



SE APROBĂ  
Director General  
**Stelian Alexandru GAL**

**Studiu de fundamentare a strategiei  
Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice  
„TRANSELECTRICA” S.A.  
de integrare în Sistemul Energetic Național  
a centralelor eoliene**

Avizat:

**DIACONU Ciprian**  
Director Divizia Tehnică

**LOHAN Octavian**  
Director UnO-DEN

Întocmit

**OPREA Simona Vasilica**  
Șef de proiect

**Au contribuit la redactare:**

Nr. Crt.	Nume și prenume	Locul de muncă	Funcția la locul de muncă
1.	PREOȚESCU Dan	DT-DPR	Director DPR
2.	CERNAT Marian	UnO-DEN	Director DO
3.	ILIȘIU Doina	UnO-DEN	Șef birou
4.	PETRESCU Dana	DT-DPR	Director program
5.	BORZA Cornelia	DT-DPR	Șef serviciu
6.	VLĂDESCU Anton	DT-DPR	Director proiect
7.	GIOSANU Giorgia	DT-DPR	Șef serviciu
8.	POP Emil	UnO-DEN	Șef birou
9.	COCEA Dan	DDA-DC	Ec. Pr. Sp.

Februarie 2008

- Revizia 0 -

# Cuprins

**Introducere /3**

**Scop /4**

**Definiții /5**

**Capitolul 1. Cadru general în România /7**

**Capitolul 2. Stadiul actual la nivel european /10**

2.1 Impactul penetrării energiei eoliene în rețelele electrice. Recomandările studiului ETSO și raportului EWEA, elaborate în 2007 /10

2.2 Aspecte specifice cu care se confruntă OTS din Europa (E.ON Netz GmbH din Germania și National Grid din Anglia) legate de integrarea generatoarelor eoliene /12

2.3 Prevederi incluse în coduri de rețea din Europa /15

**Capitolul 3. Impactul centralelor eoliene asupra SEN /17**

3.1 Caracteristicile centralelor eoliene /17

3.2 Aspecte tehnice /18

3.2.1 Impactul asupra rezervelor de putere /18

3.2.2 Impactul asupra dezvoltării RET /19

3.2.3 Cerințe tehnice minime pentru accesul la rețea /21

3.3 Aspecte financiare /22

**Capitolul 4. Direcții de acțiune /25**

4.1. Măsuri tehnico – financiare /25

4.2 Măsuri organizatorice /26

4.3 Propuneri de modificare a legislației /26

4.4 Propuneri de acoperire a costurilor suplimentare generate de integrarea centralelor eoliene / 27

4.5 Propuneri de diseminarea informației / 27

**Anexa 1** Producătorii de energie electrică din resurse regenerabile din România

**Anexa 2** Prevederi incluse în coduri de rețea din Europa

**Anexa 3** Valorile rezervei terțiare rapide oferite la intervalul de vârf

**Anexa 4** Puterea hidroelectrică disponibilă capabilă să pornească în 15 minute

**Anexa 5:** Legislația europeană

**Anexa 6:** Legislația din România

**Anexa 7:** Cerințe tehnice minime pentru centrale eoliene introduse în Codul tehnic al RET

**Anexa 8:** Date caracteristice pentru situația actuală (vârf/gol iarnă/vară)

**Anexa 9:** Bibliografie

## Introducere

Uniunea Europeană își propune ca 22,1% din consumul comunitar să fie acoperit din resurse regenerabile până în anul 2010.

Creșterea producției de electricitate bazate pe resurse regenerabile este una din componentele strategiei guvernamentale în domeniul energiei electrice.

Prin Tratatul de aderare, Guvernul României s-a angajat față de Uniunea Europeană ca ponderea energiei electrice produse din resursele regenerabile în totalul consumului brut de energie electrică să fie de 33% în anul 2010, 35% în anul 2015 și 38% în anul 2020.

În prezent, singura resursă regenerabilă pentru care există proiecte importante în România este energia eoliană.

CNTEE Transelectrica S.A. a primit un număr mare de solicitări de încadrare în SEN/racordare la RET din partea unor investitori în centrale eoliene.

Centralele eoliene au caracteristici tehnice și de exploatare care le deosebesc semnificativ de celelalte tipuri de centrale electrice:

- Puterea disponibilă în fiecare moment are valori aleatorii, care pot varia între zero și puterea instalată, la discreția factorilor meteorologici;
- Performanțele tehnice ale centralelor eoliene în cazul unor perturbații în sistem pot fi foarte diferite, iar experiența în exploatarea lor este practic inexistentă în România;
- Volatilitatea și impredictibilitatea producției centralelor eoliene pun probleme tehnice specifice a căror rezolvare induce costuri suplimentare pentru echilibrarea balanței și pentru funcționarea sigură a SEN.

Caracteristicile enumerate mai sus impun o analiză aprofundată a problemelor specifice noi ridicate de instalarea unor centrale eoliene și identificarea măsurilor necesare pentru rezolvarea acestora înainte de racordarea unui volum semnificativ de centrale eoliene în SEN.

## Scop

Prezentul studiu are ca scop fundamentarea strategiei CNTEE Transelectrica S.A. de integrare în SEN a centralelor eoliene, în condiții de siguranță a funcționării.

Pentru atingerea scopului enunțat, elaboratorii acestui document și-au propus:

- să descrie situația generării eoliene din România și stadiul actual la nivel european;
- să analizeze impactul generării eoliene asupra rezervelor de putere și întăririi/dezvoltării RET;
- să identifice costurile suplimentare generate de centralele eoliene;
- să propună soluții pentru acoperirea costurilor suplimentare;
- să elaboreze cerințele tehnice minime pentru accesul la rețea;
- să prevadă direcții de acțiune.

Acest studiu de fundamentare este conceput pentru a veni în sprijinul tuturor factorilor responsabili și celor interesați de promovarea generării eoliene în România: Ministerului de resort, Autorității de reglementare, Operatorilor de distribuție, participanților la piața de energie electrică, investitorilor în centrale eoliene, cadrelor universitare și studenților din cadrul Facultății de Energetică etc.

## Definiții

**Biogaz** – combustibil gazos obținut prin fermentare din materii reziduale organice;

**Biomasă** – reprezintă fracțiunea biodegradabilă a produselor, deșeurilor și rezidurilor din agricultură, silvicultură sau sectoare industriale conexe, inclusiv a materiilor vegetale și animale, precum și a deșeurilor industriale și urbane;

**Certificat verde (CV)** – document ce atestă o cantitate în MWh de energie electrică produsă din resurse regenerabile;

**Energie eoliană** – provine din transformarea și livrarea în SEN sau direct către consumatorii locali ai energiei electrice provenite din potențialul energetic al vântului;

**Energie geotermală** – rezultă din energia înmagazinată în depozite și zăcăminte hidrogeotermale subterane, exploatabile în condiții de eficiență economică;

**Energia hidro** – este furnizată de unități hidroenergetice cu puterea instalată mai mică sau egală cu 10 MW (categoria „hidroenergie mică”), respectiv unități hidroenergetice cu puterea instalată mai mare de 10 MW (categoria „hidroenergie mare”);

**Energia solară** – provine din radiația solară, din care se obține energie electrică pe baza tehnologiei fotovoltaice sau energie termică prin metode de conversie termo-solară;

**Grup (generator) eolian** – Ansamblu de mașini rotative și anexele lor, destinat să transforme energia eoliană în energie electrică;

**Centrală electrică eoliană (CEE)** – Două sau mai multe grupuri generatoare eoliene conectate în același punct la bara colectoare;

**Centrală electrică eoliană dispacherizabilă (CEED)** – CEE cu o putere instalată mai mare sau egală cu 10 MW în punctul de conectare la sistem;

**Centrală electrică eoliană nedispacherizabilă (CEED)** – CEE cu o putere instalată mai mică de 10 MW în punctul de conectare la sistem;

**Producția prioritară necontrolabilă** – cuprinde producția de energie electrică a unităților de producție la care producătorul nu poate gestiona în mod activ producția reală a unității pentru a asigura conformitatea cu producția programată notificată în avans conform regulilor notificărilor fizice prevăzute în Codul Comercial în vigoare. Se referă la:

- unitățile de producție care utilizează energia eoliană, energia solară sau alte resurse similare de energie, unde disponibilitatea resursei este caracterizată de fluctuații considerabile;
- unitățile hidro pe firul apei, dar numai în măsura în care aceste grupuri nu pot sau nu sunt autorizate să controleze debitul uzinat în nici un fel, chiar pe perioada unei zile;
- centralele în cogenerare dacă producția de energie electrică nu poate fi controlată de partea care exploatează centrala de cogenerare și dacă producția de energie termică nu poate fi prognozată cu suficientă acuratețe.

***Producția prioritară controlabilă*** – cuprinde producția de energie electrică a unităților de producție care nu sunt atestate pentru producția prioritară necontrolabilă;

***Resurse regenerabile de energie*** – resurse de energie din categoria nefosile, cum sunt resursele solare, resursele eoliene, hidroenergia, biomasa, resursele geotermale, energia valurilor, biogazul, gazele rezultate din fermentarea deșeurilor (gazul de depozit), gazul de fermentare a nămolurilor în instalații de epurare a apelor uzate.

## Capitolul 1. Cadru general în România

Cele mai marcante preocupări din ultimul deceniu sunt: reducerea prețului energiei electrice și asigurarea continuității în alimentare. Cu toate acestea, schimbările climatice cu care ne confruntăm și analizele care au arătat cât de limitate sunt resursele convenționale, au determinat Organizația Națiunilor Unite prin Protocolul de la Kyoto, Uniunea Europeană prin Directiva 77/2001 și comunicările europene [28], și guvernele statelor membre prin legislațiile naționale să încurajeze înlocuirea resurselor convenționale prin utilizarea resurselor regenerabile, chiar dacă energia produsă de panourile solare, generatoarele eoliene etc. s-a dovedit a fi mai scumpă și mult mai puțin controlabilă.

*În „Strategia energetică a României pentru perioada 2007 – 2020”, publicată în Monitorul Oficial din data de 19.11.2007, unul dintre obiectivele prioritare ale dezvoltării sectorului românesc este promovarea producerii energiei pe bază de resurse regenerabile, astfel încât ponderea acestor resurse în totalul consumului brut de energie electrică să fie de 33% în anul 2010, 35% în anul 2015 și 38% în anul 2020.*

Este de reținut că aceste procente nu reprezintă o limită superioară, ci doar un minim pe care Guvernul României s-a angajat să-l atingă. În anul 2005, producția de energie electrică în centralele hidro și cea rezultată din celelalte resurse regenerabile a fost de 20,21 TWh, acoperind 34% din consumul țării [15], în anul 2006 aceasta a fost de 17,15 TWh (28,4%), iar în anul 2007, se estimează că aceasta a fost de 16 TWh (25,5%). Prin urmare, oricât de aproape am fi de atingerea țintelor propuse, CNTEE Transelectrica S.A., în calitate de Operator de Transport și de Sistem – OTS, trebuie să răspundă solicitărilor investitorilor în conformitate cu prevederile Legii energiei electrice nr. 13/2007, Licenței nr. 161 pe care o deține și altor documente din legislația în vigoare.

Măsurile guvernamentale pentru promovarea resurselor regenerabile sunt:

- facilități în etapa investițională: utilizarea de fonduri structurale, inclusiv pentru facilitarea accesului la rețeaua electrică;
- scurtarea timpilor de emitere de autorizații, licențe și alte documente necesare înființării;
- acordarea de certificate verzi în etapa de exploatare;
- menținerea prețului certificatelor verzi pe piața dedicată acestora în anumite limite care să protejeze investitorii;
- reglementarea unui tarif special pentru energia produsă din resurse regenerabile;
- mecanisme de susținere a utilizării resurselor regenerabile în producerea de energie termică și a apei calde menajere.

*Potențialul teoretic al resurselor regenerabile* prevăzut în „Strategia energetică a României pentru perioada 2007 – 2020” [15] este arătat în tabelul 1.1. Potențialul utilizabil al acestor resurse este mult mai mic, datorită limitărilor tehnologice, eficienței economice și restricțiilor de mediu. De exemplu, potrivit evaluărilor ICEMENERG din 2007, potențialul hidroenergetic tehnic amenajabil al României este de 36.000 GWh/an, din care se pot valorifica, în condiții de eficiență economică, aproximativ 30.000 GWh/an, reprezentând potențialul economic amenajabil. La sfârșitul anului 2006, puterea instalată în centralele hidroelectrice era de 6.346 MW, energia produsă în anul respectiv fiind evaluată la 17.340 GWh/an. Rezultă că gradul de valorificare a potențialului tehnic amenajabil este în prezent de 48%, iar potențialul economic amenajabil este de 57, 8%.

Tabel 1.1

Nr.	Resursa	Potențial Anual	Aplicație
1	Energie solară	60 PJ 1,2 TWh	Energie termică Energie electrică
2	Energie eoliană	23 TWh	Energie electrică
3	Energie hidro Energie hidro sub 10MW	36 TWh 3,6 TWh	Energie electrică Energie electrică
4	Biomasă și biogaz	318 PJ	Energie termică
5	Energie geotermală	7 PJ	Energie termică

În România, preocupările care au stat la baza utilizării resurselor regenerabile au existat din vremuri mai îndepărtate, însă în ultimii doi ani acestea au luat amploare ca urmare a interesului investitorilor, motivați de schemele de susținere financiară dezvoltate și puse în practică de autorități. Totuși, aceste preocupări sunt într-o fază incipientă.

În prezent, în România există 20 de producători de energie electrică din resurse regenerabile care beneficiază de certificate verzi (micro-hidro centrale – MHC și grupuri generatoare/centrale eoliene), a căror putere instalată este de 47 MW (7 MW instalați în grupuri eoliene și 40 MW instalați în MHC), după cum reiese din Anexa 1.

Deocamdată, singura resursă regenerabilă pentru care există proiecte importante este energia eoliană.

*Până în prezent, pentru centralele eoliene amplasate în zona Dobrogea, s-au emis:*

- avize tehnice de racordare la RET pentru 910 MW;
- avize de încadrare în SEN pentru 620 MW.

Față de acestea, investitorii privați și-au exprimat intenția de a instala puteri eoliene de aproximativ 4000 MW, cea mai mare solicitare fiind de 1700 MW (în special în zona Dobrogea, precum și în zonele Moldova și Banat).



Trebuie reținut că o mare parte din solicitările investitorilor în centrale eoliene sunt la faza de intenție: nu au realizat studii de soluție, nu au contracte angajante cu producătorii de generatoare eoliene, nu au obținut finanțare sau nici măcar nu au achiziționat terenul necesar construirii centralelor eoliene.

Prin avizul de încadrare în SEN, a cărui valabilitate este limitată (18 luni) se analizează posibilitatea conectării la rețea a unui nou obiectiv energetic din punct de vedere al: regimurilor staționare – încadrarea în benzile admisibile de tensiuni, verificarea încărcării rețelelor electrice, verificarea criteriilor de dimensionare, determinarea pierderilor – stabilității statice și curenților de scurtcircuit.

Centralele eoliene pentru care s-au solicitat avize sunt formate din diferite tipuri de generatoare eoliene (sincrone și asincrone) a căror putere instalată variază (de exemplu, între 0,5 și 2 MW), fabricate de diverși producători și care sunt grupate într-un punct comun de conectare la rețea. Un astfel de grup variază între 100 – 125 de generatoare totalizând 50 – 255 MW.

*În ceea ce privește integrarea energiei eoliene în SEN, trebuie avute în vedere următoarele aspecte:*

- Zona Dobrogea captivează interesul investitorilor în centrale eoliene ca urmare a potențialului eolian ridicat. Această zonă a SEN este de așteptat să devină foarte excedentară în cazul finalizării proiectelor aflate în diferite stadii de implementare, care prevăd funcționarea a patru grupuri nucleare, instalarea stației back-to-back Isaccea și a altor centrale. Evacuarea puterii din zonă necesită capacități de transport suplimentare a căror realizare durează în scenariul optimist 3 ÷ 5 ani;

- Rezervele de care dispunem în prezent: aproximativ 1000 MW (Anexa 3). Pentru acest nivel al rezervei, respectarea condițiilor de siguranță normate impune o putere maximă instalată în centrale eoliene între 1250 ÷ 1650 MW;

- Din experiența țărilor care au puteri eoliene mari, generarea nucleară și cogenerarea nu sunt compatibile din punct de vedere al posibilității de acoperire a curbei de consum, datorită incapacității acestor centrale de a-și varia producția în funcție de cererea de consum (în Franța ponderea energiei eoliene este de doar 0,4% din producția brută, iar Germania are un program de închidere etapizată a grupurilor nucleare).

Așa cum reiese din literatura de specialitate și din contactele CNTEE Transelectrica S.A. cu alți OTS din Europa, consultanți interni și companii străine (autorități de reglementare și consultanți externi), racordarea centralelor eoliene la rețea necesită măsuri speciale la nivel de sistem pentru a putea menține nivelul de siguranță în funcționarea sistemelor energetice și solicită suplimentar Operatorii de rețea.

## Capitolul 2. Stadiul actual la nivel european

### 2.1 Impactul penetrării energiei eoliene în rețelele electrice. Recomandările studiului ETSO și raportului EWEA, elaborate în 2007

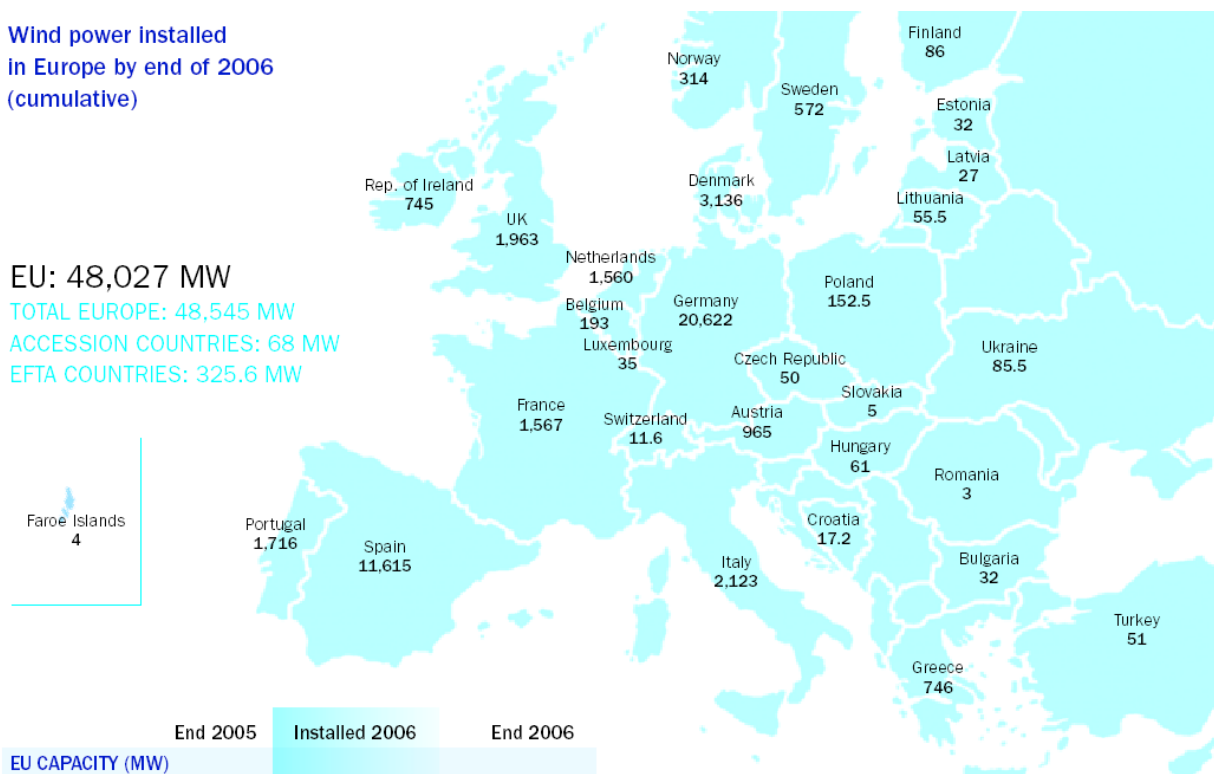
Wind power installed  
in Europe by end of 2006  
(cumulative)

EU: 48,027 MW

TOTAL EUROPE: 48,545 MW

ACCESSION COUNTRIES: 68 MW

EFTA COUNTRIES: 325.6 MW



	End 2005	Installed 2006	End 2006
<b>EU CAPACITY (MW)</b>			
Austria	819	145.6	965
Belgium	167.4	26.3	193
Bulgaria*	10	22	32
Cyprus	0	0	0
Czech Republic	28	22	50
Denmark	3,128	11.5	3,136
Estonia	32	0	32
Finland	82	4	86
France	757	810	1,567
Germany	18,414.9	2,233.1	20,622
Greece	573.3	172.5	746
Hungary	17.5	43.40	61
Ireland	495.5	249.9	745
Italy	1,718	417	2,123
Latvia	27	0	27
Lithuania	6.4	49.05	55.5
Luxembourg	35.3	0	35
Malta	0	0	0
Netherlands	1,219	356	1,560
Poland	83	69.3	152.5
Portugal	1,022	694.4	1,716
Romania*	1.69	1.3	3
Slovakia	5	0	5
Slovenia	0	0	0
Spain	10,028	1,587.16	11,615
Sweden	509.5	62.15	572
UK	1,332	634.4	1,963
<b>EU-15</b>	<b>40,301</b>	<b>7,404</b>	<b>47,644</b>
<b>EU-10</b>	<b>199.2</b>	<b>183.7</b>	<b>383</b>
<b>EU-25</b>	<b>40,500</b>	<b>7,587.9</b>	<b>48,027</b>
<b>EU-27</b>	<b>40,511</b>	<b>7,611</b>	<b>48,062</b>

	End 2005	Installed 2006	End 2006
<b>Other countries (MW)</b>			
Faroe Islands	4	0	4
Ukraine	77.3	8.3	85.6
<b>Total</b>	<b>81.3</b>	<b>8.3</b>	<b>90.6</b>
<b>EFTA countries (MW)</b>			
Iceland	0	0	0
Liechtenstein	0	0	0
Norway	267	47	314
Switzerland	11.6	0	11.6
<b>Total</b>	<b>278.6</b>	<b>47</b>	<b>325.6</b>
<b>Accession countries (MW)</b>			
Croatia	6	11.2	17.2
Turkey	20	30.85	51
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>42.05</b>	<b>68.2</b>
<b>TOTAL EUROPE</b>	<b>40,898</b>	<b>7,708.4</b>	<b>48,545</b>

Note: Due to previous-year adjustments, project decommissioning of 61 MW and repowering, and rounding, the 2006 end-of-year cumulative capacity total does not exactly match the year-end 2005 total plus the 2006 additions.

\* Bulgaria and Romania are members of the European Union from 01/01/2007

Source: EWEA (www.ewea.org)

Figura 2.1 Puteri eoliene instalate la sfârșitul anului 2006 în Europa

Două asociații profesionale de prestigiu din Europa au analizat impactul penetrării energiei eoliene în rețelele electrice, după cum urmează: Asociația europeană a OTS (ETSO) a elaborat „Studiul privind integrarea generării eoliene în rețelele europene” în ianuarie 2007 și Asociația europeană a energiei eoliene (EWEA) a întocmit „Raportul anual” pentru 2006. Cele două publicații oferă o imagine concretă asupra impactului penetrării energiei eoliene în sistemele energetice europene. În Figura 2.1 sunt de remarcat puterile eoliene instalate la sfârșitul anului 2006 în Europa [32].

După cum reiese în studiul ETSO și din raportul EWEA, ca urmare a Directivei Uniunii Europene 77/2001 privind promovarea resurselor regenerabile, până la sfârșitul anului 2006 au fost instalați 48 GW în centrale eoliene, fiind prognozați 80 GW până în anul 2010. În topul producătorilor de energie eoliană se situează Germania, Spania și Danemarca (Figura 2.2).

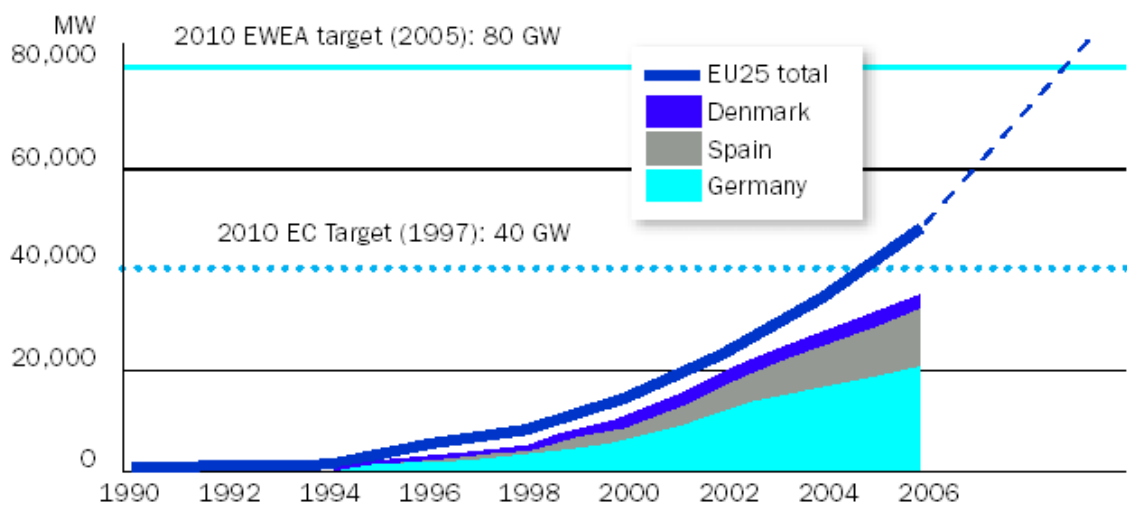


Figura 2.2 Topul european al producătorilor de energie eoliană

Având în vedere experiența sistemelor energetice în care există instalată o putere eoliană considerabilă, *studiul ETSO a identificat impactul penetrării generării eoliene, după cum urmează [34]:*

- Circulații de puteri mari și neprevăzute care afectează sistemele vecine și reduc capacitățile disponibile pentru trading (în special în nordul Germaniei);
- Creșterea frecvenței de apariție a congestiilor de rețea, ceea ce duce la necesitatea de întărire/dezvoltare a rețelelor;
- Producătorii de energie eoliană se amplasează în zonele cu potențial eolian ridicat, indiferent de zonele avantajoase din punct de vedere al dezvoltării sistemelor în ansamblu;
- Siguranța sistemelor energetice este pusă în pericol datorită deconectărilor rapide a centralelor eoliene la avarii minore. Experiența a arătat că generarea eoliană nu “susține” rețeaua. Pentru a preîntâmpina extinderea avariilor, fabricanții de

- generatoare eoliene trebuie să ia măsurile constructive necesare pentru ca acestea să participe la stabilitatea sistemelor energetice;
- Crește necesarul de rezerve de putere. În accepțiunea studiului ETSO, costul acestora se suportă de către toți consumatorii;
  - Cresc pierderile în rețea și necesarul de compensare a puterii reactive. În Germania pierderile în rețele se dublează ca urmare a faptului că locul de producție și cel de consum diferă semnificativ – producția din nordul Germaniei este consumată în centrul și sudul țării.
  - Spre deosebire de generarea clasică, grupurile eoliene au o marjă de reactiv mai redusă. De regulă, acestea consumă putere reactivă din sistem;
  - Impactul economic asupra generării convenționale. Generatoarele convenționale sunt ținute să funcționeze la minim sau sunt oprite.

*Deosebit de importante sunt recomandările studiului ETSO:*

- Armonizarea schemelor de sprijin la nivel european. În prezent sunt mai multe tipuri de scheme de sprijin: „feed-in tariff” și certificatele verzi. Chiar și modalitatea de aplicare a schemei bazate pe certificate verzi poate să difere de la un sistem la altul;
- Accelerarea procedurilor de aprobare a realizării de noi linii electrice;
- Generatoarele eoliene ar trebui să fie responsabile pentru dezechilibrele pe care le produc;
- Îmbunătățirea cerințelor de conectare pentru a avea grupuri cât mai flexibile pentru reglajele sistemelor energetice;
- Re-examinarea regulilor de prioritate la nivel european astfel încât grupurile convenționale (care asigură rezervele – siguranța sistemului) să nu fie discriminate.

## **2.2 Aspecte specifice cu care se confruntă OTS din Europa (E.oN Netz GmbH din Germania și National Grid din Anglia) legate de integrarea generatoarelor eoliene**

O analiză a aspectelor specifice cu care se confruntă OTS din Europa a fost făcută în studiul contractat de CNTEE Transelectrica S.A. cu ISPE. Pe lângă cele menționate în acest studiu, CNTEE Transelectrica S.A., din contactele directe cu doi OTS europeni - E.oN Netz GmbH din Germania și National Grid din Anglia - a identificat o serie de probleme care vor fi expuse în continuare.

*E.oN Netz GmbH, Germania.* În prezent sunt aproximativ 20 GW instalați în centrale eoliene pe țărmul Mării Baltice și Mării Nordului [23].

*Aspecte specifice cu care se confruntă E.ON în ce privește integrarea generatoarelor eoliene:*

- Disponibilitatea vântului este aleatoare, iar generarea eoliană nu este capabilă să înlocuiască centralele convenționale decât într-o anumită măsură;
- Practic, are loc o reducere a emisiilor de CO<sub>2</sub> și a celorlate gaze cu efect de seră și o economisire a rezervelor limitate de resurse convenționale;
- Creșterea necesității de redispecerizare. Costurile rezervelor de putere necesare funcționării centralelor eoline (rezerva fiind dimensionată la 50-60% în 2004 și la 90% în 2005) sunt suportate de operatorii de rețea și socializate. În 2003, energia eoliană a acoperit 4% din consumul Germaniei, operatorii de rețea au suportat costuri de 1,7 miliarde Euro în acord cu Legea energiei regenerabile (Renewable Energy Act), ceea ce a dus la o creștere a prețului energiei electrice cu 9 Euro cenți/kWh;
- Necesitatea unor linii noi pentru evacuarea puterii generate de centralele eoliene situate în zona nordică (de consum mic) către centrul Germaniei. Din studiile de sistem elaborate de institutele germane (Dena) a rezultat necesitatea realizării a șapte linii noi de 400 kV (610 km) și a trei linii de 110 kV (110 km) până în 2015. În 2020, atunci când se prevede triplarea capacității centralelor eoline (on-shore și off-shore), se estimează că necesitatea extinderii RET din Germania se ridică la 2700 km de linii de înaltă tensiune;
- Dificultatea și duratele mari de realizare a unor linii noi aeriene. Opoziția autorităților locale, a organizațiilor de protecție a mediului, a partidelor politice, precum și a cetățenilor germani - „not in my backyard” - față de liniile aeriene pare nejustificată dacă se consideră faptul că înălțimea unui stâlp de 400 kV este de aproximativ 50 m, iar cea a unui generator eolian este de 120 m, aproape triplu față de un stâlp. Referitor la duratele mari de realizare a liniilor noi, s-a exemplificat cu o linie de 110 kV de 8 m a cărei realizare a durat 14 ani. În medie, realizarea unei linii noi durează peste 10 ani, în principal datorită procedurilor de autorizare;
- Dezavantajele legate de instalarea și funcționarea cablurilor subterane (prevăzute ca variante alternative);
- Întărirea/dezvoltarea RET determinată de apariția centralelor eoliene din Germania se socializează prin tariful de transport;
- Problemele legate de compensarea puterii reactive în zona nordică (aproximativ 7350 MVar) au dus la necesitatea impunerii noilor centrale eoliene de a instala echipamente proprii de compensare;
- Prognozele asupra energiei produse de centralele eoliene sunt externalizate, fiind realizate în Germania de o universitate, care pe baza datelor furnizate de institutul de

meteorologie (viteza, direcția și durata vântului) și a unor metode de aproximare furnizează aceste prognoze operatorilor de rețea germani. În ciuda prognozelor de vânt, fluctuațiile s-au dovedit a fi mari, în medie de aproximativ  $\pm 500$  MW. Oricum, cele mai mari deviații orare au ajuns până la  $\pm 2.900$  MW la o putere eoliană instalată în Germania de aproximativ 15.000 MW. De importanță majoră este faptul că rezervele de putere trebuie dimensionate astfel încât să acopere deviațiile orare, valoarea medie a deviației fiind nerelevantă pentru stabilirea necesarului de rezerve;

- Operatorii de rețea sunt obligați să asigure conectarea cu prioritate la rețea a tuturor centralele eoliene. Corelat cu această obligație, în Germania există o lege prin care se urmărește închiderea graduală a centralelor nucleare. Mai mult decât atât, chiar în zonele în care capacitatea rețelei este limitată, la conectarea la rețea a unei noi centrale eoliene în aceste zone (cu congestii temporare), operatorii de rețea prevăd în contractul de racordare posibilitatea reducerii puterii generate de centrală sau chiar a deconectării, până la construirea unor noi linii de transport care să elimine aceste inconveniente;
- Din punct de vedere operațional, centralele eoliene funcționează cu prioritate, pe principiul First In Last Out;
- Generatoarele instalate în Germania sunt de trei tipuri: sincrone, asincrone și asincrone cu dublă alimentare (statorul direct conectat la rețeaua electrică, iar rotorul conectat la rețea printr-un convertor bidirecțional AC/DC/AC de tip „back-to-back”). Cele asincrone fără dublă alimentare nu sunt capabile să îndeplinească noile cerințe tehnice minime pentru centralele eoliene, introduse în codul de rețea în vigoare.

*National Grid Electricity Transmission plc., Anglia.* Până în prezent au fost racordați 2 GW în centrale eoliene, iar solicitările analizate și acceptate în vederea racordării totalizează 17,8 GW, pentru care OTS englez va dezvolta sistemul de transport. National Grid Electricity Transmission plc. beneficiază de consultanță în domeniul integrării centralelor eoliene.

*Aspecte specifice cu care se confruntă OTS englez în ce privește integrarea generatoarelor eoliene:*

- Condițiile de racordare impuse de către National Grid. În ceea ce privește condițiile de racordare impuse de către operatorul de rețea, generatoarele eoliene trebuie să îndeplinească cerințele codului de rețea (Grid Code, revizuit recent), fără excepție, ca orice grup convențional;
- Perspectiva dezvoltării unor noi centrale eoliene offshore corelată cu dezvoltarea sistemului de transport. Deși s-a dat acordul OTS pentru racordarea a 17,8 GW - putere instalată în centrale eoliene, racordarea efectivă a acestora va fi realizată începând din anul 2016, fiind condiționată de dezvoltarea sistemului de transport;

- Racordarea la rețea se face pe baza studiilor de soluție, pe principiul primului venit;
- Prognozele de generare în centrale eoliene. Acestea se realizează de către operatorii centralelor eoliene, cu o zi înainte, și sunt transmise OTS, care, în cadrul departamentului specializat, analizează, planifică și programează funcționarea centralelor eoliene la nivelul sistemului;
- Obligativitatea introducerii sistemelor de contorizare cu dublu sens de către proprietarul centralei și încadrarea acestora în sistemul de metering.

### **2.3 Prevederi incluse în coduri de rețea din Europa**

În fiecare țară impactul penetrării generării eoliene s-a preluat diferit, ceea ce a dus la apariția unor prevederi și cerințe tehnice minime diferite în codurile de rețea. Diferențele apar ca urmare a unicității fiecărui sistem energetic: resursele primare disponibile, flexibilitatea capacităților de generare, nivelul și locația consumului intern față de surse, starea și încărcarea rețelelor și echipamentelor existente, posibilitățile de schimb cu alte sisteme ș.a.m.d. Cu toate acestea, se pot observa câteva măsuri identificate ca necesare în toate țările cu experiență în domeniu și care trebuie avute în vedere urgent și în România.

În toate țările în care ponderea generării eoliene în totalul energiei consumate este importantă, s-au realizat revizii ale codurilor de rețea pentru ca acestea să fie în concordanță cu situația existentă. Prin acestea, se impun centralelor eoliene în punctul de conectare la rețea aceleași condiții ca și centralelor (grupurilor) convenționale. Suplimentar față de condițiile generale impuse centralelor convenționale, toate codurile de rețea au prevăzute capitole care tratează în mod particular cerințele tehnice minime pentru generarea eoliană.

În Anglia, de exemplu, pe lângă modificările codului de rețea, National Grid împreună cu Ofgem – Autoritatea de reglementare, au elaborat Standardul de siguranță și calitate a energiei electrice, în condițiile penetrării generării eoliene.

Cele mai restrictive prevederi ale codurilor europene se regăsesc în Danemarca și Irlanda, deoarece sistemele energetice ale acestor țări (în cazul danezilor, partea de sistem care funcționează în NORDEL) sunt interconectate în zone de sincronism mai mici decât UCTE.

Un caz aparte este Danemarca, care a dezvoltat cerințe tehnice minime diferite în funcție de nivelul de tensiune la care urmează să se racordeze centralele eoliene.

În vederea selectării OTS europeni a căror coduri de rețea au fost analizate (Anexa 2), s-a urmărit topul sistemelor producătoare de energie eoliană (E.oN, Ekraft&Eltra), sistemele din zone sincrone mai mici decât UCTE (ESB NG, Ekraft&Eltra, Svenska Kraftnat) și sistemele care au o producție mai modestă de energie eoliană, de ordinul sutelor de MW (ESB NG, Svenska Kraftnat, Elia).

Din experiența unor OTS europeni, s-a identificat o serie de probleme în funcționarea centralelor eoliene conectate la rețelele electrice de interes public:

- inflexibilitatea generatoarelor eoliene de a-și reduce, respectiv crește puterea activă generată și necompensarea puterii reactive sunt numai două dintre problemele care fac dificilă în prezent integrarea în sistemele energetice a centralelor eoliene;
- ca urmare a unor defecte temporare, datorită deconectării rapide de la rețeaua electrică a centralei eoliene, prin pierderea unei puteri de câteva sute de MW, s-au înregistrat valori ale tensiunii în afara benzilor admisibile, iar uneori au avut loc avarii de sistem;
- neîndeplinirea parametrilor de calitate a energiei electrice: flicker, precum și armonici și interarmonici produse de dispozitivele bazate pe electronică de putere cu care o parte din generatoarele eoliene sunt echipate.

Practic, din analiza acestor probleme au rezultat cerințele tehnice minime pe care trebuie să le îndeplinească centralele eoliene.

În concluzie, din prevederile stipulate în codurile de rețea revizuite (Anexa 2), a rezultat că centralele eoliene trebuie să satisfacă în punctul comun de conectare la rețea următoarele cerințe:

- să funcționeze în intervalul 47-52 Hz;
- să participe la reglajul frecvenței, sub rezerva condițiilor meteorologice;
- să participe la reglajul continuu al tensiunii într-o bandă de tensiune suficient de largă;
- să “treacă” peste incident (scurtcircuit) în rețea eliminat rapid;
- să nu inducă perturbații, să respecte normele privind variațiile de tensiune, flicker, armonice, nesimetrie.

Din contactele CNTEE Transelectrica S.A. cu OTS din S-E Europei, se cunoaște că HTSO a introdus în codul de rețea prevederi specifice generării eoliene, iar OTS ai Bulgariei (ESO-EAD) și Turciei (TEIAS) sunt în curs de redactare a acestor prevederi.



## Capitolul 3. Impactul centralelor eoliene asupra SEN

### 3.1 Caracteristicile centralelor eoliene

*Producerea de energie eoliană prezintă o serie de caracteristici specifice, după cum urmează:*

- Energia primară utilizată pentru antrenarea palelor generatorului eolian este determinată de deplasarea maselor de aer sub acțiunea diferențelor de temperatură pe suprafața globului. Puterea maximă pe care o poate produce un generator eolian reprezintă numai o parte din puterea maselor de aer, conform legii fizicianului german Betz care pune în evidență faptul că, teoretic, nu poate fi preluată din energia vântului decât cel mult 59%. În realitate, fabricanții de generatoare eoliene au ajuns la concluzia că pentru a proteja generatoarele eoliene, puterea efectivă pe care o pot produce acestea este de cel mult 47% din energia vântului [20].

- Este foarte puțin controlabilă, fiind total dependentă de viteza și durata vântului, care au un grad mare de volatilitate. Generatoarele eoliene funcționează atunci când viteza vântului atinge o anumită valoare minimă:  $3,5 \div 5$  m/s și nu depășește o valoare maximă:  $25 \div 30$  m/s [17] (Figura 3.1);

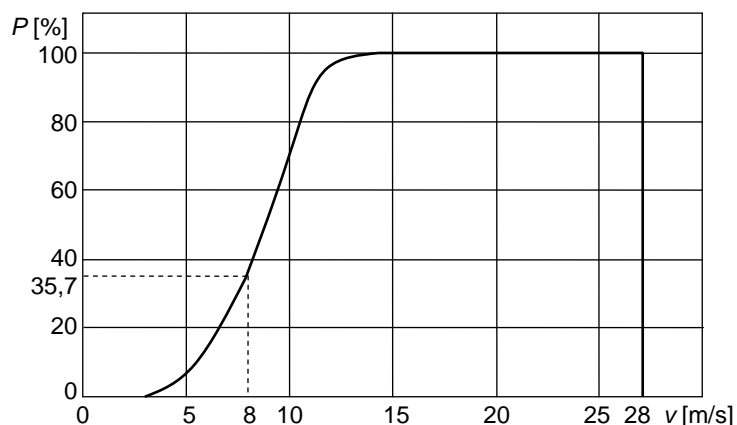


Figura 3.1 Caracteristica de putere a unui generator eolian

- Producția centralelor eoliene poate fi prognozată numai în anumite limite, ceea ce face necesar ca OTS să echilibreze în timp real diferențele dintre prognoză și producția reală, care pot fi semnificative. Peste tot în lume, prognoza energiei eoliene continuă să înregistreze erori foarte mari, care pot ajunge la câteva mii de MW (eroarea maximă pozitivă a fost de 3.999MW, în 2004, în Germania – liderul generării eoliene în Europa) [23];

- Generatoarele eoliene sunt foarte sensibile la parametrii energiei electrice din SEN, putând fi scoase din funcționare de variații care pot apărea destul de des în funcționarea normală a SEN: goluri de tensiune, variații de frecvență și alte fenomene tranzitorii;

- Legislația în vigoare impune achiziționarea întregii energii electrice produse din resurse eoliene, indiferent de momentul producerii acesteia (noapte, zi, gol de consum, vârf de consum etc.).

- În condițiile prezentate mai sus, experiența mondială arată că, pentru a putea menține siguranța în funcționare a SEN, este necesar ca, pentru un MW instalat în centrale eoliene, să se asigure 0,6 ÷ 0,8 MW instalați în centrale clasice cu scopul de rezervare;

- Generatoarele destinate rezervării generării eoliene trebuie să permită pornirea și încărcarea rapidă (în aproximativ 15 minute) până la sarcina maximă și să dispună în orice moment de suficiente resurse primare (combustibili sau apă).

- Generatoarele destinate rezervării generării eoliene au un grad de utilizare foarte redus, ceea ce face necesară finanțarea lor prin scheme de susținere separate;

- Zonele geografice cu potențial de generare eoliană sunt situate la distanțe considerabile față de zonele de consum și, în consecință, necesită extinderea rețelei de distribuție și/sau de transport pentru evacuarea puterii produse.

În consecință, prin natura ei, generarea eoliană conduce la o incertitudine deosebită atât în programarea funcționării sistemului, cât și în planificarea dezvoltării RET.

## **3.2 Aspecte tehnice**

### **3.2.1 Impactul asupra rezervelor de putere**

Dependența generării eoliene de condițiile de vânt conduce, chiar atunci când bate vântul, la o producție limitată, la o încărcare condiționată de mai mulți factori meteorologici: viteza, direcția și durata vântului. Rezultă că nu se poate garanta acoperirea unui anumit consum de energie electrică cu producția centralelor eoliene.

De aceea, este necesar ca în sistem să existe alte generatoare destinate rezervării generării eoliene, care trebuie să permită pornirea și încărcarea rapidă până la sarcina maximă și să dispună în orice moment de suficiente resurse primare (combustibili sau apă).

Astăzi, necesarul de rezervă terțiară rapidă este dimensionat pentru a putea interveni la declanșarea celui mai mare grup din sistem (pentru sistemul românesc unul din grupurile nucleare) și acoperirea abaterilor de prognoză.

În Anexa 3 sunt prezentate valorile rezervei terțiare rapide oferite de producători pe piața de echilibrare la finalizarea programării pentru ziua următoare, la intervalul de vârf, pentru patru luni caracteristice din anul 2007. Se poate observa din valorile și graficele prezentate că pentru anumite intervale de vârf, rezerva terțiară rapidă oferită a fost insuficientă chiar în situația actuală (fără centrale eoliene).

În prezent rezerva terțiară rapidă asigurată ar permite instalarea și funcționarea în sistem a aproximativ 1.500MW în centrale eoliene. În cazul în care puterea instalată a centralelor eoliene este mai mare de 1.500MW, rezerva terțiară rapidă ar fi insuficientă pentru 80% din situații, ceea ce este inacceptabil din punctul de vedere al siguranței în funcționarea SEN.

Generarea eoliană necesită instalarea de putere suplimentară în sistem, capabilă să asigure rezerva terțiară rapidă. Din experiența țărilor europene, unde au fost instalate parcuri eoliene cu puteri semnificative, rezultă că este necesară sporirea puterii de rezervă terțiară rapidă din sistem cu cca.  $0,6 \div 0,8$  MW pentru un MW instalat în parcurile eoliene.

Acest fapt atrage după sine o serie de probleme care trebuie clarificate, respectiv: cine răspunde de realizarea puterii suplimentare de rezervă și cu ce fonduri de investiție se realizează?

Trebuie avut în vedere, de asemenea, aspectul rezervei terțiare rapide la scădere, în cazul preluării unei producții maxime în centralele eoliene. Peste anumite valori, aceasta poate presupune oprirea pe intervale scurte a unor centrale termice, inducând costuri suplimentare oneroase, sau oprirea centralelor hidro în condiții de deversare, ceea ce presupune „aruncarea” unei energii gratuite disponibile.

Rezultă din cele de mai sus ca va fi necesară asigurarea unei cantități suplimentare de rezervă terțiară rapidă care să acopere fluctuațiile frecvente ale generării eoliene.

CNTEE Transelectrica S.A. este responsabilă pentru asigurarea calitatii energiei electrice potrivit prevederilor Codului Tehnic al RET referitoare la siguranța în funcționare, frecvența în SEN, tensiunea în RET și rețeaua de 110 kV și calitatea curbelor de tensiune.

Având în vedere avizele emise până în prezent și volumul rezervelor de care dispune, CNTEE Transelectrica S.A. se vede nevoită să avizeze încadrarea în SEN/racordarea la RET a centralelor eoliene condiționat până când va fi rezolvată modalitatea de asigurare a rezervei corespunzătoare.

*Susținem avizarea condiționată a studiilor de soluție – în situațiile în care nu există rezervă de sistem care să acopere fluctuațiile generării eoliene și/sau capacitatea rețelelor este insuficientă. De asemenea, susținem încheierea de convenții între OTS și proprietarii centralelor eoliene, prin care să se stipuleze că atunci când nu sunt asigurate benzile de reglaj, când capacitatea rețelelor este depășită sau în orice situație care pune în pericol siguranța funcționării SEN, OTS poate să deconecteze centralele eoliene pe criterii de siguranță (așa cum se întâmplă în Germania).*

### **3.2.2 Impactul asupra dezvoltării RET**

Caracteristicile generării centralelor eoliene pune probleme deosebite pentru determinarea nivelului optim economic de investiții de întărire/dezvoltare RET. Pe plan mondial este în discuție problema criteriilor de dimensionare a rețelei pentru evacuarea puterii din centralele eoliene, având în vedere timpul redus de utilizare la capacitatea maximă. În România nu există prevederi specifice centralelor eoliene în normativele de proiectare în vigoare.

O altă problemă importantă o constituie durata lungă de timp necesară pentru construirea rețelelor în comparație cu durata relativ scurtă de realizare a centralelor eoliene, ceea ce impune o temporizare a punerii în funcțiune a acestora.

În România, problema racordării centralelor eoliene la SEN se caracterizează în prezent prin concentrarea unui număr de solicitări în zona Dobrogea. Ținând seama de consumul relativ redus al zonei, dezvoltarea centralei nuclearelectrice (4×710 MW), proiectele de realizare a unor centrale termo, legăturile de interconexiune – cu un posibil import – condițiile de evacuare a puterii centralelor eoliene în RET necesită o analiză specifică. Ca urmare apare problema racordării acestora la RET/RED din punct de vedere al capacității rețelelor din zona Dobrogea și al reglajului de tensiune în zonă, existând posibilitatea ca toate centralele eoliene să aibă simultan variații de creștere sau scădere a producției ca urmare a factorilor meteorologici.

Cererile de racordare a centralelor eoliene la SEN în zona Transilvania și Moldova nu pun încă probleme speciale din punct de vedere al capacităților rețelelor de evacuare a puterii din zonele respective.

În vederea soluționării tuturor aspectele menționate, există în derulare un studiu de zonă care are drept scop propunerea unei rețele țintă care să fie capabilă să preia întregul excedent al zonei Dobrogea, în condițiile utilizării capacităților existente și a unor dezvoltări noi (linii și/sau stații electrice) ale RET. Soluția propusă trebuie:

- să mențină siguranța în funcționare a SEN;
- să asigure respectarea parametrilor tehnici de calitate ai serviciilor de transport și de sistem;
- să realizeze transportul energiei electrice fără congestii de rețea pentru variații mari ale puterii generate în centralele eoliene;
- să permită maximum de flexibilitate în implementare pentru a se putea adapta la elementele de incertitudine existente în prezent referitor la volumul puterii instalate și locația acestora.

Un aspect important este legat de dimensionarea RET în vederea evacuării puterii din centralele eoliene la palierele de consum de vară gol de noapte, cu luarea în considerare a perioadelor de mentenanță a liniilor, transformatoarelor și autotransformatoarelor. Criteriul N-1 de dimensionare a rețelelor electrice trebuie să se verifice la gol de sarcină, coroborând retragerile din exploatare pentru realizarea programului de mentenanță cu producția maximă în centralele eoliene.

Având în vedere volumul și ritmul cererilor de acces la rețea pentru centralele eoliene, trebuie efectuate studii privind necesitatea întăririi rețelei, aplicând criterii specifice, rețeaua trebuie, după caz, întărită, iar accesul la rețea trebuie acordat eșalonat, pe măsură ce rețeaua este

aptă să preia puterea suplimentară. *Regulile de acces trebuie să aibă în vedere introducerea listei de așteptare, a sistemului de garanții și a condițiilor de primire/pierdere a dreptului de acces.*

### **3.2.3 Cerințe tehnice minime pentru accesul la rețea**

Inițial, generarea eoliană a însemnat o provocare tehnică deosebită, în primul rând din motive operaționale. Au existat probleme determinate de specificul funcționării generatoarelor eoliene, care au dus la înrăutățirea regimurilor de funcționare și chiar la avarii de sistem. De cele mai multe ori, cauzele acestor probleme au constat în:

- incapacitatea generatoarelor eoliene de a face față unor defecte temporare, deconectându-se de la rețeaua electrică în situații de avarie, ceea ce a dus uneori la pierderea unei puteri însemnate și pierderea echilibrului producție-consum în sistem;
- racordarea la rețea a unor grupuri eoliene având caracteristici tehnice necorespunzătoare, cu flexibilitate redusă și reacție nefavorabilă în cazul unor perturbații în sistem, ceea ce a condus la extinderea avariilor, uneori până la căderea sistemului sau a unei părți semnificative a acestuia.

Pe măsură ce preocupările față de generarea eoliană au evoluat, constructorii de generatoare eoliene au îmbunătățit performanțele acestora. Au fost dezvoltate funcții care îmbunătățesc integrarea generatoarelor eoliene în sistemele energetice – proprietăți electrice avansate („advanced electrical properties”). Aceste funcții permit participarea la reglajul frecvenței, participarea la reglajul tensiunii, trecerea peste defect ș.a.m.d.

Din experiența sistemelor energetice europene, a rezultat al doilea aspect important, pe lângă cel al asigurării rezervei de putere și energie de reglaj, și anume necesitatea existenței unor reglementări tehnice care să prevadă cerințe tehnice minime obligatorii de racordare a generatoarelor eoliene la rețelele de interes public.

Similar celorlalți producători conectați la rețea, centralele eoliene trebuie să aibă caracteristici de funcționare care să permită stabilitatea sistemului la perturbații - să nu conducă la extinderea acestora, să contribuie la amortizarea abaterilor parametrilor de funcționare și la redresarea regimului.

Pentru stabilirea cerințelor tehnice minime pentru centralele eoliene, s-a ținut seama de standardele internaționale, de prevederile din codurile de rețea ale sistemelor care au în funcțiune astfel de centrale și de rezultatele studiilor contractate de CNTEE Transelectrica S.A.

Proprietarii centralelor eoliene trebuie să fie responsabili pentru respectarea și verificarea îndeplinirii cerințelor tehnice minime de încadrare în SEN/racordare la RET.

Cerințele tehnice minime pentru centralele eoliene dispecerizabile și nedispecerizabile sunt prezentate în detaliu în Anexa 7.

### 3.3 Aspecte financiare

Integrarea în SEN a energiei eoliene implică depășirea unor probleme specifice apărute ca urmare a caracterului aleator al disponibilității energiei primare (vântul).

Integrarea centralelor eoliene în balanța producție-consum și rezervarea producției acestora, coroborat cu existența unor scheme de susținere speciale, conduc la modificări ale costurilor acoperirii consumului în SEN.

Rezolvarea problemelor rezultate din aspectele tehnice specifice implică pentru piața de electricitate, în general, și pentru CNTEE Transelectrica S.A., în special, apariția unor costuri suplimentare, care pot fi rezultate atât din amplificarea unor activități anterioare cât și din apariția de activități noi în cadrul OTS.

Principalele categorii de costuri suplimentare datorate integrării în SEN a generatoarelor eoliene sunt:

– *Costuri cu întărirea/dezvoltarea RET;*

Această categorie de costuri suplimentare nu afectează în prezent costurile OTS.

Conform Legii energiei electrice 13/2007, Art. 37 și a altor reglementări din legislația în vigoare, toate costurile legate de dezvoltarea RET (atât racordul propriu-zis, cât și eventualele întăriri în “aval”), generate de noi capacități de producție a energiei electrice (indiferent de resursa de energie primară) sunt suportate integral de către proprietarii acestora [1].

Față de legislația în vigoare, există un proiect de lege prin care Guvernul României propune ca aceste costuri să fie suportate de CNTEE Transelectrica S.A. Dacă această lege va intra în vigoare, costurile cu capacitățile de transport suplimentare vor afecta costurile OTS.

– *Costuri datorate creșterii volumului de rezerve de putere;*

Această categorie de costuri suplimentare va afecta costurile OTS.

Caracterul aleatoriu al generării eoliene impune OTS să asigure în orice moment al zilei (curbei de sarcină) o valoare semnificativă a rezervelor de sistem. Conform estimărilor existente în prezent pentru teritoriul României, rezerva asigurată trebuie să acopere  $0,6 \div 0,8$  din puterea instalată în centrale eoliene. Precizăm că această rezervă de putere este necesară atât în perioadele când generatoarele eoliene sunt în funcțiune (în acest caz este necesar un disponibil de putere care să poată fi pornit rapid în caz că viteza vântului iese din limitele de utilitate: mai mică decât 3,5 m/s sau mai mare decât 30 m/s), cât și la scădere, în cazul când acestea nu funcționează (în acest caz este necesar un disponibil de putere care să poată fi oprit rapid dacă viteza vântului intră în limitele de utilitate menționate anterior).

Necesitatea de a echilibra rapid variațiile de producție ale centralelor eoliene conduce la creșterea costurilor pe două căi:

- creșterea costurilor efective cu rezervele prin achiziționarea unor cantități sporite;

- creșterea costului energiei electrice produse în special prin mobilizarea rezervelor. Este de așteptat ca energia eoliană să fie mai scumpă decât energia clasică și ca urmare a creșterii necesarului de rezervare pe piața de echilibrare.

Un alt aspect deosebit de important îl reprezintă prețul rezervei terțiare rapide. În prezent prețul rezervei nu este suficient de atractiv pentru a determina deținătorii de grupuri generatoare care au capacitatea tehnică să ofere această rezervă (pornire/oprire rapidă) să retragă aceste unități de la ofertele de contractare de pe celelalte piețe și să le păstreze pentru acest tip de tranzacționare. De menționat că în prezent S.C. Hidroelectrică S.A. dispune de majoritatea generatoarelor de acest tip, proiectate inițial pentru a asigura preluarea vârfurilor de putere (funcționare de ~2000 ore/an) și care sunt operate în prezent pentru onorarea unor contracte în semi-bază (~4000 ore/an) din motive comerciale și financiare.

– *Costuri cu activități noi în cadrul OTS;*

Această categorie de costuri suplimentare va afecta costurile OTS.

În vederea asigurării siguranței în funcționare a SEN, în condițiile unei cantități semnificative de generare eoliană, este necesar să se organizeze la nivelul OTS compartimente destinate să:

- Preia prognozele meteo de la instituții de profil și să elaboreze prognoze de producție eoliană;
- Calculeze distinct și să deconteze costurilor specifice;
- Realizeze studii prin care să se evalueze: necesarul de rezervă, necesarul de probe și monitorizare a centralelor eoliene la PIF și capacitatea rețelei de integrare a noilor capacități de generare.

Trebuie avut în vedere faptul că prognozele meteorologice necesare pentru elaborarea prognozelor de producție eoliană au un caracter special, fiind asociate cu o localizare geografică delimitată specific, cu precizarea vitezei vântului pentru încadrarea în limitele de utilitate pentru centralele eoliene și cu identificarea cât mai precisă, la nivel cel puțin orar, a intervalelor de prognoză. Astfel de prognoze nu fac parte în prezent din oferta institutelor de profil și presupun și ele costuri suplimentare.

– *Costuri datorate schemelor de promovare introduse de autorități;*

Această categorie de costuri suplimentare nu afectează costurile OTS.

Schema de sprijin promovată de autoritățile din România constă în certificate verzi [8, 13]. În prezent certificatele verzi se tranzacționează pe o piață dedicată, în care ofertanții sunt producătorii calificați și furnizorii de energie electrică. Prețul unui certificat verde poate fi cuprins între 24 ÷ 42 Euro din motive de protecție a consumatorilor, precum și a investitorilor în

capacități eoliene. Ca urmare a penalităților semnificative (prețul unui certificat verde neachiziționat este de 84 Euro), certificatele verzi sunt, de regulă, cotate la prețul maxim.

Pe lângă prețul certificatelor verzi, tot ca o măsură de promovare a energiei eoline, aceasta poate fi tranzacționată la un preț reglementat, fără a fi supusă unor riscuri specifice piețelor de energie electrică. Prețul energiei eoliene propriu-zise este format din prețul reglementat al energiei electrice la care se adaugă prețul certificatului verde, de unde rezultă că energia eoliană este mai scumpă decât energia clasică.

– *Costuri datorate creșterii volumului dezechilibrelor;*

Această categorie de costuri suplimentare nu va afecta costurile OTS.

Integrarea în SEN a energiei eoliene, prin caracterul aleatoriu al acesteia, este de așteptat să genereze o creștere a erorilor prognozelor pentru intervalele orare ale curbei de sarcină zilnice. Apariția acestor erori va conduce la mărirea cantității de energie electrică tranzacționată pe piața de echilibrare și, în final, ținând seama de prețurile ridicate ale energiei electrice pe această piață la creșterea prețului energiei electrice la consumatorul final.



## Capitolul 4. Direcții de acțiune

Au fost identificate cinci direcții principale de acțiune:

- Măsuri tehnico-financiare;
- Măsuri organizatorice;
- Propuneri de modificare a legislației;
- Propuneri de acoperire a costurilor suplimentare generate de integrarea centralelor eoliene;
- Propuneri de diseminare a informației.

**4.1 Măsuri tehnico-financiare** – Rezervarea generării eoliene prezintă două aspecte semnificative:

- o În cazul în care generarea eoliană este în funcțiune și vântul începe să scadă în intensitate trebuie să se asigure înlocuirea producției de energie eoliană din generatoare cu pornire rapidă (rezerva terțiară rapidă – RTR). Necesarul de RTR în prezent este de 800 MW (dimensionat pentru acoperirea pierderii celui mai mare grup generator din sistem și a abaterilor de prognoză). După cum rezultă din Anexa 3, pentru anumite intervale orare, nivelul RTR ofertate este insuficient. Referitor la măsurile tehnico-financiare, s-au identificat trei limite în ceea ce privește RTR disponibilă și s-au propus măsuri concrete de depășire a acestor limite:
  - Limita tehnică maximă disponibilă – se determină prin însumarea tuturor puterilor disponibile ale grupurilor generatoare hidro din SEN precizate în Anexa 4 (se exclud cele aflate în conservare, cele pe firul apei și cele termo). Această limită poate fi majorată prin stimularea de investiții în grupuri generatoare cu pornire rapidă;
  - Limita tehnică efectiv disponibilă – reprezintă rezervele terțiare rapide orare ale producătorilor (Anexa 3). În prezent, datorită faptului că prețul rezervei terțiare rapide și al energiei de reglaj pe piața de echilibrare nu este suficient de atractiv, companiile producătoare preferă să utilizeze generatoarele respective pentru tranzacții pe alte piețe. Această limită poate fi majorată prin practicarea unui preț atractiv pe piața de echilibrare în vederea creșterii ofertelor;
  - Limita efectiv disponibilă din punct de vedere al capacității financiare a OTS (limita financiară) – reprezintă cantitatea de rezervă terțiară rapidă care poate fi achiziționată de CNTEE Tranelectrica S.A. ca servicii tehnologice de sistem utilizând fondurile alocate în acest scop de către ANRE. Majorarea acestei limite poate fi realizată prin creșterea fondului OTS alocat de ANRE.

Autoritatea trebuie să asigure fondurile necesare pentru achiziționarea întregii cantități de servicii tehnologice de sistem cerute de OTS.

Aprobarea acestor propuneri intră în competența ANRE și MEF.

- În cazul în care generarea eoliană nu este în funcțiune și vântul începe să crească în intensitate, trebuie să se reducă producția de energie electrică a unor grupuri aflate în funcțiune. În ceea ce privește capacitatea SEN de a integra generarea eoliană prin reducerea puterii produse în generatoare convenționale, datele caracteristice pentru situația actuală (vârf/gol iarnă/vară) sunt prezentate în Anexa 8. Din această anexă rezultă că la anumite paliere, SEN poate să permită funcționarea a maxim 600 MW în centrale eoliene.

#### **4.2 Măsurile organizatorice – CNTEE Transelectrica S.A. susține crearea de noi compartimente în cadrul companiei care să:**

- Preia prognozele meteo de la instituții de profil și să elaboreze prognoze de producție eoliană;
- Calculeze distinct și să deconteze costurile specifice;
- Realizeze studii prin care să se evalueze: necesarul de rezervă, necesarul de probe și monitorizare a centralelor eoliene la PIF și capacitatea rețelei de integrare a noilor capacități de generare.

#### **4.3 Propuneri de modificare a legislației – CNTEE Transelectrica S.A. susține modificarea:**

- Codului tehnic al RET prin includerea cerințelor tehnice minime pentru centralele eoliene (Anexa 7);
- Codului Comercial. Este necesară refacerea integrală a Capitolului 13 „Regulile producției prioritare”. Susținem că este necesar să se schimbe abordarea în ceea ce privește: regulile de achiziționare a energiei electrice produse din resurse regenerabile necontrolabile, modalitățile de elaborare a prognozelor, modul de calcul al dezechilibrelor și modalitatea de acoperire a costurilor cu dezechilibrele;
- Regulamentului de racordare care să facă trimitere la Codul tehnic al RET, să prevadă avizul de încadrare în SEN ca pe un document premergător obținerii avizului tehnic de racordare, să introducă lista de așteptare și sistemul de garanții aferente demarării întăririi/dezvoltării RET, să stipuleze accesul la rețea condiționat de capacitatea existentă a rețelei și de disponibilitatea RTR, să prevadă regimul investițiilor pentru racordarea la RET și să clarifice modalitățile de împărțire a costurilor de întărire/dezvoltare RET;

- Reglementarea soluției de creștere a RTR disponibile pe baza surselor existente în SEN: grupuri hidro și grupuri pe gaze.

**4.4 Propuneri de acoperire a costurilor suplimentare** – CNTEE Transelectrica S.A. susține acoperirea costurilor suplimentare generate de integrarea centralelor eoliene astfel:

- Proprietarii centralelor eoliene să suporte costurile care sunt în mod direct generate de către aceștia: costurile cu rezervele de putere și costurile cu activitățile specifice generate în cadrul OTS;
- OTS să suporte costurile de întărire/dezvoltare RET în amonte printr-un tarif pentru energia regenerabilă. Este absolut necesară separarea și acoperirea costurilor generate de centralele eoliene prin fonduri dedicate.

**4.5 Diseminare a informației** – Referitor la integrarea generării eoliene, s-a constatat un nivel de informare foarte redus al participanților la piață. De aceea, susținem câteva măsuri de diseminare a informației:

- Organizarea a 1-2 mese rotunde cu participarea unui cerc larg de investitori, Operatori de distribuție și reprezentanți ai ANRE și MEF;
- Informarea mass-media prin comunicate de presă;
- Crearea unui punct de informare pe pagina de web a OTS unde să poată fi consultate atât documentul de față, cât și alte documente de interes în această direcție.

O parte din măsurile susținute intră în responsabilitatea CNTEE Transelectrica S.A., dar o altă parte semnificativă depășește cadrul competențelor OTS. Pentru punerea în aplicare a acestor măsuri sunt necesare acordul și cooperarea Ministerului de resort - MEF, autorității de reglementare - ANRE, investitorilor, Operatorilor de distribuție, precum și a altor participanți la piața de energie electrică.