

STOCAREA ENERGIEI VERZI

Dr. ing. Ovidiu MUSTAȚĂ

1. SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE ÎN ROMÂNIA

Energii regenerabile sunt considerate, în practică, energiile care provin din surse care fie că regenerează de la sine în scurt timp, fie sunt surse practic inepuizabile. Dintre sursele regenerabile de energie fac parte energia eoliană, energia solară, energia apei, energia geotermică, energia de biomasă și de biogaz.

În condițiile concrete din România, în balanța energetică se iau în considerare următoarele tipuri de surse regenerabile de energii:

– *energia eoliană* - utilizată la producerea de energie electrică cu grupuri aerogeneratoare;

– *energia solară* - utilizată la producerea de căldură prin metode de conversie pasivă sau activă sau la furnizarea de energie electrică prin sisteme fotovoltaice;

– *hidroenergia* - centrale hidroelectrice cu o putere instalată mai mică sau egală cu 10 MW („hidroenergia mică”), respectiv centrale hidro cu o putere instalată mai mare de 10 MW („hidroenergia mare”);

– *energia din biomasă*; biomasa provine din reziduuri de la exploatarea forestieră și agricole, deșeurile din prelucrarea lemnului și alte produse; biogazul este rezultatul fermentării în regim anaerob a dejecțiilor animale sau de la stațiile de epurare orășenești;

– *energia geotermală* - energia înmagazinată în depozite și zăcăminte hidrogeotermale subterane, exploatabilă cu tehnologii speciale de foraj și extracție.

Sursele regenerabile de energie din România au un potențial important (tabelul 1).

Potențialul utilizabil al acestor surse este mai mic, datorită limitărilor tehnologice, eficienței economice și a restricțiilor de mediu.

Este necesar ca aceste noi resurse să înlocuiască treptat sursele tradiționale epuizabile, asigurând protecția mediului natural și securitatea energetică. Sectorul energetic are o importanță vitală pentru dezvoltarea economică și socială și pentru îmbunătățirea calității vieții populației. Asigurarea alimentării cu energie în volum suficient și accesul larg la serviciile energetice, în special la cele ecologice provenite din surse regenerabile (așa zisa „energie verde”), este o exigență de bază a dezvoltării durabile.

Distribuția resurselor regenerabile pe teritoriul țării se observă în harta figura 1.

Tabelul 1

Potențialul național al surselor regenerabile din România

| Sursa de energie regenerabilă | Potențialul energetic anual | Echivalent economic energie (mii tep) | Aplicație |
|---|-----------------------------|---------------------------------------|-------------------|
| Energie solară | | | |
| - termică | 60x10 ⁶ GJ | 1433,0 | Energie termică |
| - fotovoltaic | 1200 GWh | 103,2 | Energie electrică |
| Energie eoliană | 23000 GWh | 1978,0 | Energie electrică |
| Energie hidroelectrică din care: | 40000 GWh | 3440,0 | Energie electrică |
| - sub 10 MW | 6000 GWh | 516,0 | |
| Biomasă și biogaz | 318x10 ⁶ GJ | 7597,0 | Energie termică |
| Energie geotermală | 7x10 ⁶ GJ | 167,0 | Energie termică |

Sursa: Planul Național de Acțiune în Domeniul Energiei din Surse Regenerabile (PNAER) – 2010.



Fig.1. Distribuția resurselor regenerabile pe teritoriul României:

I – energie solară; *II* – energie solară, energie eoliană; *III* – micro-hidro, energie eoliană, biomasă; *IV* – potențial ridicat în biomasă, micro-hidro și eoliană; *V* – potențial ridicat pentru micro-hidro și biomasă; *VI* – potențial ridicat pentru energie geotermică și eoliană; *VII* – potențial ridicat pentru biomasă, micro-hidro; *VIII* – biomasă, energie geotermică, energie solară.

Conștienți de faptul că resursele energetice „tradiționale“ sunt limitate și că în viitor va fi nevoie să ne orientăm spre surse regenerabile de energie, atât prin strategiile energetice ale României pentru diverse perioade cât și prin legislație s-a trecut și la noi la stimularea și implementarea investițiilor în sursele regenerabile de energie, în vederea economisirii resurselor epuizabile.

2. LEGISLAȚIA ÎN DOMENIU

După modelul altor țări din Uniunea Europeană au apărut în România reglementări menite să impulsioneze investițiile în surse regenerabile. Cea mai importantă dintre ele, Legea 220/2008, a introdus sistemul de stimulare, prin acordarea de certificate verzi pentru fiecare MWh produs și livrat în rețelele electrice, investitorilor care finanțează lucrări de punere în valoare a unor surse regenerabile de energie.

Au urmat o serie de modificări ale prevederilor referitoare la numărul de certificate verzi acordate pentru fiecare gen de resursă regenerabilă. S-a ajuns ca, în anul 2011, prin Legea 220/2008 republicată, să se atingă numărul maxim de certificate verzi ce se puteau acorda, după cum urmează:

a) 3 certificate verzi pentru fiecare 1 MWh produs și livrat, dacă centralele hidroelectrice sunt noi, sau 2 certificate verzi pentru fiecare 1 MWh produs și livrat, dacă centralele hidroelectrice sunt re tehnologizate, pentru energia electrică din centrale hidroelectrice cu puteri instalate de cel mult 10 MW;

b) un certificat verde pentru fiecare 2 MWh din centrale hidroelectrice cu o putere instalată de cel mult 10 MW, existente, în care nu s-au făcut lucrări de re tehnologizare;

c) două certificate verzi, până în anul 2017, și un certificat verde, începând cu anul 2018, pentru fiecare 1 MWh produs și livrat de producătorii de energie electrică din energie eoliană;

d) două certificate verzi pentru fiecare 1 MWh produs și livrat de producătorii de energie electrică din biomasa, energie geotermală, biolichide, biogaz;

e) un certificat verde pentru fiecare 1 MWh produs și livrat de producătorii de energie electrică din gaz rezultat din procesarea deșeurilor și din gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate.;

f) 6 certificate verzi pentru fiecare 1 MWh produs și livrat de producătorii de energie electrică din centralele fotovoltaice.

Datorită numărului exagerat de mare de certificate verzi acordate prin Legea 220/2008 republicată și prețului mic al pământului în țara noastră (sub 100 milioane lei pentru un hectar de teren agricol !) comparativ cu celelalte țări din Uniunea

Europeană, s-au finanțat și s-au realizat multe lucrări pentru producerea energiei electrice din toate sursele de energie regenerabile. Cele mai însemnate investiții în acest domeniu s-au făcut în centrale electrice eoliene.

Stadiul lucrărilor de investiții pentru punerea în valoare a potențialului eolian la ora actuală este prezentat în tabelul 2.

Tabelul 2

Situția centralelor eoliene la 15.12.2014

| | Total (MW) | RET (MW) | RED (MW) |
|-------------------------------|------------|----------|----------|
| Cu avize tehnice de racordare | 33,68 | 0 | 33,680 |
| Cu contracte de racordare | 11203,47 | 7221,85 | 3981,577 |
| Total general | 11237,15 | 7221,85 | 4015,257 |
| Din care cu P.I.F. | 2966,554 | 1329,61 | 636,954 |

Rezultă că avem puse în funcțiune centrale electrice eoliene (CEE) cu puterea totală de 2966,554 MW din care o parte, ce însumează o putere de 1329,6 MW, debitează energia în rețeaua electrică de transport (RET) iar altele, a căror putere însumează 1636,954 MW, debitează în rețeaua electrică de distribuție (RED)

Cu o mică întârziere față de centralele eoliene au apărut și investițiile în centralele fotovoltaice. Stadiul lucrărilor de investiții pentru punerea în valoare a potențialului solar la ora actuală este prezentat în tabelul 3.

Tabelul 3

Situția centralelor fotovoltaice la 15.12.2014

| | Total (MW) | RET (MW) | RED (MW) |
|----------------------------------|------------|----------|----------|
| Cu avize tehnice de racordare | 881,775 | 50,040 | 831,375 |
| Cu contracte de racordare | 3097,798 | 93,798 | 3004,000 |
| Total general | 3979,573 | 144,198 | 3835,375 |
| Din care cu P.I.F. (conform DEN) | 1198,383 | 25,099 | 1173,244 |

Rezultă că avem puse în funcțiune centrale fotovoltaice cu puterea de 1198,383 MW din care o parte, ce însumează o putere de 25,099 MW, debitează energia în rețeaua electrică de transport (RET) iar altele, a căror putere însumează 1173,24 MW, debitează în rețeaua electrică de distribuție (RED).

Prețul certificatelor verzi, conform Legii 220/2008, a fost stabilit între 27 și 55 euro pentru un certificat verde. La Piața Certificatelor Verzi (PCCV) s-a ajuns în mod frecvent la prețuri spre limita maximă, adică peste 51 ÷ 52 de euro pentru un certificat verde. Până la urmă, acest preț al certificatelor verzi este suportat de consumatorii de energie. Se ajunsese la situația ca, în special marii consumatori

de energie, să aibă de plătit un preț al energiei electrice mai mare decât în alte țări și aceasta i-a determinat pe proprietarii acestor consumatori să analizeze posibilitatea relocării unităților lor productive în altă țară. Ori, tocmai acești consumatori au cele mai numeroase locuri de muncă.

Problemele sociale au determinat deci, la un moment dat, modificarea reglementărilor cu scopul ca să se tempereze ritmul investițiilor, în special la centralele electrice eoliene.

Urmare a apariției Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 57/2013, a început să se vadă efectul invers. Unii investitori s-au oprit la o etapă din investițiile pe care le aveau în curs, unii au vândut proiectele în aflate în diverse faze, iar alții au renunțat pur și simplu să le mai înceapă.

Puterea instalată pusă în funcțiune la care s-a ajuns în centralele eoliene, în principal, dar și a celor fotovoltaice (după cum se observă în tabelele 2 și 3) este, la ora actuală, de luat în seamă în totalul puterii instalate din țara noastră.

Ponderea energiei electrice produse în aceste două tipuri de centrale se poate calcula având în vedere o durată de funcționare a lor de maxim 2500 h/ an.

Funcționarea intermitentă și imprezvizibilă a acestor surse de energie regenerabilă, în special a centralelor eoliene care dețin ponderea cea mai mare, pune, în anumite perioade, grele probleme pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționarea Sistemul Energetic Național.

3. MĂSURI PENTRU MENȚINEREA SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE A SISTEMULUI ENERGETIC NAȚIONAL

Menținerea siguranței în funcționarea Sistemului Energetic Național înseamnă, în primul rând, menținerea frecvenței în sistem la valoarea de 50 Hz.

Cum reglajul frecvenței se poate realiza doar în mod centralizat, coordonarea surselor de putere care pot fi mobilizate în acest scop poate fi realizată numai de către operatorul de sistem care este Dispecerul Energetic Național (DEN). Teoretic și comportamentul în timp al consumatorilor poate avea influență la reglajul frecvenței dar hotărâtor este aportul producătorilor.

Dispecerul Național are nevoie să aibă oricând la dispoziție o rezervă de putere. Concret, aceasta înseamnă ca un număr de centrale producătoare de energie electrică – fie ele termocentrale, hidrocentrale, centrale electrice cu acumulare prin pompaj sau alte surse de energie – numite *furnizori de energie*, să fie capabili să răspundă rapid la comanda de pornire/oprire pe care o primesc, adică să satisfacă diferite tipuri de servicii care se numesc *Servicii Tehnologice de Sistem* (STS).

Principalele componente ale serviciilor tehnologice de sistem sunt:

- rezerva de reglaj primar de frecvență (definit ca reglajul automat descentralizat cu caracteristica statica, repartizat pe un număr mare de grupuri generatoare

care asigură corecția rapidă (în cel mult 30 secunde) a diferențelor între producție și consum la o frecvență apropiată de valoarea de consemn);

- rezerva de reglaj secundar de frecvență-putere (definit ca reglajul automat centralizat al frecvenței (puterii de schimb cu corecția de frecvență) pentru aducerea frecvenței/puterii de schimb la valorile de consemn în cel mult 15 min) ;

- rezerva de putere corespunzătoare reglajului terțiar:

- 1) rezerva terțiară rapidă (rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care sunt calificate pentru a realiza sincronizarea și încărcarea sarcinii în maximum 30 min);

- 2) rezerva terțiară lentă (definită ca rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 7 ore).

Pentru ca un furnizor de energie electrică să intre într-una din rezervele componente ale STS, acesta trebuie să îndeplinească condițiile de „calificare” stabilite de Dispecerul Energetic Național și aprobate, în final, de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE). Se înțelege că aceste servicii sunt achiziționate pe bază de contract de la producători, la cererea DEN și în acest fel, activitatea de mobilizare a rezervelor de putere pentru reglajul frecvenței reprezintă o relație între operatorul transport și de sistem (OTS) și producătorii calificați să furnizeze acest serviciu.

4. CONDITIILE DE CALIFICARE PENTRU FURNIZORII DE SERVICII TEHNOLOGICE DE SISTEM (STS)

Calificarea este o condiție pentru ca furnizorii de servicii tehnologice de sistem să poată contracta servicii tehnologice de sistem, cu excepția serviciului de acoperire a pierderilor de energie electrică în RET cât și să participe la piața de echilibrare. Prin procedura operațională „CALIFICAREA FURNIZORILOR DE SERVICII TEHNOLOGICE DE SISTEM” elaborată în noiembrie 2005, întocmită, verificată și avizată de conducerea Dispecerului Energetic Național, aprobată de directorul general al C.N. Transelectrica S.A. și avizată de ANRE se stabilesc condițiile pe care trebuie să le îndeplinească furnizorii de STS.

Prezentăm în continuare un extras din această procedură operațională.

Furnizorii de STS trebuie:

- a) să respecte prevederile cuprinse în Legea energiei electrice, Codul comercial al pieței angro de energie electrică, Codul tehnic al rețelei de transport, Contractul cadru pentru asigurarea de STS între [Producător] și CN Transelectrica SA, Codul de măsurare și Procedura operațională Verificarea funcționării grupurilor în reglaj secundar;

- b) să îndeplinească Criteriile de calificare pentru grupurile/consumurile dispecerizabile care realizează servicii tehnologice de sistem care se prezintă în cele ce urmează;

c) să respecte prevederile codului RET cu referire la menținerea în funcțiune a echipamentelor proprii necesare legăturilor de comandă operativă și telecomandă dintre diferitele trepte de dispecer;

d) să prezinte documentația tehnică privind măsurarea cantității de energie electrică furnizată/absorbită în cadrul STS, în conformitate cu „Codul de măsurare a energiei electrice“;

e) să pună la dispoziția OTS, la cerere, înregistrările de funcționare precizate de acesta, dacă există echipament de achiziție;

f) să asigure furnizarea STS în condițiile dispuse de OTS, cu respectarea parametrilor tehnici declarați în documentele de certificare și setările dispuse de acesta.

Criteria de calificare pentru grupurile/consumurile dispecerizabile care realizează servicii tehnologice de sistem

1) Criterii generale de calificare:

1.1) Indiferent de STS solicitat, grupurile generatoare ale solicitantului trebuie să îndeplinească următoarele condiții necesare asigurării reglajului primar de frecvență:

- a) grupul generator este dotat cu regulator de viteză, pentru a asigura răspunsul la variațiile de frecvență în condiții normale de funcționare;
- b) grupul generator este capabil să reacționeze la comenzile regulatorului de viteză;
- c) grupul generator este capabil să încarce/descarce linear, în mai puțin de 30 s, întreaga rezerva de reglaj primar, (în funcție de statismul grupului generator), la o abatere cvasistaționară a frecvenței de +200 mHz și să mențină această încărcare / descărcare cel puțin 15 min (cu o eroare de reglaj în bucla de putere de maxim $\pm 1\% P_n$), dacă abaterea de frecvență este menținută. Acest proces este repetabil ori de câte ori este nevoie;
- d) valoarea de consemn a frecvenței regulatorului de viteză este ajustabilă în domeniul $47,5 \div 52$ Hz;
- e) statismul unității generatoare $\{100(\Delta f/f_n)/(\Delta P_n/P_n) [\%]\}$ este cuprins cel puțin între $2 \div 12$ % și este ajustabil la solicitarea OTS, în limitele permise de echipament;
- f) zona de insensibilitate a regulatorului automat de viteză se încadrează în +10 mHz;
- g) banda de reglaj primar asigurată este de $+1\% \div +5\%$, respectiv $-1\% \div -5\%$ din puterea nominală a generatorului. Valorile de statism și implicit a benzii de reglaj primar sunt dispuse de către OTS.

1.2) Producătorii prezintă caracteristicile tehnice ale grupurilor referitoare la asigurarea reglajului primar de frecvență.

- 1.3) Prezintă rezultatele probelor prevăzute în procedurile de verificare elaborate de OTS pentru reglajul primar.
- 1.4) Prezintă înregistrări de funcționare curentă care să ateste funcționarea în reglaj primar.

2) Criterii de calificare pentru asigurarea reglajului secundar frecvență-putere:

- 2.1) Se califică pentru asigurarea reglajului secundar frecvență-putere producători având grupuri generatoare dispecerizabile care îndeplinesc următoarele condiții:
 - a) grupul îndeplinește condițiile de la Criterii generale de calificare;
 - b) grupul generator este racordat la regulatorul central frecvență-putere și asigură fluxul informațional cerut de acesta;
 - c) grupul generator este capabil să-și modifice puterea livrată în mod continuu într-o plajă de cel puțin 10 % din puterea sa nominală dar nu mai mică de 15 MW/grup – pentru grupurile noi și precizia de reglare de 1 % P_n, ori de câte ori este nevoie, la comanda regulatorului central frecvență-putere;
 - d) viteza de variație a sarcinii în reglaj secundar poate fi modificată la dispoziția Dispecerului Energetic Național, în limitele declarate la calificare;
 - e) grupul generator poate funcționa simultan în reglaj primar și secundar (are în funcțiune bucla de putere cu corecție de frecvență). Valoarea statismului din bucla de frecvență se va seta la valoarea dispusa de OTS;
 - g) există mijloace de măsurare și control a energiei electrice active produse în interiorul benzii de reglaj secundar pe centrală.
- 2.3) Producătorii prezintă caracteristicile tehnice ale grupurilor propuse pentru calificare pentru realizarea reglajului secundar frecvență-putere.
- 2.4) Prezintă rezultatele probelor prevăzute în procedura de verificare a funcționării în reglaj secundar elaborată de OTS pentru reglajul secundar și înregistrări curente de funcționare care să cuprindă U, P, Q, f.

3) Criterii de calificare pentru asigurarea rezervelor de putere activă:

- 3.1) Se califică pentru asigurarea *rezervei de reglaj terțiar* rapid producătorii având grupuri generatoare dispecerizabile care îndeplinesc următoarele condiții:
 - a) grupul îndeplinește integral condițiile generale de calificare de la Criteriile generale de calificare;
 - b) grupul generator este capabil să furnizeze puterea activă disponibilă la frecvențe ale SEN între 49,5 și 50,5 Hz;
 - c) rezerva de reglaj terțiar rapid se poate încărca/descarca imediat la dispoziția OTS, pe durată nelimitată, în timpul corespunzător astfel:
 - i. *Rezerva turnantă* – încarcă/descarcă rezerva de putere disponibilă din punctul de funcționare până la $P_{max,disp}$ /respectiv $P_{min\ stabil}$ cu

viteza de încărcare/descărcare declarată la calificare (v. tabelul 4) în interval de maxim 15 min, procesul fiind continuu ; rezerva maximă de putere încărcată/descărcată în 15 min reprezintă rezerva de reglaj terțiar rapid pentru care grupul este calificat și care va fi notată în tabelul 4;

- ii. *Rezerva terțiară rapidă* încarcă $P_{max,disp}$ pornind din starea deconectat de la rețea (oprit) în max 15 min, respectiv pornind de la starea sincronizat la sistem (cuplat la sistem) descarcă întreaga putere, până la oprire (decuplare de la rețea) în max 15 min (v. tabelul 5).

Tabelul 4

Date tehnice specifice pentru calificarea pentru asigurarea rezervei de reglaj terțiar rapid – rezervă turnantă

| CENTRALA | NR. GRUP | PUTEREA DISPONIBILĂ [MW] | LIMITELE DE FRECVENȚĂ ÎNTRE CARE SE ASIGURĂ PUTEREA DISPONIBILĂ [Hz] | PUTEREA MINIMĂ DE FUNCȚIONARE STABILĂ [MW] | PLAJA DE REGLAJ CONTINUU AL PUTERII ACTIVE PRODUSE [MW] | PUTEREA MAXIMĂ ÎNCĂRCĂTĂ/DESCĂRCĂTĂ ÎN 15 MIN [MW] | VITEZA DE ÎNCĂRCARE / DESCĂRCARE [MW/min.] | TIMP DE TRECERE DIN REGIM COMPENSATOR ÎN REGIM GENERATOR [sec.] |
|----------|----------|--------------------------|--|--|---|--|--|---|
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Tabelul 5

Date tehnice specifice pentru calificarea pentru asigurarea rezervei de reglaj terțiar rapid – rezervă terțiară rapidă

| CENTRALA | NR. GRUP | PUTEREA DISPONIBILĂ [MW] | LIMITELE DE FRECVENȚĂ ÎNTRE CARE SE ASIGURĂ PUTEREA DISPONIBILĂ [Hz] | PUTEREA MINIMĂ DE FUNCȚIONARE STABILĂ [MW] | TIMP DE ÎNCĂRCARE PÂNĂ LA P_{max} [min.] | TIMP PANA LA SINCRONIZARE [sec.] | TIMP DE TRECERE DIN REGIM COMPENSATOR ÎN REGIM GENERATOR [sec.] |
|----------|----------|--------------------------|--|--|--|----------------------------------|---|
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

3.2) Se califică pentru rezervă terțiară lentă producătorii având grupuri generatoare dispecerizabile care îndeplinesc condițiile:

- a) grupul generator este capabil să încarce/descarce liniar, în 30 s întreaga rezervă de reglaj primar ($1\% P_n$) la o abatere cvasistaționară

- a frecvenței de ± 200 mHz și mențin această încărcare / descărcare cel puțin 3 min.
- b) insensibilitatea regulatorului automat de viteză (RAV) este mai mică sau egală cu ± 50 mHz;
- c) grupul generator este capabil să furnizeze puterea activă disponibilă la frecvențe ale SEN între 49,5 și 50,5 Hz;
- d) din starea oprit a grupului, acesta poate încărcă la dispoziția OTS, pe durată nelimitată, în maxim 7 ore de la primirea dispoziției, puterea disponibilă declarată în tabelul 6;

Tabelul 6

Date tehnice specifice pentru calificarea pentru asigurarea rezervei terțiare lente de putere activă

| CENTRALA | NR. GRUP | PUTEREA DISPONIBILĂ [MW] | PUTEREA MINIMA DE FUNCTIONARE STABILĂ [MW] | LIMITELE DE frecvența INTRE CARE SE ASIGURA PUTEREA DISPONIBILĂ [Hz] | VITEZA DE ÎNCARCARE/DESCARCARE [MW/min.] | TIMP PANA LA SINCRONIZARE DIN STARE RECE [min.] | TIMP PANA LA SINCRONIZARE DIN STARE CALDA [min] | TIMP DE ÎNCARCARE LA PORNIRE DE LA SINCRONIZARE LA PUTEREA DISPONIBILĂ [sec.] | PUTEREA MINIMA ÎNCARCATA/DESCARCATĂ ÎN 30 MIN [MW] | PUTEREA MAXIMA ÎNCARCATA/DESCARCATĂ ÎN 30 MIN [MW] |
|----------|----------|--------------------------|--|--|--|---|---|---|--|--|
| | | | | | | | | | | |

- e) grupul generator este capabil să funcționeze stabil cu o putere generată redusă, valoarea sa minimă (P_{min} stabilă) fiind convenită cu OTS și trecută în tabelul 6 pentru calificare;
- f) grupul este capabil să respecte, pe tot palierul de funcționare viteza de încărcare / descărcare declarată și verificată la calificare; se consideră viteza de încărcare declarată, viteza cu care este încărcat un quantum de putere pornind de la minimul tehnic în timp de 30 min.
- 3.3) Criterii de calificare pentru alte mijloace de asigurare a rezervei de putere activă:**
- 3.3.1) se califică următoarele categorii de consumuri dispecerizabile de energie electrică: pompe, centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, alți consumatori, în următoarele condiții:**
- a) consumatorul este dotat cu treaptă de dispecer;
- b) consumatorul are în dotare echipamente de monitorizare și transmite la DEC puterile activă și reactivă;
- c) pune la dispoziția DEN tabelul 7 completat și datele cerute de Codul RET;

- d) unitatea consumatoare poate conecta/deconecta o tranșă minimă de consum de 10 MW din dispoziția dispecerului și o menține conectată/deconectată timp de cel puțin 4 ore;
- e) efectuează probe de determinare a calității energiei electrice în punctul de racordare la RET (dacă este racordat la RET);

Tabelul 7

Date tehnice specifice pentru calificarea pentru asigurarea consumului dispecerizabil

| CONSUMATOR | NR. TRANȘE PUTERE [-] | PUTEREA UNITARĂ [MW] | PUTEREA MINIMĂ CONSUMATĂ [MW] | PUTEREA MAXIMĂ CONSUMATĂ [MW] | TIMP DE CONECTARE [min.] | TIMP MIN. DE MENTINERE DECONCTAT [min.] |
|------------|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------------|--|--------------------------------|--|
| | | | | | | |
| | | | | | | |

5) Criterii de calificare pentru asigurarea restaurării SEN la rămânerea fără tensiune, în cazul unor avarii extinse sau căderii totale a sistemului

5.1). Se califică pentru asigurarea restaurării SEN la rămânerea fără tensiune, în cazul unor avarii extinse sau căderii totale a sistemului, solicitanții având grupuri generatoare dispecerizabile care îndeplinesc următoarele condiții:

- grupul generator este capabil să pornească din surse proprii fără alimentare cu energie electrică din SEN și să alimenteze serviciile proprii necesare pornirii și funcționării acestuia;
- grupul generator este capabil să se izoleze de SEN pe servicii proprii din orice punct al diagramei de funcționare a generatorului și funcționarea pe servicii proprii se poate menține cel puțin 1 oră;
- când grupul generator funcționează izolat de restul SEN pe un consum local, regulatorul de viteză este capabil să asigure reglajul frecvenței la valori ale acesteia sub 52 Hz;
- regulatorul de viteză al grupului generator permite funcționarea și resincronizarea la orice sarcină parțială cuprinsă între puterea necesară pentru alimentarea serviciilor proprii și puterea nominală; funcționarea cu sarcină parțială poate fi menținută cel puțin 1 oră;
- când funcționează izolat pe servicii proprii sau cu sarcină parțială, grupul generator poate suporta conectări bruște de sarcină de până la 10% din puterea sa nominală;

- f) grupul generator debitează într-o stație aflată pe unul din traseele stabilite în Planul de restaurare a SEN după rămânerea parțială sau totală fără tensiune.

La ora actuală, ponderea producătorilor calificați pentru rezerva secundară o dețin hidrocentralele din cadrul SC Hidroelectrica SA și termocentrala realizată după anul 2008 de către OMV. Aceeași furnizori calificați dețin ponderea și în rezerva terțiară rapidă. La rezerva terțiară lentă sunt incluse termocentralele din Valea Jiului din motive, preponderent, sociale.

Din discuțiile purtate cu responsabilii pentru calificarea furnizorilor de STS, a rezultat că, având în vedere situația actuală din SEN și starea tehnică a grupurilor din centralele care asigură rezerva de putere pentru STS, este necesar să se mai asigure încă o putere de circa 700 MW pentru serviciile tehnologice de sistem. Toate grupurile de la producătorii care vor apare de acum înainte și vor fi avuți în vedere pentru calificare, trebuie să fie ultraperformante pentru a putea răspunde, în timpul cel mai scurt, comenzilor primite de la Dispecerul Energetic Național.

Dacă nu s-a condiționat până acum aprobarea de investiții în centrale eoliene de asigurarea posibilităților de stocare a energiei produse, este necesar ca, măcar de acum înainte, să se cuprindă în studiile de soluții și în avizele tehnice de racordare, asemenea lucrări.

5. SOLUȚII PENTRU STOCAREA ENERGIEI VERZI. CENTRALE HIDROELECTRICE CU ACUMULARE PRIN POMPAJ

Puterea mare pusă în funcțiune în centralele electrice din surse regenerabile de energie și, în mod special, în centralele electrice eoliene (CEE) obligă, rareori dar determină totuși, DEN-ul de a recurge la măsuri extreme. S-a ajuns uneori, de exemplu, până la deversarea apei din lacurile de acumulare ale unor hidrocentrale.

O asemenea măsură este inacceptabilă din punct de vedere economic ! Practic, nu ar fi trebuit să se admită construcția atâtor CEE cu așa o putere de mare (3000 MW în funcțiune) și cu perspectiva de a ajunge până la finele lui 2015 la 4000 MW în funcțiune) fără a se finanța și construi concomitent și instalații de stocare a „energiei verzi” cu o putere instalată de cel puțin 20 % din valoarea CEE în funcțiune.

Echilibrarea balanței între producția și consumul de energie electrică, respectiv, menținerea frecvenței la valoarea de 50 Hz în SEN este dificilă fără a avea niciun fel de instalații de stocare a energiei verzi.

Sunt mai multe posibilități de stocare a energiei produse în surse regenerabile cum ar fi: acumulatorii de mare putere, stocajul în aer comprimat și centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj (CHEAP).

Cea mai la îndemână soluție pentru țara noastră este, fără îndoială, construirea unor centrale hidroelectrice de acumulare a energiei electrice prin pompaj (CHEAP). Avem multe lacuri de acumulare la hidrocentralele existente care pot să constituie bazin inferior pentru CHEAP-uri. Centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj sunt singura formă cu aplicare industrială de înmagazinare a energiei în exces din sistem. Ele sunt la noi în țară cele mai potrivite instalații de acumulare a energiei eoliene, care se produce intermitent și dependent de factorii exteriori. Principiul de funcționare a centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj se poate înțelege foarte ușor din figura 2.

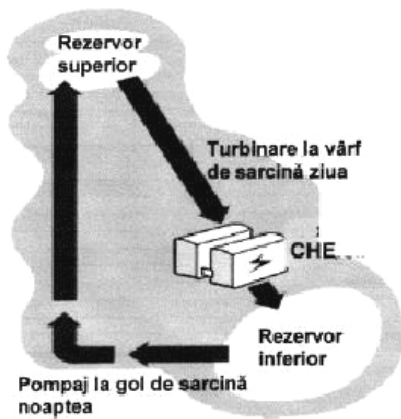


Fig. 2. Principiul de funcționare a centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj.

După cum am arătat anterior, o centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompaj cuprinde un rezervor inferior, care poate fi și lacul de acumulare al unei centrale hidroelectrice (CHE) clasice și un rezervor superior (amplasat la o cotă superioară), în care apa este acumulată prin pompare din rezervorul inferior.

Pomparea se face atunci când în sistemul energetic există un surplus de putere disponibilă, așa cum se întâmplă în cursul nopții sau în zilele de weekend. În perioadele de vârf de sarcină apa este descărcată din rezervorul superior, prin cădere liberă, în rezervorul inferior prin turbine, producând energie electrică.

Se înțelege că turbinele unei CHEAP trebuie să fie reversibile.

Datorită puterii instalate în sursele de energie regenerabilă în prezent și regimului intermitent de funcționare al acestora este **necesară și oportună realizarea unor CHEAP-uri în țara noastră**. Acest lucru a fost confirmat în mod repetat de Dispecerul Energetic Național, parte componentă a CN Transelectrica SA, care are ca principală sarcină siguranța funcționării Sistemului Energetic Național.

Problema furnizorilor de energie care să poată stoca o cantitate de energie obținută din surse regenerabile de energie a apărut încă din perioada 1975 – 1980, atunci când România și-a pus pentru prima dată problema valorificării surselor regenerabile. Implicit, un asemenea furnizor care putea stoca energia produsă, devenea și un furnizor de servicii tehnologice de sistem.

Așa se face că din perioada anilor 1975-1985 Institutul de Studii și Proiectări Hidroenergetice (ISPH) a fost implicat în elaborarea studiilor de amplasament și studiilor de schemă pentru realizarea unei prime centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în România, luându-se în calcul necesitatea acoperirii vârfului de sarcină, creșterea continuă a cererii de energie, apariția energiei din

surse regenerabile și intrarea în funcțiune a două, trei unități nucleare la CNE Cernavodă. Au fost analizate mai multe amplasamente dintre care au fost reținute, într-o primă etapă, un număr de 17 locații favorabile construcției unei centrale hidroenergetice cu acumulare prin pompaj. Cel mai „susținut” dintre aceste amplasamente a fost cel de la Tarnița – Lăpușești.

Ministerul Economiei și Comerțului a elaborat în perioada 2005 – 2009 “Fișa de proiect pentru CHEAP Tarnița - Lăpușești” – investiție de interes național propusă a fi realizată prin parteneriat public privat cu statul român. Acest obiectiv a fost introdus și în „Strategia Energetică a României” din diferite perioade.

5.1. Principalele date pentru CHEAP Tarnița - Lăpușești

Obiectivul de investiție se amplasează în județul Cluj la cca. 30 km amonte de municipiul Cluj-Napoca pe Valea râului Someșul Cald în versantul stâng adiacent acumulării Tarnița, existentă.

Avantajele amplasamentului sunt reprezentate prin :

- existența rezervorului inferior – acumularea Tarnița cu NNR : 521,50 mdM și niv.min.expl. : 514,00 mdM;
- existența platoului Lăpușești la cota medie 1070 mdM pe versantul stâng al râului Someșul Cald adiacent acumulării existente Tarnița, platou adecvat realizării rezervorului superior (acumularea Lăpușești);
- posibilitatea obținerii unei căderi brute de cca. 550 m între rezervorul superior și rezervorul inferior ;
- puterea instalată totală $P_i = 1000$ MW prevăzută a fi instalată în două etape:
 - etapa I, orizontul de timp 2016 – 2020, punerea în funcțiune a două grupuri reversibile de 250 MW rezultând o putere instalată de 500 MW;
 - etapa II, orizontul de timp 2021 – 2025, punerea în funcțiune a încă două grupuri reversibile de 250 MW rezultând o putere instalată totală în CHEAP Tarnița - Lăpușești de 1000 MW;
- cantitatea de energie generată în modul generator de: 1625 GWh /an;
- cantitatea de energie generată în modul de pompare: 2132 GWh / an;
- coeficientul de transformare: 0,76.

Rezervorul superior are volumul de 10 mil. m³ și se realizează pe platoul Lăpușești. S-a optat pentru varianta de funcționare cu pompaj săptămânal (în week end).

Bazin inferior pentru CHEAP Tarnița - Lăpușești va fi lacul de acumulare Tarnița, cu un volum total de cca. 70,3 milioane m³.

Racordarea la sistemul energetic național a CHEAP Tarnița – Lăpușești se va face prin două linii electrice aeriene (LEA) de 400 kV:

- LEA 400 kV dublu circuit CHEAP – Mintia (145 km);
- LEA 400 kV dublu circuit CHEAP – Gădălin (40 km).

Investiția totală este de 1.163,625 mil. € din care stația electrică și liniile electrice de transport a energiei la tensiunea de 400 kV au valoarea de 135 mil. €.

Valoarea foarte mare a investiției pentru realizarea acestei lucrări a făcut dificilă găsirea unor investitori. Pe de altă parte, durata mare de execuție a unei asemenea lucrări (7 ani pentru etapa I) ar prelungi foarte mult termenul până când această lucrare ar urma să intre în funcțiune.

Acestea sunt motivele pentru care s-au căutat în ultimii ani și alte posibilități de construcție a unor CHEAP-uri. Experiența altor țări ne-a fost foarte utilă.

De când s-a întocmit primul studiu de fezabilitate pentru CHEAP Tarnița - Lăpușești și această lucrare a fost introdusă în „Strategia energetică a României” s-au construit în străinătate multe centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj.

În zona alpină a Europei, și în mod special în Austria, puterea instalată în centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj a crescut an de an ajungând în prezent ca aceasta să depășească 5000 MW.

Având în vedere că în Europa, după țările alpine, România este țara care are importante locații pentru centrale de acest tip, considerăm că interesul pentru realizarea unor centrale cu acumulare prin pompaj este justificat, stocajul energiei adăugând valoare surselor regenerabile.

Dacă analizăm amplasarea locațiilor câmpurilor de CEE de la noi din țară observăm că zona Dobrogei a fost practic saturată de câmpuri de centrale eoliene. Unele sunt deja puse în funcțiune iar altele sunt în stadiu final. S-au executat și s-au pus în funcțiune CEE și în zona Brăila, Galați, Vaslui, Vrancea, Iași și unele cu puteri mai mici chiar spre nordul Moldovei.

Repartizarea pe teritoriul țării a surselor regenerabile la data de 15 decembrie 2014 este prezentată în figura 3, pentru centralele eoliene, și respectiv, în figura 4, pentru centralele fotovoltaice.

Funcționarea intermitentă și imprevizibilă a surselor de energie regenerabilă, în special a centralelor eoliene care dețin ponderea cea mai mare, poate fi evidențiată dacă observăm aportul acestora în totalul puterii produse în diferite perioade.

În figura 5 este prezentată situația în timp real a SEN la ora 17:55:35 din data de 16.12.2014. Se observă că puterea produsă în centralele eoliene a atins atunci valoarea de 1310 MW.

Am selectat din baza de date realizată de CN Transelectrica SA situația în timp real a SEN de la ora 10:49:57 din data de 21-11-2014. Puterea produsă în CEE avea atunci valoarea de 2530 MW. Sunt mai multe zile, la diferite ore, când puterea debitată în SEN din CEE a fost foarte apropiată de 0 (zero) MW.

Se observă și din hărțile prezentate în continuare (fig.3 - 5) că în zona Moldovei sunt amplasate cele mai multe câmpuri de centrale electrice eoliene. Mi se pare normal ca și instalațiile de stocare a energiei să se găsească, cu preponderență, tot în această zonă.

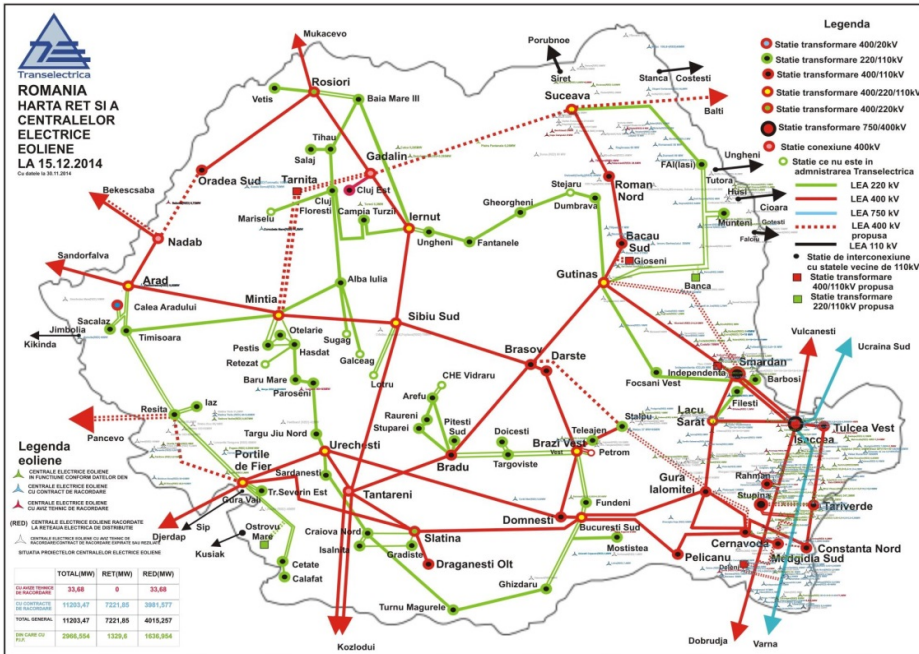


Fig. 3

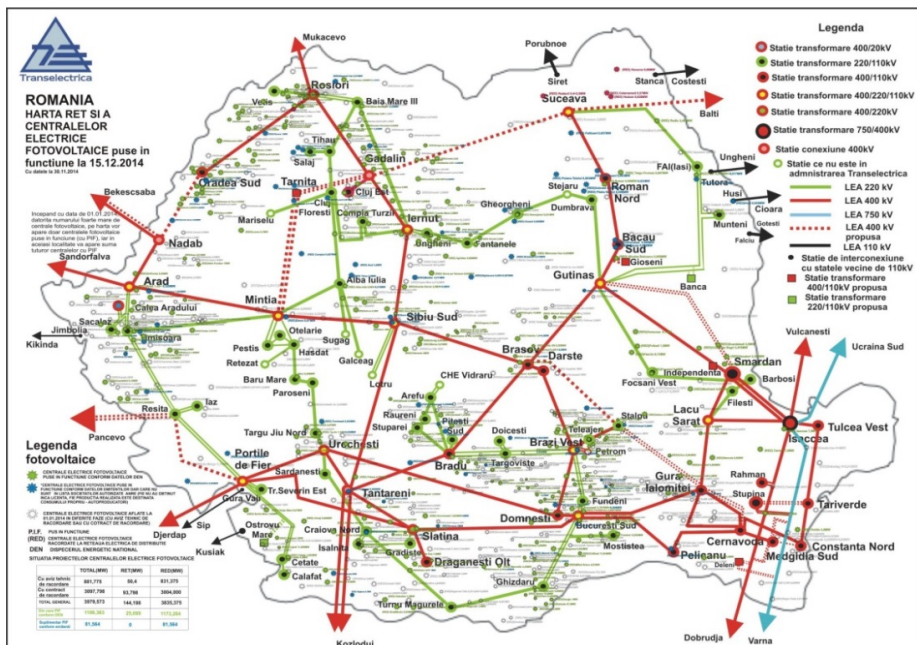


Fig. 4

Rezervorul superior se va amplasa pe un platou de pe dealul Frasin, la cota 1022 mdM, și va avea un volum de circa 3 milioane m³ de apă. S-a optat pentru varianta de funcționare cu pompaj zilnic (noaptea).

Având în vedere că cea mai mică cotă de exploatare a apei în lacul de acumulare de la Bicaz este de cca. 520 mdM rezultă că se poate asigura o diferență de nivel de circa 500 m. Puterea instalată în CHEAP Frasin – Pângărați nu poate depăși valoarea de 300 MW având în vedere că în stația Stejaru, prin care se evacuează puterea hidrocentralei de la Bicaz, nu este ajunsă încă tensiunea de 400 kV. De aceea, din analiza regimului de funcționare în nodul Stejaru, a rezultat că 300 MW este limita superioară a puterii ce poate fi instalată în condițiile actuale.

CHEAP Frasin – Pângărați ar urma să fie echipată două grupuri reversibile de 157 MW fiecare, rezultând o putere instalată totală de 314 MW. Racordarea la Sistemul Energetic Național a CHEAP Frasin - Pângărați se va putea face prin LEA de 220 kV Stejaru – Gheorghieni. Reconductorarea acestei linii se va face oricum.

Construirea unei linii de 400 kV (cea mai scurtă linie ar fi Stejaru - Roman) ar mări valoarea investiției cu cca. 40 milioane €. Durata de execuție a lucrării se apreciază a fi de 4 ani. Dacă luăm în considerare că investiția specifică este de 1 milion €/MW instalat, rezultă că investiția totală va fi de ≈ 300 milioane €.

Un alt amplasament posibil, dar pentru o CHEAP de putere de maximum 150 MW, ar putea fi pe râul Siret, la Călimănești. Bazinul inferior ar fi în acest caz lacul de acumulare al hidrocentralei de la Călimănești. Este necesar să se facă foraje și un studiu geologic complet al dealului Călimănești, pe care ar urma să se construiască bazinul superior deoarece pământul în această zonă este argilos - spongios. Abia după aflarea rezultatelor geologice se va putea lua o hotărâre pentru acest amplasament.

5.3. Amplasamente posibile pentru CHEAP-uri în zona Măcin – Cernavodă

Există un studiu de prefizabilitate întocmit de ISPH București pentru un CHEAP în zona Măcin – Cernavodă. Acest CHEAP ar urma să preia apa (bazinul inferior) din fluviul Dunărea și să o pompeze în golul de sarcină într-un bazin superior pe Dealul Măcinului. Puterea instalată în această centrală poate ajunge, conform studiului, la 500 MW. Este greu de găsit un amplasament favorabil din punct de vedere economic pentru realizarea unui asemenea CHEAP aici datorită în principal distanței mari dintre cursul de apă al fluviului Dunărea și locul posibil de amplasare al bazinului superior.

Un amplasament mult mai favorabil se găsește, în această zonă, pe Canalul Dunăre-Marea Neagră în dreptul localității Cernavodă, unde Institutul de Studii și Proiectări Hidroenergetice (ISPH) a analizat posibilitatea construirii unui CHEAP care să preia apa din canal (bazin inferior), să o pompeze până la o înălțime de cca. 100 m (care reprezintă diferența de nivel până la bazinul superior) și să se realizeze astfel un CHEAP cu puterea cuprinsă între 100 și 150 MW.

Această centrală este oportună și necesară atât pentru acumularea în golurile de sarcină ale SEN a energiei verzi produse de centralele eoliene din Dobrogea, care deține ponderea în totalul energiei produse în prezent din această sursă, cât și a energiei care va fi produsă în grupurile de la centrala nucleară de la Cernavodă. Administrația Canalului Dunăre – Marea Neagră și-a dat acordul pentru realizarea acestei lucrări.

5.4. Un alt amplasament posibil: Colibița

Pe versantul vestic al Carpaților Orientali, în apropierea lacului de acumulare al hidrocentralei de la Colibița, poate fi construită CHEAP Colibița. Amplasată în județul Bistrița Năsăud, în localitatea Colibița, zona Poiana Calului – Sub Deal, centrala va putea ajunge la o putere de cca. 200 MW. Nici în această zonă nu au ajuns încă linii cu tensiunea de 400 kV și perspectiva ca să apară este îndepărtată.

La obiectivul „LEA 400 kV Suceava – Vatra Dornei – Gădălin”, prevăzut în Planul de perspectivă al RET, întocmit de C.N. Transelectrica S.A., urmează să se înceapă lucrările abia după anul 2020 iar punerea în funcțiune să se realizeze abia în anii 2023 – 2024.

Valoarea totală a investiției CHEAP Colibița ar putea ajunge la \approx 200 milioane €.

Mai sunt în țară și alte amplasamente, majoritatea în apropierea lacurilor de acumulare, pentru construcția de CHEAP-uri. Până la ora actuală însă, nici statul și nici investitorii privați nu au început practic lucrări de acest gen și aceasta, în primul rând, datorită cheltuielilor mari pe care le presupune o asemenea investiție. Au contribuit, alături de cheltuielile mari, și opoziția proprietarilor, administratorilor sau concesionarilor lacurilor de acumulare care pot îndeplini rolul de bazin inferior, care doresc ca numai ei să poată finanța asemenea lucrări fără însă să aibă fondurile necesare. A contribuit, de asemenea, la această situație și birocrăția excesivă din domeniul investițiilor în general.

6. FACILITĂȚI PENTRU STIMULAREA INVESTIȚIILOR ÎN CENTRALELE HIDROELECTRICE CU ACUMULARE PRIN POMPAJ

Apreciind, pe bună dreptate, că sunt necesare măsuri care să faciliteze realizarea lucrărilor în instalațiile de stocare a energiei și, în mod special, în CHEAP-uri, guvernul României a emis în data de 20 august 2014 Ordonanța Guvernului nr. 28. Prezentăm în continuare un extras din această ordonanță.

– La **art. 5** – (1) Investitorii care construiesc CHEAP au dreptul să procedeze, în condițiile legii, la scoaterea definitivă sau, după caz, temporară, din fondul forestier național, respectiv din circuitul agricol, a terenurilor forestiere, a terenurilor agricole și a pășunilor, care sunt necesare realizării CHEAP.

(2) Scoaterea, definitivă ori temporară, a terenurilor necesare pentru realizarea CHEAP, din circuitul agricol și, respectiv, din fondul forestier național, se exceptează de la plata taxelor prevăzute la art. 14 din Legea nr. 255/2010 privind exproprierea pentru cauză de utilitate publică, necesară realizării unor obiective de interes național, județean și local, cu modificările și completările ulterioare.

– La **art. 6** – (1) Energia electrică consumată de CHEAP în procesul de funcționare în regim de pompaj, în scopul stocării energiei electrice în rezervorul superior al unei CHEAP, constituie un consum propriu tehnologic al acesteia.

(2) Consumul propriu tehnologic de energie electrică al CHEAP, potrivit alin (1), nu se include în cantitatea de energie electrică pentru care se stabilește obligația de achiziție de certificate verzi potrivit art. 8, alin (1) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare.

(3) Consumul propriu tehnologic de energie electrică al CHEAP, potrivit alin (1), nu se include în cantitatea de energie electrică pentru care se stabilește obligația de plată a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, cu modificările și completările ulterioare.

– La **art. 7** – (1) Prin stocarea energiei electrice în rezervorul superior al unei CHEAP, ca efect al funcționării în regim de pompaj, operatorul unei CHEAP nu dobândește calitatea de consumator final și se exceptează de la plata tarifului pentru serviciul de transport, respectiv componenta de extragere de energie electrică din rețea, și a tarifului pentru serviciul de sistem, prevăzute de reglementările legale, pentru energia consumată în regim de pompaj.

(2) La reintroducerea energiei electrice în SEN, ca efect al funcționării în regim de turbinare, cu transferul apei în rezervorul inferior, operatorul unei CHEAP se exceptează de la plata tarifului pentru serviciul de transport, respectiv a componentei de introducere de energie electrică în rețea, prevăzută de reglementările legale, pentru energia reintrodusă în SEN.

(3) Operatorul CHEAP plătește o taxă specială stabilită și aprobată de către ANRE, destinată acoperirii costurilor privind întreținerea rețelei aferente racordării CHEAP la rețeaua electrică de transport și a costurilor generate de către consumul propriu tehnologic, induse suplimentar în rețeaua electrică de transport de către funcționarea CHEAP.

– La **art. 8** – (1) În vederea realizării unei investiții noi în CHEAP, prin utilizarea drept rezervor inferior a unei acumulări deja existente, aflată în domeniul public de interes național potrivit legii, dreptul de folosință al acumulării și al resursei de apă se acordă prin hotărâre a Guvernului, inițiată de către autoritatea publică centrală în al cărei inventar al domeniului public se află înregistrată acumularea existentă, la solicitarea investitorului interesat.

(3) Operatorul CHEAP este exceptat de la obligațiile de plată specifice de gospodărire a resurselor de apă, prevăzute la art. 4 alin. (3) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr.107/2002 privind înființarea Administrației Naționale „Apele Române”, cu modificările și completările ulterioare, pentru apa utilizată în procesul ciclic de pompaj/turbinare.

– La **art. 9** – (1) Conținutul cadru al convenției de exploatare prevăzute la art. 8 alin. (1) și procedura de încheiere a acesteia se reglementează prin hotărâre a Guvernului, la propunerea autorității publice centrale cu atribuții de reglementare în domeniul energiei, cu avizul Consiliului Concurenței.

(2) Obligațiile financiare care se stabilesc în sarcina operatorului CHEAP prin convenția de exploatare nu vor putea depăși nivelul unei cote părți din costurile legate de exploatarea amenajării și al eventualelor diminuări de venituri suportate de titularul dreptului de administrare, de concesiune sau de folosință, după caz, al resurselor de apă din rezervoarele inferioare, ca efect al operării CHEAP, stabilite conform hotărârii Guvernului prevăzută la alin. (1).

– La **art. 13**– Măsurile de încurajare a investițiilor prevăzute de prezenta ordonanță, care conțin elemente de ajutor de stat pentru investiții, respectiv pentru operare, vor fi puse în aplicare după notificarea acestora la Comisia Europeană și obținerea unei decizii favorabile din partea acesteia.

Sperăm că răspunsul de la Uniunea Europeană va fi pozitiv.

Cu atât mai mult vor fi benefice aceste facilități cu cât, prin măsurile de creștere a eficienței energetice care se vor lua de acum înainte ținând cont și de prevederile Legii privind eficiența energetică adoptată la 1 august 2014, consumul de energie total în România nu va crește sensibil ci, dimpotrivă, se va reduce sau se va menține aproximativ stabil. Aceasta va face ca să crească ponderea energiei produse în sursele regenerabile și va face din ce în ce mai oportune și mai necesare instalațiile de stocare a energiei verzi.

7. REZULTATELE ANALIZEI INDICATORILOR ECONOMICI – FACTOR DETERMINANT ÎN LUAREA HOTĂRÂRII DE FINANȚARE A INVESTIȚIILOR

Estimarea consumului de energie electrică (simularea curbelor de sarcină ale SEN pe următorii ani), a evoluției prețurilor la energia electrică și la serviciile tehnologice de sistem în perioada anilor de după punerea în funcțiune a CHEAP, este o sarcină dificilă dar obligatorie pentru o analiză profesionistă a indicatorilor economico-financiari. Cuantificarea costurilor generate de realizarea investiției este tot atât de importantă dar mai ușor de realizat.

Avem avantajul că, fiind țară membră a Uniunii Europene, putem afla estimările acestor date în celelalte țări membre.

Să vedem mai întâi care sunt elementele pe care ne putem baza calculele la ora actuală, ținând cont de atribuțiile fiecăruia dintre participanții la piața de energie. C.N. Transelectrica S.A. achiziționează STS de la producătorii de energie electrică în baza unei proceduri reglementate de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE). Practic, întreaga valoare a STS achiziționate de la producători (cu excepția componentei de energie activă pentru acoperirea pierderilor în RET) este refacturată de Transelectrica SA furnizorilor de energie electrică licențiați de ANRE care beneficiază în final de aceste servicii. Pentru acoperirea costurilor corespunzătoare contractelor pentru asigurarea STS precum și pentru acoperirea costurilor proprii de operare, operatorul de transport și de sistem (OTS) aplică tarifele reglementate pentru servicii de sistem.

În graficul din figura 6 este prezentată evoluția din ultimele 36 luni (situația la finele lunii mai 2014 – conform raport ANRE) a costurilor cu achiziția (reglementată și/sau prin mecanisme de piață) a serviciilor tehnologice de sistem suportate de CN Transelectrica SA.

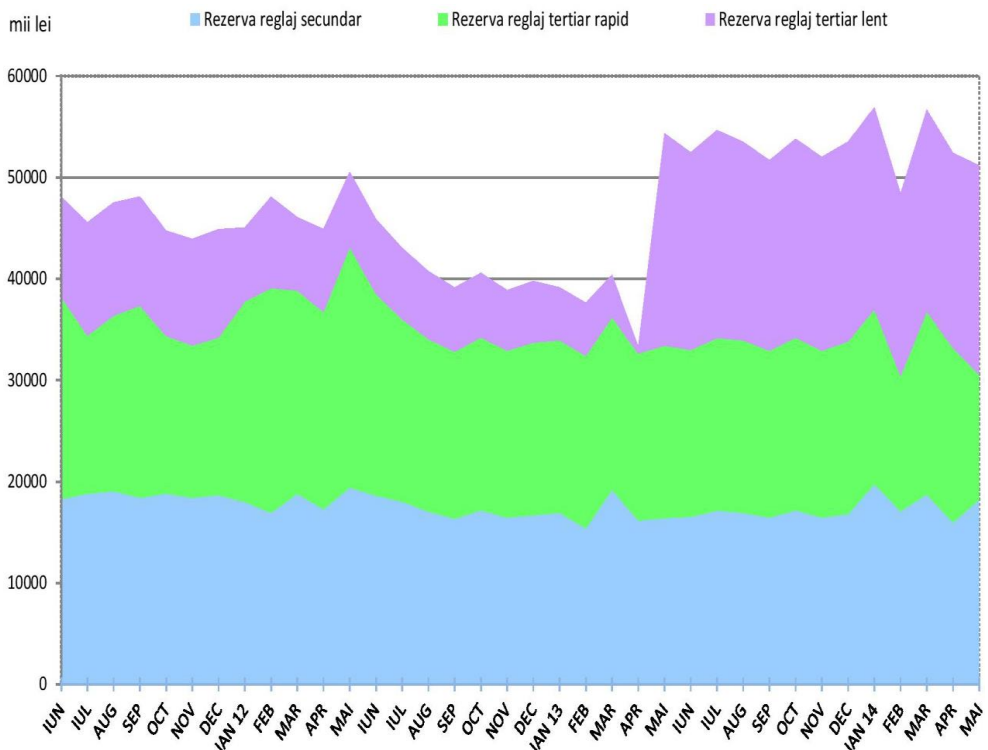


Fig. 6. Costurile cu achiziția (reglementată și/sau prin mecanisme de piață) a serviciilor tehnologice de sistem suportate de CN Transelectrica SA.

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA SA – prelucrare SMPE.

Tarifele reglementate pentru serviciile de sistem sunt cuprinse între 15 lei/MWh (la reglajul terțiar lent) și maxim 450 lei/MWh (pentru reglajul secundar). Pentru producătorii calificați valorile obținute prin aplicarea acestor tarife reprezintă venituri iar pentru CN Transelectrica SA reprezintă costuri.

În perioadele din timpul zilei când consumul de energie electrică este mic și centralele eoliene, în mod special, funcționează din plin deoarece viteza vântului este mare, apare în sistem un excedent de energie iar, dimpotrivă, atunci când consumul de energie este mare și nu funcționează nici centralele eoliene și nici cele fotovoltaice apare în sistem un deficit de energie electrică.

Decontările în piața de deficit sau de excedent se fac în piața de echilibrare. Atribuțiile organismelor care participă la piața de echilibrare sunt împărțite astfel: DEN dă comenzile de pornire-oprire a grupurilor; aceste comenzi de pornire și oprire a grupurilor din centrale se dau după criteriul „merit-order”; Organismul de măsură a energiei (OMEPA) face măsurările transferului de energie dintre instalațiile RET-RED și dintre RED+RED cu producătorii și consumatorii și transmite rezultatele Operatorului pieței de energie (OPCOM) care deține software-ul de decontare (fig.7).

Se observă că este o diferență foarte mare între prețurile de excedent și prețurile de deficit.

În afara contractelor pe care DEN le încheie cu anumiți furnizori pe piața reglementată, toți posibii alți furnizori de STS pot participa la piața de echilibrare făcând oferte (putere + preț) dacă sunt calificați de către compartimentul de specialitate al DEN.

La toate centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, chiar dacă aceste instalații sunt gândite pentru stocarea energiei verzi, analiza cost/beneficiu și a celorlalți indicatori economico-financiar a investiției, trebuie făcută în condițiile liberalizării totale a pieței de energie din România.

Aceasta înseamnă că, în afara veniturilor ce se obțin prin calificarea CHEAP-urilor în lista de furnizori de servicii tehnologice de sistem, aceste centrale obțin venituri din energia vândută pe piața de echilibrare (PE) și, de asemenea, din energia pe care o pot vinde prin participarea la piața pentru ziua următoare (PZU) și piața intra-zilnică ().

În orice moment, CHEAP-urile pot să intre pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU) și să genereze energie dacă se găsește un preț mai bun pe MWh. Acest lucru trebuie avut în vedere de operatorul centralei pentru a fi stipulat în contractul pe care îl încheie cu CN Transelectrica SA pentru furnizarea Serviciilor Tehnologice de Sistem.

Prețul energiei tranzacționate pe PZU diferă de la zi la zi, de la lună la lună. Avem la dispoziție graficul pentru întreaga lună noiembrie a.c. pe care îl prezentăm în figura 8, grafic din care rezultă prețul mediu de la începutul până la sfârșitul lunii.

Chiar și în timpul unei zile, prețul energiei tranzacționate pe PZU diferă de la oră la oră. Pentru a avea o imagine de ansamblu asupra variației prețului energiei pe PZU redăm în tabelul 8 rezultatele tranzacțiilor pe PZU din ziua de 10 decembrie 2014.

Preturi orare de decontare
luna Mai 2014

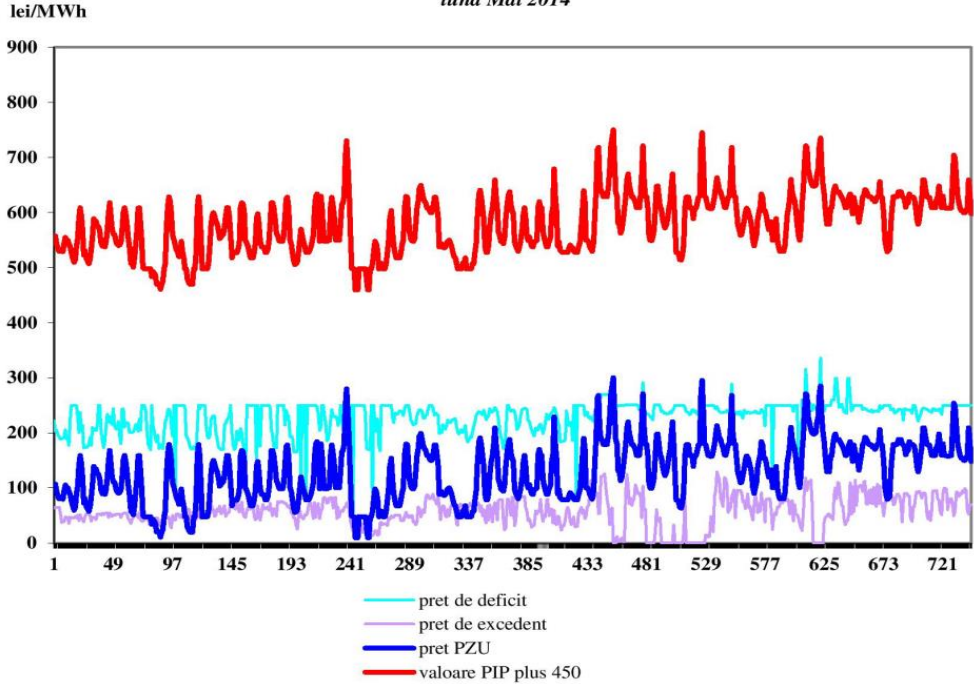
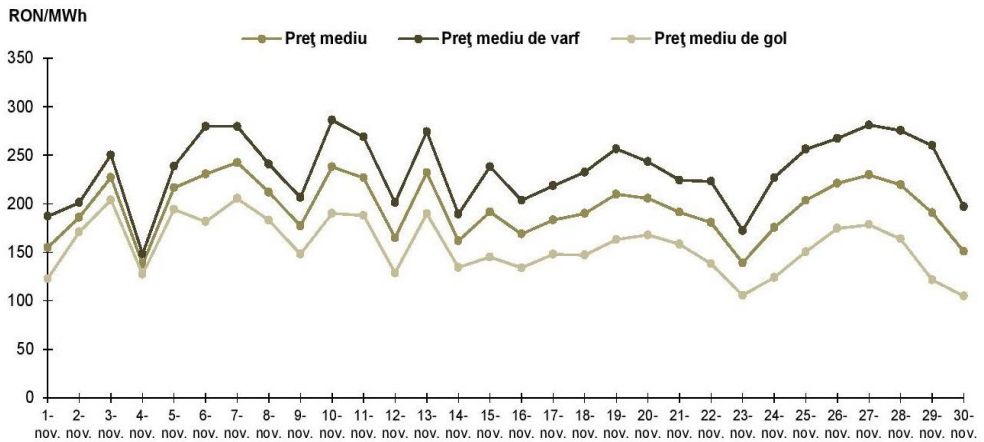


Fig. 7



| Prețuri stabilite pe Piața pentru Ziua Următoare (RON/MWh) | | Noiembrie 2014 |
|--|------------------------|-----------------------------|
| Preț mediu bază (1-24) | Preț mediu vârf (9-20) | Preț mediu gol (1-8, 21-24) |
| 195,34 | 234,32 | 156,47 |

Fig. 8. Evoluția zilnică a prețurilor medii pe PZU (bază, vârf și gol).
Sursa: Raport lunar OPCOM.

Tabelul 8

PIP și VolumTranzacționat pe PZU în 10.12.2014

| Zona de tranzacționare | Interval | ROPEX DAM_H [lei/MWh] | Volum tranzacționat [MWh] | Volum tranzacționat pe cumpărare [MWh] | Volum tranzacționat pe vânzare [MWh] |
|------------------------|----------|-----------------------|---------------------------|--|--------------------------------------|
| Romania | 1 | 49,00 | 2.933,4 | 2.899,4 | 2.933,4 |
| Romania | 2 | 48,00 | 2.864,6 | 2.830,6 | 2.864,6 |
| Romania | 3 | 48,00 | 2.857,8 | 2.823,8 | 2.857,8 |
| Romania | 4 | 47,71 | 2.808,2 | 2.808,2 | 2.546,6 |
| Romania | 5 | 48,00 | 3.008,2 | 3.008,2 | 2.644,6 |
| Romania | 6 | 74,31 | 3.386,3 | 3.386,3 | 3.030,1 |
| Romania | 7 | 126,59 | 3.735,6 | 3.735,6 | 3.644,3 |
| Romania | 8 | 168,42 | 3.958,1 | 3.958,1 | 3.754,8 |
| Romania | 9 | 228,00 | 4.108,4 | 4.108,4 | 4.099,8 |
| Romania | 10 | 238,00 | 4.112,0 | 4.078,0 | 4.112,0 |
| Romania | 11 | 228,00 | 4.007,4 | 3.973,4 | 4.007,4 |
| Romania | 12 | 219,00 | 3.949,7 | 3.915,7 | 3.949,7 |
| Romania | 13 | 209,09 | 3.942,5 | 3.942,5 | 3.913,4 |
| Romania | 14 | 206,00 | 3.887,6 | 3.887,6 | 3.818,2 |
| Romania | 15 | 198,00 | 3.805,9 | 3.805,9 | 3.745,8 |
| Romania | 16 | 206,00 | 3.852,5 | 3.852,5 | 3.757,6 |
| Romania | 17 | 271,00 | 3.900,0 | 3.866,0 | 3.900,0 |
| Romania | 18 | 271,00 | 3.914,3 | 3.880,3 | 3.914,3 |
| Romania | 19 | 268,00 | 3.816,3 | 3.782,3 | 3.816,3 |
| Romania | 20 | 268,00 | 3.697,4 | 3.663,4 | 3.697,4 |
| Romania | 21 | 228,00 | 3.542,2 | 3.508,2 | 3.542,2 |
| Romania | 22 | 180,00 | 3.222,8 | 3.188,8 | 3.222,8 |
| Romania | 23 | 198,00 | 3.164,8 | 3.131,7 | 3.164,8 |
| Romania | 24 | 139,00 | 3.153,0 | 3.153,0 | 2.889,5 |

Sursa : OPCOM

Dacă în intervalul orar 0:00 și 5:00 avem cel mai mic preț pentru 1 MWh și anume 49 lei/MWh se observă că la polul opus, respectiv în intervalul orar 16:00 – 18:00, prețul pentru 1 MWh crește până la valoarea de 271 lei.

Momentul luării hotărârii de a livra energia pe PZU este deci deosebit de important.

Analiza cost/beneficiu trebuie să țină cont de evoluția prețurilor atât pentru serviciile tehnologice de sistem cât și de evoluția prețurilor pe piețele PZU și PE, pentru perioadele când CHEAP-ul va funcționa !

Asemenea previziuni sunt greu de făcut deoarece de la data hotărârii de a se finanța lucrarea și până la data preliminară pentru punerea în funcțiune trec, de regulă,

minimum patru+cinci ani. Aceasta înseamnă că trebuie să estimăm pe ce prețuri vom conta începând cu peste cinci ani cel puțin, pentru următorii 15 – 20 de ani !

Avem marele avantaj că evoluția tuturor categoriilor de prețuri se vor apropia în timp de prețurile din celelalte țări ale Uniunii Europene, odată cu înfăptuirea dezideratului de avea o piață unică de energie în Europa. Vom avea și o piață unică pentru serviciile tehnologice de sistem.

Țara noastră a semnat cu mai bine de doi ani în urmă la memorandumul de aderare la piața țărilor central europene pentru serviciile tehnologice de sistem. În afara acestor probleme, care țin de analiza preliminară a indicatorilor economico-financiari, în calea realizării centralelor cu acumulare prin pompaj sunt o serie întreagă de bariere greu de învins generate de faptul că aceste lucrări se construiesc în zone de munte, deci zone împădurite și sunt necesare multe aprobări și avize a căror obținere durează foarte mult. Numai avizul de mediu are de parcurs etape care însumează minimum doi ani ! În plus, foarte greu se înțelege de unele organisme că centralele cu acumulare prin pompaj au un specific aparte: atunci când aceste centrale consumă energie electrică pentru pomparea apei în bazinul superior, ele nu pot fi asimilate cu un consumator final de energie în accepțiunea Legii 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, completată și modificată prin Legea 127/2014.

Consumul de energie se face la aceste centrale pentru ca ele să poată produce energie și nu alte produse. Consider că nu trebuia să se ajungă ca prin Ordonanță a Guvernului să se reglementeze această chestiune. Ca energeticieni, această interpretare era obligatorie și pentru CHEAP Tarnița – Lăpuștești și pentru oricare din centralele similare din țară, indiferent cine este investitorul !

Dacă răspunsul de la Comisia Europeană referitor la prevederile Ordonanței Guvernului nr. 28/20.08.2014 va fi unul pozitiv, atunci cheltuielile investitorilor care vor dori să finanțeze lucrări în CHEAP-uri se vor reduce. Vor scădea, pe de o parte, valoarea propriu zisă a lucrărilor de investiții și, de asemenea, se vor reduce cheltuielile de exploatare, adică acele cheltuieli care se vor face după data punerii în funcțiune. Ambele capitole de cheltuieli se iau în calcul la analiza cost/beneficiu. Scrie în Ordonanță că atunci când între investitor și administratorul bazinului inferior nu se ajunge la înțelegere privind cota parte de cheltuieli ce revine operatorului CHEAP, guvernul este cel care va aproba cuantumul acestor cheltuieli.

Aici este un loc unde guvernul are posibilitatea să scurteze durata negocierilor dar în același timp să hotărască ca suma care va fi luată în calculul cheltuielilor de exploatare să fie rezonabilă. Aceste cheltuieli trebuie să fie limitate la un procent foarte mic din totalul cheltuielilor pe care le are hidrocentrala deservită lacul de acumulare.

Indicatorii de eficiență se vor putea calcula cu elementele care le-am prezentat mai sus. Se va putea astfel afla venitul net actualizat (VNA), rata internă de rentabilitate (ri) și raportul Beneficiu/Cost (B/C). Dacă valoarea investiției se menține sub 1 milion € / MW instalat atunci durata de recuperare a investiției, element principal de eficiență care îl interesează pe orice investitor, se va putea situa în zona de sub 10 ani.

Regimul concurențial invocat și în Ordonanța Guvernului nr. 28/20.08.2014 înseamnă eliminarea oricărei diferențe de tratament între un investitor privat și statul ca investitor. Consider că facilitățile prevăzute în această ordonanță sunt toate logice și sunt convins că dacă erau în vigoare mai de demult aveam până acum în România, în funcțiune, centrale cu acumulare prin pompaj cu o putere de cel puțin 500 – 600 MW.

Sunt multe lucrări pregătitoare terminate pentru începerea unor asemenea investiții și măcar acum trebuie să înceapă construcția lor.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Dan Stematiu. *Amenajări hidroenergetice*, Editura CONSPRESS, București, 2008.
- [2] * * * *Situația în timp real a SEN/generare date și grafic cu producția, consumul și soldul SEN* – Dispecerul Energetic Național, CN Transelectrica SA (informații accesibile pe www.transelectrica.ro)
- [3] * * * *Integrarea în SEN a centralelor electrice din surse regenerabile* (situația la data de 15 decembrie 2014 a centralelor eoliene, respective, a centralelor fotovoltaice) întocmită de CN Transelectrica SA (informații accesibile pe www.transelectrica.ro)
- [4] * * * *Strategia Energetică a României pentru perioadele 2007 – 2020 și 2011 – 2035*” elaborată de Ministerul Economiei și disponibilă pe <http://www.minind.ro/>
- [5] * * * *Procedura operațională calificarea furnizorilor de servicii tehnologice de sistem* COD: TEL - 07 V OS-DN/154, elaborată de CN Transelectrica SA și avizată de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
- [6] * * * Raport ANRE monitorizare piață – luna mai 2014 – ultimul raport lunar disponibil la data întocmirii prezentului material pe www.anre.ro
- [7] * * * Raport lunar OPCOM întocmit pentru luna noiembrie 2014 disponibil pe www.opcom.ro
- [8] * * * Fișa de prezentare a proiectului de investiție CHEAP TARNIȚA – disponibilă pe site-ul Ministerului Economiei www.minind.ro
- [9] * * * Planul de perspectivă al RET, întocmit de C.N. Transelectrica S.A. – disponibil pe site-ul <http://www.transelectrica.ro/web/tel/plan-perspectiva>
- [10] Ovidiu Mustață. *Necesitatea și oportunitatea realizării de centrale hidro-electrice cu acumulare prin pompaj*, Masa rotundă organizată în luna iunie 2012, la Suceava, de Institutul Național Român pentru studiul amenajării și folosirii surselor de energie.
- [11] Ovidiu Mustață. *Regimul de funcționare a instalațiilor de stocare a „energiei verzi” și analiza tehnico-economică a investițiilor în acest domeniu*, Simpozionul Electrical Engineering and Energy Converters, organizat în luna septembrie 2013, la Suceava, de Facultatea de Inginerie Electrică și Știința Calculatoarelor de la Universitatea „Ștefan cel Mare” din Suceava.