_3^2}{2} \right) \quad \text{- relația puterii absorbite} \quad (7)$$

$$F = \rho \cdot Q \cdot (v_1 - v_3) \quad \text{- relația de impuls} \quad (8)$$

$$P = F_{ax} \cdot v_T \quad \text{- puterea axială} \quad (9)$$

$$Q = v_T \cdot S = v_1 \cdot S_1 = v_3 \cdot S_3 \quad \text{- relația de continuitate} \quad (10)$$

$$\rho = \text{const.} \quad \text{și} \quad p = \text{const.},$$

unde:

P – puterea extrasă din curentul de aer

Q – debitul volumic

F_{ax} – forța axială

v_1 – viteza curentului în secțiunea amonte (1)

v_3 – viteza curentului în secțiunea ∞ aval (3)

v_T – viteza curentului în zona turbinei T

S – suprafața baleiată de turbină $S = \pi \cdot R^2$

S_1 - suprafața tubului de curent în secțiunea amonte
 S_3 - suprafața tubului de curent în secțiunea ∞ aval
 ρ - densitatea aerului
 p - presiunea statică

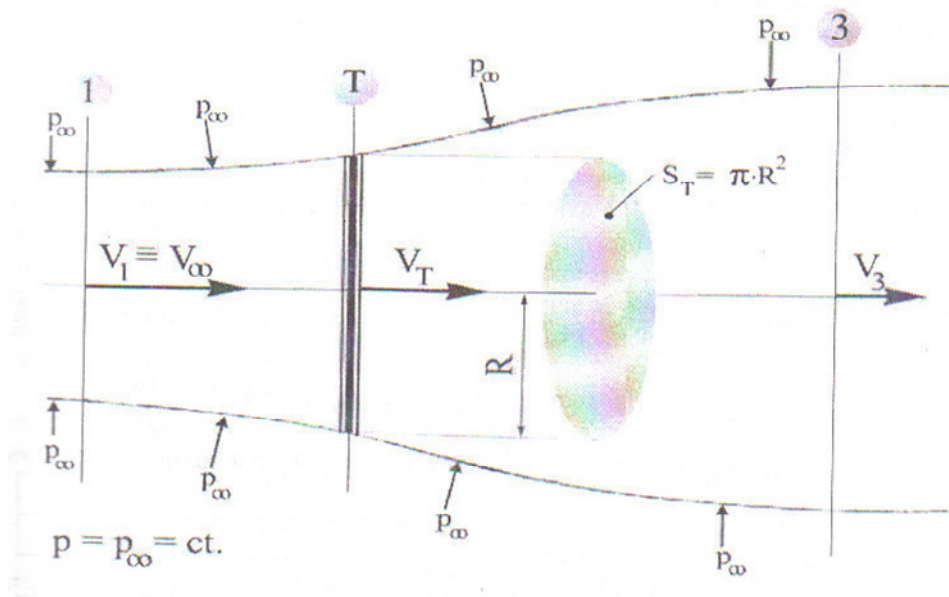


Fig. 3.4. Tubul de curent asociat modelului Betz

$$v_T = \frac{(v_1 + v_3)}{2}$$

Coeficientul de viteză axială al turbinei este: $k_{vT} = \frac{v_T}{v_1}$, iar în aval $k_{v3} = \frac{v_{3a}}{v_1}$

rezultând: $k_{vT} = \frac{1 + k_{v3}}{2}$.

Deci putem defini coeficientul de putere al turbinei ca fiind:

$$C_p = \frac{P}{\rho \cdot \frac{v_1^3}{2} \cdot S_T} = \frac{1}{2} (1 + k_{v3}) \cdot (1 - k_{v3}^2) \quad (11)$$

Coeficientul forței axiale va fi:

$$C_{Fa} = \frac{F}{\rho \cdot \frac{v_1^2}{2} \cdot S_T} = 1 - k_{v1}^2 = 4 \cdot k_{vT} \cdot (1 - k_{vT}) \quad (12)$$

Ținând cont că:
$$\frac{dC_p}{dk_{v3}} = 3k_{v1}^2 - 2k_{v3} = 0,$$

se obține pentru modelul Betz maximul puterii absorbite la $k_{v3} = 1/3$ și deci

$$C_{pmax} = \frac{16}{27}. \quad (13)$$

Deci conform acestui model se poate extrage un maxim de energie care poate ajunge la aproximativ 60% din energia cinetică disponibilă a vântului, dar numai cu condiția ca să avem o viteză axială de ieșire de $\frac{1}{3} \cdot v_1$. Deci pentru a avea o energie maximă extrasă din vânt, ar trebui ca $S_3 = 3 \cdot S_1$, lucru greu de realizat practic. De asemenea presiunea statică nu este constantă în volumul din preajma turbinei, turbina nefiind inclusă într-un tub.

În realitate avem în zona turbinei turbulențe, creșteri locale de presiune și fenomene de frecare. În zona din spatele turbinei se refac după o anumită distanță condițiile din amonte de turbină, energia absorbită de turbină fiind înlocuită de energie din spațiul înconjurător.

Acest model zis clasic s-a impus prin simplitatea lui dar el nu este adaptat la condițiile reale ale unei turbine. Modelul Betz poate fi atacat din multe puncte de vedere și îi sunt aplicate numeroase corecții pentru a fi utilizabil. Calitatea lui este că nu duce la rezultate absurde.

Un model fizic recent a fost elaborat la Centrul de Cercetare pentru Aerodinamică Timișoara de către Prof. Dr. ing. Francisc Gyulai [10].

Acesta se apropie mult mai mult de condițiile reale prin faptul că se renunță la ipoteza că presiunea statică este constantă în întreg volumul asociat turbinei și se ia în considerare că există o diferență de presiune statică $\Delta p_s = p_1 - p_3 \neq 0$ și o reducere de viteză a curentului de aer la trecerea prin paletaj $\Delta v_a = v_1 - v_{3a}$, care determină valoarea energiei extrase de paletaj din vânt:

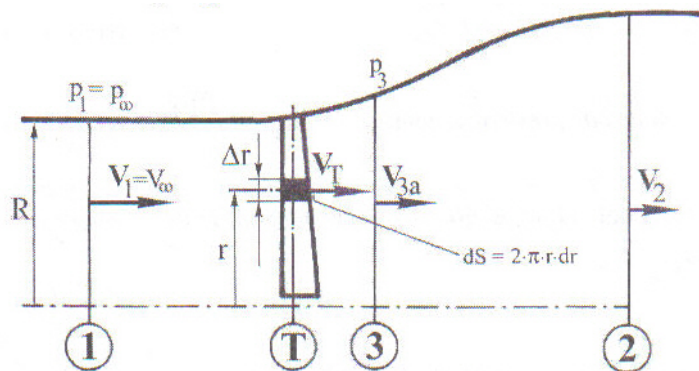


Fig. 3.5. Tronson elementar de calcul pentru turbină

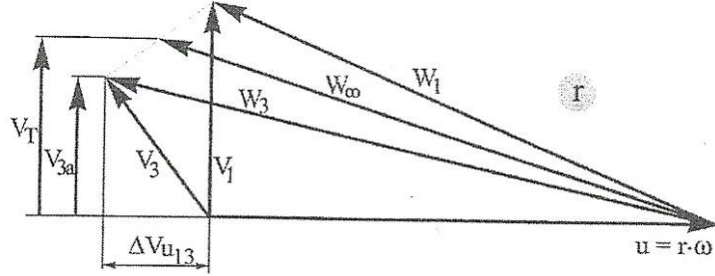


Fig. 3.6. Triunghiurile de viteze asociate tronsonului elementar

Acest model nou are la bază ecuația fundamentală a turbinelor axiale:

$$\Delta p = \Delta p_s + \Delta p_d \quad - \text{căderea totală de presiune} \quad (14)$$

$$\Delta p_s = p_1 - p_3 = \rho \cdot \frac{w_3^2 - w_1^2}{2} \quad - \text{căderea statică de presiune} \quad (15)$$

$$\Delta p_d = \rho \cdot \frac{v_1^2 - v_3^2}{2} \quad - \text{căderea dinamică de presiune} \quad (16)$$

Pentru mărimile adimensionale, în cadrul modelului nou elaborat vom avea pentru rotoarele elementare:

$$C_p = \frac{dP}{\rho \cdot \frac{v_1^3}{2} \cdot dS} \quad - \text{coeficient de putere} \quad (17)$$

$$C_M = \frac{dM}{\rho \cdot \frac{v_1^2}{2} \cdot R \cdot dS} \quad - \text{coeficient de moment al turbinei} \quad (18)$$

$$C_{Fa} = \frac{dF_a}{\rho \cdot \frac{v_1^2}{2} \cdot dS} \quad - \text{coeficientul forței axiale} \quad (19)$$

$$k_t = \frac{\Delta v_u}{u} \quad - \text{coeficientul vitezei tangențiale} \quad (20)$$

$$\lambda_r = \frac{u}{v_1} \quad - \text{rapiditatea locală} \quad (21)$$

$$\mathfrak{R} = \frac{\Delta p_s}{\Delta p_{total}} \quad - \text{gradul de reacție} \quad (22)$$

$$k_{vT} = \frac{1 + k_{v3}}{2} \quad - \text{coeficientul vitezei axiale în planul turbinei} \quad (23)$$

$$k_{v3} = \frac{v_{3a}}{v_1} \quad - \text{coeficientul vitezei axiale aval de turbină} \quad (24)$$

$$k_{\Delta ps} = \frac{\Delta p_s}{\rho \cdot \frac{v_1^2}{2}} \quad - \text{coeficientul căderii de presiune statică} \quad (25)$$

Relațiile matematice adimensionale explicite pentru proiectare în funcție de trei parametri λ_r , k_{v3} și \mathfrak{R} au forma:

$$k_{vT} = \frac{1 + k_{v3}}{2} \quad (26)$$

$$k_t = -(1 - \mathfrak{R}) + \sqrt{(1 - \mathfrak{R})^2 + \frac{1 - k_{v3}^2}{\lambda_r^2}} \quad (27)$$

$$k_{\Delta ps} = 2 \cdot \mathfrak{R} \cdot \lambda_r^2 \cdot k_t \quad (28)$$

$$C_P = 2 \cdot k_{vT} \cdot \lambda_r^2 \cdot k_t \quad (29)$$

$$C_{Fa} = \frac{C_P}{k_{vT}} \quad (30)$$

$$C_M = \frac{C_P}{\lambda_r} \quad (31)$$

În cazul proiectării unei turbine, pentru diferite secțiuni de calcul se identifică cei trei parametri λ_r , k_{v3} și \mathfrak{R} într-o primă analiză, apoi cele șase relații ale modelului permit calculul celor șase mărimi adimensionale prezentate mai sus. Cu ajutorul lor se stabilesc triunghiurile de viteze asociate secțiunilor de calcul.

Triunghiurile de viteze dimensionale în afara coeficienților adimensionali tratați în modelul de calcul, depind de viteza vântului și de vitezele de transport. Pentru cele două triunghiuri avem nevoie de șase mărimi:

- triunghiul de intrare „1” este determinat complet prin viteza periferică (u_1), viteza vântului (v_1) și condiția intrării normale a vântului ($\alpha = 90^\circ$)

- triunghiul de ieșire are cele trei mărimi obținute astfel: $u_3 = u_1$;

v_{ax3} rezultă din k_{v3} ; și v_{u3} din k_t .

Orice alte detalii ale triunghiurilor rezultă prin relații trigonometrice.

Cu programul „MODELNOU.BAS” se calculează rezultatele pentru cele șase relații adimensionale ale modelului. În următoarele patru tabele sunt exemple calculate pentru diferite rapidități și coeficienți de viteze axiale aval de turbină.

PROGRAM "MODELNOU.BAS" **TABEL MNORV 1**
 REZULTATE PENTRU COEFICIENTI ADIMENSIONALI

REZULTATE PENTRU kv3a = 0.8 si $\lambda_r = 1$

\mathfrak{R}	kvTa	kt	kΔps	CM	CF	CP	CP1	CP2
0.00	0.9000	0.1662	0.00000	0.2991	0.332	0.2991	0.2991	0.2991
0.10	0.9000	0.1817	0.03633	0.3270	0.363	0.3270	0.3270	0.3270
0.20	0.9000	0.2000	0.08000	0.3600	0.400	0.3600	0.3600	0.3600
0.30	0.9000	0.2220	0.13317	0.3995	0.444	0.3995	0.3995	0.3995
0.40	0.9000	0.2485	0.19882	0.4474	0.497	0.4474	0.4474	0.4474
0.50	0.9000	0.2810	0.28102	0.5058	0.562	0.5058	0.5058	0.5058
0.60	0.9000	0.3211	0.38533	0.5780	0.642	0.5780	0.5780	0.5780
0.70	0.9000	0.3708	0.51915	0.6675	0.742	0.6675	0.6675	0.6675
0.80	0.9000	0.4325	0.69193	0.7784	0.865	0.7784	0.7784	0.7784
0.90	0.9000	0.5083	0.91490	0.9149	1.017	0.9149	0.9149	0.9149
1.00	0.9000	0.6000	1.20000	1.0800	1.200	1.0800	1.0800	1.0800

\mathfrak{R} grad de reactie

PROGRAM "MODELNOU.BAS" **TABEL MNORV 2**
 REZULTATE PENTRU COEFICIENTI ADIMENSIONALI

REZULTATE PENTRU kv3a = 0.8 si $\lambda_r = 2$

\mathfrak{R}	kvTa	kt	kΔps	CM	CF	CP	CP1	CP2
0.00	0.9000	0.0440	0.00000	0.1585	0.352	0.3170	0.3170	0.3170
0.10	0.9000	0.0487	0.03895	0.1753	0.389	0.3505	0.3505	0.3505
0.20	0.9000	0.0544	0.08704	0.1958	0.435	0.3917	0.3917	0.3917
0.30	0.9000	0.0616	0.14779	0.2217	0.493	0.4434	0.4434	0.4434
0.40	0.9000	0.0708	0.22663	0.2550	0.567	0.5099	0.5099	0.5099
0.50	0.9000	0.0831	0.33238	0.2991	0.665	0.5983	0.5983	0.5983
0.60	0.9000	0.1000	0.48000	0.3600	0.800	0.7200	0.7200	0.7200
0.70	0.9000	0.1243	0.69588	0.4474	0.994	0.8947	0.8947	0.8947
0.80	0.9000	0.1606	1.02755	0.5780	1.284	1.1560	1.1560	1.1560
0.90	0.9000	0.2162	1.55684	0.7784	1.730	1.5568	1.5568	1.5568
1.00	0.9000	0.3000	2.40000	1.0800	2.400	2.1600	2.1600	2.1600

PROGRAM "MODELNOU.BAS" **TABEL MNORV 3**
 REZULTATE PENTRU COEFICIENTI ADIMENSIONALI

REZULTATE PENTRU kv3a = 0.8 si $\lambda_r = 3$

\mathfrak{R}	kvTa	kt	kΔps	CM	CF	CP	CP1	CP2
0.00	0.9000	0.0198	0.00000	0.1069	0.356	0.3208	0.3208	0.3208
0.10	0.9000	0.0220	0.03952	0.1186	0.395	0.3557	0.3557	0.3557
0.20	0.9000	0.0246	0.08864	0.1330	0.443	0.3989	0.3989	0.3989
0.30	0.9000	0.0280	0.15126	0.1513	0.504	0.4538	0.4538	0.4538
0.40	0.9000	0.0325	0.23368	0.1753	0.584	0.5258	0.5258	0.5258
0.50	0.9000	0.0385	0.34665	0.2080	0.693	0.6240	0.6240	0.6240
0.60	0.9000	0.0472	0.50991	0.2550	0.850	0.7649	0.7649	0.7649
0.70	0.9000	0.0606	0.76299	0.3270	1.090	0.9810	0.9810	0.9810
0.80	0.9000	0.0828	1.19294	0.4474	1.491	1.3421	1.3421	1.3421
0.90	0.9000	0.1236	2.00243	0.6675	2.225	2.0024	2.0024	2.0024
1.00	0.9000	0.2000	3.60000	1.0800	3.600	3.2400	3.2400	3.2400

PROGRAM "MODELNOU.BAS" **TABEL MNORV 4**
 REZULTATE PENTRU COEFICIENTI ADIMENSIONALI

REZULTATE PENTRU kv3a = 0.8 si $\lambda_r = 4$

\mathfrak{R}	kvTa	kt	kΔps	CM	CF	CP	CP1	CP2
0.00	0.9000	0.0112	0.00000	0.0805	0.358	0.3222	0.3222	0.3222
0.10	0.9000	0.0124	0.03973	0.0894	0.397	0.3575	0.3575	0.3575
0.20	0.9000	0.0139	0.08922	0.1004	0.446	0.4015	0.4015	0.4015
0.30	0.9000	0.0159	0.15255	0.1144	0.509	0.4577	0.4577	0.4577
0.40	0.9000	0.0185	0.23636	0.1330	0.591	0.5318	0.5318	0.5318
0.50	0.9000	0.0220	0.35225	0.1585	0.704	0.6340	0.6340	0.6340
0.60	0.9000	0.0272	0.52224	0.1958	0.870	0.7834	0.7834	0.7834
0.70	0.9000	0.0354	0.79319	0.2550	1.133	1.0198	1.0198	1.0198
0.80	0.9000	0.0500	1.28000	0.3600	1.600	1.4400	1.4400	1.4400
0.90	0.9000	0.0803	2.31199	0.5780	2.569	2.3120	2.3120	2.3120
1.00	0.9000	0.1500	4.80000	1.0800	4.800	4.3200	4.3200	4.3200

Tab. 3.3. Rezultate pentru coeficienții adimensionali

Se observă că odată cu creșterea gradului de reacție \mathfrak{R} către valoarea 1 și a rapidității turbinei are loc o creștere considerabilă a valorii coeficientului de putere C_p ceea ce duce la creșterea puterii la arborele turbinei P_{arb} . Coeficientul de moment C_M crește independent de λ odată cu creșterea gradului de reacție.

3.3. Curbe de exploatare

Se consideră două familii de curbe de exploatare: puterea la arborele turbinei și respectiv momentul la arborele turbinei în funcție de viteza vântului, turația turbinei, densitatea aerului și diametrul turbinei. Astfel avem:

$$P_{arb} = C_{Pa} \cdot \rho \cdot \frac{v^3}{2} \cdot S_b = f(v, n); \quad (32)$$

$$\text{cu } C_{Pa} = f(\lambda)$$

$$M_{arb} = C_{Ma} \cdot \rho \cdot \frac{v^2}{2} \cdot S_b \cdot R = f(v, n); \quad (33)$$

$$\text{în care: } C_{Ma} = f(\lambda); \quad \lambda = \frac{u_R}{v}; \quad u_R = \frac{\pi \cdot R}{30} \cdot n$$

unde: P_{arb} - puterea la arborele turbinei

M_{arb} - momentul la arborele turbinei

S_b - aria baleiată

R - raza rotorului

n - turația

Tipului de turbină i se asociază curbele adimensionale. Curbele de exploatare pot fi construite pentru oricare turbină care se aseamănă geometric cu turbina prototip. Curbele adimensionale ale unui anumit tip de turbină pot fi

evaluate la începutul proiectului și trebuie corectate după omologarea și testarea în tunel aerodinamic sau direct pe amplasament.

Turbinele studiate pentru amplasamentul din Județul Alba, sunt destinate unor agregate echipate cu generator sincron cu magneți permanenți, redresor trifazat și convertizor de frecvență.

Această echipare permite reglarea turației pentru selectarea regimului aferent coeficientului de putere maxim de pe curba adimensională.

3.4. Soliditatea turbinei

Un parametru de interes al turbinei este soliditatea, reprezentând un raport între aria portantă a paletajului și aria baleiată a turbinei:

$$s = \frac{S_p}{S_b}$$

O informație statistică privind legătura dintre soliditate și rapiditate a fost oferită de Hutter. Această evaluare cu toate că este destul de veche, este utilă pentru o primă aproximare a dimensiunilor paletajului.

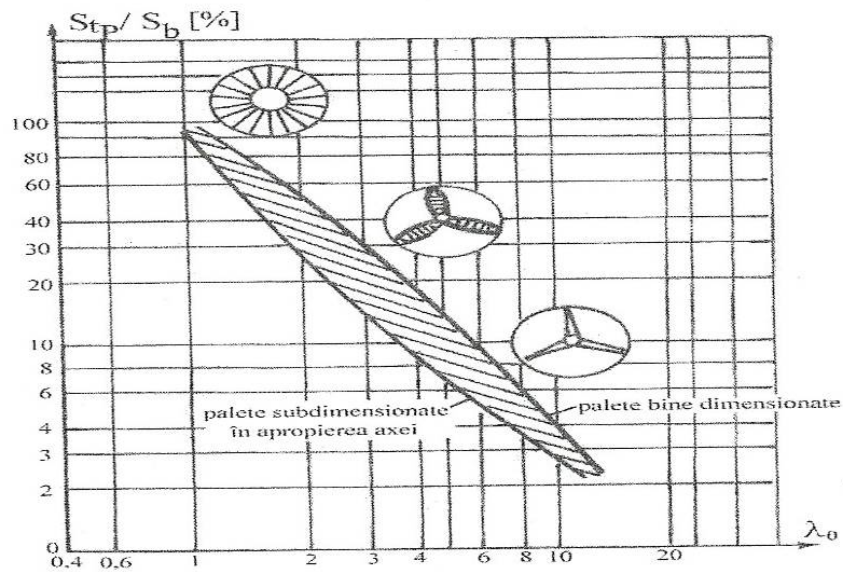


Fig. 3.7. Diagrama Hutter

Valori orientative avem extrase în tabelul următor:

λ_0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
s [%]	100	50	30	18	15	10	8	6	5	4

Tab. 3.4. Valori pentru soliditatea paletei

Suprafața portantă: $S_p = 0,8 \cdot R \cdot z \cdot l_m$, unde:

- z - numărul de palete
- 0,8 R - aproximarea anvergurii
- l_m - coarda medie a paletei

Se vede că aria portantă totală a turbinei este mărimea semnificativă și nu numărul de palete.

Analiza lui Hutter este doar o informație, în studiile din teză se analizează și alte valori pentru soliditate dacă situațiile o cer.

3.5. Repartiția căderii de presiune în lungul razei

În cazul turbomașinilor axiale sunt diferite tradiții în ce privește repartizarea încărcării în lungul razei. La turbinele hidraulice se consideră repartiții uniforme (o viteză axială constantă și o cădere H constantă). În cazul grupelor axiale se consideră de regulă viteze axiale constante, iar înălțimea de pompare H este sau constantă sau parabolică.

În cazul turbinelor de vânt cu ax orizontal, pentru viteza axială se admit valori constante sau corespunzătoare stratului limită terestru. Pentru căderea de presiune, în unele lucrări se admit distribuții elipsoidale care realizează valori nule la capetele libere ale paletei neântubate. O repartiție polinomială poate asigura diferite distribuții pe care le dorim pentru a obține unele avantaje constructive ale paletei.

Se prezintă un astfel de exemplu cu trei termeni pentru raportul dintre căderea locală și cea integrată:

$$y = a + b \cdot x - c \cdot x^k, \quad (34)$$

unde:

$$y = \frac{\Delta p_{local}}{\Delta p_{global}}, \quad \text{cu:}$$

- Δp - căderea de presiune a turbinei
- a, b, c $\in \mathbb{R}$
- $x = \frac{r}{R} \in [0, 2 \div 1]$
- $k \in \{2, 4, 6, 8, 10\}$
- r - raza curentă
- R - raza rotorului

La butuc unde $x = r/R = 0,2$ notăm $y = y_{02}$.

La exteriorul rotorului $x = 1$ și avem $y = 0$.

Vom avea astfel constantele reale a, b și c care se determină ținând cont de [5]:

$$a = \frac{(0,68 - f_1) \cdot y_{02} - 0,2 + 0,2^k}{0,31 \cdot 0,2^k + 0,48 - 0,8 \cdot f_1} \quad (35)$$

$$b = \frac{1 - 0,2^k - (1 - f_1) \cdot y_{02}}{0,31 \cdot 0,2^k + 0,48 - 0,8 \cdot f_1} \quad (36)$$

$$c = \frac{0,8 - 0,31 \cdot y_{02}}{0,31 \cdot 0,2^k + 0,48 - 0,8 \cdot f_1} \quad (37)$$

unde:

$$f_1(k) = \frac{1 - 0,2^{k+2}}{0,48 \cdot (k + 2)}$$

Acest grad de libertate se acceptă în proiectare pentru a optimiza alți parametrii geometrici ai paletei în funcție de considerentele aerodinamice, de rezistență mecanică sau tehnologice. O primă evaluare a geometriei se face de regulă prin controlul distribuției căderii de presiune.

Pentru soluția finală se acceptă aproximații analitice pentru parametrii geometrici ca funcții de rază (coarda profilelor, grosimea relativă și unghiul de instalare) acceptând astfel corecții ale distribuției inițiale.

3.6. Profile aerodinamice selectate pentru turbina prototip

În studiile din teză este folosit catalogul de profile NACA [26]. În aceste condiții trebuie alese familii de profile înrudite prin linia scheletului și prin funcția de grosime. Mai complicată este corelarea profilelor cu triunghiurile de viteze evaluate ca necesare conform cu condițiile impuse de noul model.

Prin opțiunea pentru grade de reacție mari (aproape de valoarea 1), se impun valori relativ mari pentru coeficienții vitezelor tangențiale (k_t) și astfel Δv_{u13} are valori relativ mari. Aceste valori mari reprezintă calea pentru creșterea coeficientului de putere. La relațiile de legătură între triunghiurile de viteză și parametrii profilelor din cataloage, se utilizează așa numita relație a portanței:

$$c_y \cdot \frac{l}{t} = 2 \cdot \frac{\Delta v_u}{w_\infty} \quad (38)$$

unde: c_y - coeficientul de portanță al profilului

l - coarda locală a profilului

t - pasul rețelei de profile la raza de calcul

Mărirea valorilor de calcul prin raportul $\frac{\Delta v_u}{w_\infty}$, implicit înseamnă și mărirea

deviației cinematice care trebuie realizată de rețeaua de profile ($\Delta\beta = \beta_1 - \beta_3$) și creșterea săgeții scheletului profilelor. Deci pentru realizarea „noului model” trebuie să optăm pentru profile cu săgeți relativ mari, uneori peste domeniile întâlnite în cataloagele mai vechi de profile.

Pentru utilizarea relației portanței trebuie precizate câteva detalii. Triunghiurile de viteze calculate cu ajutorul „modelului nou” se referă la o schemă teoretică în sensul evitării analizei disipațiilor aerodinamice.

Tot pentru aceste condiții teoretice a fost scrisă relația portanței. Catalogul de profile conține informații pentru profile singulare de anvergură infinită.

În aceste condiții trebuie făcute corecții pentru:

- influența rețelei
- influența anvergurii finite
- randamentul aerodinamic (influența rezistenței profilelor)

La rapiditățile relativ mari întâlnite la turbinele de vânt, spre deosebire de turbinele hidraulice bulb, este posibilă neglijarea influenței rețelei de palete față de paleta singulară.

Influența anvergurii finite mai ales în condițiile turbinelor eoliene de mică putere poate fi importantă. Pentru acestea pot fi folosite corecțiile uzuale de la turbinele hidraulice (Prandtl). De regulă se calculează corecția de incidență.

În programele de calcul utilizate în teză am folosit relațiile într-o formă modificată pentru valori relative față de anvergura infinită, atât pentru portanță cât și pentru rezistență. S-a acceptat aproximația de a considera aceste corecții și pentru secțiunile locale (la raze diferite).

Alte detalii privind profilele alese sunt prezentate în capitolul 4.

3.7. Posibilități de diversificare a turbinelor

Cum s-a arătat în introducerea tezei, identificarea posibilităților de diversificare a turbinelor de mica putere este un obiectiv principal al tezei. Diversificarea turbinei și adaptarea ei la regimul vântului din zona amplasamentului constituie baza strategiei pentru eficientizarea aplicațiilor. Această strategie se diferențiază în cele două domenii mari ale aplicațiilor:

- în domeniul agregatelor de putere mare (IEC 61400-1) se selectează amplasamente performante și se optează pentru agregate din clasa „megawatt” în funcție de oferta pieței de agregate. Se concepe o structura de tip ferma aeroelectrică compusă din rețele de agregate și stații de transformare prin care se conectează ferma la o rețea electrică de înaltă tensiune adecvat dimensionată.

- în cazul agregatelor de putere mică (IEC 61400-2) amplasamentul pentru un agregat este identificat în funcție de condiții locale în vecinătatea imediată a gospodăriei care devine consumator de energie și investitor. În cazul general sistemul este unul insular cu acumulare locală. De regula nu există rețea electrică locală la care să fie cuplat agregatul de putere mică. Aceste amplasamente nu beneficiază de performanțe deosebite ale vântului, deci oferta aerenergetică a amplasamentului este modestă. Trebuie deci realizat un agregat care să fie eficient în aceste condiții moderate ale vântului.

În acest subcapitol al tezei se prezintă o sistematizare a posibilităților de diversificare a turbinelor și adaptarea lor la condițiile amplasamentului. Oferta amplasamentului ales pe valea Mureșului în vecinătatea orașului Alba Iulia a fost evaluată în capitolul 2 al tezei.

3.7.1. Puterea instalată și diversificarea diametrului turbinei

Puterea instalată definită ca putere maximă de exploatare a turbinei se alege din considerente generale (necesarul de energie a consumatorului, limitarea investiției sau alte considerente locale).

În cadrul programului finanțat de Norvegia (EEA grants/Norway grants RO-0018 Improvement of the structures and efficiency of small horizontal axis wind generators) s-a optat pentru o putere instalată de 5500 W la arborele turbinei. Aceasta însemnează o putere maximă extrasă din vânt de 6800 W. Puterea instalată la bornele electrice ale agregatului va fi asigurată la nivelul de 5000 W. Diversificarea este studiată pentru această putere instalată. Principiile stabilite în cursul cercetării sunt aplicabile și pentru alte puteri respectând normele CEI 61400-2.

Diametrul turbinei, turația și tipul de turbina constituie un prim pachet de parametri diversificabili. Tipul de turbină este definit prin curbele adimensionale: coeficient de putere în funcție de rapiditate.

Prin rapiditate așa cum a mai fost definit, se înțelege raportul între viteza periferică la vârful paletelor și viteza vântului. La începutul capitoului au fost prezentate informații mai multe despre aceste curbe adimensionale. Rapiditatea a fost notată cu λ sau cu TSR (*tip-speed ratio*). Pentru valoarea extremă a coeficientului de putere (C_{pmax}) a fost notată rapiditatea nominală cu λ_0 sau TSR0.

Opțiunea pentru valoarea rapidității nominale pentru proiect (λ_0 ;TSR0) trebuie tratată cu atenție deosebită. Rapiditatea generează confruntări între criterii aerodinamice și criterii de rezistență mecanică. Aria portantă a paletajului raportată la aria baleiată de paletaj este denumită „soliditate”. Soliditatea scade cu creșterea rapidității. Indirect scade și numărul paletelor. Rapidități mari implică încărcări mai mari ale structurii de rezistență mecanică cerând tehnologii mai sigure. Trebuie să ținem cont că odată cu creșterea vitezei periferice la vârful paletelor crește și zgomotul aerodinamic.

Au fost efectuate pe baza acestor relații, analize complexe pentru domeniul vitezelor periferice cuprinse între 20 și 45 m/s, rapidități de 3...4, diametre de 4...8 m. În tabelul următor au fost sintetizate câteva rezultate considerând densitatea medie de 1.225 kg/m³ și $C_{pmax}=0,42$ pentru puterea instalată la arbore de 5500 W.

În paralel au fost analizate performanțele a 23 turbine de puteri instalate mici (între 25 W și 10 kW) cu diametre între 1,15 m și 7,4 m oferite pe piața mondială.

Statistica pentru vitezele de vânt de instalare pentru aceste turbine este următoarea:

Viteze de instalare v_i [m/s]	7	8	11 - 12	12 -14
Nr.de cazuri întâlnite	1	1	5	16

Tabelul 3.5. Statistica vitezelor de instalare pentru turbinele analizate

Majoritatea acestor turbine nu pot fi utilizate cu eficiența la amplasamente cu viteza de vânt moderate fiindcă au viteza de instalare prea mare pentru potențialul existent. Sinteza rezultatelor analizelor este prezentată în tabelul următor:

u_R [m/s]	20		30		40	
	λ_0	n [r/min]	λ_0	n [r/min]	λ_0	n [r/min]
D = 4 m S = 12.5 m ² $v_i=11.96$ m/s	1,67	95	2,51	143	3.34	190
D = 5 m S = 19.6 m ² $v_i=10.29$ m/s	1,94	76	2,91	114	3,88	152
D = 6 m S = 28.3 m ² $v_i= 9.11$ m/s	2,20	64	3,30	96	4,40	128
D = 7 m S = 38.5 m ² $v_i= 8.22$ m/s	2,43	55	3,65	82	4,86	110
D = 8 m S = 50.3 m ² $v_i= 7.52$ m/s	2,66	48	3,99	72	5,32	96

Tabelul 3.6. Tabel de rezultate comparative pentru mai multe dimensiuni de turbine

Notații folosite în tabelul de rezultate de mai înainte:

- u_R - viteza periferică la vârful paletei
- n - turația la regimul de instalare
- S - aria baleiata
- v_i - viteza de instalare pentru 5500 W
- λ_0 - rapiditate nominală

EVALUARI ALE PUTERILOR SI ENERGIILOR PENTRU AMPLASAMENTUL ȘEUȘA - COASTA BELCII

Vm=3.2 m/s TSR=3; Ro=1.225 kg/m ³ Cpmax=0.42											
V	TF*		Variante de diametre [m]								
m/s	ore/an	4	5		6		7		8		
	Parb [W]	Earb [kWh/an]	Parb W	Earb kWh	Parb W	Earb kWh	Parb W	Earb kWh	Parb W	Earb kWh	
2	1613	26	42	40	64	59	95	80	129	104	168
3	1533	87	133	136	208	197	302	267	409	350	537
4	1258	206	259	322	405	466	586	633	796	828	1042
5	914	403	368	630	576	911	833	1239	1132	1620	1481
6	597	696	416	1089	650	1574	940	1835	1095	2797	1670
7	354	1104	391	1728	612	2496	884	3394	1215	4437	1571
8	192	1649	317	2581	496	3728	716	5070	973	5500	1056
9	95	2347	223	3674	349	5306	504	5500	523	5500	523
10	44	3220	142	5040	222	5500	242	5500	242	5500	242
>10	29	5500	160	5500	160	5500	160	5500	160	5500	160
Energii totale [kWh/an]			2451		3742		5262		6674		8450

*Fisier RWALBA10 ; Constk=0.94

Tabel 3.7. Evaluarea puterilor și energiilor pentru amplasament

Se vede ca opțiunea pentru diferite diametre implică viteze de instalare diferite. Vitezele periferice diferite influențează direct rapiditățile nominale și turațiile la regimul de instalare. Programele întocmite au permis analiza mai detaliată incluzând și analize statice în structurile de rezistență mecanică.

Cu aceste evaluări poate fi aproximată curba de exploatare a turbinei în condițiile reglării turației pentru valorile optime ale puterii.

În tabelul următor se compară influența diametrelor asupra producției anuale de energie în condițiile regimului vântului evaluat pentru amplasamentul ȘEUȘA-COASTA BELCII în cadrul capitolului 2, la o viteză medie de 3,2 m/s.

Rezultatul acestei analize complementare privind influența diametrului asupra energiei valorificate la nivelul puterilor la arbore, este prezentată mai jos:

D[m]	4	5	6	7	8
E [kWh/an]	2451	3742	5262	6674	8450

Creșterea cantității de energie produse în decursul unui an în condiții de mediu identice dar la diametre diferite ale turbinei este semnificativă odată cu creșterea diametrului rotorului. Alegerea diametrului turbinei trebuie să țină seama

de considerente tehnico-economice, astfel încât să avem un preț pe kWh cât mai redus.

Pentru programul de cercetare „NORVEGIA” (EEA grants/Norway grants RO-0018 Improvement of the structures and efficiency of small horizontal axis wind generators) privind adaptarea agregatelor aeroelectrice de mică putere pentru amplasamentul ȘEUȘA - COASTA BELCII au fost selectați următorii parametrii:

- Puterea instalată la arborele turbinei 5,5 kW
- Diametrul turbinei: - varianta 1: D= 5 m
 - varianta 2: D= 7 m
- Rapidități nominale (TSR0) $\lambda_0 = 3 \dots 4$
- Turații la regimul de instalare: max. 120 rpm
- Viteza vântului la puterea de instalare: 7...9 m/s
- Viteze periferice la vârful paletei: 25...45 m/s
- Producția anuală de energie la arborele turbinei :
 - Varianta 1: 3750 kWh/an
 - Varianta 2: 6675 kWh/an
- Reglarea turației la încărcări parțiale: turații proporționale cu viteza vântului
- Plafonarea puterii prin sistemul de conducere la 5.5 kW la viteze de vânt mai mari decât viteza de instalare.
- La densități ale aerului diferite de valoarea de calcul de 1.225 kg/m³ se fac ajustări prin sistemul de reglaj

3.7.2. Programe pentru calcule cinematice

În calculul paletajului pentru turbina de 5,5 kw avem ca obiectiv creșterea gradului de reacție către valoarea de $\mathfrak{R} = 0,8$.

Pentru varianta turbinei cu diametrul de 7 m (varianta 2 de rotor), în tabelele următoare se prezintă rezultatele calculelor cinematice precum și rezultate ale calculelor pentru un număr de palete $z = 2 \div 5$, ale corzii profilului (I_m) și solidității (So) obținute cu ajutorul programului de calcul MODNTURB.BAS. Notațiile utilizate sunt cele întâlnite și în capitolele anterioare.

MNORVT1

REZULTATELE CALCULELOR CINEMATICE
PENTRU TURBINA MNORVT V2

programe, coduri, constante, dimensiuni:

PROGRAM MODNTURB.BAS REZULTATE IN WORD: MNORVT1

Codul turbinei : MNORVT V2

CONSTANTE:

$D[m] = 7$; $d_b[m] = 1,4$; $\Delta_r[m] = 0,25$; $\rho[\text{kg/m}^3] = 1,225$

$u_R[m/s] = 45$; $v_1[m/s] = 8,5$; $v_{3a}[m/s] = 6,8$; $v_{Ta}(m/s) = 7,65$

$\mathfrak{N} = 0,8$; $\lambda = 5,294117$; $kv_{3a} = 0,8$; $kv_{Ta} = 0,9$

.....
 $Q_{tot}[m^3/s] = 285,394$; $P_t[W] = 19736,51$; $F_{axtot}[N] = 2579,936$

Coefficient de portanta de calcul $C_a = 0,6$

r[m]	3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50	1.25
$u_r[m/s]$	45.00	41.79	38.57	35.36	32.14	28.93	25.71	22.50	19.29	16.07
k_t	0.030	0.034	0.040	0.047	0.055	0.067	0.082	0.102	0.132	0.175
$v_t[m/s]$	1.34	1.43	1.53	1.65	1.78	1.93	2.10	2.30	2.54	2.81
$v_3[m/s]$	1.34	1.43	1.53	1.65	1.78	1.93	2.10	2.30	2.54	2.81
$w_1[m/s]$	45.80	42.64	39.50	36.36	33.25	30.15	27.08	24.05	21.08	18.18
$w_3[m/s]$	46.34	43.22	40.10	37.00	33.92	30.86	27.81	24.80	21.82	18.89
$w_\infty[m/s]$	46.31	43.19	40.08	36.98	33.91	30.86	27.84	24.86	21.93	19.08
$\beta_1[gr]$	10.70	11.50	12.43	13.52	14.81	16.37	18.29	20.70	23.79	27.87
$\beta_3[gr]$	8.35	8.94	9.62	10.41	11.34	12.43	13.74	15.33	17.31	19.80
$\beta_\infty[gr]$	9.51	10.20	11.00	11.94	13.04	14.36	15.95	17.92	20.41	23.64
$\alpha_3[gr]$	101.2	101.9	102.7	103.6	104.6	105.8	107.2	108.7	110.5	112.5
$cyl/t[-]$	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.12	0.15	0.19	0.23	0.29

REZULTATE CORZI SI SOLIDITATI LA NR. DE PALETE 2,3,4,5

z t[m]

		l[m]					r(i)[m]				
		3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50	1.25
2	t2	11.00	10.21	9.42	8.64	7.85	7.07	6.28	5.50	4.71	3.93
	l2	1.06	1.13	1.20	1.28	1.37	1.47	1.58	1.70	1.82	1.93
3	t3	7.33	6.81	6.28	5.76	5.24	4.71	4.19	3.67	3.14	2.62
	l3	0.71	0.75	0.80	0.86	0.91	0.98	1.05	1.13	1.21	1.29
4	t4	5.50	5.11	4.71	4.32	3.93	3.53	3.14	2.75	2.36	1.96
	l4	0.53	0.56	0.60	0.64	0.69	0.74	0.79	0.85	0.91	0.97
5	t5	4.40	4.08	3.77	3.46	3.14	2.83	2.51	2.20	1.88	1.57
	l5	0.43	0.45	0.48	0.51	0.55	0.59	0.63	0.68	0.73	0.77

$lm_2[m] = 1,454703$ $lm_3[m] = 0,969802$ $lm_4[m] = 0,7273516$ $lm_5[m] = 0,5818812$

Sol2= 0,2204931 Sol3= 0,2204931 Sol4= 0,2204931 Sol5= 0,2204931

MNORVT2

REZULTATELE CALCULELOR CINEMATICE

PENTRU TURBINA MNORVT V2

programe, coduri, constante, dimensiuni:

PROGRAM MODNTURB.BAS REZULTATE IN WORD: MNORVT2

Codul turbinei :MNORVT V 2

CONSTANTE:

 $D[m] = 7$; $d_b[m] = 1,4$; $\Delta_r [m] = 0,25$; $\rho[\text{kg/m}^3] = 1,225$ $u_R[m/s] = 40$; $v_1[m/s] = 8,5$; $v_{3a}[m/s] = 6,8$; $v_{Ta}(m/s) = 7,65$ $\lambda = 0,8$; $\lambda = 4,705883$; $k_{v3a} = 0,8$; $k_{vTa} = 0,9$

 $Q_{tot}[m^3/s] = 285,394$; $P_t[W] = 19192,6$; $F_{axtot}[N] = 2508,837$ Coeficient de portanta de calcul $C_a = 0,6$

$r[m]$	3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50	1.25
$u_r[m/s]$	40.00	37.14	34.29	31.43	28.57	25.71	22.86	20.00	17.14	14.29
k_t	0.037	0.043	0.049	0.058	0.068	0.082	0.100	0.124	0.158	0.209
$v_t[m/s]$	1.49	1.58	1.69	1.81	1.94	2.10	2.28	2.48	2.72	2.99
$v_3[m/s]$	1.49	1.58	1.69	1.81	1.94	2.10	2.28	2.48	2.72	2.99
$w_1[m/s]$	40.89	38.10	35.32	32.56	29.81	27.08	24.39	21.73	19.13	16.62
$w_3[m/s]$	41.49	38.73	35.97	33.24	30.52	27.81	25.13	22.48	19.86	17.27
$w_\infty[m/s]$	41.46	38.70	35.95	33.23	30.52	27.84	25.19	22.58	20.02	17.54
$\beta_1[gr]$	12.00	12.89	13.92	15.13	16.57	18.29	20.40	23.03	26.37	30.75
$\beta_3[gr]$	9.31	9.96	10.70	11.56	12.56	13.74	15.14	16.83	18.90	21.49
$\beta_\infty[gr]$	10.63	11.40	12.29	13.31	14.52	15.95	17.68	19.81	22.46	25.86
$\alpha_3[gr]$	102.3	103.1	103.9	104.9	106.0	107.2	108.5	110.0	111.8	113.7
$cyl/t[-]$	0.07	0.08	0.09	0.11	0.13	0.15	0.18	0.22	0.27	0.34

REZULTATE CORZI SI SOLIDITATI LA NR.DE PALETE 2,3,4,5

z t[m]											
	l[m]	r(i)[m]									
		3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50	1.25
2	t2	11.00	10.21	9.42	8.64	7.85	7.07	6.28	5.50	4.71	3.93
	l2	1.32	1.39	1.48	1.57	1.67	1.78	1.89	2.01	2.13	2.23
3	t3	7.33	6.81	6.28	5.76	5.24	4.71	4.19	3.67	3.14	2.62
	l3	0.88	0.93	0.98	1.05	1.11	1.19	1.26	1.34	1.42	1.49
4	t4	5.50	5.11	4.71	4.32	3.93	3.53	3.14	2.75	2.36	1.96
	l4	0.66	0.70	0.74	0.78	0.83	0.89	0.95	1.01	1.07	1.12
5	t5	4.40	4.08	3.77	3.46	3.14	2.83	2.51	2.20	1.88	1.57
	l5	0.53	0.56	0.59	0.63	0.67	0.71	0.76	0.81	0.85	0.89

 $lm2[m] = 1,746636$ $lm3[m] = 1,164424$ $lm4[m] = 0,8733181$ $lm5[m] = 0,6986544$ $Sol2 = 0,2647421$ $Sol3 = 0,2647421$ $Sol4 = 0,2647421$ $Sol5 = 0,2647421$

MNORVT3

REZULTATELE CALCULELOR CINEMATICE

PENTRU TURBINA MNORVT V 2

programe, coduri, constante, dimensiuni:

PROGRAM MODNTURB.BAS REZULTATE IN WORD: MNORVT3

Codul turbinei: MNORVT V2

CONSTANTE:

 $D[m] = 7$; $d_b[m] = 1,4$; $\Delta_r [m] = 0,25$; $\rho[\text{kg/m}^3] = 1,225$ $u_R[m/s] = 35$; $v_1[m/s] = 8,5$; $v_{3a}[m/s] = 6,8$; $v_{Ta}(m/s) = 7,65$ $\mathfrak{R} = 0,8$; $\lambda = 4,117647$; $k_{v3a} = 0,8$; $k_{vTa} = 0,9$

 $Q_{tot}[m^3/s] = 285,394$; $P_t[W] = 18499,81$; $F_{axtot}[N] = 2418,276$ Coeficient de portanta de calcul $C_a = 0,6$

$r[m]$	3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50	1.25
$u_r[m/s]$	35.00	32.50	30.00	27.50	25.00	22.50	20.00	17.50	15.00	12.50
k_t	0.047	0.054	0.062	0.073	0.086	0.102	0.124	0.153	0.194	0.254
$v_t[m/s]$	1.66	1.76	1.87	2.00	2.14	2.30	2.48	2.69	2.92	3.18
$v_3[m/s]$	1.66	1.76	1.87	2.00	2.14	2.30	2.48	2.69	2.92	3.18
$w_1[m/s]$	36.02	33.59	31.18	28.78	26.41	24.05	21.73	19.46	17.24	15
$w_3 [m/s]$	36.66	34.26	31.87	29.50	27.14	24.80	22.48	20.19	17.92	15.68
$w_\infty[m/s]$	36.64	34.25	31.87	29.51	27.17	24.86	22.58	20.34	18.15	16.03
$\beta_1[gr]$	13.65	14.66	15.82	17.18	18.78	20.70	23.03	25.91	29.54	34.22
$\beta_3[gr]$	10.51	11.23	12.04	12.98	14.06	15.33	16.83	18.62	20.78	23.45
$\beta_\infty[gr]$	12.05	12.91	13.89	15.03	16.35	17.92	19.81	22.10	24.93	28.50
$\alpha_3[gr]$	103.7	104.5	105.4	106.4	107.5	108.7	110.0	111.6	113.2	115.1
$cyl/t[-]$	0.09	0.10	0.12	0.14	0.16	0.19	0.22	0.26	0.32	0.40

REZULTATE CORZI SI SOLIDITATI LA NR. DE PALETE 2,3,4,5

z	$t[m]$	$r(i)[m]$									
	$l[m]$	3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50	1.25
2	t_2	11.00	10.21	9.42	8.64	7.85	7.07	6.28	5.50	4.71	3.93
	l_2	1.66	1.75	1.85	1.95	2.06	2.18	2.30	2.42	2.52	2.60
3	t_3	7.33	6.81	6.28	5.76	5.24	4.71	4.19	3.67	3.14	2.62
	l_3	1.11	1.17	1.23	1.30	1.38	1.45	1.53	1.61	1.68	1.73
4	t_4	5.50	5.11	4.71	4.32	3.93	3.53	3.14	2.75	2.36	1.96
	l_4	0.83	0.88	0.92	0.98	1.03	1.09	1.15	1.21	1.26	1.30
5	t_5	4.40	4.08	3.77	3.46	3.14	2.83	2.51	2.20	1.88	1.57
	l_5	0.66	0.70	0.74	0.78	0.83	0.87	0.92	0.97	1.01	1.04

 $l_{m2}[m] = 2,130127$; $l_{m3}[m] = 1,420085$; $l_{m4}[m] = 1,065063$; $l_{m5}[m] = 0,8520507$

Sol2 = 0,3228688 ; Sol3 = 0,3228688 ; Sol4 = 0,3228688 ; Sol5 = 0,3228688

MNORVT4

REZULTATELE CALCULELOR CINEMATICE

PENTRU TURBINA MNORVT V 2

programe, coduri, constante, dimensiuni:

PROGRAM MODNTURB.BAS REZULTATE IN WORD: MNORVT4

Codul turbinei :MNORVT V2

CONSTANTE:

$D[m] = 7$; $d_b[m] = 1,4$; $\Delta_r [m] = 0,25$; $\rho[kg/m^3] = 1,225$

$u_R[m/s] = 45$; $v_1[m/s] = 8,5$; $v_{3a}[m/s] = 6,8$; $v_{Ta}(m/s) = 7,65$

$\mathfrak{A} = 0,7$; $\lambda = 5,294117$; $k_{v3a} = 0,8$; $k_{vTa} = 0,9$

$Q_{tot}[m^3/s] = 285,394$; $P_t[W] = 14095,08$; $F_{axtot}[N] = 1842,494$

Coeficient de portanta de calcul $C_a = 0,6$

r[m]	3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50	1.25
$u_r[m/s]$	45.00	41.79	38.57	35.36	32.14	28.93	25.71	22.50	19.29	16.07
k_t	0.021	0.024	0.028	0.033	0.039	0.048	0.060	0.076	0.100	0.137
$v_t[m/s]$	0.93	1.00	1.07	1.16	1.27	1.39	1.53	1.71	1.93	2.20
$v_3[m/s]$	0.93	1.00	1.07	1.16	1.27	1.39	1.53	1.71	1.93	2.20
$w_1[m/s]$	45.80	42.64	39.50	36.36	33.25	30.15	27.08	24.05	21.08	18.18
$w_3[m/s]$	45.93	42.78	39.65	36.52	33.41	30.32	27.25	24.21	21.21	18.27
$w_\infty[m/s]$	46.10	42.97	39.85	36.74	33.66	30.59	27.56	24.58	21.65	18.80
$\beta_1[gr]$	10.70	11.50	12.43	13.52	14.81	16.37	18.29	20.70	23.79	27.87
$\beta_3[gr]$	8.42	9.03	9.73	10.55	11.50	12.64	14.01	15.69	17.77	20.42
$\beta_\infty[gr]$	9.55	10.25	11.07	12.02	13.14	14.48	16.11	18.14	20.70	24.02
$\alpha_3[gr]$	97.8	98.3	99.0	99.7	100.5	101.5	102.7	104.1	105.8	107.9
$cyl/t[-]$	0.04	0.05	0.05	0.06	0.08	0.09	0.11	0.14	0.18	0.23

REZULTATE CORZI SI SOLIDITATI LA NR. DE PALETE 2,3,4,5

z	t[m]	r(i)[m]									
		3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50	1.25
2	t2	11.00	10.21	9.42	8.64	7.85	7.07	6.28	5.50	4.71	3.93
	l2	0.74	0.79	0.85	0.91	0.98	1.07	1.17	1.28	1.40	1.53
3	t3	7.33	6.81	6.28	5.76	5.24	4.71	4.19	3.67	3.14	2.62
	l3	0.49	0.53	0.56	0.61	0.66	0.71	0.78	0.85	0.93	1.02
4	t4	5.50	5.11	4.71	4.32	3.93	3.53	3.14	2.75	2.36	1.96
	l4	0.37	0.40	0.42	0.46	0.49	0.53	0.58	0.64	0.70	0.76
5	t5	4.40	4.08	3.77	3.46	3.14	2.51	2.20	1.88	1.57	1.32
	l5	0.30	0.32	0.34	0.36	0.39	0.43	0.47	0.51	0.56	0.61

$lm2[m] = 1,070984$; $lm3[m] = 0,7139893$; $lm4[m] = 0,5354919$; $lm5[m] = 0,4283935$

$Sol2 = 0,1623318$; $Sol3 = 0,1623318$; $Sol4 = 0,1623318$; $Sol5 = 0,1623318$

MNORVT5

REZULTATELE CALCULELOR CINEMATICE

PENTRU TURBINA MNORVT V 2

programe, coduri, constante, dimensiuni:

PROGRAM MODNTURB.BAS REZULTATE IN WORD: MNORVT5

Codul turbinei : MNORVT V2

CONSTANTE:

 $D[m] = 7$; $d_b[m] = 1,4$; $\Delta_r [m] = 0,25$; $\rho[\text{kg/m}^3] = 1,225$ $u_R[m/s] = 40$; $v_1[m/s] = 8,5$; $v_{3a}[m/s] = 6,8$; $v_{Ta}(m/s) = 7,65$ $\mathfrak{R} = 0,7$; $\lambda = 4,705883$; $k_{v3a} = 0,8$; $k_{vTa} = 0,9$

 $Q_{tot}[m^3/s] = 285,394$; $P_t[W] = 13869,7$; $F_{axtot}[N] = 1813,032$ Coeficient de portanta de calcul $C_a = 0,6$

r[m]	3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.0	1.75	1.50	1.25
$u_r[m/s]$	40.00	37.14	34.29	31.43	28.57	25.71	22.86	20.00	17.14	14.29
k_t	0.026	0.030	0.035	0.041	0.049	0.060	0.074	0.094	0.122	0.166
$v_t[m/s]$	1.04	1.11	1.19	1.29	1.40	1.53	1.69	1.87	2.10	2.38
$v_3[m/s]$	6.88	6.89	6.90	6.92	6.94	6.97	7.01	7.05	7.12	7.20
$w_1[m/s]$	40.89	38.10	35.32	32.56	29.81	27.08	24.39	21.73	19.13	16.62
$w_3[m/s]$	41.04	38.25	35.48	32.72	29.97	27.25	24.55	21.87	19.24	16.66
$w_\infty[m/s]$	41.24	38.47	35.71	32.97	30.26	27.56	24.91	22.29	19.74	17.26
$\beta_1[gr]$	12.00	12.89	13.92	15.13	16.57	18.29	20.40	23.03	26.37	30.75
$\beta_3[gr]$	9.41	10.08	10.85	11.74	12.78	14.01	15.48	17.27	19.46	22.20
$\beta_\infty[gr]$	10.69	11.47	12.37	13.42	14.65	16.11	17.89	20.07	22.81	26.31
$\alpha_3[gr]$	98.7	99.3	100.0	100.7	101.7	102.7	103.9	105.4	107.2	109.3
$cyl/t[-]$	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.11	0.14	0.17	0.21	0.28

REZULTATE CORZI SI SOLIDITATI LA NR. DE PALETE 2,3,4,5

z t[m]

	t	l[m]						r(i)[m]			
		3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50	1.25
2	t2	11.00	10.21	9.42	8.64	7.85	7.07	6.28	5.50	4.71	3.93
	l2	0.92	0.98	1.05	1.13	1.21	1.31	1.42	1.54	1.67	1.80
3	t3	7.33	6.81	6.28	5.76	5.24	4.71	4.19	3.67	3.14	2.62
	l3	0.62	0.66	0.70	0.75	0.81	0.87	0.95	1.03	1.11	1.20
4	t4	5.50	5.11	4.71	4.32	3.93	3.53	3.14	2.75	2.36	1.96
	l4	0.46	0.49	0.53	0.56	0.61	0.66	0.71	0.77	0.84	0.90
5	t5	4.40	4.08	3.77	3.46	3.14	2.83	2.51	2.20	1.88	1.57
	l5	0.37	0.39	0.42	0.45	0.49	0.52	0.57	0.62	0.67	0.72

 $lm2[m] = 1,304428$; $lm3[m] = 0,8696189$; $lm4[m] = 0,6522141$; $lm5[m] = 0,5217713$ $Sol2 = 0,1977155$; $Sol3 = 0,1977156$; $Sol4 = 0,1977155$; $Sol5 = 0,1977155$ **MNORVT6**

REZULTATELE CALCULELOR CINEMATICE

PENTRU TURBINA MNORVT V 2

```

programe, coduri, constante, dimensiuni:
PROGRAM MODNTURB.BAS REZULTATE IN WORD: MNORVT6
Codul turbinei : MNORVT V2
CONSTANTE:
D[m] = 7 ; db[m] = 1,4 ; Δr [m] = 0,25 ; ρ[kg/m3] = 1,225
uR[m/s] = 35 ; v1[m/s] = 8,5 ; v3a[m/s] = 6,8 ; vTa(m / s) = 7,65
ŷ = 0,7, λ= 4,117647; kv3a= 0,8 ; kvTa= 0,9
*****
Qtot[m3/s] = 285,394 ; Pt[W] = 13569,01 ; Faxtot[N] = 1773,726
Coeficient de portanta de calcul Ca= 0.6

r[m]      3.50  3.25  3.00  2.75  2.50  2.25  2.00  1.75  1.50  1.25
ur[m/s]  35.00 32.50 30.00 27.50 25.00 22.50 20.00 17.50 15.00 12.50
kt       0.034 0.039 0.045 0.053 0.063 0.076 0.094 0.118 0.153 0.206
vt[m/s]  1.17  1.25  1.34  1.45  1.57  1.71  1.87  2.07  2.30  2.58
v3[m/s]  6.90  6.91  6.93  6.95  6.98  7.01  7.05  7.11  7.18  7.27
w1[m/s] 36.02 33.59 31.18 28.78 26.41 24.05 21.73 19.46 17.24 15.12
w3[m/s] 36.17 33.75 31.34 28.95 26.57 24.21 21.87 19.57 17.30 15.08
w∞[m/s] 36.40 34.00 31.61 29.24 26.90 24.58 22.29 20.05 17.87 15.77
β1[gr]   13.65 14.66 15.82 17.18 18.78 20.70 23.03 25.9  29.54 34.22
β3[gr]   10.65 11.39 12.24 13.22 14.36 15.69 17.27 19.16 21.46 24.27
β∞[gr]   12.13 13.00 14.00 15.17 16.52 18.14 20.07 22.43 25.35 29.02
α3[gr]   99.8  100.4 101.2 102.0 103.0 104.1 105.4 106.9 108.7 110.8
cyl/t[-]  0.06  0.07  0.09  0.10  0.12  0.14  0.17  0.21  0.26  0.33
*****
REZULTATE CORZI SI SOLIDITATI LA NR.DE PALETE 2,3,4,5
*****
z   t[m]
  | l[m]
  | r(i)[m]
  | 3.50 3.25 3.00 2.75 2.50 2.25 2.00 1.75 1.50 1.25
-----
2  t2   11.00 10.21 9.42 8.64 7.85 7.07 6.28 5.50 4.71 3.93
   |2   1.18 1.25 1.34 1.43 1.53 1.64 1.76 1.89 2.02 2.14
3  t3   7.33 6.81 6.28 5.76 5.24 4.71 4.19 3.67 3.14 2.62
   |3   0.79 0.84 0.89 0.95 1.02 1.09 1.17 1.26 1.35 1.43
4  t4   5.50 5.11 4.71 4.32 3.93 3.53 3.14 2.75 2.36 1.96
   |4   0.59 0.63 0.67 0.71 0.76 0.82 0.88 0.95 1.01 1.07
5  t5   4.40 4.08 3.77 3.46 3.14 2.83 2.51 2.20 1.88 1.57
   |5   0.47 0.50 0.53 0.57 0.61 0.66 0.70 0.76 0.81 0.86
*****
lm2[m] = 1,618382; lm3[m] = 1,078921; lm4[m] = 0,8091911 ; lm5[m] = 0,6473529
Sol2 = 0,2453023 ; Sol3 = 0,2453023 ; Sol4 = 0,2453023 ; Sol5 = 0,2453023

```

În figura 3.7. sunt prezentate grafic câteva rezultate ale studiilor efectuate privind influența posibilă a gradului de reacție și a rapidității turbinei.

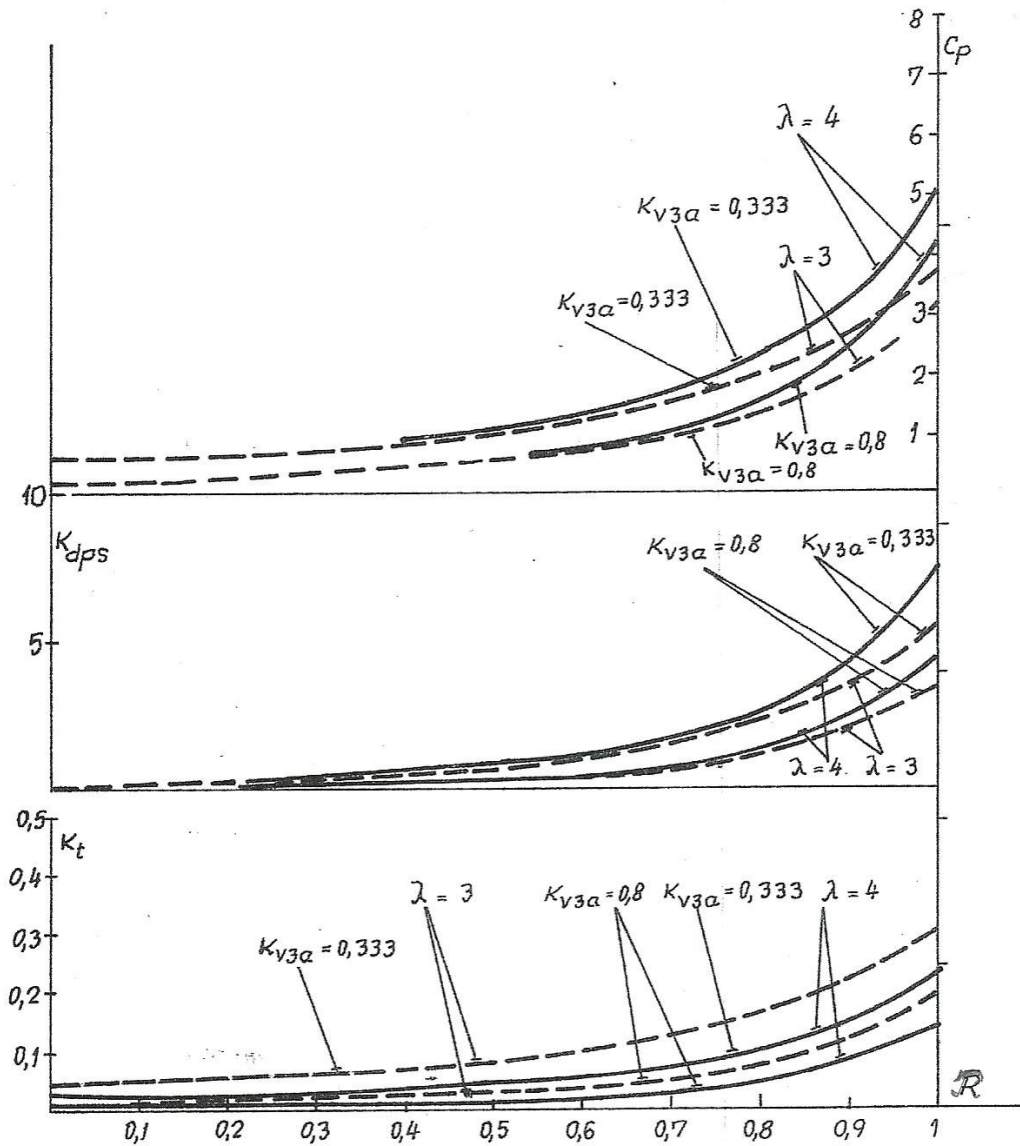


Fig. 3.7.

Pentru intervalul de valori ale lui λ_0 de la 0,7 la 0,8 coeficientul vitezei tangențiale aval de turbină:

$$k_t = 0,03 \div 0,07 \quad \text{pentru rapiditatea } \lambda_0=4 \text{ și respectiv}$$

$$k_t = 0,06 \div 0,11 \quad \text{pentru o rapiditate de } \lambda_0=3.$$

Coeficienții presiunii statice în aval de turbină:

$$K_{\Delta ps} = 0,8 \div 1,7 \quad \text{pentru } \lambda_0=4 \text{ și}$$

$$k_{\Delta ps} = 0,7 \div 1,6 \quad \text{pentru } \lambda_0=3.$$

Analizând rezultatele de mai sus, se constata că odată cu scăderea vitezei periferice u_R scade rapiditatea, forța axială totală și implicit puterea obținută la axul rotorului. Crește însă soliditatea paletei și avem posibilitatea de a mări suprafața rotorului expusă în vânt, ceea ce poate să ducă la micșorarea vitezei de pornire sau de funcționare nominală a agregatului eolian.

3.8. Concluzii pentru Capitolul 3

Metodologia generală de proiectare aerodinamică a turbinelor de vânt a fost adaptată pentru aplicații în domeniul turbinelor de mică putere cu posibilități de diversificare a acestora pentru a fi corelate performanțele lor cu oferta energetică a unui amplasament de interes local. În acest mod se obțin performanțe energetice îmbunătățite ale aplicațiilor și indicatorilor economici competitivi.

Operația de optimizare a unei aplicații constă în evaluarea amplasamentului și instalarea unei turbine care să fie adaptată la aceste condiții. Prin acest procedeu se maximizează cantitatea de energie valorificată.

Pentru oferta amplasamentului a fost utilizat un model Weibull cu trei parametri (Cap. 2.). Pentru turbină a fost ordonate mai multe modele:

- un model pentru curbele adimensionale, bazat pe informații statistice recente care permit analize numerice extinse.
- un „model nou” pentru evaluarea energiei valorificabile care înlocuiește clasicul model Betz. Sistemul de ecuații folosit de acest model permite analize extinse pentru triunghiurile de viteze ale turbinei în funcție de gradul de reacție, rapiditate și saltul vitezei axiale. Modelul particularizează relațiile pentru secțiunile cilindrice ale turbinei (turbina elementară).

Modelul nou stimulează opțiunea pentru grade de reacție mari, căderi de presiune statică mari, cu o pondere mult mărită față de modelul clasic care are la bază doar căderea dinamică.

CAPITOLUL 4

REALIZAREA PROTOTIPURILOR DE PALETE PENTRU AMPLASAMENTUL ȘEUȘA-ALBA

4.1. Obiective ale cooperării dintre Norvegia și România în cadrul temei „Îmbunătățirea structurilor și eficienței agregatelor de vânt mici cu ax orizontal”

În cadrul programului de cercetare științifică desfășurat în etapa de pregătire a doctoratului a fost absolut necesară adaptarea construcției agregatelor eoliene la oferta energetică a amplasamentelor. Această problemă are o actualitate deosebită în ceea ce privește agregatele aeroelectrice de putere mică. Aceste agregate se amplasează în vecinătatea gospodăriilor rurale sau ferme de animale unde regimul vântului este de regulă moderat. Specificul acestor aplicații are numeroase particularități față de centralele (fermele) aeroelectrice care utilizează rețele de turbine cu puteri unitare mari (din clasa megawaților) pe terenuri selectate cu regim de vânt deosebit.

O analiză amplă a turbinelor de vânt mici oferite în prezent pe piață arată o ineficiență sistematică prin cantitatea de energie valorificabilă în cazul amplasamentelor cu vânt moderat. În primele trei capitole ale tezei a fost tratată mărirea eficienței agregatelor de mică putere prin evaluarea ofertelor amplasamentelor în zona posibilității de diversificare a construcției turbinelor pentru aceste amplasamente și obținerea eficienței economice prin adaptarea turbinelor la ofertele amplasamentelor. În acest capitol se prezintă selectarea a două prototipuri de turbine realizate în cadrul proiectului de cooperare cu Norvegia.

Contractul semnat cu UPT „Norway Grant – Improvement of the Structures and efficiency of small horizontal axis wind generators RO 0018” prevede o cercetare multidisciplinară privind structurile mecanice ale agregatului, generatorului electric precum și a structurilor de conducere și protecție. Colectivul care s-a ocupat de structurile mecanice a fost coordonat de Conf. Dr. Ing. Teodor Miloș, autorul tezei de doctorat făcând parte din acest colectiv.

Indicatorii de cuantificare ai proiectului ca obiective au fost prevăzuți sub următoarele aspecte:

- creșterea coeficientului de putere al turbinei de la 0,3 la mai mult de 0,4
- creșterea producției medii anuale de energie valorificată de la 2000 kWh/an la peste 2500 kWh/an
- reducerea costului energiei valorificabile cu 15 %

În etapa de programare a detaliilor grantului au fost stabilite următoarele condiții tehnice cu directorul de proiect și cu cele trei echipe de cercetare (structuri mecanice, generator electric și automatizare):

- puterea instalată a agregatului prototip să fie de 5 kW la bornele generatorului electric
- puterea maximă la arborelui turbinei 5,5 kW (excepțional 6 kW)
- viteze de vânt de instalare de $8 \div 10$ m/s
- viteza periferică la vârful paletei $20 \div 40$ m/s
- turația maximă accidentală a turbinei de 150 rpm

Unele decizii suplimentare față de aceste date stabilite inițial au fost luate pe parcursul derulării proiectului.

Astfel pe baza studiului ofertelor aeroenergetice pentru județul Alba (capitolul doi al tezei) s-a decis pentru agregatul prototip alegerea din mai multe oferte propuse, a amplasamentului Șeușa de lângă Alba Iulia. Elevația stâlpului de susținere a agregatului s-a stabilit la 14,67 m , astfel elevația axului turbinei față de sol este de 15,7 m.

Colectivul de cercetare – proiectare pentru structurile mecanice ale agregatului a rezolvat un șir larg de probleme. În acest capitol al tezei sunt selectate acele aspecte care au fost rezolvate în cadrul programului de pregătire a doctoratului și care realizează adaptarea turbinelor la oferta amplasamentului Șeușa.

4.2. Încadrarea agregatului în normele Comisiei Electrotehnice Internaționale pentru turbinele de mică putere (IEC 61400-2)

Această încadrare este importantă pentru accesul la informațiile și modelele acceptate de un for internațional apelând la competențele unei comisii de specialiști. Astfel încadrarea proiectului în aceste norme devine și un certificat de calitate al noului prototip. În completarea documentării din capitolul 1 al tezei, aici se particularizează prevederile pentru agregatul de 5 kw, agregat adaptat pentru amplasamente de tip Șeușa.

Conform cu prevederile capitolului 6 din norme care se referă la „condiții externe ambientale și electrice” care influențează încărcările, durabilitatea, securitatea și fiabilitatea, rezultă următoarea încadrare pentru agregat în ceea ce privește clasele de proiectare pentru turbinele mici (SWT):

- prototipul va fi încadrat în clasa a IV de proiectare, cu precizarea că viteza medie a vântului la nivelul arborelui turbinei, este mai mică sau egală cu 6 m/s.
- Pentru această clasă, se acceptă ca viteză de referință de 30 m/s, o intensitate a turbulenței la 15 m/s de 0,18 la un parametru de pantă egal cu 2.

Cu ajutorul acestor parametri, normele europene mai sus amintite indică metodologii de evaluare a vitezelor normale și extreme, a influența rafalelor și ai altor parametri ai vântului necesari în concepția structurii agregatului și în impunerea tipurilor de protecții.

Aceste aspecte au fost analizate în cadrul cercetării cu verificări pentru selectarea prototipurilor de turbine pentru amplasamente de viteze medii sau mici de sub 6 m/s.

4.3. Doua variante de turbine. Opțiuni pentru prototipurile turbinelor

Contractul prevede finanțarea a două variante de paletaje pentru a se obține îmbunătățirea performanțelor, finalizate prin evaluări ale producției de energie pentru un an meteorologic caracteristic, în paralel cu costurile.

Cele două variante de turbine comparate în continuare în acest capitol al tezei au fost propuse pe baza următoarelor considerente:

Varianta 1 este o reutilizare a modelelor de palete și a tehnologiei existente la firma Clagi România cu scopul de a beneficia de o reducere de costuri. Studiile aerodinamice pentru această variantă [27], au fost realizate în programul Marga din județul Caraș Severin [34], pentru o turbina cu diametru de 4,5 m cu o putere de 3,5 kw și un număr de 4 palete.

Având în vedere că pregătirea de fabricație permite utilizarea acestei cochilii (forme) pentru fabricarea a câteva sute de palete identice, paleta a fost adaptată fără modificări de geometrie dar cu modificarea parametrilor principali ai rotorului (diametru 5 m și număr de palete 5) pentru prima variantă de rotor de la Șeușa. Performanțele au fost reevaluate în cadrul prezentei teze.

Varianta 2 [28] este o paletă nouă a cărei aerodinamică a fost studiată în cadrul acestei teze, implicând costuri noi pentru tehnologia de producție de la firma SC Clagi România SRL.

Diametrul noului prototip de turbină este de 7 m, are un număr de 3 palete și o putere maximă la arbore de 5,5 kW.

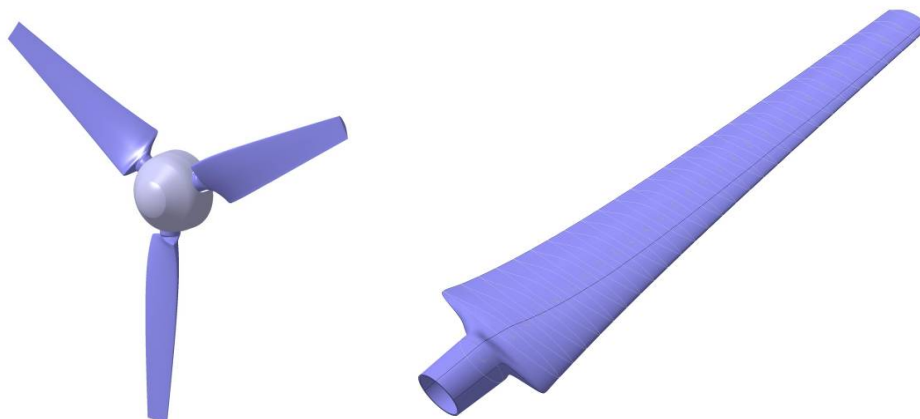


Fig. 4.1. Modelare 3D pentru rotor și paletă

Cele două rotoare prototip au echipat succesiv același ansamblu de agregat, care este prezentat în Figura 4.3.

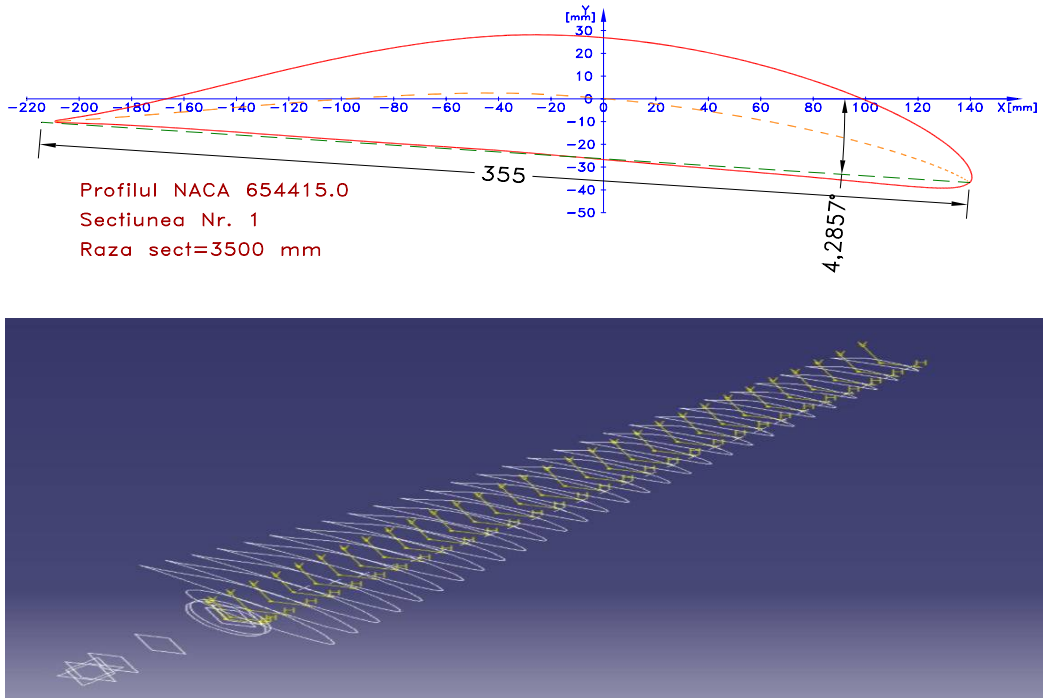


Fig.4.2. Secțiune profil la unghiul de instalare (modelare 2D) și importarea profilelor în modelul 3D

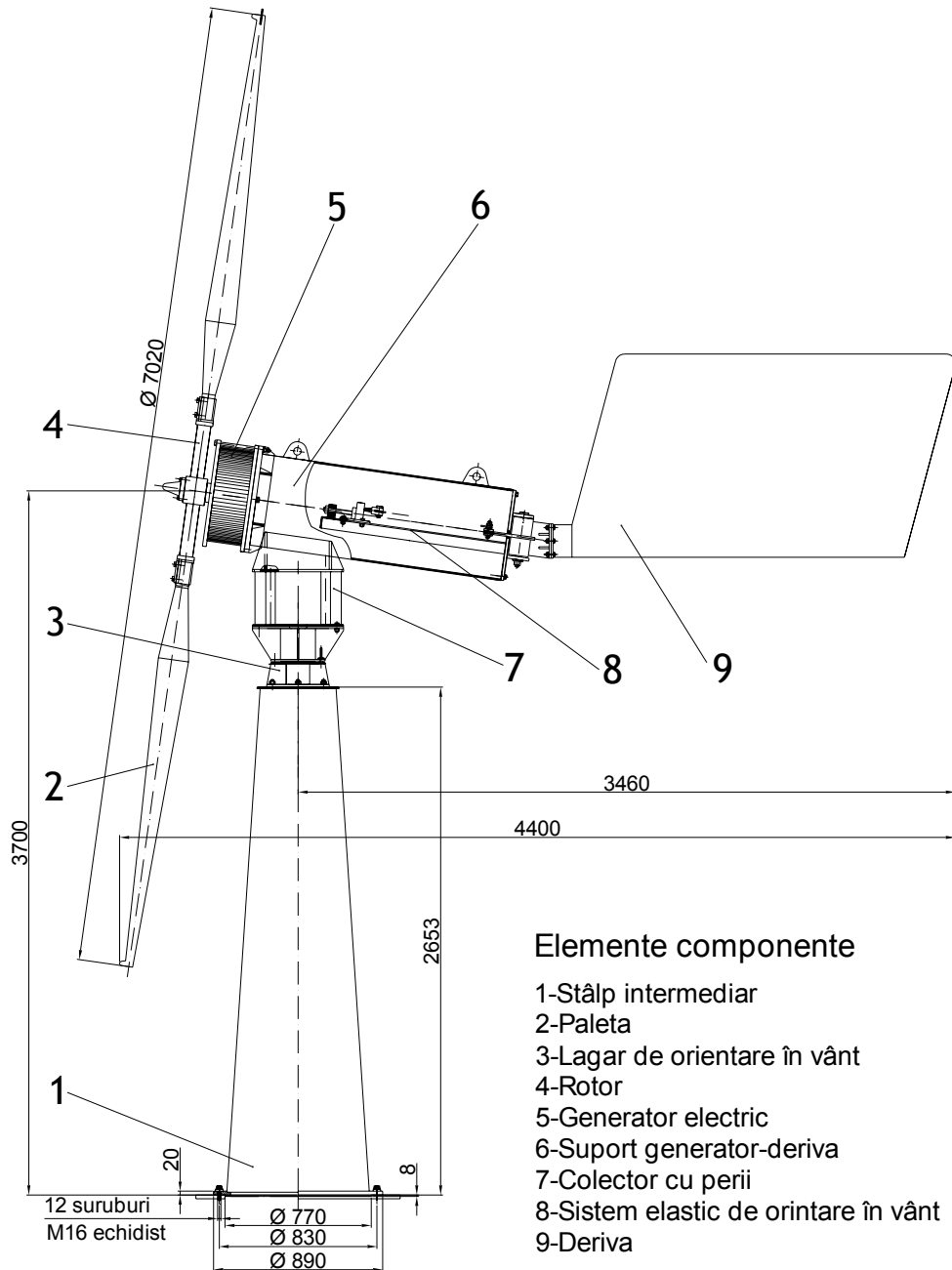


Fig. 4.3. Ansamblu agregat montat pe stâlp intermediar

Varianta 2 a turbinei a fost completată cu un mecanism de protecție suplimentar cu contragreutăți care întoarce paletetele în poziția drapel în cazul unor viteze ale vântului foarte mari.

În continuare sunt prezentate comparații ale celor două echipări ale agregatului.

4.4. Opțiuni pentru rapidități, turații, viteze de instalare și parametrii geometrici ai turbinelor

În cadrul studiilor pentru varianta de 5,5 kw putere la arborele turbinei, cu ajutorul programelor de calcul elaborate au fost analizate corecțiile între rapidități, turații, viteze de instalare și viteze periferice pentru diferite diametre. Sinteza acestor rezultate este prezentată în tabelul următor.

u_R [m/s]	20		30		40	
	λ_0 (LAMB0)	n [rpm]	λ_0 (LAMB0)	n [rpm]	λ_0 (LAMB0)	n [rpm]
D = 4 m S=12,5 m ² V _i =11,96 m/s	1,67	95	2,51	143	3,34	190
D = 5 m S=19,6 m ² V _i =10,29 m/s	1,94	76	2,91	114	3,88	152
D = 6 m S=28,3 m ² V _i =9,11 m/s	2,20	64	3,30	96	4,40	128
D = 7 m S=38,5 m ² V _i =8,22 m/s	2,43	55	3,65	82	4,86	110
D = 8 m S=50,3 m ² V _i =7,52 m/s	2,66	48	3,99	72	5,32	96

Tabel 4.1. Rezultate calcule ale parametrilor pentru mai multe variante dimensionale

Se observă că opțiunea pentru diferite diametre implică viteze de instalare diferite. Vitezele periferice diferite influențează direct rapiditățile normale și turațiile la regimul de instalare. Programele de calcul întocmite au permis analiza mai detaliată incluzând astfel și analize statistice în structurile de rezistență mecanică. Cu aceste evaluări poate fi aproximată curba de exploatare a turbinei în condițiile reglării turației pentru valorile optime ale puterii.

Pe baza acestor analize și a tehnologiei de execuție pe care o putem aplica la firma Clagi – România, am optat pentru rapidități relativ mici ($\lambda_0 = 3 \div 4$) și în consecință o sa avem viteze periferice relativ reduse, cu următoarele motivații pentru acest lucru:

- reducerea eforturilor în structura de PAFS
- reducerea zgomotului aerodinamic al turbinei

4.4. Opțiuni pentru rapidități, turații, viteze de instalare și parametrii geometrici 91

Coeficienții de putere la arbore calculat pe baza modelului statistic pentru acest domeniu de rapidități rezultă ca referință pentru cele două prototipuri îmbunătățite:

Rapiditatea nominală λ_0	3	4
C_{Pmax}	0,4281	0,4650
Constantele modelului utilizat:		
C_{M0}	0,1427	0,1162
α	1,5	1,5
β	1,6	1,6
A	1,2411	0,8924
B	1,0497	0,7317

Tabelul 4.2. Coeficienți de putere și coeficienți de moment

Expresia modelului pentru coeficientul de putere și coeficientul de moment la arborele turbinei eoliene este:

Referința comercială din cataloage pentru C_{Pmax} este mai mică ca valoare de 0,3, valoare considerată ca bază de comparație în proiectul Norvegia.

În Tabelul 4.3. sunt calculate vitezele de instalare pentru condiții optime (la C_{Pmax}) și turațiile de exploatare aferente la diferite densități ale aerului pentru rapidități de 3 ÷ 4 pentru cele două variante de turbine.

Aceste informații de referință sunt importante pentru programul de conducere al agregatului și pentru evaluarea performanțelor prototipurilor de palete noi realizate, respectiv acceptarea unor compromisuri pentru turațiile de exploatare care sunt uneori diferite de valorile optime.

Putere instalata la arbore		5,5 kw		5,5 kw	
Variante de rotor		V 1		V2	
Diametre [m]		5		7	
Rapidități λ		3	4	3	4
$\rho = 1,225$ [kg/m ³]	v_i [m/s]	10,6	10,3	8,5	8,2
	n_i [rpm]	121	157	69	89
$\rho = 1,1$ [kg/m ³]	v_i [m/s]	10,2	9,9	8,2	7,9
	n_i [rpm]	117	151	67	86
$\rho = 1,4$ [kg/m ³]	v_i [m/s]	9,8	9,5	7,8	7,6
	n_i [rpm]	112	145	64	83
Arii baleiate [m ²]		19,6		38,5	
C_{Pmax}		0,428	0,465	0,428	0,465

Tabelul 4.3. Parametrii de instalare la diverse condiții de mediu pentru cele două variante

4.5. Datele geometrice pentru cele doua variante ale prototipurilor de palete

Varianta 1.

Rotor r [m]	Coarda [mm]	Grosimea [mm]	Unghiul de instalare [°]
0,9	380	100	23
1,1	361	85,2	16,7
1,3	339	74,7	13
1,5	317	64,7	10,5
1,7	294	55,3	8,7
1,9	272	46,8	7,4
2,1	250	36	6,3
2,3	228	31,9	5,5
2,5	205	25,4	4,8

Tabel 4.4. Date geometrice varianta 1

Varianta 2.

Rotor r [m]	Coarda [mm]	Grosimea [mm]	Unghiul de instalare [°]
0,75	822,5	187,1	34,7
1	780	171,6	25
1,25	737,5	156,7	19,2
1,5	695	142,5	12,6
1,75	652,5	128,9	15,3
2	610	115,9	10,5
2,25	567,5	103,6	8,9
2,5	525	91,9	7,6
2,75	482,5	80,8	6,5
3	440	70,4	5,7
3,25	397,5	60,6	4,9
3,5	355	51,5	4,3

Tabel 4.5. Date geometrice varianta 2

Legat de datele geometrice ale celor două variante, se poate preciza că programele de calcul privind forțele aerodinamice, verificarea staticii structurii și programele referitoare la utilizarea tehnologiei cu comandă numerică, au fost folosite relațiile numerice pentru corzile profilelor, grosimile maxime și ale unghiurilor de instalare.

Astfel:

Funcția pentru corzi:

- la varianta 1 l [m] = $0,55 - 0,12 r$ [m]

- la varianta 2 l [m] = $0,95 - 0,17 r$ [m]

Funcția pentru grosimea maximă a profilului:

- la varianta 1 d_{\max} [m] = $0,145 - 0,048 r$ [m]

- la varianta 2 $d_{\max} [m] = 0,212 - 0,046 r [m]$
Unghiuri de instalare ale profilelor:

- la varianta 1 $\beta_{\text{inst}} = \frac{17}{r[m]} - 2$

- la varianta 2 $\beta_{\text{inst}} = \frac{29}{r[m]} - 4$

4.6. Opțiuni pentru familiile de profile aerodinamice

Pentru alegerea familiei de profile pentru cele două prototipuri au fost folosite caracteristicile prezentate de Abbott [26] .

Pentru primul prototip a fost folosită familia NACA XXXX care este și cea mai utilizată în proiectare. Săgeata scheletului a fost aleasă constantă în lungul razei (4%), iar funcția de grosime a fost corelată cu raza în funcție de distribuția eforturilor în structura PAFS.

Pentru al doilea prototip a fost aleasă o familie de profile laminare din seria cu 6 cifre, cu săgeată de 7%. Detalii despre profile se găsesc în proiectele turbinelor [27, 28] .

La prima variantă au fost folosite incidențele din zona coeficienților de portanță maximi, în timp ce la a doua variantă s-a optat pentru zona coeficienților de portanță mai mici. Astfel au rezultat randamente aerodinamice îmbunătățite prin modificări ale solidității.

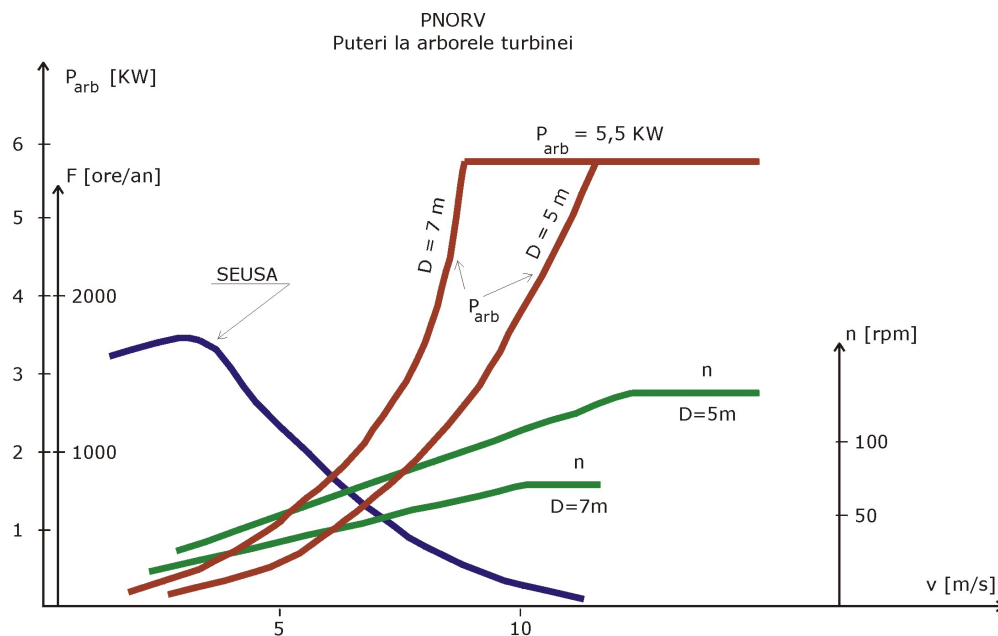


Fig. 4.4. Variația puterilor și turațiilor în funcție de viteza vântului. Curba de frecvență ($\rho = 1.225\text{kg/m}^3$ și $\lambda_0 = 3$)

4.7. Evaluări ale eficienței economice

Eficiența economică a unei investiții de acest fel depinde de mai mulți factori:

- capitalul investit
- cheltuielile de exploatare
- timpul de amortizare
- dacă energia este comercializabilă și prețul ei
- taxe diverse
- bilanțul venituri – cheltuieli

Analizăm în acest capitol, două influențe: costul agregatelor și energia valorificabilă. Cealalți factori depind mult de legislația care este în vigoare la acel moment, de oportunitățile comerciale, de mediul politic și de marja de profit propusă.

Costul agregatelor și performanțele lor depind de partea de inginerie și de regimul vântului. Se analizează influența acestora asupra eficienței economice. Se fac evaluări pentru amplasamentul Șeușa unde s-a instalat prototipul și de asemenea pentru un alt amplasament cu o viteză medie de 6 m/s, până la care acest prototip este aplicabil. Pentru ambele regimuri de vânt sunt analizate următoarele situații: cele două variante noi realizate la nivel de prototip și două agregate de pe piață care au aceeași putere instalată. Astfel am ales agregatul SG 500 fabricat de Windtechnik Geiger GmbH și agregatul Fortis „Montana”. Primul are diametrul de 5,5 m și puterea instalată de 5 kW, iar al doilea diametrul de 5 m și puterea instalată de 5,6 kW. De asemenea, primul agregat are viteza nominală de vânt de 12 m/s, turația nominală de 250 rpm și rapiditate $\lambda = 6$, iar al doilea are viteza nominală de vânt de 14 m/s, turația 450 rpm și rapiditatea $\lambda = 8,4$.

Energia valorificabilă

Producția anuală de energie a fost evaluată cu ajutorul programelor denumite *PALNORV 1* și *PALNORV 2* care permit calculul curbelor adimensionale folosind geometria finală a paletelor prototip. Puterile și energiile sunt calculate la nivelul arborelui turbinei.

În primul tabel regimul vântului este evaluat pentru Șeușa unde avem o viteză medie de 3,2 m/s, iar în al doilea tabel pentru un amplasament de viteză medie de 6 m/s. Coeficientul optim de putere a fost evaluat la 0,4 pentru varianta 1 și 0,5 pentru varianta 2.

AMPLASAMENTUL ȘEUȘA $v_m = 3,2 \text{ m/s}$

v [m/s]	Vânt [ore/an]	Puteri [w]				Energii [kw/an]			
		V1	V2	SG500	Fortis	V1	V2	SG 500	Fortis
3	1533	130	318	79	55	199	487	121	84
4	1258	308	754	188	131	387	948	236	165
5	914	601	1473	367	255	549	1346	335	233
6	597	1039	2546	635	441	619	1520	379	263
7	354	1650	4042	1008	700	584	1431	357	248
8	192	2463	5500	1505	1045	473	1056	289	285
9	95	3507	5500	2143	1488	333	522	203	141
10	44	4811	5500	2940	2041	212	242	129	89
> 10	29	5500	5500	3913 (5000)	2716 (5600)	159	159	113	127
TOTAL						3515	7711	2162	1675

Tabel 4.6. Evaluare energetică amplasament Șeușa

AMPLASAMENT cu $v_m = 6 \text{ m/s}$

v [m/s]	Vânt [ore/an]	Puteri [w]				Energii [kw/an]			
		V1	V2	SG500	Fortis	V1	V2	SG 500	Fortis
3	811	130	318	79	55	105	258	64	45
4	975	308	754	188	131	300	735	183	128
5	1064	601	1473	367	255	639	1567	390	271
6	1065	1039	2546	635	441	1106	2711	676	470
7	985	1650	4042	1008	700	1625	3981	993	689
8	841	2463	5500	1505	1045	2071	4625	1266	879
9	665	3507	5500	2143	1488	2332	3657	1425	990
10	486	4811	5500	2940	2041	2338	2673	1429	992
11	328	5500	5500	3913	2716	1804	1804	1283	891
12	204	5500	5500	5000	3527	1122	1122	1020	720
13	117	5500	5500	5000	4484	643	643	585	525
14	62	5500	5500	5000	5600	341	341	310	347
TOTAL						14416	24117	9624	6947

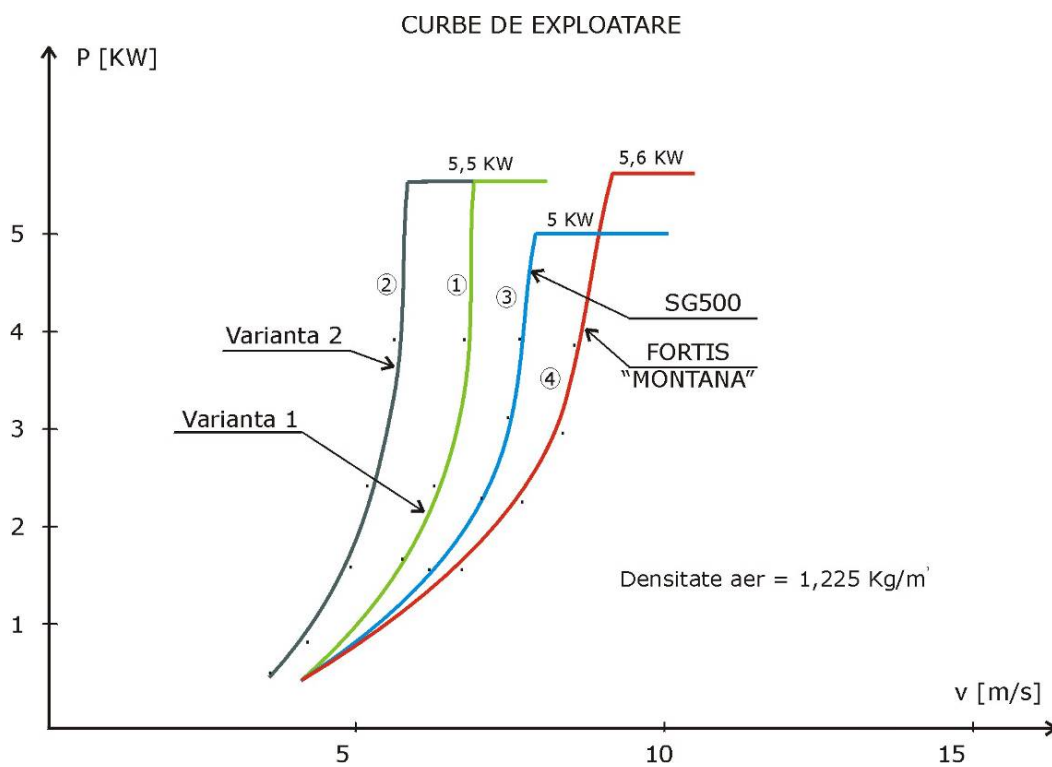
Tabel 4.6. Evaluare energetică amplasament cu $v_m = 6 \text{ m/s}$ 

Fig 4.5. Curbe de exploatare comparate

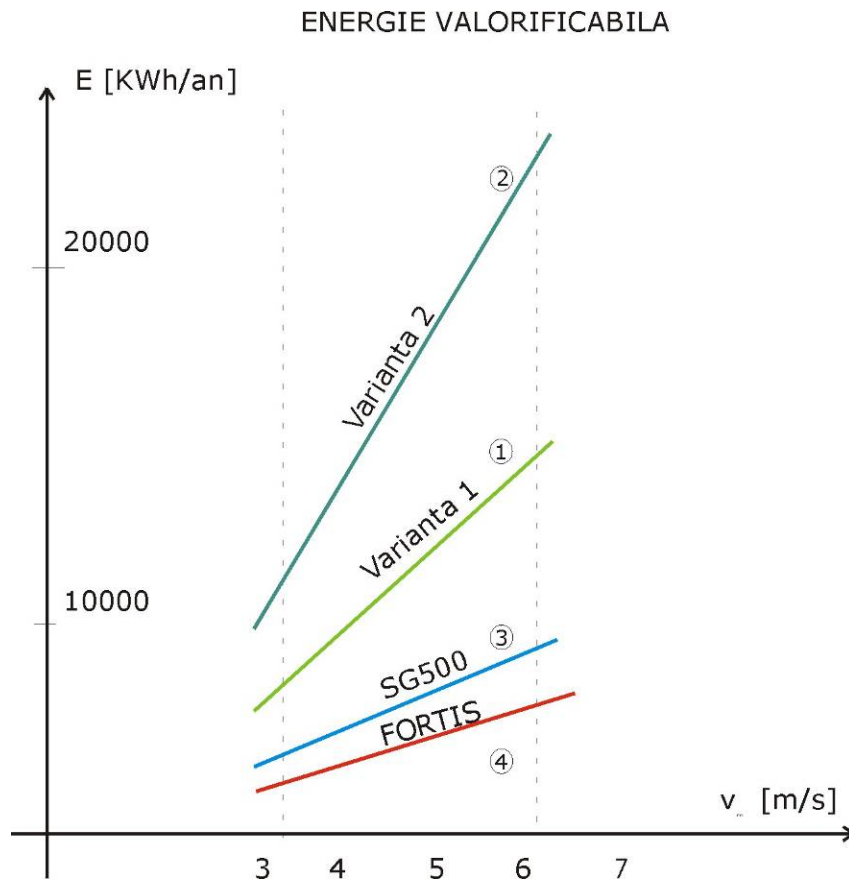


Fig 4.6. Reprezentare variație energie produsă

Costuri

Cele două variante de palete (cinci palete pentru varianta 1 la diametrul de 5 m și 3 palete pentru varianta 2 la 7 m diametru) se montează pe aceeași structură compusă din: stâlp, stâlp intermediar, butuc paletaj, generator electric, suport pentru generator și derivă, colector cu perii, sistem elastic de orientare în vânt, derivă, cablaje.

Diferențele de cost la cele două variante constau în cele ale turbinelor (butuc, ogivă, palete). Varianta a doua are în plus în butuc un mecanism de protecție centrifugal. Deci varianta 2 de echipare este ceva mai scumpă. Pe baza datelor din [1] se fac următoarele evaluări de costuri:

- în cazul agregatelor de putere mare, costurile reprezintă circa 65% din totalul costurilor (aproximativ 31% reprezintă lucrările la amplasament și 4% managementul). Capitalul necesar pentru centralele cu turbine mari este evaluat la $1000 \div 1600$ \$/kW sau la $450 \div 720$ \$/m². Indicatorul este evaluat în raport cu puterea instalată sau aria baleiată.
- agregatele mici sunt mai scumpe. Cele alese pentru comparație (la nivelul anului 2005) au indicatorul de preț la nivelul de 3390 Euro/kW.

Pentru agregatul de la Șeușa având o putere instalată de 5,5 kW, ar rezulta un necesar de 18.645 Euro, respectiv între 11.035 și 21.667 Euro. Diferența între costuri la nivelul turbinei ar putea fi de maxim 5000 Euro. Astfel ar rezulta în 30 de ani timp de recuperare a investiției și cu o dobândă de 10% un factor de recuperare anual de 0,106.

Având un capital de 18.000 Euro și respectiv de 22.000 euro și cheltuieli de exploatare de 2,5% din capital anual, rezultă cheltuielile anuale totale evaluate ca fiind de 2358 Euro/an și respectiv 2882 Euro/an.

Prin compararea celor două evaluări (energia valorificabilă și cheltuielile anuale), rezultă evaluarea prețului unității de energie. Am considerat pentru *Varianta 1* și pentru cei doi martori ca având aceleași cheltuieli anuale (2358 Euro), iar pentru *Varianta 2* cheltuieli ceva mai mari (2882 Euro).

Prețurile unității de energie brută (la arborele turbinei) rezultă pentru amplasamentul Șeușa ca fiind de:

0,67 euro/kWh la Varianta 1
0,16 Euro/kWh la Varianta 2
1,09 Euro/kWh la turbina SG 500
1,41 Euro/kWh la turbina Fortis

La un amplasament mai bun (cu o viteză medie de 6 m/s), prețul scade:

0,16 euro/kWh la Varianta 1
0,12 Euro/kWh la Varianta 2
0,24 Euro/kWh la turbina SG 500
0,34 Euro/kWh la turbina Fortis

Comparând aceste evaluări cu indicatorii din grantul Norvegia rezultă o eficiență ridicată a cercetării științifice, după cum este prezentat și în tabelul următor:

INDICATOR	REFERINȚĂ	ȚINTĂ		REALIZAT
Coeficient de putere maxim al turbinei	0,3	≥ 0,4		V1 - 0,4 V2 - 0,5
Producție anuală de energie	2000 kWh/an	≥ 2500 kWh/an		3515 kWh/an - V1 Șeușa 14416 kWh/an - V1 ampl. 6 m/s
				7711 kWh/an - V2 Șeușa 24117 - kWh/an - V2 ampl. 6 m/s
Reducerea costului energiei valorificabile	15 %	Martori	Șeușa 1,09	0,67 - V1 Șeușa 0,16 - V1 ampl. 6 m/s
			Ampl.6 m/s 0,04	0,37 - V2 Șeușa 0,12 - V2 ampl. 6 m/s
Agregate martor analizate	2162 kWh/an 1675 kWh/an			

Tabel 4.7. Evaluare comparativă a indicatorilor



Fig. 4.7. Paleta de la varianta 1 înainte de montaj

4.8. Elemente pentru sistemul de conducere și protecție

Generatorul aeroelectric analizat, care are finalizare sub forma unui prototip pregătit pentru testare pe un amplasament adecvat, se echipează cu un sistem de conducere și un sistem de protecții. Principiile după care se aleg sau se proiectează aceste sisteme sunt tratate în standardul CEI 64000-2 („Sistemul de protecție și de oprire”) pe care l-am descris în capitolul 1.

Pentru acest sistem, proiectantul turbinei și al celorlalte componente ale structurii mecanice, formulează condiții tehnice pe baza studiilor aerodinamice și statice (încărcările structurilor). Generatorul electric sincron cu magneți permanenți a fost conceput de o echipă de specialiști și executat la Electromotor Timișoara. Acesta este echipat și cu o frână electromecanică de avarie.

Celelalte componente electrice (redresor și convertizor de frecvență) dar și sistemul de conducere și protecții a fost conceput de un alt colectiv care a colaborat la acest proiect.

Elementele de plecare pentru proiectare și restricțiile impuse acestor colective au fost:

- exploatarea grupului de mașini (turbină de vânt + generator electric) trebuie optimizată prin reglarea turației. Acest reglaj se face prin controlul

puterii de ieșire la convertizorul de frecvență (putere corelată cu cea de intrare de la turbină în funcție de regimul vântului respectiv tensiuni și frecvențe admise de standarde pentru consumatorii electrici)

- nedepășirea puterii de 6 kW la arborele generatorului chiar și în cazul unui regim de vânt cu rafale puternice
- nedepășirea valorii de 150 rpm a turației maxime în gol

Sunt deosebit de importante protecțiile agregatului, fiindcă nefuncționarea acestora sau funcționarea defectuoasă pot genera avarii care să ducă la ruperea paletelor sau defecte de natură electrică sau mecanică, dar pot chiar să provoace accidente sau avarii grave persoanelor sau structurilor din imediata apropiere a agregatului.

Protecțiile intervin la regimul de vânt cu viteze peste cea de instalare a agregatului. Această protecție se poate realiza prin modificarea turației (creșterea sau scăderea față de cea optimă). Sistemul de protecție trebuie să regleze puterea la ieșire controlând momentele la arborele turbinei:

- momentul activ $M_a = f(v, n)$

- momentul rezistent al generatorului electric $M_r = f(i, n)$,

unde i - curentul la bornele generatorului.

Sistemul de conducere în cazul reducerii vitezei vântului sub cea de instalare, trebuie să permită revenirea la regimul de turație optim.

Sistemul de protecție trebuie să intervină de asemenea în cazul avariilor de natură electrică sau mecanică. Se consideră stare de avarie când se ajunge în una din următoarele situații:

- a fost depășită puterea la arbore (maxim 6 kW)
- a fost depășită turația maximă de 150 rpm
- a apărut un alt semnal de avarie: creșterea vibrațiilor sistemului, supraîncălzirea lagărelor sau a bobinajului generatorului, funcționarea defectuoasă sau uzura frânei sau alte defecte ireversibile ale sistemului

În acest caz, agregatul trebuie oprit prin frânare electromecanică și operată o revizie tehnică a agregatului.

În varianta 2 a turbinei, pe butucul paletajului a fost montat un mecanism centrifugal care modifică unghiul de instalare a paletelor (frânare aerodinamică). Acesta intervine înaintea intervenției frânei de avarie.

4.9. Concluziile capitolului 4

Capitolul 4 este o sinteză a opțiunilor pentru cele două variante de prototipuri ale turbinelor care echipează agregatul aeroelectric realizat în cadrul grantului de colaborare cu Norvegia. Turbinele proiectate pe această bază au fost executate de firma CLAGI-ROMÂNIA și testate prin încercări statice. Prima variantă a fost montată pe agregatul de pe amplasamentul Șeușa și a fost supusă primelor teste de exploatare în anul 2011. Varianta a doua a turbinei este de asemenea proiectată în UPT și executată în aceleași ateliere, paletele au fost testate prin încercări statice în atelier. Turbina este pregătită pentru a fi montată pe amplasamentul Șeușa – Alba.

Opțiunile reprezintă o selecție dintr-un pachet mai mare de soluții studiate conform modelărilor și programelor prezentate în capitolul 3 al tezei. Criteriile

cuantificate pentru calitate formulate în grantul „NORVEGIA” au fost realizate integral. Acestea sunt:

- mărirea coeficientului de putere la arborele turbinei a fost majorată la 0,5 față de o referință a pieții de 0,3
- a fost obținută o marire semnificativă a energiei valorificate în condițiile unui amplasament cu regim de vânt moderat
- a fost realizată o reducere substanțială cu peste 15% a costului energiei valorificate. Evaluările economice au fost comparate cu două agregate de pe piață.

Prototipurile realizate pentru amplasamentul Șeușa au fost încadrate în prevederile standardului internațional întocmit de Comisia Internațională Electrotehnică.

Performanțele la ambele variante de turbine pentru puterea la arbore de 5.5 kW, respectiv la bornele generatorului electric de 5 kW au fost realizate cu ajutorul unui studiu complex de identificare a posibilităților de diversificare a construcției și în consecință o adaptare a acestora la regimul vântului.

Turbinele prototip au fost încadrate în conformitate cu metodologia CEI în categoria a-IV-a. Acest lucru dă posibilitatea de exploatare cu eficiență ridicată pentru viteze de vânt medii anuale sub 6 m/s. Amplasamentul Șeușa ales pentru testarea performanțelor asigură o viteză medie anuală de 3,2 m/s.

În acest cadru general a fost aplicat un model de calcul, denumit în teza „model nou”. Acesta constă în diversificarea cinematicii turbinei prin gradul de reacție. Modelul matematic aferent definește riguros triunghiurile de viteze ca deziderat pentru rețeaua de palete și în consecință pentru metodologia selectării conturilor aerodinamice. Pe aceasta cale se obține și mărirea eficienței paletajului prin coeficienții de putere valorificată și curbele adimensionale.

Cele două variante de palete prezintă două soluții geometrice pentru paletă, dar și numărul de palete pentru fiecare rotor. Variantele sunt destinate experimentării pe un amplasament adecvat pentru clasa turbinei pentru îmbunătățirea în continuare a performanțelor (turații, rapidități, solidități) creșterea randamentelor și îmbunătățiri ale curbelor de exploatare.

Ca model fizic opțiunea pentru grade de reacție apropiate de valoarea 1 promovează creșterea presiunii în secțiunea aval de turbină ca principală cale de îmbunătățire a performanțelor acesteia.

O parte a programelor de calcul utilizate în teză se referă la identificarea acțiunilor pe structura paletei (forțe și momente masice și aerodinamice, eforturile în structurile solide din PAFS și combinații de oțel cu PAFS). Acestea respectă recomandările CEI privind coeficienții de siguranță care asigură securitatea structurilor la încărcări normale și excepționale.

Pe baza studiilor făcute pentru turbine, au fost formulate teme pentru proiectarea stâlpului de susținere către echipa de proiect a construcției și cerințele pentru sistemul de conducere și protecție pentru colectivul de automatizare.

Pe baza celor două variante de palete a fost pregătit un test suplimentar prin tratarea capătului liber al paletei. Îndoirea capătului a fost utilizată la ambele variante (metoda winglet) la prima spre intrados cu scopul de a ameliora efectul de anvergură finită, iar la a doua, spre extradados cu obiectivul de a reduce nivelul zgomotului aerodinamic.

Comparația cu două turbine oferite pe piață dovedește superioritatea noilor prototipuri. Varianta 1 realizează în condițiile amplasamentului Șeușa o cantitate de energie valorificată de 3515 kWh/an, iar Varianta 2 de 7711 kWh/an, față de valorile mult inferioare ale agregatelor martor de 2162 kWh/an și 1675 kWh/an.

CAPITOLUL 5.

ANSAMBLUL AGREGATULUI AEROELECTRIC MONTAT LA SEUȘA

5.1. Componenta agregatului

Principalele părți componente ale agregatului aeroelectric, sunt:

- turbina (rotorul agregatului)
- generatorul electric
- sistemul de orientare în vânt (deriva)
- stâlpul de susținere
- sistemul electric de transmisie și conversie a energiei electrice și de aducere la parametrii de consum
- sistemul de protecție și de supraveghere a funcționării

Turbina agregatului este formată din palete și butucul turbinei. La prima variantă de rotor cu diametrul de 5 m și 5 palete, corespunzând o arie expusă de 19,6 m², iar varianta a doua de rotor cu diametru de 7 m având 3 palete ceea ce duce la o arie baleiata a turbinei de 38,5 m².

Paletele sunt fabricate din materiale compozite (rășini armate cu fibre de sticlă) și au la partea de prindere de butuc o piesa metalică cu ajutorul căreia se asigură și fixarea pe butuc a paletei.

Vârful paletei în zona de răsucire are de asemenea o piesa metalică care în cazul descărcărilor electrice transmite printr-un conductor înglobat în paletă, curentul electric la stâlpul metalic și apoi la împământarea de siguranță, astfel încât să nu fie afectat generatorul electric și cablurile electrice care asigură transportul curentului de la generator spre aparatura de conversie și acumulatori.

În capitolul anterior au fost descrise etapele de calcul și proiectare a paletajului, după principiile enunțate în capitolul 2. Pentru execuția paletelor se realizează în prealabil o formă de tip cochilie, folosindu-se secțiunile transversale calculate pentru palete. Se poziționează și structura metalică de rezistență mecanică și de prindere a paletei înainte de turnarea efectivă a materialelor compozite și a învelișului din fibra de sticlă, iar miezul se umple cu un poliester dur pentru care se execută o alta matriță separată.

Paletele se verifică după fabricare din punct de vedere al rezistenței mecanice prin aplicarea unei sarcini care să acționeze constant pe toată lungimea paletei, iar caracteristicile aerodinamice sunt verificate prin măsurători efectuate într-un tunel aerodinamic sau prin montarea rotorului pe amplasament și monitorizarea funcționării acestuia. În urma acestor măsurători se corectează rapiditatea de calcul λ și deci și turația maximă de exploatare.

Având în vedere obiectivul propus în cadrul tezei, de a adapta construcția turbinei la condițiile oferite de amplasamente cu vânt moderat ($v_m = 3 \div 6$ m/s), se iau în considerare următoarele condiții de instalare nominale și maxime de exploatare:

- ridicarea frânei electromagnetice a generatorului la $v \geq 2$ m/s

- viteza de instalare la $P = 5,5 \text{ kw}$ la arbore și $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ este de 11 m/s la varianta de rotor de 5 m diametru și de 8.8 m/s la rotorul de 7 m diametru.
- cuplarea consumatorilor electrici se va face la turații $n \geq 25$ rot/min

Trebuie remarcat că puterea variază liniar cu densitatea aerului și cubic cu viteza vântului, de aceea pentru a proteja instalațiile electrice la viteze mai mari ale vântului decât valoarea de instalare, trebuie luate măsuri de limitare a turației turbinei la valoarea nominală de funcționare.

La puteri mai mari de 5,5 kw sistemul de conducere va trebui să asigure reglarea turației la nivelul optim în care la o viteză de vânt dată se obține putere maximă.

În cazul unor viteze mari ale vântului care ar putea duce la depășirea puterii instalate, sistemul de protecție va trebui să comande oprirea de avarie pentru a nu se ajunge la distrugerea unor componente ale agregatului (palete, generator electric, aparatură de măsură și control, instalație electrică de transport sau a consumatorului).

Frâna de avarie va trebui să intervină și în cazul unor defecțiuni care ar duce la o funcționare necontrolată a unor componente sau în cazul când sunt necesare intervenții voite pentru reparații sau revizii ale aparatului sau mecanismelor componente.

La prima variantă de rotor paletele sunt fixe pe butuc, reglarea turației și oprirea rotorului fiind în sarcina generatorului electric. Acesta poate realiza o frânare electromagnetică la creșteri de peste 11 m/s a vitezei vântului.

La varianta a doua de rotor, paletele au un sistem de reglare cu arc a poziției în vânt, astfel încât se răsucesc spre poziția drapel la viteze mai mari ale vântului și revin la poziția normală la reducerea vitezei vântului.

Ca și condiții extreme de funcționare se consideră atunci când se ajunge la o viteză de vânt $v_{\max} = 15 \text{ m/s}$ și/sau o turație a rotorului pe timp scurt de 150 rot/min. Peste aceste valori sistemul de automatizare va comanda oprirea de avarie a agregatului. La rotorul în varianta a doua are loc complementar și o frânare aerodinamică. În caz de avarie este comandată o frânare electromecanică care va duce la oprirea completă a agregatului și repornirea lui manuală.

La puteri mai mici de 5,5 kw sistemul de conducere asigură reglarea turației la valori nominale (optime). Aceste turații optime ale turbinei reprezintă funcționarea la o putere maximă pentru o viteză de vânt dată. Acest lucru va trebui realizat de sistemul de automatizare care la valori de vânt mai mari decât viteza de instalare, prin reglarea turației limitează puterea la valoarea de instalare.

Pentru a beneficia de o plajă de lucru cât mai mare a agregatului la o viteză medie a vântului scăzută (în cazul nostru pe amplasamentul de la Șeușa de doar 3,2 m/s ca medie anuală), se impune condiția ca turbina să se rotească începând cu valori mici ale vitezei vântului.

Deosebim astfel trei domenii de funcționare a agregatului aeroelectric care solicită în mod diferit rotorul în ansamblu și palete în special:

- a) Viteze ale vântului mai mici sau egale cu viteza de înaintare, caz în care turația rotorului este reglată de partea de automatizare, astfel încât să obținem maximum de putere.
- b) Viteze de vânt mai mari decât valoarea vitezei de instalare, pentru care se realizează o reglare a turației rotorului prin menținerea constantă a puterii agregatului și deci a curentului dat de generator.
- c) Viteze de vânt foarte mari pentru care agregatul trebuie să intre într-un regim de frânare electromagnetică sau mecanică, sau chiar de oprire, pentru a se putea realiza protecția de supraturare.

5.2. Amenajarea amplasamentului, montaj, punere în funcțiune a agregatului aeroelectric 103

Un astfel de regim de protecție poate intra în funcțiune și în cazul unor alte semne de avarie (vibrații, supra-încălziri, căderea consumatorului, etc.). Are astfel loc evitarea supraturării rotorului care poate duce la arderea generatorului electric sau/și a instalației electrice de automatizare sau ruperea paletelor.

Paletele rotorului se fixează pe un butuc care este proiectat și realizat în funcție de numărul de palete și varianta constructivă de paletă. Butucul turbinei face legătura mecanică și transmite mișcarea de rotație de la turbină la rotorul generatorului electric.

Generatorul electric este de tip trifazat cu magneți permanenți și livrează curentul produs într-un redresor trifazic de unde prin intermediul unui controller de încărcare special fabricat pentru surse de energie eoliană sau solară, încarcă grupul de acumulate. Pentru funcționarea optimă a ansamblului rotor eolian – generator electric, condiția de bază este să avem curba caracteristică a generatorului suprapusă pe curba caracteristică de funcționare a turbinei.

Dacă sarcina electrică primită este prea mare, pentru a nu avaria acumulatorii, controler-ul deviază energia electrică în surplus, spre o rezistență electrică exterioară (rezistență de balast). Din acumulatori prin intermediul unui invertor energia electrică poate fi livrată spre consumator la parametrii de frecvență și de tensiune ceruți. Dacă energia livrată de agregatul eolian este suficientă și avem cerere de energie dinspre consumator, sistemul poate să livreze energie la parametrii rețelei direct spre consumator, iar diferența o încarcă în acumulatori.

Pentru a proteja generatorul electric, îndeosebi în cazul unor furtuni puternice, partea de automatizare trebuie să asigure o plafonare a turației acestuia astfel ca să nu se treacă de 5,5 kW, iar după furtună acesta să revină la funcționarea optimă. Acest lucru trebuie să fie asigurat în prima etapă de o frânare electro-magnetică, prin crearea unei suprasarcini pe rotor.

Într-o fază următoare, dacă sarcina din vânt continuă să crească, va intra în funcțiune reglarea paletelor prin reducerea suprafeței expuse (întoarcerea paletelor înspre poziția drapel). Sistemul de reglare a paletelor trebuie să readucă paleta în poziția inițială după încetarea suprasarcinii. Acest lucru se realizează la varianta V2 cu contragreutăți și cu pistoane hidraulice.

Dacă sarcina crește în continuare asupra generatorului și acesta este în pericol de supraturare în continuare, va intra în funcțiune frâna mecanică. Aceasta va bloca generatorul în regim de avarie, iar repornirea se va face numai după intervenția echipei de service care va realiza o revizie amănunțită a componentelor electrice și mecanice ale agregatului.

Se pune un mare accent pe latura de asigurare a protecției agregatului aeroelectric în timpul funcționării normale dar mai ales în caz de suprasarcini, fiindcă funcționarea defectuoasă poate cauza producerea de pagube materiale mari sau chiar accidentarea unor persoane. Tocmai din această cauză am început lucrarea de față cu prezentarea în capitolul 1 a normativului IEC 61400-2, în care sunt tratate cu mare atenție problemele de siguranță în funcționare a agregatelor eoliene de mică putere.

5.2. Amenajarea amplasamentului, montaj, punere în funcțiune a agregatului aeroelectric de la Șeușa

După un șir de măsurători pe diverse amplasamente din județul Alba, realizate cu o stație meteo portabilă, după discuții cu autoritățile locale și cu locuitorii din zonă, a fost destul de dificil să mă opresc asupra unui număr de 4

amplasamente pe care să le prezint echipei de management a proiectului Norvegia. Am continuat măsurătorile îndeosebi pe amplasamentele



Fig. 5.1.



Fig. 5.2.

Trei din amplasamentele posibile a fi utilizate, se găsesc în Comuna Ciugud, unde am întâlnit un primar foarte dornic să ne sprijine dar și să poată să-și rezolve unele probleme legate de cheltuielile publice. Toate cele trei amplasamente (două la Teleac și unul la Șeușa) sunt în apropierea satelor respective, astfel că primarul, deși inițial se dorea alimentarea unui grup de case din sat, a insistat ca energia produsă să fie folosită pentru comunitate (iluminat public, alimentare cu energie electrică a stației de pompare a apei).

A fost ales în final amplasamentul de la Șeușa numit Coasta Belcii care are avantajul de a fi cel mai aproape de sat, deci costuri mai mici pentru transportul energiei produse dar și o supraveghere mai bună din partea localnicilor împotriva furtului echipamentelor.

S-a stabilit împreună cu autoritățile locale ca energia electrică produsă să fie utilizată pentru iluminatul pe timp de noapte a satului Șeușa și pentru alimentarea unui consumator particular (stână) din apropiere, urmând ca Primăria Ciugud să pună la dispoziție cu titlu gratuit terenul pe care să fie amplasat agregatul eolian, stâlpul anemometric și containerul cu aparatură. De asemenea autoritățile locale s-au angajat să sprijine la obținerea autorizațiilor necesare investiției (de mediu, de construire, etc.), urmând ca după perioada prevăzută în cadrul proiectului în care Universitatea Tehnică Timișoara trebuie să asigure buna funcționare a echipamentelor (5 ani), acestea să treacă în responsabilitatea primăriei.

A fost efectuat un studiu geotehnic care a arătat că pământul în acea zonă este stabil și are în componență argilă roșie și piatră, rezultatele au fost utilizat în cadrul studiului de fezabilitate întocmit pentru amplasament și pentru drumul de acces.

După obținerea autorizațiilor necesare și efectuarea licitațiilor de atribuire a lucrărilor ce urmau să se execute în conformitate cu proiectele elaborate de colectivele de la UPT, s-a început amenajarea drumului de acces. Acesta a urmat în mare parte traseul unui drum pe care localnicii îl utilizau pentru a ajunge la terenurile agricole din zonă, dar a trebuit în partea superioară să fie profilat astfel

5.2. Amenajarea amplasamentului, montaj, punere în funcțiune a agregatului aeroelectric 105

încât să permită accesul cu mașini de mare gabarit (macarale, trailer). După nivelarea cu buldozerul pe stratul de pământ a fost întinsă și compactată piatră de râu. Tot cu buldozerul a fost realizată o porțiune plan-orizontală care a fost îngrădită și folosită pentru amplasarea stâlpului anemometric, containerului cu aparatură electronică, stâlpului agregatului și platformei de montaj. Săpăturile pentru fundații au fost realizate în cea mai mare parte manual, utilajele mecanice fiind folosite doar pentru groapa de fundație a agregatului aeroelectric. Tot în această perioadă a fost săpat manual și șanțul pentru cablul subteran care duce de la containerul cu aparatura de automatizare și grupul de acumulatori, până la firida de distribuție în care se brânșază circuitul de iluminat nocturn și consumatorul nocturn. În același șanț este amplasat și cablul cu care în condițiile inițiale de montaj și apoi în caz de defectiuni ale sursei neconvenționale este alimentat amplasamentul de la rețeaua națională de distribuție.



Fig. 5.3.



Fig. 5.4.



Fig. 5.5.



Fig. 5.6.

Pentru a crește eficiența și a reduce consumul de energie electrică al instalației de iluminat stradal, au fost înlocuite lămpile de pe stâlpi cu altele noi, iar becurile de 150 W existente au fost înlocuite cu becuri economice de 30 W. A sporit în acest fel gradul de iluminare pe timp de noapte spre satisfacția locuitorilor satului.



Fig. 5.7.



Fig. 5.8.

În luna martie 2011 au fost executate împrejmuirea amplasamentului și turnate fundațiile pentru stâlpul anemometric, containerul pentru echipamente, stâlpul agregatului aereolectric și platforma de montaj.

Imediat ce tehnologic a fost posibil, a fost montat containerul și stâlpul anemometric pentru a începe să colectăm date despre condițiile de mediu și în principal despre viteza vântului la diverse înălțimi de la sol. Stâlpul anemometric are o înălțime de 25 m având puncte de măsură la 12 m, 18 m și 25 m unde avem montate anemometre, dar și aparatură de stabilire a direcției vântului și de măsurare a temperaturii și umidității aerului. Date culese la intervale de timp stabilite, sunt înmagazinate de un datalogger care face transmiterea acestora printr-un modem GSM către persoanele implicate în proiect care se ocupă de prelucrarea lor.

Alimentarea aparaturii de pe stâlpul anemometric se realizează de la un panou fotovoltaic amplasat pe stâlp.

5.2. Amenajarea amplasamentului, montaj, punere în funcțiune a agregatului aeroelectric 107



Fig. 5.9.



Fig. 5.10.



Fig. 5.11.



Fig. 5.12.

Stâlpul anemometric este ancorat cu cabluri în câte patru puncte la sol pentru fiecare din cele trei înălțimi la care se face ancorarea astfel încât să nu fie posibil un balans sau o înclinare și să poată fi preluate vibrațiile cauzate de vânt. Este prevăzut cu un paratrăsnet (firul roșu din fig. 5.13.) care are o înălțime mai mare cu aproximativ 2 m față de stâlp și care trebuie să asigure scurgerea la pământ a energiei din descărcările electrice. Etapa următoare a constat din transportul și realizarea montajului pe platforma special amenajată la baza stâlpului a tronsonului intermediar pe care se assemblează agregatul aeroelectric (generatorul electric, butucul rotorului, paletele și deriva).

Tronsonul intermediar se fixează mai întâi în șuruburi pe platformă după care cu o macara se ridică și se montează generatorul electric pe axul căruia se

fixează butucul rotorului. Acesta are la **Varianta 1** de rotor un număr de 5 locașe de fixare pentru paletе, iar la **Varianta 2** un număr de 3 sisteme de fixare a paletelor corespunzător numărului de paletе pentru fiecare rotor. Prima dată a fost montat rotorul cu 5 paletе de la **Varianta 1**. Se montează apoi mecanismul de orientare pe direcția vântului (deriva) și fiecare paletă în parte.

Prin alimentarea de la o sursă locală de energie electrică se face o probă de funcționare a frânei generatorului pentru a ne asigura că nu au apărut defecțiuni în timpul transportului.

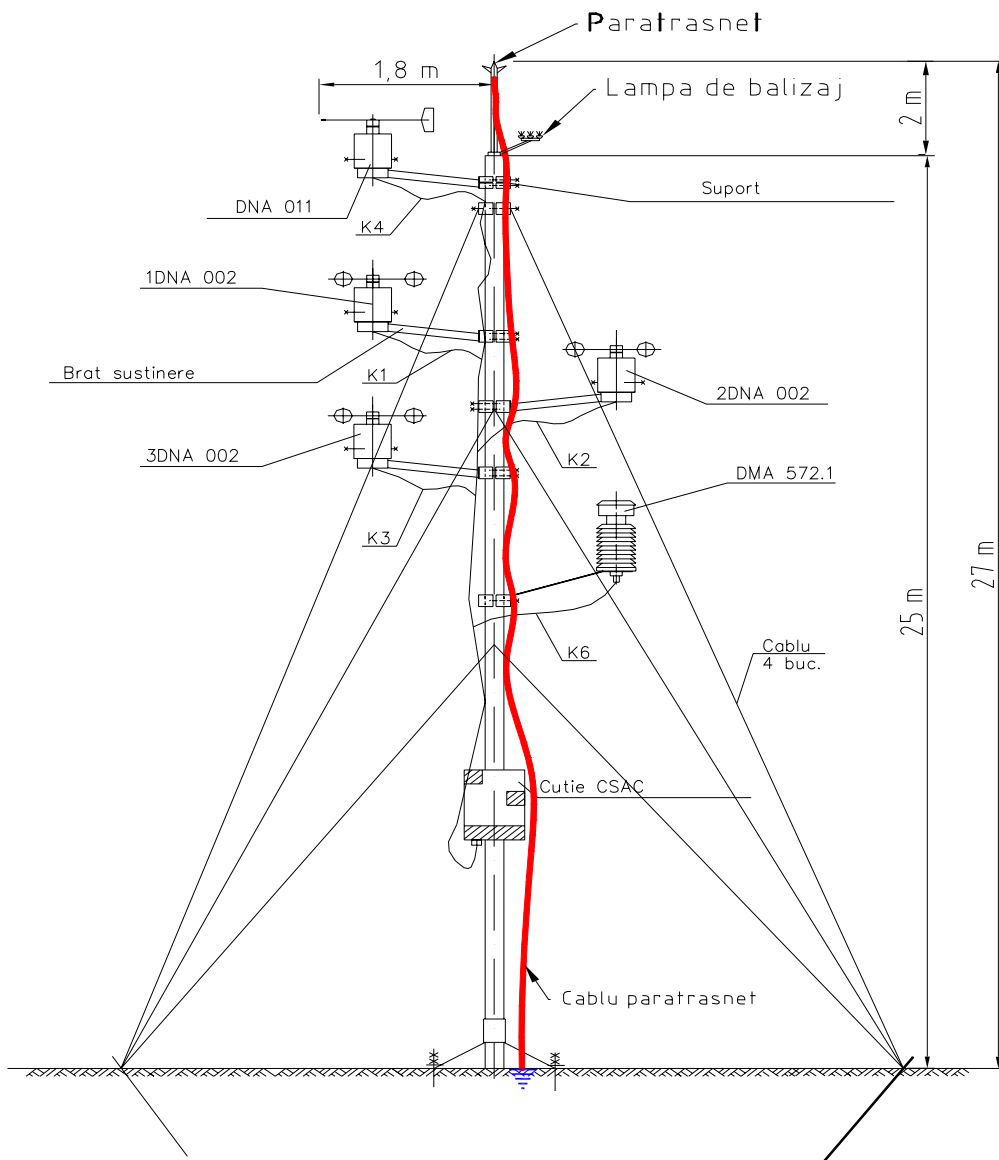


Fig. 5.13. Schița stâlpului anemometric

5.2. Amenajarea amplasamentului, montaj, punere în funcțiune a agregatului aeroelectric 109



Fig. 5.14.



Fig. 5.15.



Fig. 5.16.

După montarea rotorului și proba de funcționare la sol, se pot instala tronsoanele stâlpului de susținere. Legăturile de natură electrică de la generatorul trifazic la dulapul cu echipamente de automatizare din container este realizată prin cabluri trase prin tuburi de plastic gofrat îngropate în fundația stâlpului și care ajung prin pământ la container. Cablurile electrice trec prin interiorul stâlpului până la cutia de borne a generatorului.



Fig. 5.17.



Fig. 5.18.



Fig. 5.19.



Fig. 5.20.



Fig. 5.21.



Fig. 5.22.

5.2. Amenajarea amplasamentului, montaj, punere în funcțiune a agregatului aeroelectric 111

Stâlpul de susținere al agregatului este executat din trei tronsoane de tablă virolată și are acces pe partea interioară până la tronsonul superior unde este creată posibilitatea ca personalul de montaj/service să poată să urce până în zona turbinei sau a generatorului electric.



Fig. 5.23.



Fig. 5.24.



Fig. 5.24.



Fig. 5.25.

Pentru intervenții asupra acestora există posibilitatea blocării mecanice a rotirii agregatului pentru a proteja astfel personalul de intervenție. La partea superioară a stâlpului este montat un senzor pentru măsurarea vibrațiilor apărute în timpul funcționării agregatului aeroelectric.

Se realizează apoi legăturile electrice la elementele de automatizare și de control a funcționării, după care a fost realizată punerea în funcțiune și reglajele aparaturii electronice.



Fig. 5.26.



Fig. 5.27.



Fig. 5.28.

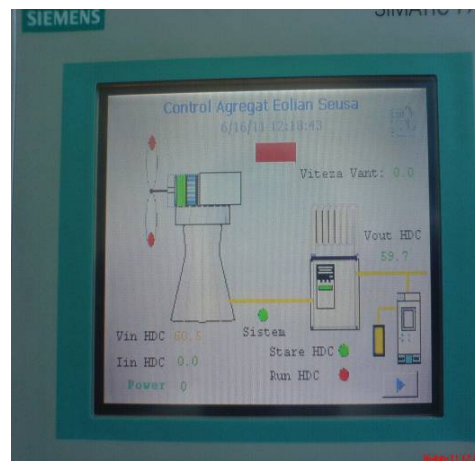


Fig. 5.29.

În paralel cu agregatul aeroelectric au fost montate experimental șase panouri fotovoltaice a căror energie produsă se stochează tot în aceeași baterie de acumulatori.

Funcționarea agregatului eolian de la Șeușa este urmărită continuu printr-un sistem de transmitere a datelor în timp real iar prin patru camere de luat vederi se face o supraveghere video permanentă. Este montată și o alarmă sonoră care să atragă atenția locuitorilor din vecinătate în cazul intrării persoanelor neautorizate în incinta amplasamentului.

CAPITOLUL 6

CONTRIBUȚIILE TEZEI

Teza este un ansamblu de studii și cercetări științifice care susțin promovarea agregatelor aeroelectrice de putere mică destinate unor gospodării rurale, în prezent lipsite de electricitate în unele zone montane din România, dar adaptabile și la alte tipuri de utilizări (iluminat stradal, alimentare echipamente pentru ferme de animale, stații de pompare pentru apă, etc.). În această situație se găsesc în prezent sute de gospodării în mai multe județe din țară pentru care până în prezent nu au fost găsite soluții tehnice, economic motivate. Unele soluționări de tip insular cu ajutorul unor surse regenerabile (vânt, soare, biomasa) oferite pe piață nu au dovedit eficiența suficient de certă pentru a se dezvolta o piață semnificativă în aceste zone.

Condițiile oferite de grantul de colaborare finanțat de Norvegia (EEA grants/Norway grants RO-0018 Improvement of the structures and efficiency of small horizontal axis wind generators) a permis dezvoltarea unui program demonstrativ pentru realizarea unei surse eoliene competitive pentru aceste zone. Amplasamentul din Județul Alba este adresat zonei Munților Apuseni. Grantul formulează obiective tehnice și economice pentru îmbunătățirea performanțelor agregatelor de putere mică în comparație cu ofertele de pe piața mondială. Se stimulează astfel formarea unei piețe locale folosind competente și tehnologii existente în condițiile din România.

Condițiile grantului au permis o colaborare eficientă între trei grupe de specialități din zona universitară și din întreprinderi mici și mijlocii locale care dispun de tehnologii adecvate:

- ingineria mecanică și aerodinamică specializată pentru turbine de vânt și structuri mecanice conexe
- ingineria mașinilor electrice
- automatizări specifice agregatelor aeroelectrice

Teza a fost elaborată în cadrul primei echipe, doctorandul făcând parte din colectivul condus de Cof. Dr. Ing. Teodor Miloș în cadrul Centrului de Cercetări pentru Aeroenergetică din Catedra de mașini hidraulice a UPT.

În teză este analizată posibilitatea diversificării construcției turbinelor de vânt în condițiile unei puteri instalate stabilite pe baza unei analize a necesarului de consum într-o gospodărie rurală izolată. Diversificarea este folosită pentru obținerea unei eficiențe ridicate în condițiile regimurilor de vânt diferite disponibile în vecinătatea gospodăriei. Prin diversificarea construcției agregatului de vânt cu cheltuieli mici de fabricație se realizează o adaptare a turbinelor care echipează agregatul la condițiile amplasamentelor. Acesta este principalul obiectiv urmărit în capitolele tezei și astfel și principala contribuție a tezei. Diversificarea turbinei este posibilă prin diametrul turbinei, rapiditatea ei, numărul de palete, soliditatea paletajului, turația și detaliile geometrice ale paletei.

Se generează astfel posibilitatea echipării aceluiași agregat cu diferite turbine.

În acest ansamblu de obiective teza ordonează informațiile statistice, selectează metode de modelare și assemblează un lanț de programe îmbunătățite pentru aplicații în proiectare. În teză sunt elaborate la nivel de proiect tehnic două

prototipuri de turbine cu diametrele de 5 și 7 m pentru puterea maximă admisă de 6 kW, turație maximă de 150 rpm și rapidități în domeniul 3...4, opțiuni motivate în teză ținând cont de posibilitățile locale ale tehnologiei de fabricație. Pentru cercetarea influențelor capătului de paletă au fost realizate două variante: capăt îndoit spre intrados pentru a reduce efectul aripii de anvergura finită și capăt îndoit spre extradadosul paletelor pentru atenuarea zgomotului aerodinamic.

În urma testării pe amplasament se va opta pentru una din aceste două soluții.

Îmbunătățirea performanțelor aerodinamice a fost realizată în principal cu ajutorul unui model nou al cinematicii rețelei de palete elaborate în CCAE și adaptat în teză pentru proiectare. Acest model stimulează opțiunea pentru grade de reacție mari apropiate de valoarea 1.

Se realizează astfel o creștere a căderii presiunii statice a turbinei, soluție favorabilă pentru fenomenele recuperative din dâra turbinei. Profilele aerodinamice au fost selectate tot pe baza cerințelor noului model aerodinamic. Cele două variante de prototip au folosit familii diferite de profile: NACA cod 4 cifre și Seria 6 de profile laminare.

Pachetul de programe asamblat în proceduri înlănțuite a permis realizarea de geometrii optimizate cum ar fi repartizarea mărimilor în lungul razei prin controlul gradului de reacție. Pachetul de programe a permis și identificarea forțelor aerodinamice și inerțiale și a eforturilor în secțiunile structurii corelate cu condițiile statice prescrise de normele internaționale. Pe baza acestor studii au fost elaborate tema pentru stâlpul de susținere și cea pentru concepția sistemului de conducere și protecții.

Pentru performanțele energetice și economice în condițiile sistemului „amplasament - agregat” teza a dezvoltat trei direcții de cercetare:

- Elaborarea unui studiu al potențialului aeroenergetic al Județului Alba folosind informațiile stațiilor meteorologice din zona. Acest studiu a permis aproximarea vitezelor medii multianuale în funcție de altitudinea locului și elevația turbinei față de sol. Identificarea pe această bază a constantelor Weibull a permis construirea modelului pentru frecvența vitezelor ordonate pe cutii (bini) sub forma unor histogramme probabile deosebit de utile în analizele economice.

- Încadrarea prototipurilor de turbine în normativul internațional CEI 61400-2 cu prevederi specifice pentru turbine de putere mică. Pe această bază au fost tratate condițiile de siguranță ale agregatului și o încadrare juridică a turbinei în Clasa 4, permițând utilizarea prototipurilor până la limita de 6 m/s viteza medie multianuală la nivelul axei turbinei.

- Modelarea performanțelor de tip pe baza datelor geometrice și cinematice sub forma curbilor adimensionale. Aceste modelări permit identificarea curbilor de exploatare ale turbinei: puteri la arbore și momente la arbore în funcție de viteza momentană a vântului și turație.

Această abordare multilaterală a analizelor privind adaptarea turbinei la oferta amplasamentelor cu ajutorul unor modelări a permis încheierea tezei printr-o analiză economică comparativă a celor două prototipuri cu agregatele oferite în prezent pe piață cu concluzii certe în favoarea noilor prototipuri. Producția anuală de energie este principalul parametru cu efect economic față de care diferențele de preț ale turbinelor sunt mai puțin semnificative.

Am făcut parte din colectivul mai mare condus de Dl. Dr. ing. Milos, care a elaborat în proiectele de execuție ale componentelor mecanice ale agregatului, a realizat colaborările cu firma CLAGI - România incluzând și testele statice în fabrică, a coordonat lucrările de amenajare și montaj pe amplasament și primele teste pe amplasament.

BIBLIOGRAFIE

1. Bej Adrian, - *Turbine de vânt*, Editura Politehnică Timișoara, 2003
2. Dubău Călin Gavril, - *Utilizarea microagregatelor eoliene în componența unor sisteme complexe* – Teză de doctorat, Editura Politehnică Timișoara, 2007
3. GWEC (Global Wind Energy Council) – Site – ul oficial mai 2007
4. Spera D. A. - *Wind Turbine Tehnology* ASME Press, New York, SUA
5. Justus C. G. - *Winds and wind system performance* Franklin Institute Press, Philadelphia, USA, 1978.
6. Ghiocel D., Lungu D., - *Acțiunea vântului, zăpezii și variațiilor de temperatură în construcții*, Editura tehnică, București, 1974.
7. Gyulai Francisc - *Structuri, metode și strategii de identificare, simulare și conducere a sistemelor cu generatoare asincrone destinate energiei resurselor regenerabile*. Modulul : Determinarea modelului matematic al turbinei de vânt.
8. Marteus L.K. - *Mașinostroenie* – Tom 12, Moskova, 1949
9. Hau, E. – *Windkraftanlagen*, Springer – Verlag, Berlin – Heidelberg – New York - London – Paris – Tokio, 1988.
10. Gyulai F - *Considerații privind modelele fizice ale valorificării energiei vântului*, Sesiunea ICEFIZ „Progrese în fizică”, Timișoara 22 -24-octombrie 1981.
11. IEC 61400-2/2006. *WIND TURBINES*. Part 2: Design requirement for small wind turbine”
12. Bădărău Rodica, Gyulai Francisc, Bordeașu Ilare - *Considerații asupra modelului Weibull folosit la evaluarea potențialului aeroenergetic*, Buletin AGIR, nr. 2-3/2009
13. Moise Achim, Risteiu Mircea, Căbulea Lucia, **Todor Nichifor** – *Experimental and measurement based model approach for site on demand wind energy management*, The 20th International DAAAM Symposium, Vienna – Austria 2009
14. Saskia Bourgeois, René Cattin, Hans Winkelmeier, Ian Locker (2008), *Cfd. Modeling Of The Vertical Wind Profile And The Turbulence Structure Above Complex Terrain And Validation With SODAR and LIDAR Measurements*, Verein Energiewerksstatt, Friedburg, Austria (Public Report)
15. ROLINET, *Rețeaua româna de sisteme LIDAR*, Raport științific și tehnic 2007.
16. Gyulai F., *Consecințe asupra optimizării construcției turbinelor de vânt cu ax orizontal*. IPTVT.
17. Gyulai F., Ștețco L., *Studii de optimizare a încărcării paletelor turbinelor de vânt*. IPTVT.
18. Zidaru Gh., *Mișcări potențiale și hidrodinamica rețelelor de profile*. Editura didactică și pedagogică. București 1981.

19. **Todor Nichifor**, *Agregat popular aeroelectric autonom echipat cu turbină rapidă în construcție ușoară*. Proiect de diplomă IPTVT 1986.
20. Barglazan M., - *Turbine hidraulice si transmisii hidrodinamice*. Editura Politehnica, Timisoara, 1999
21. Bădărău R., Gyulai F., - *The necessity to adapt the construction of low power turbines to the power offer of the locations*. The International Conference on Hydraulic Machinery and Equipments Timișoara, 2008
22. Romania, Scientific Bulletin of the Politehnica University of Timișoara, Tom 53 (67)
23. Manea A. S., Gyulai F., - *Modeling the performances of small power wind turbines with horizontal axis*. The International Conference on Hydraulic Machinery and Equipments Timișoara, 2008 Romania, Scientific Bulletin of the Politehnica University of Timișoara, Tom 53 (67)
24. Gyulai F., - *Mathematical for Dynamics Study of Wind Turbines*, The 6-th International Conference of Hydraulic Machinery and Hydrodynamics Timișoara, 2004.
25. Gyulai F., Bej A. - *Computational Modelling of Giromill Wind Turbines*, The 6-th International Conference of Hydraulic Machinery and Hydrodynamics Timișoara, 2004.
26. Gyulai F.; - *Pompe, ventilatoare, compresoare*. IPTVT, 1988, Vol I si II.
27. Abbott I. H., Doenhoff A. E., - *Theory of wind sections*, Dover publ. New York, 1958.
28. Miloș T., Gyulai F., Bădărău R., Bej A., **Todor N.**, Potorac I., - *Proiect de execuție și realizarea componentelor mecanice ale generatorului aero-electric. Studiul de proiect de execuție pentru paletaj și butuc – Varianta 1*, Timișoara, aprilie 2010.
29. Miloș T., Gyulai F., Bădărău R., Bej A., **Todor N.**, Potorac I., - *Proiect de execuție și realizarea componentelor mecanice ale generatorului aero-electric. Studiul de proiect de execuție pentru paletaj și butuc – Varianta 2*, Timișoara, aprilie 2010.
30. Risteiu M.; Todoran, R. M. & **Todor, N.** (2010). Designing Adaptive Control Management System for Small Wind Generators to Low Power Grid, Annals of DAAAM for 2010 & Proceedings of the 21st International DAAAM Symposium, 20-23rd October 2010, Zadar, Croatia, ISSN 1726-9679, ISBN 978-3-901509-73-5, Katalinic, B. (Ed.), pp. 0235-0236, Published by DAAAM International Vienna, Vienna
31. **Todor N.** & Milos T. (2010). A New Method of Determining the Parameters for Establishing the Installation Position of Small Wind Turbines, Annals of DAAAM for 2010 & Proceedings of the 21st International DAAAM Symposium, 20-23rd October 2010, Zadar, Croatia, ISSN 1726-9679, ISBN 978-3-901509-73-5, Katalinic, B. (Ed.), pp. 0821-0822, Published by DAAAM International Vienna, Vienna
32. Anton I.; - *Turbine hidraulice*, Editura Facla, Timisoara 1979

33. Thomsen K., Sorensen P., - *Fatigue loads for wind turbines operating in wakes*. Journal of wind engineering and industrial Aerodynamics, vol. 80, Elsevier science, Netherlands 1999
34. Betz A., - *Einführung in die Theorie der Stromungsmaschinen*, Editura G. Braun, Karlsruhe, Deutschland, 1959
35. Badarau R. - *Contributii la studiul turbomasinilor axiale neantubate*, Teza de doctorat, UPT 2011,
36. Badarau R., Gyulai F., Milos T., Bordeasu I., - *The diversification of low for the energeticsite offer*. D.T.M.M. – Iasi, Buletinul Institutul Politehnic Iasi, tomul LVI, Fasc. 2b, 2010
37. Proiect MAVA 3416/21-036/2007, - *Deservirea energetică a unei comunități locale utilizand curentii de aer*.
38. Ghionea G. - *Proiectare asistata in CATIA V5, elemente teoretice si aplicative*, Editura Bren, 2007
39. Idelcik I. E. - *Indrumator pentru calculul rezistentelor hidraulice*. Editura Tehnica, 1984
40. **Todor N.**, - *Studiu asupra ecuatiilor fundamentale ale rotoarelor de turbină și pompă*, Catedra MH, Timișoara 2008
41. **Todor N.**, - *Probleme de mentenanță a stațiilor de pompare și importanța lor în reducerea costurilor de exploatare*, Catedra MH, Timișoara 2008
42. **Todor N.**, - *Agregate aeroelectrice*, Catedra MH, Timișoara 2008
43. **Todor N.**, - *Studiul asupra potențialului energetic eolian al Județului Alba*, Catedra MH, Timișoara 2008
44. **Todor N.**, - *Model de calcul pentru proiectarea paletajului rotorului unui agregat eolian cu ax orizontal*, Catedra MH, Timișoara 2009
45. Budisan N., Gyulai F., Hentea T., Mahil S., - *ENERGY: State of the Art 2000 – Wind energy conversion systems*, Energex 2000, Las Vegas, USA, 2000
46. Gyulai F., - *Ecological arguments for the Wind Farm Semenic*, SDWE Timișoara, 1992
47. Gyulai F., - *Curs de specializare în tehnologii energetice durabile*. Modulele: Instalații eoliene și Agregate eoliene. IPTV Timișoara
48. Gyulai F., - *Studiu de fezabilitate pentru un agregat aeroelectric cu ax vertical amplasabil pe clădire*, Contract cercetare, Timișoara, 2006
49. Gyulai F., Dobândă E., - *Câteva probleme privind garantarea performanțelor aerodinamice ale turbinelor de vânt*, Energetica, Vol. 37, București, 1989
50. Garad A., - *Time for Action*, Wind energy in Europe. BWEA 1991
51. Gourieres I. E., - *Energie eoliene*, Paris, 1980
52. Ilie V., - *Energia vântului*, București, Editura tehnică, 1982
53. Nielson P., - *Study of the next generations of large wind turbines. Site and installation costs. Operation and maintenance costs*, EWEC 1989
54. *** - *Advanced Wind Energy Systems Workshop Proceedings*, 1994
55. *** - *Wind Directions*, September 2000, Magazine of EWEA, London, 2000
56. Dobândă V., - *Catalog de profile aerohidrodinamice*, Litografia IPTVT, Timișoara, 1986

57. Bej A., - *Optimizarea construcției turbinelor eoliene cu autoplafonare de putere și frânare aerodinamică*, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica din Timișoara, 2001
58. Bej A., - *Evaluarea încărcării turbinei de vânt în condițiile reglării puterii prin desprinderea stratului limită*, Simpozion al Asociației de Cercetare Multidisciplinară din zona de Vest a României, Timișoara, Decembrie 2009
59. Dubău C. G., - *Utilizarea microagregatelor eoliene în componența unor sisteme complexe*, Teză de doctorat, Universitatea Politehnica din Timișoara, 2007
60. Swed Hansens Vej 27 - DK 6940 Lem, Denmark - prospect comercial
61. *** - *Fortis Wind Energy*, Catalog de produse, AC Haren, NL, 2002
62. *** - *Vestas V 27 - 225 kW Wind Turbine*, Vestas - Danish Wind Tehnology
63. European Parliament - *Report on the Roadmap for Renewable Energy in Europe*, Procedure 2007/2090 (INI) Committee on Industry, Research and Energy, Bruselles 2007
64. *** - *Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity produced from renewable energy surcesin the internal electricity*, September 2001
65. Brizon D., Schild N., Anselm A., Naser M., - *Energii regenerabil. Capitol Filiera eoliană*, www.e.lee.net
66. CEI/IEC - *Wind turbine generator systems - Part 2: Safety of small wind turbines*, Varembe, Geneva, Switzerland 1994
67. Schmidt M., *Wind Turbine Design Optimization*, Strategic Energy Institute, Georgia Institute of Technology, USA 2009
68. *** - *Facts about Wind Energy* - Meridian Ltd - committed to renewable energy, Christchurch, New Zealand, 2009
69. *** - *Wind Turbine Type Testing*, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy 2002
70. *** - *AWEA Small Wind Turbine Global Market Study 2007*
71. *** - *Small Turbine Entrepreneurs*, www.windmission.dk
72. Castaignet D., Wedel-Heinen J., Buhl T., Poulsen N.K., - *Adaptive Trailing Edge Flaps*, Riso DTU - National Laboratory for Sustainable Development, Denmark 2010
73. Wang X., Wen Zhong S., Wei Jun Z., - *Blade optimization for Wind Turbines*, Tehnical University of Denmark, 2010
74. Frandsen S., Gravesen H., Jorgensen L., - *Recomandation for tehcnical approval of offshore wind turbines*, Danish Energy Agency 2001
75. Hikaru Matsumiya, - *Performance measurement and evaluation of 1-KW small wind turbine*, Hikaruwind Lab, Japan, EWEA, 2009
76. Hans Van Steen - *The role of wind in achieving the EU's 20% renewable energy objective by 2020*, DG TREN, European Commission, 2009
77. Michael Watson - *The impact of eurocontrol wind turbine guidelines of the developement of future european wind generation*, Pager Power, United Kingdom, 2011

78. Foussekis D., - *Investigating the deviations of vertical wind speed component, measured by Sonics and Lidars, in complex terrain*, Center of Renewable Energy Sources (CRES), Greece, 2011
79. Coquilla R., - *Expanded anemometer calibration uncertainty*, Otech Engineering, Inc., United States of America, 2011
80. Jones P.I., - *Wind modeling evaluation using an operational wind farm site*, ANSYS UK Ltd., United Kingdom, 2011
81. Rettenmeier A., - *Wind field analyses using a nacelle-based Lidar System*, University of Stuttgart, Germany, 2011
82. Michalowska-Knapp K., - *The potential impact of ramp event son the integration of wind energy into the grid in central and eastern Europe*, Institute for Renewable Energy, Poland, 2011